

福島第一原子力発電所 1～3 号機の
炉心・格納容器の状態の推定
と未解明問題に関する検討
第 6 回進捗報告

2022 年 11 月 10 日

東京電力ホールディングス株式会社

目次

1. はじめに	1
1. 1. これまでの取組み	1
1. 2. 安全対策の継続的な改善	1
1. 3. 福島第一原子力発電所事故の包括的な分析	1
1. 4. 本報告書について	2
2. 地震・津波の発生とその影響	6
2. 1. 地震の発生とその影響に関する検討課題の抽出	6
2. 2. 津波の発生とその影響に関する検討課題の抽出	7
2. 3. 地震・津波に関する検討結果	8
2. 3. 1. 福島第一原子力発電所への津波の到達時間について	8
2. 3. 2. 津波による非常用交流電源喪失についての追加検討	8
2. 3. 3. その他の検討	8
2. 4. 地震・津波に関する検討のまとめ	8
3. 1号機の事故進展に関する検討	9
3. 1. 検討の進め方	9
3. 2. 1号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出	9
3. 2. 1. 地震から津波到達まで	9
3. 2. 2. 津波到達から原子炉水位低下まで	10
3. 2. 3. 原子炉水位低下から格納容器圧力上昇まで	12
3. 2. 4. 格納容器圧力上昇から格納容器ベント操作まで	13
3. 2. 5. 格納容器ベント操作から原子炉建屋爆発まで	14
3. 2. 6. 原子炉建屋爆発から3月18日まで	15
3. 2. 7. その他	16
3. 3. 1号機の抽出された課題に対する検討結果	20
3. 3. 1. 地震の影響について	20
3. 3. 2. 消防車の注水に関する検討	20
3. 3. 3. 消防車の注水量に関する検討	21
3. 3. 4. 水位計の挙動から推測する事故進展の検討	21
3. 3. 5. 1号機非常用復水器における除熱に関する検討	21
3. 3. 6. 溶融燃料の炉心下部への移行挙動	22
3. 3. 7. 1号機 RCW 配管の高線量汚染の原因の推定について	22
3. 3. 8. 1号機原子炉建屋で発生した水素爆発に関する検討	23
3. 3. 9. 空間線量率モニタリングデータに基づく1号機事故進展挙動の推定	23
3. 3. 10. 1号機原子炉建屋1階南東エリアで観測された高線量率の原因の推定	24

3. 3. 1 1.	その他の検討.....	24
3. 4.	1号機のまとめ.....	24
4.	2号機の事故進展に関する検討.....	25
4. 1.	検討の進め方.....	25
4. 2.	2号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出.....	25
4. 2. 1.	地震から津波到達まで.....	25
4. 2. 2.	津波到達から原子炉水位上昇まで.....	25
4. 2. 3.	原子炉水位上昇から RCIC 停止まで.....	26
4. 2. 4.	RCIC 停止から SRV による強制減圧まで.....	27
4. 2. 5.	SRV による強制減圧から格納容器圧力の低下開始まで.....	28
4. 2. 6.	格納容器圧力の低下開始から 3 月 18 日まで.....	30
4. 2. 7.	その他.....	31
4. 3.	2号機の抽出された課題に対する検討結果.....	36
4. 3. 1.	RCIC の直流電源喪失時の挙動について.....	36
4. 3. 2.	津波到達後の RHR の系統の状況について.....	36
4. 3. 3.	RCIC 停止後の格納容器圧力の低下について.....	36
4. 3. 4.	燃料溶融シナリオの推定、及び、中性子検知について.....	37
4. 3. 5.	水素リッチな蒸気が S/C に放出された場合の影響に関する検討.....	37
4. 3. 6.	原子炉減圧後の原子炉圧力の上昇について.....	37
4. 3. 7.	15 日に観測された CAMS の指示値急上昇に関する検討.....	38
4. 3. 8.	2号機 14, 15 日に測定された CAMS 測定値から推定する FP 移行挙動について.....	38
4. 3. 9.	炉心損傷後の SRV の動作について.....	38
4. 3. 10.	2号機圧力抑制室の水位変化と温度変化について.....	39
4. 3. 11.	2号機の水位計挙動に基づく原子炉水位の推定.....	39
4. 3. 12.	2号機の原子炉補機冷却水系に高線量率が観測されなかったことの原因の推定.....	40
4. 3. 13.	3月15日午前中における2号機格納容器圧力について.....	40
4. 3. 14.	2号機3月14日21時以降のS/C圧力計の挙動について.....	41
4. 3. 15.	Mark-I 格納容器の炉心損傷割合の評価手法について.....	41
4. 3. 16.	その他の検討.....	42
4. 4.	2号機のまとめ.....	42
5.	3号機の事故進展に関する検討.....	43
5. 1.	検討の進め方.....	43
5. 2.	3号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出.....	43
5. 2. 1.	地震から津波到達まで.....	43

5. 2. 2.	津波到達から RCIC 停止まで	43
5. 2. 3.	RCIC 停止から HPCI 停止まで	45
5. 2. 4.	HPCI 停止から原子炉圧力の減圧まで	45
5. 2. 5.	原子炉圧力の減圧から原子炉建屋爆発まで	47
5. 2. 6.	原子炉建屋爆発から 3 月下旬まで	48
5. 2. 7.	その他	50
5. 3.	3号機の抽出された課題に対する検討結果	54
5. 3. 1.	3月13日の9時頃に発生した3号機の減圧挙動について	54
5. 3. 2.	燃料溶融シナリオの推定、及び、中性子検知について	54
5. 3. 3.	RCIC の停止原因について	55
5. 3. 4.	3月20日前後に観測された線量上昇に関する検討	55
5. 3. 5.	3/11～3/12の3号機の格納容器圧力の上昇要因について	55
5. 3. 6.	3号機格納容器からの漏えいと大量の蒸気放出について	56
5. 3. 7.	3号機の水位計挙動に基づく原子炉水位の推定	56
5. 3. 8.	3号機ベントガスの4号機への回り込みに関する検討	57
5. 3. 9.	3号機圧力抑制室水位にかかる検討	57
5. 3. 10.	3号機原子炉減圧後の事故進展について	58
5. 3. 11.	3号機 RCIC 運転中のプラント状態の検討	58
5. 3. 12.	その他の検討	58
5. 4.	3号機のまとめ	58
6.	サンプルの分析に基づく事故進展の推定	60
7.	1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定	61
7. 1.	1号機の炉心・格納容器の状態について	61
7. 2.	2号機の炉心・格納容器の状態について	62
7. 3.	3号機の炉心・格納容器の状態について	63
8.	安全対策との関係	68
8. 1.	イベントツリー分析について	68
8. 2.	安全対策の考え方	69
9.	まとめ	70
10.	補足（本報告書における O.P.表記の取扱いについて）	70
	参考文献	71
	別冊資料一覧	72
	添付資料一覧	72

1. はじめに

1. 1. これまでの取り組み

平成23年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震、及び津波により、福島第一原子力発電所においては、設計基準事象を大幅に超え、かつ、アクシデントマネジメント策の整備において想定していた多重故障の程度をも超えた状態となった。そのため、「止める」ことには成功したが、「冷やす」に関連する機能を喪失し、1号機から3号機がシビアアクシデントに至った。

この事故を経験し、また、事故を未然に防げなかった当社は、当事者として福島第一原子力発電所の事故の全容を明らかにし、原子力発電プラントの安全性をより向上させていく責務がある。すなわち、当社が原子力発電事業者として今後も継続して事業を進めて行くには、全社的に安全性向上に取り組んでいく必要があるが、特にその中でも、事故進展挙動について解明の努力を継続すること、それらを踏まえ、原子力発電プラントに対し更なる安全性向上のための対策を継続的に実施していくことは重要である。

これまで実施してきた活動^{*1)}により、シビアアクシデントに至る主な事故進展挙動を整理し、そこから得られた知見を柏崎刈羽原子力発電所の安全性向上策として反映している。(図1 イベントツリー分析^{*2)}による1~3号機の事故進展の評価結果参照(詳細は8.1))

1. 2. 安全対策の継続的な改善

現在、柏崎刈羽原子力発電所で採用した安全対策は、地震・津波による機能喪失を防ぐための対策、同様な安全機能を有する他の機器をバックアップとして導入し多重性・多様性を増加させる対策、を中心に安全機能の厚みを増すための対策となっており、着実に安全性の向上を図っている。

安全機能に注目した安全対策は、追加の手段によって安全性の厚みを増加させる対策が主流となる。そのため、採用された安全対策が妥当であるか、安全対策が津波に限らない幅広い要因に対しても十分性があるかについて常に検討し、安全性向上のための努力を継続していく必要がある。当社では、安全性向上のための対策を社員から広く募る「安全向上提案力強化コンペ」を実施するなど、継続的に取り組んでいる。

1. 3. 福島第一原子力発電所事故の包括的な分析

一方、例えば2号機の原子炉隔離時冷却系(RCIC)の機能が喪失した原因が判明していないことや、事故時の観測事実を一部説明できない点があるなどの、未解明課題がある。地震・津波についても、史上最大規模のものが当該地域で発生したこと、巨大津波を引き起こしたメカニズムなど、学术界による解明が

期待されるような課題もある。

例えば、安全機器の機能喪失の原因が判明すると、既存設備の機能維持・安全性向上のための知見を増加させることができる。また、福島第一原子力発電所の廃炉に向け、燃料取出しや汚染水発生の抑制は重要課題であり、これらの課題を解決していくためには、原子炉・格納容器の破損状況、溶融した燃料の状態を把握することが不可欠である。なお、直接的に事故進展に関連しない課題であっても、検討を実施した結果、安全性向上に寄与する結論を見いだせる可能性があることから、課題の抽出は幅広い観点から実施する必要がある。

したがって、福島第一原子力発電所の事故における未解明課題について、解明のための検討を実施していくことは当社の重要な責務である。なお、今回の報告書発行以前においても、これら未解明問題について、継続的に検討を実施^{[1][2][3][4][5][6]}してきたところであり、また、原子力安全改革プラン進捗報告書でも、その内容の紹介と今後も継続して検討を進めていく方針を示している。

1. 4. 本報告書について

本報告書は、当社の福島原子力事故調査報告書^[7]でまとめられたデータや調査結果を基に、現時点で検討が必要な課題として整理した、1～3号機の炉心・格納容器の状態に直接的・間接的に関係する約50件の課題^{*3)}を体系的に整理し、その結果を提示することを目的とするものである。

本報告書では、まずは未解明問題をリスト化して提示し、今後取り組むべき課題を明確化する。現時点までに検討が完了したものについては、本報告書に検討結果を収録するが、検討が未完の課題については継続的に検討し、完了したものから順に、その結果を報告書に追補する形で、取り纏めていくことを予定している。また、検討項目は必要に応じ追加、削除する。

第3、4、5、6回報告書では、第1回報告書にて提示された未解明問題について、株式会社テプコシステムズから提案を受け、共同にて実施した検討結果をとりまとめ、添付資料1-6、2-9、2-14、3-7、3-9、3-11、3-12として掲載した。さらに、未解明問題（2号機-9「2号機ラプチャディスク作動の有無」）の解明のための調査として、2号機タービン建屋内のSGTS室内の線量分布の調査を実施した。

なお、この報告書は福島第一原子力発電所事故の事故進展（平成23年3月末程度まで）に関わる、幅広い範囲の課題を抽出しているものの、発電所外への放射性物質の放出に関する課題については、事故進展の理解に資するものに限定^{*4)}している。

※1) 1～3号機の炉心・格納容器の状態に関するこれまでの経緯

当社は、平成24年6月20日に、「福島原子力事故調査委員会」（平成23年6月に設置）による事故の調査・検証の結果を、「福島原子力事故調査報告書」^[7]としてとりまとめたが、この報告書の他に、以下のように調査、検討を継続実施している。

平成23年5月23日に、事故解析コード（Modular Accident Analysis Program、以下「MAAP」という）を用いて初めてプラントの状態を評価し、情報の整理を行い、結果を公表した。

また、平成23年11月30日には、福島第一原子力発電所1～3号機の炉心損傷状況の推定に関する技術ワークショップが開催され、2, 3号機の炉心スプレイ系からの注水による温度変化等、その時点までに得られた情報を総合的に判断することにより改めて炉心の状態を推定し、平成23年5月時点の推定結果を変更した内容も含めて公表した。その後も、継続的に現地調査^[5]や記録の再調査^[6]等を実施してきている。

さらに、平成24年3月12日、平成23年5月の報告以降に得られた知見を反映し、MAAPを用いたプラントの状態を再評価し、結果を公表した（別冊1参照）。さらに、これらの評価結果、及び、評価結果と実測値との相違点を詳細に検討することにより得られる、実際の事故進展挙動の評価についても、公表を進めてきた。^{[1][2][3][4]}

これらの調査分析活動は、事故進展と原子炉及び格納容器の状態を解明し、またその結果を廃炉作業に活用することを目的として実施してきたものである。東京電力が運転情報、設計情報を調査することにより事故進展の解析結果の信頼性を高める活動を継続する一方で、事故解析コードの高度化により解析結果の信頼性を高める国のプロジェクトも並行して進められてきた。平成28年度からは、国のプロジェクトも解析コードの改良を目的としたものから、改良した解析コードを活用した原子炉内・格納容器内の状態を推定することに目的としたものに移行しており、当社もこのプロジェクトと協働する形で、燃料デブリ分布の推定を進めてきた。

※2) イベントツリー分析

イベントツリー分析とは、起因事象からスタートして、安全系機器の機能喪失の有無などを分岐点として、どのような進展過程を経て、システムが最終的な状態に至るのかを分析する手法である。

この手法を用いると、機能喪失の原因が不明であっても、安全機器の機能が喪失したかどうかで、その後のシステム挙動が評価できるため、事故進展につ

いての基礎的な情報を整理することができる。

※3) 重要度の低いものを抽出する必要性

事故進展を評価する上では、状況を悪化させるもしくは改善させる影響をもつもののほかに、事故進展の時間を速くする・遅くする影響を持つものについても評価条件に加える必要がある。後者は相対的には重要度は低いものの、評価の上では必要なインプットであるため、未解明問題として抽出する方針としている。

たとえば、2号機では津波到達前に残留熱除去系（RHR）を起動して圧力抑制室（S/C）の冷却を実施しているが、津波到達後にどのような状態であったかを確認することを未解明問題として抽出している。これは、事故進展挙動に大きな影響を与えないと推定されるものの、この系統を通じた冷却（エネルギー流出）が行われている場合、基本的なエネルギー保存の計算に影響を与えることになり、結果として事故進展を遅くさせる可能性がある。

また、本文でも触れているとおり、検討した結果として原子炉の安全性向上に対して重要な結果が得られる可能性もある。

※4) 発電所外への放射性物質の放出量等に関する検討については、「福島第一原子力発電所事故における放射性物質の大気中への放出量の推定について（平成24年5月）」が公表されている。放出量の推定精度を高めるためには、炉心状態評価の信頼性向上が必要であるため、今後の改訂は、本報告書により明らかにされる知見等を活用して、実施されることとなる。

起因事象	原子炉停止	交流電源	直流電源	炉心冷却	交流電源復旧	長期的な冷温停止の確保	炉心状態	格納容器制御	原子炉建屋制御等	最終状態
地震(東北太平洋沖地震)	原子炉スクラム(地震加速度大)	外部電源 非常用DG	DC電源	1号機:IC 2/3号機: RCIC、HPCI	外部電源、非常用DG、電源融通	RPV減圧(代替策含) 原子炉注水(代替策含) RHR RHR復旧	冷温停止、炉心損傷、PCV破損、等	PCVベント	SGTS、換気、ベント弁開維持他	冷温停止、炉心損傷、PCV破損等

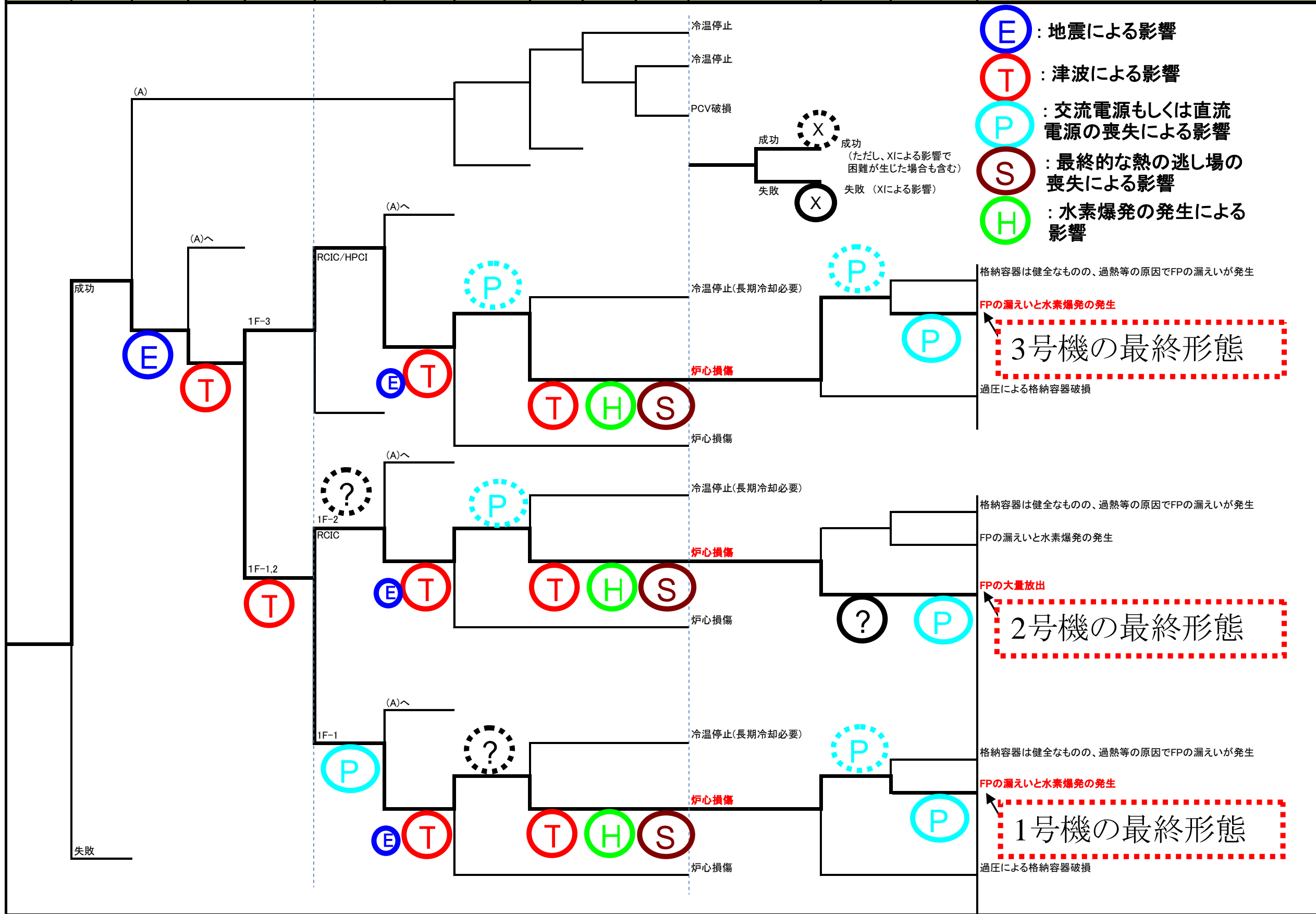


図1 福島第一原子力発電所1~3号機のイベントツリー分析結果

2. 地震・津波の発生とその影響

2. 1. 地震の発生とその影響に関する検討課題の抽出

平成 23 年 3 月 11 日に発生した東北太平洋沖地震は、本震規模では日本国内で観測された最大の地震であり、この地震により宮城県栗原市で最大震度 7 を観測した。また、北海道地方、東北地方、関東地方の太平洋沿岸で高い津波が観測された。

今回の地震の震源域は、岩手県沖から茨城県沖までに及んでおり、その長さは約 500km、幅は約 200km で、最大すべり量は 50m 程度であったとされている。本地震時には、三陸沖南部海溝寄り、三陸沖北部から房総沖の海溝寄りの一部で大きなすべり量が観測され、三陸沖中部、宮城県沖、福島県沖、茨城県沖の複数の領域も震源域として連動して発生したマグニチュード 9.0 の巨大な地震であった。

このような巨大連動型地震が発生した原因は不明なところが多く、その発生メカニズムについて国内外の検討状況に注視するとともに、巨大連動型地震の評価上の取り扱い方法について最新知見を反映する必要がある。(共通-12) (本文中 () 内に示す番号は、別途添付資料 2 にてまとめた課題リストの番号を示す。)

また、東北地方太平洋沖地震後に、福島県浜通り南部地域において地震活動が活発化し、従前、当社が後期更新世以降の活動はないと評価していた湯ノ岳断層において、平成 23 年 4 月 11 日の地震時に正断層として地震断層が出現している。

その後、当該断層についてトレンチ調査などによる詳細な調査を行った結果、複数地点において、後期更新世以降の活動が認められたことから、湯ノ岳断層は耐震設計上考慮すべき活断層であったと判断され、今回と同様のボーリング調査、トレンチ調査等の詳細な地質調査を実施していれば、活動性の評価は可能であったと考えられる。^[8] この知見を踏まえると、断層の活動性を否定する場合にはトレンチ調査等の詳細な地質調査により断層の活動性を直接確認することが重要と考えられ、今後の断層調査に反映する必要がある。(共通-13)

一方、発電所を襲った地震の大きさとしては、原子炉建屋基礎版上(最地下階)の観測値が、耐震安全性評価の基準である基準地震動 S_s に対する最大加速度を一部の周波数帯で超えたものの、ほとんどが下回るなど、観測結果や解析結果等から設備の耐震安全性評価の想定と概ね同程度のものであったことを、平成 24 年 7 月に報告している。^[9] また、地震による設備への影響については、実測されたプラント運転状況及び観測された地震動を用いた耐震評価の解析結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと評価している。^[7,9]

2. 2. 津波の発生とその影響に関する検討課題の抽出

平成 23 年 3 月 11 日に発生した東北太平洋沖地震に伴い発生し、東北太平洋沿岸に大規模災害を引き起こした津波は、津波の規模をあらわす津波マグニチュードで 9.1 とされ、世界で観測された津波の中で 4 番目、日本では過去最大に位置づけられる。

当社は、北海道から千葉県までの痕跡高・浸水高、潮位記録、浸水域、地殻変動量をよく再現できるような波源モデル（津波の数値シミュレーションに必要な、断層の長さ、幅、位置、深さ、ずれの量などの情報）を設定し、津波の再現計算を実施した。これによると日本海溝付近で特に大きな断層のすべり量（最大で 50m 程度）が発生したと推定される。

また、推定された波源を基に評価された福島第一原子力発電所の津波の高さは約 13m であり、福島第二原子力発電所（推定津波高さ：約 9m）との差異の主な原因は、宮城県沖ならびに福島県沖に想定されるすべり量の大きい領域から発生した津波のピークの重なり度合いが、福島第一では強く、福島第二では弱かったことによるものと評価された。

このような巨大津波が発生した原因は不明なところが多く、その発生メカニズムについて内外の検討状況に注視するとともに、巨大連動型地震の評価上の取り扱い方法について最新知見を反映する必要がある。（共通-12）

一方、発電所を襲った津波によって、海水ポンプが設置されている 4m 盤のみならず、主要建屋のある 10m 盤も冠水するとともに、建屋の地上開口部等を経路として建屋内にも浸水が波及した。これにより、モーターや電気品が被水し、非常用ディーゼル発電機や電源盤といった重要な設備が直接的・間接的な影響で機能を喪失した。

津波の福島第一原子力発電所への到達時刻や浸水経路については、電源喪失に関する時系列との相関関係をより明確にするため、今後、継続的な調査をしていく必要がある。（共通-14:検討完了（添付資料地震津波-1, 地震津波-2））

津波の波力による影響については、地上の開口に取り付けられているドアやシャッター等は津波あるいは漂流物によるものと思われる損傷が一部で確認されている。また、海側エリアに設置されていた重油タンクの一部は、波力以外に浮力の影響により漂流したと考えられる。しかしながら、主要建屋の外壁や柱等の構造躯体には有意な損傷が確認されていない。また、防波堤について、北防波堤の一部にある波返し（パラペット）設置区間では堤体が損傷したものの、それ以外の区間では堤体は概ね存立しており大きな影響は確認されていない。津波によりこれら構造躯体や防波堤の堤体に作用した実際の波力は、計測を行っていないため把握は困難であるが、実被害状況との比較考察を行うことで、波力評価式（合田式、谷本式等）の持つ保守性の定量化が期待される。（共通-15）

2. 3. 地震・津波に関する検討結果

2. 3. 1. 福島第一原子力発電所への津波の到達時間について

福島第一原子力発電所への津波の到達時間に関する課題（共通-14）について検討を実施した。（添付資料地震津波-1 参照）

連続写真の分析等により、東北太平洋沖地震に伴う津波が発電所に到達した際の挙動を、時系列に従って整理した。その結果、以下の結論を得た。

- ・ 発電所の各機器に影響を与えた津波の、敷地への到達時刻は 15 時 35～36 分台であった。
- ・ 当該津波の最大波は敷地のほぼ正面から、大きな時間差無く到達した。
- ・ 海に近い場所に設置された海水系ポンプは、概ね 15 時 36 分台に機能喪失。
- ・ 余震の無い時間帯に、多くの機器が短時間のうちに機能喪失していることから、津波が原因で電源喪失に至ったと考えられる。

2. 3. 2. 津波による非常用交流電源喪失についての追加検討

前項の津波到達と電源喪失の関係性の調査の結果、電源喪失の原因が津波であると推定しているが、この推定をより確からしいものとするため、津波の浸入過程と非常用交流電源喪失の関係性について確認を行った。（添付資料地震津波-2 参照）

各非常用交流電源設備までの津波浸入の経路長と機能喪失時刻の関係性について確認を行った結果、津波浸入の経路長が長いほど機能喪失時刻が遅くなる傾向が確認された。従って、津波の遡上、浸水によって各電源設備が機能喪失していったという従来の推定がより確からしいものとなった。

2. 3. 3. その他の検討

「2. 1. 地震の発生とその影響に関する検討課題の抽出」および「2. 2. 津波の発生とその影響に関する検討課題の抽出」で抽出したその他の課題については、進捗に合わせて検討結果をとりまとめ、この節に追補していく予定である。

2. 4. 地震・津波に関する検討のまとめ

地震・津波に関して、現時点で未解明となっている課題について抽出した。本報告書では、観測結果の整理による事実関係の把握が取り纏まったところであり、その他の課題については引き続き検討を実施していく。

3. 1号機の事故進展に関する検討

3. 1. 検討の進め方

地震、津波の影響を除く福島第一原子力発電所1号機（以下、「1号機」という）の事故進展挙動は、主にMAAPコード（添付資料1参照）の解析結果を基に検討してきた。その解析結果を、原子炉水位の推移を図3.2.1に、原子炉圧力の推移を図3.2.2に、格納容器圧力の推移を図3.2.3に示す。しかしながら、MAAPコードによる解析結果は、解析条件設定における不確かさ、解析モデルの不確かさがあるため、結果として得られる事故進展にも不確かさがあり、完全に実際の事故進展と一致しているわけではない。そのため、本報告書では、過去に実施したMAAPコードによる解析(MAAP4による解析結果については別冊1、MAAP5による解析結果については添付資料3参照)と実測データを比較し、相違点があるところを課題として抽出し、抽出した課題を個別に評価するという枠組みで、未説明問題に関する検討を進めていく。3.2節においては、時系列に従って抽出した課題を説明する構成とするが、別途添付資料2にて、課題を1件ごとに説明する資料をとりまとめている。

3. 2. 1号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出

3. 2. 1. 地震から津波到達まで

1号機は、3月11日14時46分の地震発生による揺れにより、地震スクラム信号が発信（発信条件は、原子炉建屋地下1階にて水平方向135Gal以上又は鉛直方向100Gal以上）されたため、全ての制御棒が原子炉の炉心に挿入された。その後、原子炉圧力が上昇したことに伴い2系統の非常用復水器（IC）が14:52に自動起動した。ICは1系統にてスクラムから5分後の崩壊熱を熱交換により除去できる能力を持っていることから、この際に起動された条件（スクラム後5分以上、及び、または、2台同時起動）では除熱過多となるため、原子炉圧力はIC起動後低下に転じる。運転員はIC運転開始後からの原子炉圧力が冷却水の温度低下速度の制限値55°C/hを上回る速さで低下したことから、IC2系統を一旦停止し、その後、手動で原子炉圧力の上昇(IC停止時)・低下(IC運転時)にあわせ、片系(A系)のICの運転・停止操作を繰り返すことで原子炉圧力を制御していた。なお、ICの自動起動の設定圧力は、設定圧力が最も低い主蒸気逃がし安全弁（SRV）よりも低い圧力となっているため、ICが運転している期間は、SRVが作動せず、原子炉内の蒸気が放出されることは無く、原子炉内の冷却材は減少しない。また、格納容器冷却系（CCS）の圧力抑制室（S/C）冷却モードでの起動など、冷温停止へ向けての操作を行っていたが、3月11日15時37分、津波により全交流電源を喪失し、引き続き直流電源も喪失した。津波到達前の原子炉の挙動については、チャート・過渡現象記録装置の記録が残っ

ており、特に説明が困難な現象は発生していない。また、チャート・過渡現象記録装置の記録によれば、原子炉圧力が上昇していく状況で電源喪失に至っていることから、IC が停止中、すなわち原子炉で発生し続けている崩壊熱を冷却できていない状況で、交流電源・直流電源を喪失したこととなる。

ただし、国会事故調査委員会の報告書では、地震直後に原子炉建屋 4 階で目撃された出水について、重要配管からの漏えいが発生しても、破断面積が小さければその影響がプラントパラメータに現れないこと、漏洩が発生していたことを示唆する情報として、1,2 号機の当直員に 1 号機での SRV の作動音を確認したとの証言がない（国会事故調は、SRV から蒸気が逃されているわけではなく、漏えい口から蒸気が放出されていると推測）ことから、小規模の冷却材喪失事故（LOCA）が起きた可能性を否定できないと指摘（1 号機-4: 検討完了（添付資料 1-3））している。

3. 2. 2. 津波到達から原子炉水位低下まで

津波到達による全電源喪失によって、全ての冷却機能を喪失し、中央制御室の監視計器や各種表示ランプも消灯した。3 月 11 日 16 時 42 分頃から 17 時頃に、一部の直流電源が復活し、一時的に計測された原子炉水位から、津波到達前に確認されていた水位より減少していることが確認された。IC が停止中であれば、全電源喪失後原子炉圧力は上昇する。まず、IC の自動起動の設定圧力に達するが、直流電源を喪失していることから、IC は自動起動することは無く、さらに原子炉圧力は上昇する。その後、原子炉圧力が SRV の逃がし弁モードの設定圧力に達するが、逃がし弁の作動に必要な直流電源を喪失していることから、逃がし弁モードでは作動せず、さらに原子炉圧力は上昇する。その後、原子炉圧力が SRV の安全弁モードの設定圧力に到達すると、SRV が作動するため、原子炉から蒸気が S/C に放出され、原子炉圧力は低下に転ずる。そのため、この水位減少は SRV の作動による蒸気放出によって、原子炉内の水が失われていくことが原因である。なお、SRV の安全弁モードは電源を必要とせずバネ力によって作動するため、全電源喪失後であっても圧力上昇・下降に応じて開閉していたものと考えられる。この時、11 日 16 時 56 分に計測された原子炉水位（広帯域水位計）は有効燃料頂部（TAF）+2130mm 相当であり、上述のメカニズムにより原子炉水位は低下中であるが、この時点ではまだ TAF には到達していない。

解析結果では、11 日 18 時 10 分頃に原子炉水位は TAF に到達し、炉心損傷（燃料被覆管温度 1200℃程度への到達）は 18 時 50 分頃と評価されている。水位が減少していく期間は測定値がほとんどないものの、炉心損傷前の水位挙動については 11 日 17 時頃の水位測定値とよく一致しており、TAF 到達時刻の精

度は高く、炉心損傷のタイミングは概ね推定できていると考えられる。

燃料の露出が始まっても、下部からの十分な蒸気供給があれば蒸気冷却により燃料の著しい温度上昇はないが、蒸気冷却によって燃料被覆管を冷却しきれなくなり、燃料被覆管温度が 1200℃程度に上昇すると、水-ジルコニウム反応が正のフィードバックにより反応が加速され、それに伴い水素が大量に発生し、その酸化反応により発生するエネルギーによって更に温度が上昇する。この状況における水-ジルコニウム反応の反応熱は、崩壊熱よりも大きいものであった可能性が高い。1号機は2,3号機と比較して測定結果が特に少ないため、現象説明には適宜解析結果を参照することとするが、解析結果には現時点ではまだ大きな不確かさが存在する。

一方、ICの動作状態が確認できない状況の中、一部の直流電源が復活し、IC(A系)の外側隔離弁(1号機-1の系統概略図参照)が動作可能な状態となっている(状態表示灯は閉)ことが確認され、運転員は11日18時18分に外側隔離弁の開操作¹を行った。このとき、状態表示灯は閉から開となり、また、運転員が蒸気発生音と建屋越しに発生した蒸気を確認したが、蒸気発生量は少なく、しばらくして蒸気の発生がなくなったことを確認した。このことから、IC胴側の水がなくなっていることを懸念し、18時25分に戻り配管の外側隔離弁を閉としている。その後、21時30分に再度戻り配管の外側隔離弁の開操作を行い、蒸気発生音と建屋越しに発生した蒸気を確認した。

原子炉水位が低下し、水-ジルコニウム反応により非凝縮性ガスである水素が発生した場合、ICの冷却管に水素が蓄積することによって除熱性能が劣化すると考えられているが、実際にどの程度の除熱劣化があったかについては不明であり、検討が必要である。(1号機-1:検討完了(添付資料1-7))

事故後に実施したIC胴側の水位調査によれば、平成23年10月18日の時点で、A系のタンク水位指示値は65%(通常水位:80%)と、当時よりタンク内の水が十分存在していたことになり、3月11日18時25分に隔離弁を閉操作しなかった場合、ICによる冷却が継続できた可能性がある。そこで11日18時25分以降もIC(A系)の隔離弁を開状態のまま維持した場合の事故進展への影響について検討することも重要である。(1号機-2:検討完了(添付資料1-7))

また、原子炉再循環系ポンプ(PLRポンプ)では、原子炉水の軸封装置としてメカニカルシールを使用しており、通常運転中は、制御棒駆動系(CRD)ポンプから軸封装置に供給されるシール水により原子炉水の漏えいを防止している。外部電源喪失時には、CRDポンプが停止しシール水が失われるため、高圧の炉水がPLRポンプ主軸部から軸封装置を経てドライウェル(D/W)機器ドレ

¹ ICの戻り配管の外側隔離弁(3A弁)だけでなく、入口蒸気配管の外側隔離弁(2A弁)も閉であったため、2弁の開操作を行った。

ンサンプルに排出される。しかし、実際にどの程度の漏えいが生じていたかは明らかになっておらず、検討が必要である。(共通-4)

3. 2. 3. 原子炉水位低下から格納容器圧力上昇まで

3月11日20時07分には原子炉圧力7.0MPa[abs]、23時50分頃にはD/W圧力0.6MPa[abs]、3月12日2時30分にはD/W圧力0.84MPa[abs]、2時45分には原子炉圧力0.9MPa[abs]が測定された。明確なタイミングは不明であるが、11日の20時以降のある時点で、格納容器圧力が大きく上昇し、また、原子炉の減圧操作は行っていないものの原子炉圧力が低下したことが確認された。

この圧力挙動を再現するため、解析においては、燃料の露出に伴う過熱および溶融により炉内温度が上昇することで、炉内核計装のドライチューブや主蒸気管フランジからD/Wへの気相漏えいが発生したと仮定している。しかし、計測されたパラメータや観測された事実から、これらの箇所から実際に漏えいが生じたのか否かについては直接的な証拠は得られておらず、また、米国のサンディア国立研究所が提起した炉心損傷後の過熱による主蒸気配管の破断、及びその他の気相漏えいの可能性についても検討が必要である。(1号機-5)

また、3月11日21時頃、運転員がIC胴側の水位と原子炉水位の確認のため原子炉建屋に向かい、入域したところ、警報付きポケット線量計(APD)がごく短時間で0.8mSvを示したため、21時51分に中央制御室に引き返し状況を報告したとの記録がある。この線量上昇が原子炉の減圧等の影響によるものかは不明であるものの、原子炉建屋の線量上昇は、事故収束対応への妨げとなりうるものであり、原因について検討する必要がある。(1号機-7)

また、その後の調査において、原子炉建屋1階南東の移動式炉内核計装(TIP)室周辺で高線量汚染が確認されている。炉心が露出・過熱した際の、TIPのドライチューブが破損した可能性との関連について、検討が必要である。(1号機-8：検討完了(添付資料1-12))

3月11日21時19分に仮設電源により燃料域水位計を復旧した時には、計測値はTAF+200mmを示していたが、原子炉水位計はこの時点ですでに指示不良を起こしていたものと考えられる。しかしながら、水位計の計測値から、基準面器側配管と炉側配管の差圧が分かるため、事故進展について何らかの情報を得られる可能性があることから、そのような観点からの検討を進めていく。(共通-3、1号機-3：検討中(添付資料1-6))

燃料が過熱し、高温になると燃料は溶融し、炉心部から下部プレナム、さらには原子炉圧力容器を破損させて格納容器に落下すると事故進展を辿ることになる。

解析においては、原子炉圧力は、3月11日22時頃に急峻なピークを示して

いる。これは、MAAP 解析において、溶融した炉心が、一旦、炉心支持板にとどまり、炉心支持板の破損とともに、下部プレナムに一度に落下するというモデルが採用されていることにより、大量の蒸気が発生する評価結果となることから発生するものである。溶融燃料の下部プレナムへの移行メカニズムは、主に TMI-2 の事故の知見を基に作成されており、複雑な下部構造を持つ BWR での挙動が完全に模擬できているとは言い難い状況であるため、BWR の溶融燃料の移行挙動については、さらに検討する必要がある。(共通-6：検討中(添付資料 1-8))

3. 2. 4. 格納容器圧力上昇から格納容器ベント操作まで

3月11日23時50分頃に D/W 圧力 0.6MPa[abs]が測定された以降、圧力指示値は高い状態が継続していた。3月12日4時頃には、正門付近の線量率が全体的に上昇し始め、1号機からの放射性物質の放出の影響が出てきたものと考えられる。なお、線量率上昇の要因については、格納容器から原子炉建屋へ移行した放射性核種からの放射線を計測する場合と、原子炉建屋から屋外へ漏えいし、測定器近傍に到達する放射性核種からの放射線を計測する場合が考えられる。(共通-7：検討中(添付資料 1-11))

3月12日19時04分に消防車により原子炉への連続的な海水注水が開始されるまでの間に、溶融した燃料が圧力容器下部へ落下し、さらには格納容器床面へと落下した可能性が高い。溶融燃料の格納容器への移行は、格納容器圧力・温度を上昇させる。ただし、これまでの検討にて、3月12日19時04分に開始した消防車を用いた注水においても、注水のほとんどが原子炉に到達していなかった可能性があり、1号機においては、格納容器に落下した燃料が長期にわたり冷却が十分でなかった状態であった可能性がある。

溶融燃料が十分に冷却されない場合、溶融燃料と接触した格納容器床面のコンクリートが融点以上まで熱せられることにより、コンクリートが分解するコア・コンクリート反応が生じる。コア・コンクリート反応では、水素、一酸化炭素等の非凝縮性ガスが発生するため、格納容器圧力変化や放射性物質の放出挙動に大きな影響を与える。しかしながら、実際にどの程度のコア・コンクリート反応が生じていたかについては明らかになっていない。従って、コア・コンクリート反応がどの程度生じていたのか評価するとともに、それが事故進展に及ぼす影響について検討する必要がある。(共通-5)

D/W 圧力は、3月12日2時30分頃に 0.84MPa[abs]を計測した後、格納容器のベントに成功するまでの間、0.7MPa[abs]～0.8MPa[abs]程度の圧力を維持するという挙動となっている。注水による蒸気発生、格納容器温度の上昇、コア・コンクリート反応によるガス発生等がある場合、格納容器圧力は上昇する

傾向になるはずであるため、圧力が維持されているということは、格納容器圧力がほぼ一定であったとしても、格納容器からの漏えいがあったことを強く示唆している。

解析においては、計算値を D/W 圧力の測定値にある程度あわせるため、地震発生約 12 時間後（3 月 12 日 3 時 10 分頃）に格納容器の気相部からの漏えいを仮定した。しかし、計測されたパラメータや観測された事実から、どの時点でどこから実際に漏えいが生じたのか否かについては直接的な証拠は得られておらず、検討が必要である。（1 号機-6）

3 月 12 日 4 時頃から 14 時 53 分にかけて消防車を用いた淡水注水を実施している。しかしながら、注水の一部が原子炉へ注水されることなく、他系統・機器へ流れ込んでいたものと考えられる。解析においては、炉心部内が冠水するほどには注水できていないものとして、格納容器圧力の再現性等を考慮した注水量を設定し、評価を行っている。原子炉への注水量は事故進展を把握するにあたって重要なデータとなるものの、実際の注水量がどの程度であったかは、検討が必要である。（共通-2：検討中（添付資料 1-4, 1-5））ただし、前述の通り、この際に原子炉への消防車からの注水のほとんどが原子炉に到達していなかった可能性がある。

また、原子炉建屋および放射性廃棄物処理建屋では原子炉補機冷却系（RCW）の配管や熱交換機付近にて高線量が確認されている。格納容器内の機器サンプルから RCW の配管へ核分裂生成物（FP）が移行した可能性が考えられるが、詳細な原因は不明である。建屋内にアクセス制限等が生じ復旧作業に影響を与える懸念があることから、この線量上昇が発生した原因を解明することは重要であり、また、RCW 系統の水の格納容器内への流入の有無、RCW 系統からのガス漏えいの有無などの事故進展との関連も含めて検討が必要である。（1 号機-9：検討完了（添付資料 1-9））

3. 2. 5. 格納容器ベント操作から原子炉建屋爆発まで

3 月 12 日 10 時 17 分、23 分、24 分の 3 回、弁作動用空気の残圧に期待し、中央制御室で S/C ベント弁（小弁）の開操作を実施した。D/W 圧力に明確な応答は現れなかったものの、10 時 40 分に正門付近及び発電所周辺のモニタリングポスト付近の線量率に一時的な上昇が確認された。その後、仮設空気圧縮機を S/C ベント弁（大弁）の開操作のために接続し、14 時頃に起動したところ、ライブカメラ映像から排気筒上の蒸気が昇る様子（確認できるのは 3 月 12 日 15 時の画像）、および、14 時 30 分から 14 時 50 分頃にかけて D/W 圧力の低下が確認された。このとき、正門付近およびモニタリングポスト-8（MP-8）付近の線量率には上昇は確認されなかった。

これらベント弁操作前後の格納容器からの FP の放出挙動については、詳細は不明なところが多く、ベント操作によりどの程度の放出があったのか検討が必要である。(共通-8)

また、1/2 号機主排気筒につながる非常用ガス処理系 (SGTS) 配管近傍で 10Sv/h の高線量が確認されている。さらに、SGTS 室近傍においても数 Sv/h の高線量が確認されている。ベントの過程で放出された FP が当該部に滞留したものと考えられるが、詳細原因は不明である。建屋内にアクセス制限等が生じ復旧作業に影響を与える懸念があることから、ベント時の放出挙動について検討が必要である。(1号機-10)

前述の通り、S/C ベント弁 (大弁) の開操作実施後、3月12日14時30分から14時50分頃にかけて D/W 圧力の低下が確認された。その後15時36分、原子炉建屋上部で水素爆発が発生し、屋根及び最上階の外壁が破損した。爆発時の映像を確認すると、最上階の外壁の破損に遅れて非常に速い上向きの気体の流れが確認できるが、これは、5階で爆発が進展した場合に、原子炉建屋1階から5階に通じる機器ハッチを高速で気体が通過したものをとらえた可能性が高い。

主に水-ジルコニウム反応で発生した水素が、蒸気とともに最終的に原子炉建屋へ漏えいし、水素爆発に至ったものと推定される。その漏えい経路や量、爆発の様相、着火源について完全に特定することは困難であるが、爆発の特徴については明らかとなった。(共通-11：検討完了 (添付資料 1-10))

3. 2. 6. 原子炉建屋爆発から3月18日まで

原子炉建屋爆発後の3月12日19時04分に、消防車による海水注入を開始した。しかしながら、注水の一部が原子炉に注水されることなく他系統・機器へ流れ込んでいたものと考えられる。実際の原子炉への注水量がどの程度であったか検討が必要である。(共通-2：検討中 (添付資料 1-4, 1-5))

また、3月14日1時10分には水源が枯渇したため同一水源を用いて実施されていた1,3号機への注水が停止している。この後、水源への水の補給が実施され、状況が厳しかった3号機への注水が3時20分には再開されたものの、1号機への注水の再開は遅れ、3号機の水素爆発により再び1,3号機への注水が停止したことから、1号機については、結果的に1時10分から20時00分の間、注水が停止していたことがわかっている。注水の停止が事故進展にどのような影響を与えたかについては評価していく必要がある。(1号機-11：検討中 (添付資料 3))

解析によると、炉心が損傷することにより放出される FP については、3月16日12時の時点で、希ガスは、仮定した格納容器からの気相漏えいおよびベ

ント操作により約 100%が環境中へ放出されることとなる。解析結果によれば、ヨウ化セシウムおよび水酸化セシウムについては約 6%の放出であり、その他の核種は概ね 5%以下の放出となっている。

また、1号機の炉心は、ほぼ全量が下部プレナムに落下し、その大半が格納容器ペデスタルに落下しているという解析結果になっている。事故進展の最終結果であるデブリ位置については依然不明な点が多く、これが廃炉作業への重要なインプットとなるため、今後とも格納容器や原子炉圧力容器の内部調査研究開発プロジェクト等の調査結果も踏まえ、検討を進める必要がある。(共通-10：検討中(本文7章, 添付資料4, 5))

3. 2. 7. その他

MAAP コードを用いた解析では、解析条件設定における不確かさ、解析モデルの不確かさがあり、結果として得られる事故進展にも不確かさがあることに留意する必要がある。特に FP の放出量については、これら不確かさの影響を大きく受けることから、その数値は参考的に扱うべきものとする。

また、1・2号中央制御室は、津波到達後にほとんどの計測・制御電源を失い、状態把握も運転操作もできない状況に陥っている。しかし、例えば1・2号中操では3月11日の17時台には代替注水系を用いた原子炉注水の準備を開始するなど、系統構成を図面等により確認し、今できること、今後必要と思われる操作について、必死で検討していた事実もある。当時の運転員をはじめ関係者の行動や心理状況を解明することは、緊急対応時のソフト方面での教訓を学び、対策に反映するためにも重要な課題である。(共通-16)

なお、MAAP コードによる解析は、長くとも地震後1週間程度で解析を終了させている。これは、解析による評価は、長期間になればなるほど不確かさが大きくなるため、評価結果の信頼性が極めて低くなってしまったためである。しかしながら、3月20日、21日頃に福島第一原子力発電所から放出された FP は、風向き関係から関東圏の線量上昇を引き起こし、よう素濃度の上昇による水道水の取水制限を引き起こすなどの汚染の原因となった可能性がある。そのため、解析による評価が難しい、地震後長期間経過した後の放出挙動についても検討しておく必要がある。(共通-9：検討完了(添付資料3-6))

以上の検討により抽出した課題を、図 3.2.1～図 3.2.3 に図示するとともに、各課題の定義を添付資料2にとりまとめた。また、抽出した課題のうち、これまでに実施した検討結果を添付資料に詳細を示すとともに、3. 3. 節にて概要を説明する。

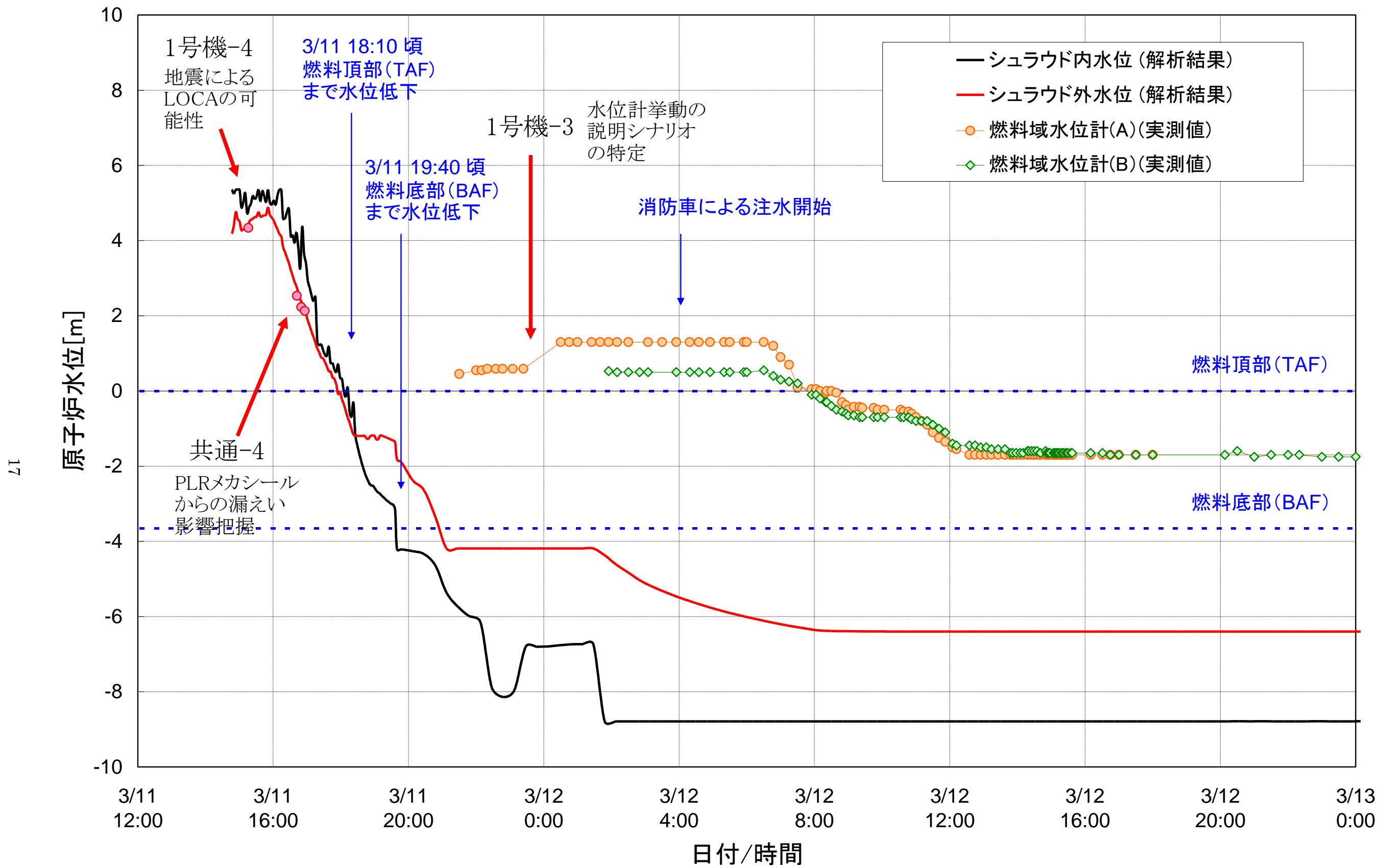


図 3.2.1 1号機の原子炉水位挙動から抽出された課題

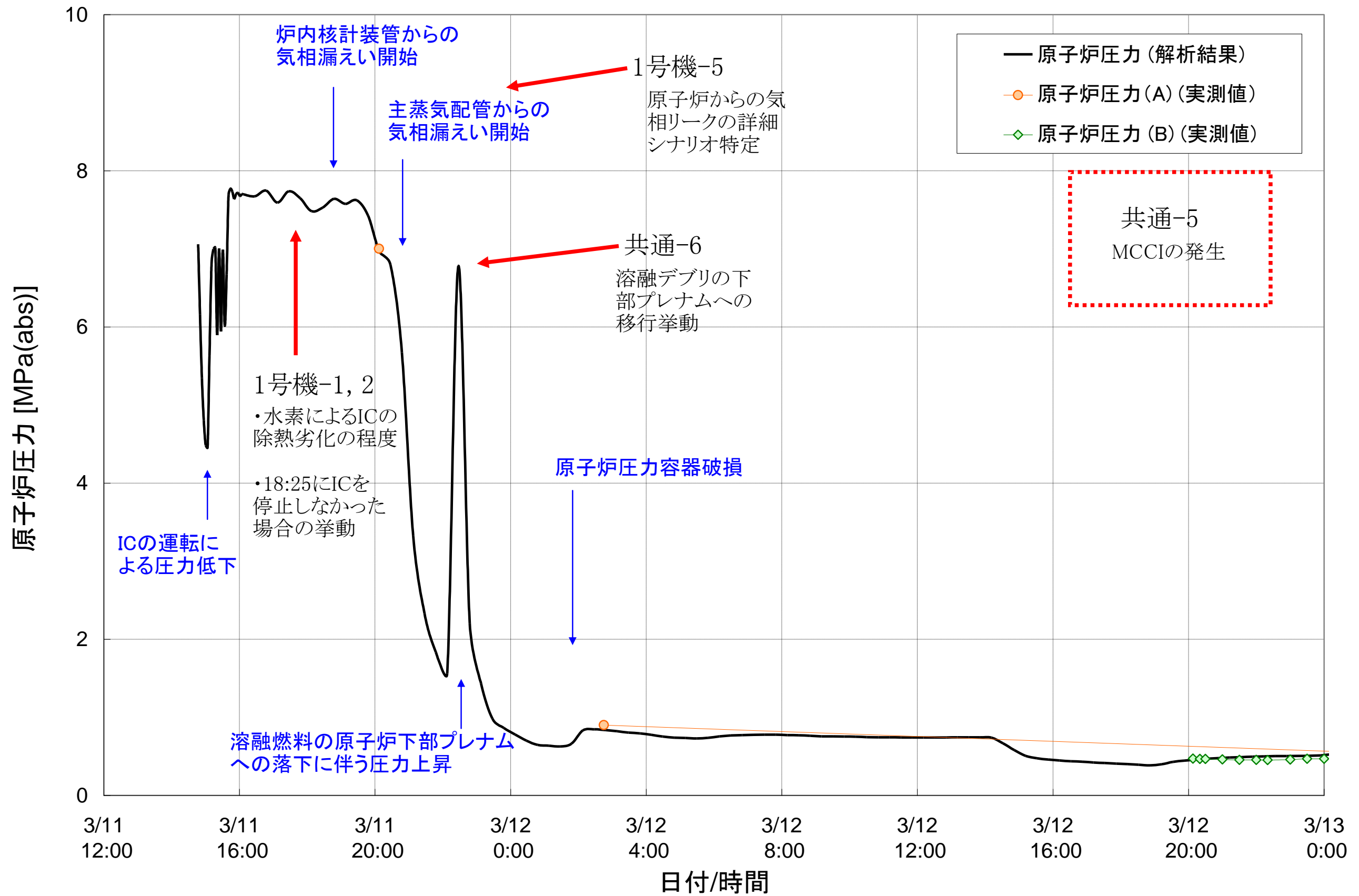


図 3.2.2 1号機の原子炉圧力挙動から抽出された課題

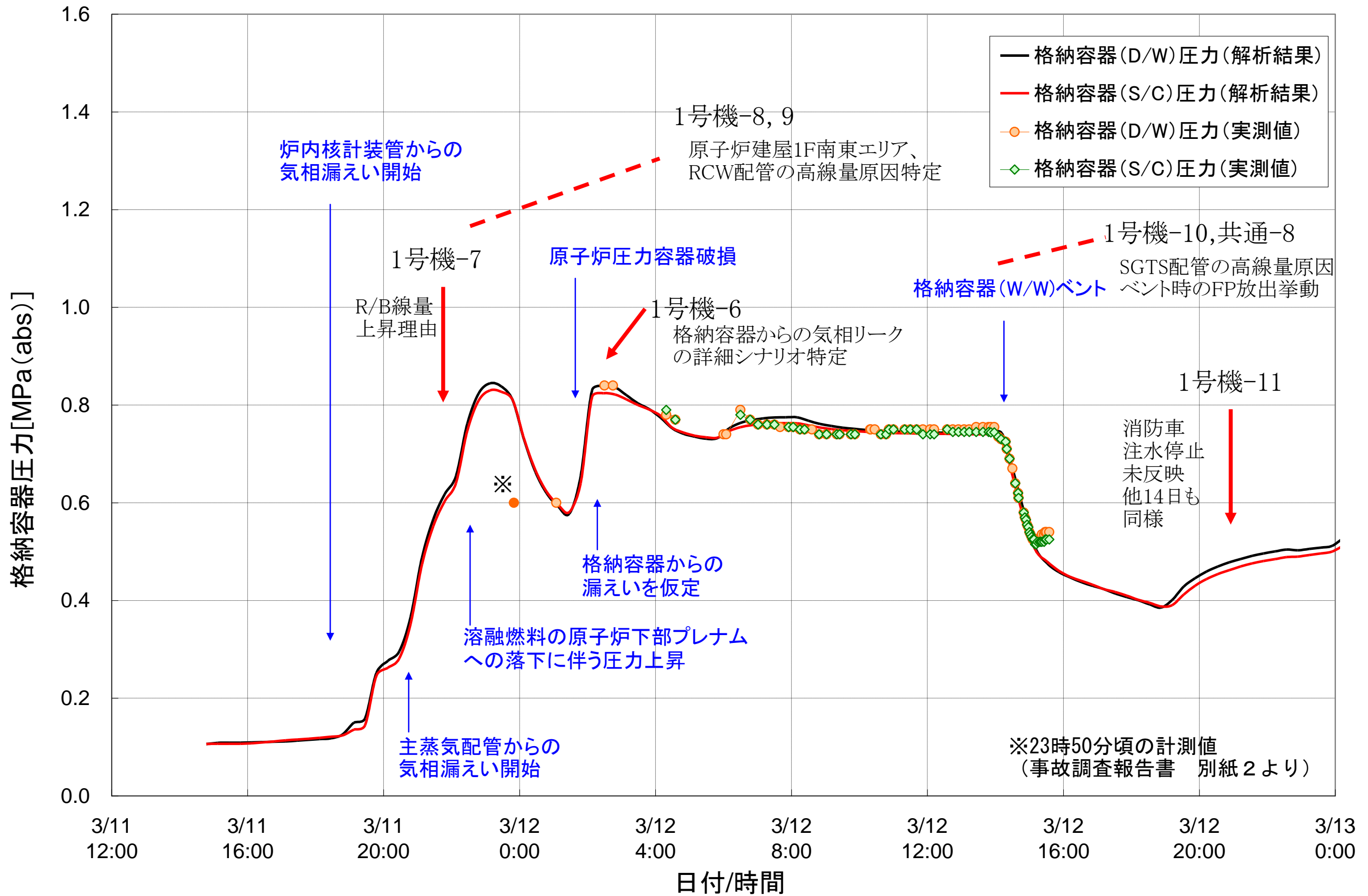


図 3.2.3 1号機の格納容器圧力挙動から抽出された課題

3. 3. 1号機の抽出された課題に対する検討結果

3. 3. 1. 地震の影響について

1号機の地震の影響による LOCA 発生の可能性に関する課題（1号機-4）について検討を実施した。（添付資料 1-3 参照）

1号機は、3月11日夜の早いうちに炉心損傷に至っていると評価している。一方、このような早期の事故進展が発生した原因について、国会事故調査報告書では、地震による損傷で LOCA が発生し、炉心の冷却に伴う水の蒸発以外の原因によって、冷却材を喪失することで事故進展が速まった可能性についても指摘されている。これまでの評価では、冷却材の減少の速さが実測の水位挙動と整合しており、LOCA の発生については事故シナリオとして考慮されることはなかった。ここでは、地震による LOCA の発生と、実測データ及びエネルギー保存などの基本的な物理法則と整合するかについて論理的な考察を実施することで、1号機に対する地震の影響の有無を検討した。

その結果、観測データ、物理法則と照らし合わせると地震による配管の損傷による LOCA も、地震による非常用ディーゼル発電機の機能喪失も無かったと言えることが判明した。

3. 3. 2. 消防車の注水に関する検討

消防車による注水に関する課題（共通-2）について検討を実施した。（添付資料 1-4 参照）

消防車による注水量は、現場で記録された結果があるが、復水補給水系（MUWC）及び消火系配管はプラントの各所に敷設されているため、注水の一部が原子炉に注水されることなく他系統・機器へ漏えいしていた可能性が高いことが知られており、MAAP 解析においても、その全量が注水されるとの仮定はしていない。しかしながら、どの程度の水が原子炉に注水されたかは、事故進展挙動を評価する上で非常に重要な情報であるため、漏えいの発生の可能性のある箇所と、漏えい量を把握するための検討を実施した。

その結果、MUWC/消火系統の配管構成から、消防車から原子炉へ注水される経路から分岐している配管のうち、常時開となっている弁や開口部を通じて流れ出るルートが複数あることがわかった。

これらのルートは配管径が小さいことや、定流量弁がついていることで、漏えい流量が限定的であった可能性もあるが、今後は定量的な評価を実施することで、原子炉への注水量の不確かさを低減させていくことが必要である。

また、公表されている原子炉への注水量は、1日平均で記載されており、それを MAAP 解析でも採用しているが、実際には水源の枯渇、水素爆発等による中断時期が存在している。MAAP での再解析を実施する際には、今回判明した注

水の停止期間、原子炉圧力の変化も踏まえた漏えい量の変化などを反映して、評価することが必要である。

3. 3. 3. 消防車の注水量に関する検討

消防車による注水に関する課題（共通-2）について、3. 3. 2に引き続き、注水量を定量的に評価するための検討を実施した。（添付資料 1-5 参照）

消防車による注水に使用された、消火系、MUWC 系の原子炉への注水に使用された経路、及び、漏洩が発生した可能性のある経路について、消防車からの流量配分を評価した。その結果、消防車からの注水量の 2 から 5 割が原子炉に注水されたとの評価値が得られた。しかしながら、この評価は、消防車の吐出圧を 1 MPa 程度で運用したとの情報に基づくものであり、一部期間については、それ以下の測定値が記録としては存在していることから、評価結果については、依然として不確かさを多く含むものとなっている。

3. 3. 4. 水位計の挙動から推測する事故進展の検討

指示不良を起こしていた水位計の計測値から、事故進展を推測する課題（1 号機-3）について検討を実施した。（添付資料 1-6 参照）

3 月 11 日 21 時 19 分に仮設電源により燃料域水位計を復旧した時には、計測値は TAF+200mm を示していたが、原子炉水位計はこの時点ですでに指示不良を起こしていたものと考えられる。しかしながら、水位計の計測値から、基準面器側配管と炉側配管の差圧が分かるため、事故進展について何らかの情報を得られる可能性がある。そこで、燃料域水位計の指示値を再現できるような、原子炉からのエネルギー流出と格納容器内の温度分布を解析により評価した。その結果、原子炉圧力容器の上部から気相の漏えいがあった場合に燃料域水位計の指示値の高い再現性が得られることがわかった。

これまでの原子炉からの気相漏えいの仮定では、水位計の挙動との整合が取れない状況であったため、この検討結果を MAAP 解析等の入力条件に反映し、より信頼性の高い事故進展の再現に活かすこととしたい。

3. 3. 5. 1 号機非常用復水器における除熱に関する検討

1 号機を冷却するための機器である IC は、津波の到達前、そして、津波後に 2 度再起動されている。この IC の作動時の除熱に関する課題（1 号機-1,2）について検討を実施した。（添付資料 1-7 参照）

全交流電源喪失後、3 月 11 日 18 時 18 分に IC を起動し、その後 18 時 25 分に IC を閉操作せず開維持した場合の事故進展挙動について検討評価を行った。その結果、IC が起動し続けていたとしても炉内で発生する水素が IC の配管内

に滞留することにより IC は除熱能力を喪失することが示唆された。IC の 18 時 25 分以降の起動を考慮すると、RPV 破損タイミングを遅らせ、格納容器コンクリート侵食量は少なくなる結果となったが、事象進展の大きな流れからすると現在の 1 号機の状況と比較して大きな差は生じない可能性が高いことが分かった。

3. 3. 6. 溶融燃料の炉心下部への移行挙動

PWR と比較して、BWR の炉心支持板近傍は複雑な構造となっている。溶融した燃料がどの経路から炉心下部へ移行するかという課題（共通-6）について、既往試験や解析高度化のための最新研究を調査した。（添付資料 1-8 参照）

炉心部から炉心下部への移行経路については、①燃料支持金具の入口オリフィス、②制御棒駆動機構配管、③破損した核計装管、④破損した炉心支持板、⑤破損したシュラウドの 5 つが考えられる。

調査結果を踏まえ検討した結果、経路①②については通過した可能性が高く、経路③は流路の細さから配管内で溶融燃料が固化し通過しなかった可能性が高く、経路④⑤については溶融燃料の堆積・固化の程度に影響されるため通過したか不明であることがわかった。

溶融燃料の移行経路については、今後も検討を継続していくとともに、実プラントでの溶融燃料移行に関する情報が得られることにより、知見が充実しより信頼性の高い評価手法が確立されることが期待される。

3. 3. 7. 1 号機 RCW 配管の高線量汚染の原因の推定について

1 号機の空間線量率調査において原子炉建屋、放射性廃棄物処理建屋内の原子炉補機冷却水系（RCW）の配管付近で高線量率が観測されていることに関する課題（1 号機-9）について検討した。（添付資料 1-9 参照）

当該の要因としては、RCW 熱交換器での高線量が観察されたことから、溶融燃料が格納容器ペDESTAL に落下し、ペDESTAL 内にある機器ドレンサンプを冷却する RCW 配管を損傷したため放射性物質が RCW 配管に移行した可能性が考えられている。今回、RCW 系統内のすべての機器の建屋内配置を考慮し、格納容器圧力が高い状態と格納容器圧力が低下した後の状態で移行先を検討したところ、移行しうる箇所と現場で高線量率が観測されている箇所がおおむね整合した。

したがって、RCW 配管が溶融燃料により損傷した可能性は高く、1 号機では溶融燃料が原子炉圧力容器から格納容器へ落下した可能性が高いことが本検討でも示唆された。

3. 3. 8. 1号機原子炉建屋で発生した水素爆発に関する検討

1号機の原子炉建屋が水素爆発に至るまでの原子炉建屋への水素漏えい経路や水素量に関する課題（共通-11）について検討した。（添付資料 1-10 参照）

原子炉建屋への水素の漏えい経路としては様々な可能性が考えられるが、建屋5階部分の線量率が比較的高いことなどから、格納容器トップヘッドフランジ部からシールドプラグを通じて5階に水素が漏えいし、爆発に至った可能性が高いと考えている。この推定をより確からしいものとするため、原子炉建屋への水素漏えい位置、着火位置などをパラメータとした水素爆発の解析を実施し、建屋の損傷状況と比較することで、1号機がどのように水素爆発に至ったのかを推定した。なお、新潟県技術委員会福島事故検証課題別ディスカッション【地震動による重要機器の影響】にて、非常用復水器（IC）配管が損傷した可能性について指摘があったため、IC配管から原子炉建屋4階への水素漏えいを仮定した場合も合わせて解析した。

その結果、5階のみへの水素漏えいを仮定した場合には建屋の損傷状況と矛盾しない結果が得られたのに対し、5階に加えて4階への水素漏えいを仮定した場合には損傷状況との整合性の説明が困難な結果が得られたことから、従来想定していた、建屋5階に水素が漏えいしたシナリオがより確からしいと推定した。

3. 3. 9. 空間線量率モニタリングデータに基づく1号機事故進展挙動の推定

放射性物質の大気放出のタイミングとモニタリングデータの関連性（共通-7）についての検討として、空間線量率モニタリングデータに基づいて1号機事故初期の事故進展挙動の推定を行った。（添付資料 1-11 参照）

空間線量率の変動挙動の分析にあたっては、空間線量率の変動の要因として、原子炉建屋内に移行した放射性物質による直接線・スカイシャイン線の影響と、原子炉建屋から放出された放射性雲によるクラウドシャイン線の影響とに分類し、期間ごとにいずれのパターンが顕著であるかに注目して、放射性物質の移行・放出挙動を推定した。さらに格納容器圧力挙動の観点から考察を行うことで、事故進展シナリオの検討を行った。

その結果、「3月12日4:00頃には、原子炉建屋外で観測できるほど格納容器から原子炉建屋への放射性物質の移行があった」、「同6:00頃に格納容器圧を上昇させる何らかのイベントが発生し、放射性物質の原子炉建屋への移行量増加に寄与した」と推定した。この推定は、既往検討（添付資料 1-6 参照）にて「3月11日の段階で放射性物質が格納容器へ移行している」こと、「3月12日6:00頃に圧力容器（下部ヘッド）が損傷した」と推定した事故進展シ

ナリオに整合するものであった。

3. 3. 10. 1号機原子炉建屋1階南東エリアで観測された高線量率の原因の特定

1号機原子炉建屋1階南東エリアで観測された高線量率の原因に関する課題(1号機-8)について検討した。(添付資料1-12参照)

高線量率の原因として考えられる汚染源として、①湯気による汚染及びトールラス室の汚染、②AC配管の汚染、③RCW配管の汚染、④TIP室の汚染の4つを洗い出し、それぞれ(1)汚染の原因、(2)汚染源からの放射線による影響、(3)汚染源からの放射性物質の移行の有無の3つの観点から南東エリアへの影響を検討した。①③④について、汚染源からの放射線が躯体コンクリートで十分遮蔽され、また、系統から原子炉建屋1階南東エリアへの有意な放射性物質の移行は無かったと考えられることから、南東エリアへの影響は支配的でないと推定した。②について、AC配管が損傷するなどして放射性物質が原子炉建屋1階南東エリアに移行するようなことは無かったと考えられるものの、AC配管に沿って確認された配管内の汚染が南東エリアで観測された空間線量率の特徴と整合することを確認した。

したがって、南東エリアで観測された高線量率は、格納容器ベントに使用したAC配管からの放射線の影響が支配的な要因であると特定した。

3. 3. 11. その他の検討

「3. 2. 1号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出」で抽出したその他の課題については、進捗に合わせて検討結果をとりまとめ、この節に追補していく予定である。

3. 4. 1号機のまとめ

MAAP解析の結果と測定データの比較等により抽出した課題について検討を行い、「3. 3. 1. 地震の影響について」では、地震によりLOCAが発生した際に予想されるプラント挙動と実測の原子炉圧力が整合しないこと、「3. 3. 2. 消防車の注水に関する検討」「3. 3. 3. 消防車の注水量に関する検討」では、消防車による原子炉注水は全量が原子炉に到達したわけではなく、一部が他所へ漏えいしたこと、に対して合理的な説明を見いだすことができ、定量的に原子炉への注水量評価を実施した。今後は、注水量の定量的評価については継続的に進めるとともに、これらの情報を解析コードの入力条件に反映し、さらなる解析結果の信頼性向上につなげることをしたい。

4. 2号機の事故進展に関する検討

4. 1. 検討の進め方

地震、津波の影響を除く福島第一原子力発電所2号機（以下、「2号機」という）の事故進展挙動は、主にMAAPコード（添付資料1参照）の解析結果を基に検討してきた。その解析結果を、原子炉水位の推移を図4.2.1に、原子炉圧力の推移を図4.2.2に、格納容器圧力の推移を図4.2.3に示す。しかしながら、MAAPコードによる解析結果は、解析条件設定における不確かさ、解析モデルの不確かさがあるため、結果として得られる事故進展にも不確かさがあり、完全に実際の事故進展と一致しているわけではない。そのため、本報告書では、過去に実施したMAAPコードによる解析(MAAP4による解析結果については別冊1、MAAP5による解析結果については添付資料3参照)と実測データを比較し、相違点があるところを課題として抽出し、抽出した課題を個別に評価するという枠組みで検討を進めていく。4.2節においては、時系列に従って抽出した課題を説明する構成とするが、別途添付資料2にて、課題を1件ごとに説明する資料をとりまとめている。

4. 2. 2号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出

4. 2. 1. 地震から津波到達まで

2号機は、地震スクラム後、原子炉水位の下降上昇に伴う原子炉隔離時冷却系(RCIC)の起動停止、残留熱除去系(RHR)のS/C冷却モードでの起動など、冷温停止へ向けての操作を行っていたが、3月11日15時41分、津波により全電源を喪失した。2号機では津波により直流の制御電源を喪失する直前、15時39分にRCICを手動起動していたため、津波到達後も原子炉への注水が継続されることとなった。一方、1号機では津波到達前にICを停止しており、制御電源喪失によってICの再起動ができなかった。これが1号機と2号機の大きな相違点である。

4. 2. 2. 津波到達から原子炉水位上昇まで

津波による電源喪失により制御能力を失った状態でのRCICの運転状態は、添付資料2-1にあるように、主蒸気管高さ以上に原子炉水位が上昇し、本来蒸気のみ配管に水が混入したことによる、水と蒸気の混合流体、すなわち、二相流によって駆動されていた可能性が示唆されているが、水位が主蒸気管高さに達する前の挙動は確認されていない。解析上、RCICが二相流により駆動していると考えられる期間は、実測された原子炉圧力を再現できるよう、RCICの注水量を定格流量の30%としている。一方、水位が主蒸気管高さに到達する前の期間、この条件でのMAAP解析による原子炉水位は、実測された水位変化より

もゆっくりと上昇している。そのため、この津波による電源喪失後の RCIC の挙動について検討することが必要である。(2号機-1)

なお、RCICはそのタービンの特性上、蒸気に水が混入した二相流でも駆動することが可能であるとされているが、このような制御を必要としない状態は受動的な安全機器の思想に通じる部分があり、実際に二相流で駆動した場合の注水流量や、直流電源を必要とする補助機器が機能しない状態での運転継続可能時間について、今後知見が蓄積されていくことが望ましい。

また、RHRのS/C冷却モードでの運転は、全交流電源喪失の影響によりポンプは停止していると考えられるが、RHRによる冷却のための系統構成(弁の開閉状態)が電源喪失後も保存されていたとすると、RHR系統へのエネルギー流入により、D/W圧力などのプラント挙動に影響を与える可能性があるため、検討しておくことが必要である。(2号機-4：検討完了(添付資料2-5))

4. 2. 3. 原子炉水位上昇から RCIC 停止まで

原子炉水位の上昇後は、後述するように、燃料域水位計の計測上限値を指示していたため、正確な水位は推定できない。原子炉圧力は RCIC 起動後から減圧を始め(ただし、MAAP4解析では減圧開始が遅く、MAAP5解析では過大な減圧を評価)、5.4MPa[abs]を計測した3月12日1時30分頃に反転し、原子炉圧力が上昇している。この原子炉圧力挙動は、時間の前後関係から12日4時20分から5時頃にかけて実施した RCIC の水源切替とは関係なく、注水による炉内の圧力・温度変化と、圧力低下による飽和温度の減少の関係から、圧力の下降・上昇を説明することができる可能性がある。そのため、現時点ではこの圧力反転挙動を正確に模擬できていないが、この反転挙動を再現できる RCIC の原子炉注水量を特定することで、電源喪失後の RCIC の注水特性を含めた事故進展の解明につながると考えられる。

なお、計測された原子炉水位については、原子炉圧力および格納容器温度による補正を行うと、添付資料3図2-1 2号機原子炉水位変化中の青プロットのように原子炉水位高(L-8)以上の水位となる(添付資料2-1参照)。この水位は燃料域水位計の計測上限値に相当する。

RCIC 運転期間中における原子炉圧力は、添付資料2-1に記載のとおり、制御電源の喪失により、蒸気流量を調節するための弁の開度調整など、RCIC が制御されることなく運転継続したことで原子炉水位が L-8 以上となり、低クオリティの二相流で崩壊熱相当のエネルギーが原子炉外に持ち出されていたこと、RCIC タービンが低クオリティの二相流で運転することで定格の流量よりも少ない流量で注水されたと考えられること等から、SRV の作動が無くても原子炉圧力容器内のエネルギーがバランスし、通常運転時よりも低い圧力で安定し

て推移していたものと考えられる。

原子炉圧力は、3月13日6時頃から再び減少に転じるものの、これは時間経過による崩壊熱減少の影響によるものと考えられる。その後3月14日9時00分に原子炉圧力5.4MPa[abs]を計測した後、9時35分に5.6MPa[abs]に上昇している。MAAP解析では、添付資料2-1に示したように、14日9時にRCICによる原子炉注水の停止（ただしRCICタービンへは蒸気を供給）を仮定して、比較的緩やかな原子炉圧力上昇を再現し、14日12時にRCICの完全停止を仮定し、その後の急激な圧力上昇を再現している。原子炉圧力の再現という意味では、採用した仮定により非常に高い再現性を有する結果となったが、何が原因でRCICが停止したかがわかっておらず、解析の仮定と整合性のあるRCICの停止メカニズムを検討することが必要である。（2号機-2）

格納容器圧力は、LUHS（最終的な熱の逃がし場の喪失）の状態となったことから、崩壊熱が全てS/Cに蓄積される状態であるにもかかわらず、その値が予想されるよりも低い値で推移した。2号機の事故進展においては、SRVがRCIC運転中に作動しなかったと考えられるため、二相流となったRCICの排気蒸気が崩壊熱相当のエネルギーを持ってS/Cに流入することとなる。その結果、S/Cでのエネルギー蓄積に伴い、格納容器圧力は上昇することとなるが、添付資料2-2での検討により、トーラス室に海水が浸水したとすることで、S/C外壁からの海水による除熱の影響で、D/W圧力計測値の緩慢な上昇を再現することができることがわかっている。

4. 2. 4. RCIC停止からSRVによる強制減圧まで

RCICが何時に停止したかは厳密には解明されていないものの、原子炉水位はRCICが停止した後徐々に低下し、炉心が露出し始め、さらにSRV開放に伴う減圧沸騰により原子炉水位は急減し、炉心は完全に露出することとなり、炉心損傷が開始する（添付資料3図2-1参照）。RCIC停止後、原子炉圧力が増加した後は、SRVの逃がし弁モードによって、7.5MPa程度の圧力を維持する（SRV(A)は仮設バッテリーに接続されていた）。その後、原子炉圧力はSRV開放により急速に減圧し、大気圧近傍まで低下する。

RCIC停止後、原子炉圧力と燃料域水位計の測定上限値を下回った以降の原子炉水位を測定することができており、また、SRVによる強制減圧までの期間は、圧力変化を伴うものの原子炉内の水が単調に減少していく状態であるため、エネルギーバランスと物性の変化を適切に取り扱うことによって、原子炉水位と原子炉圧力の挙動を精度良く再現することができている（添付資料3図2-2参照）。

格納容器圧力の実測値は、RCIC停止後、3月14日13時頃から低下に転じる。

これは、RCIC タービンを通じて S/C 側へ流入するエネルギーが無くなるものの、トラス室に浸水した水により S/C からの除熱は継続することに起因すると推定される。しかしながら、解析ではその再現ができておらず、また、減圧の開始も、原子炉圧力の上昇傾向の変化から、RCIC の完全停止を仮定した 14 日 12 時から 1 時間以上の遅れを伴っている。これは、概ね SRV による S/C 側へのエネルギー流入が始まった時間帯と同じであり、エネルギー流入の途絶と S/C 外壁からの除熱継続というシナリオとは矛盾している。(2 号機-5：検討完了(添付資料 2-6))

さらに、SRV による強制減圧時の格納容器の圧力に注目すると、格納容器圧力は 14 日 17 時から 20 時にかけてほぼ 0.4MPa[abs]程度で安定しており、SRV の強制減圧により S/C に大量の蒸気(エネルギー)が流入しているにも関わらず、発生が予想される圧力上昇が見られない。(MAAP 解析では SRV による強制減圧時に圧力上昇が発生することが示されている)そのため、この SRV 強制減圧時の圧力挙動についても検討する必要がある。(2 号機-6：検討完了(添付資料 2-6))なお、SRV による強制減圧の際には、減圧沸騰により急速に水位が低下し、燃料有効長下端にまで到達、すなわち、燃料が完全に露出することになる。1 号機、3 号機は圧力が高いまま、崩壊熱による水の蒸発のみで緩やかに水位が低下していき、露出部分での水-ジルコニウム反応により炉心損傷・炉心溶融に至ったと考えられているが、2 号機の場合には、前述の急速な水位低下により、その水位となる時間帯において炉心損傷・炉心溶融に至らなかったとの相違がある。

なお、2 号機-5,2 号機-6 については、外部からトラス室に侵入した水による S/C 下部の冷却によって発生する内部の水の温度成層化と、原子炉圧力上昇後初期の SRV 作動時に発生する、主蒸気管内にたまった水が放出されることによる S/C 内の攪拌効果により、PCV 圧力の低下を説明できる可能性があること、S/C 下部の冷却された水によって原子炉減圧時の蒸気が完全凝縮されることにより、減圧時に予想される PCV 圧力の上昇が観測されていないことを説明できる可能性が明らかとなっている。

4. 2. 5. SRV による強制減圧から格納容器圧力の低下開始まで

SRV による強制減圧完了とほぼ同時期に、消防車による注水が始まるものの、解析において設定した注水量は燃料を冠水させるのに十分ではなく、炉心の損傷が進展することとなる。この際の原子炉水位は必ずしも十分な測定点を得られているわけではないが、14 日 21 時以降には原子炉水位の測定値の上昇が確認できる。しかしながら、この原子炉水位の上昇は、1 号機同様事故進展に伴い水位計の計装配管内の水が蒸発することで、水位を過大評価するように

なっていたことが原因と考えられ、時期は明確でないものの最終的には正しい値を指示しなくなったと考えられる。したがって、消防車による原子炉注水経路上の漏えいの可能性も含め、実際の注水量も少なかったものと考えられる。

(共通-2, 共通-3: 検討中 (添付資料 2-14))

前述のように、2号機では水位が低い状態で、炉心が完全露出し、燃料被覆管の温度が上昇し始める時期に水-ジルコニウム反応に伴う水素が大量に発生する (添付資料 3 図 2-6 参照)。

その後、水素発生や SRV の開放等により格納容器圧力が上昇し、0.75MPa[abs]程度にまで至る。水素発生の影響を受けていると考えられる D/W 圧力の上昇が、14日 20時頃、21時頃、23時頃に観測されている。一方、S/C 圧力は、14日 4時 30分から 12時 30分頃まで本設の圧力計により計測が開始され、この間は D/W 圧力と同程度の値を指示している。その後指示不良により計測が中断した後、22時 10分にアクシデントマネジメント (AM) 用の S/C 圧力計による計測が再開された。この AM 用圧力計による計測値は、計測開始当初より D/W 圧力よりも低い値を示しており、このような圧力の乖離は格納容器の構造上発生するとは考えにくいとため、現実の圧力を反映していたものではない可能性が高い。最終的に S/C 圧力計は 15日 6時にダウンスケールを示し、計装系が故障したのと考えられるが、これらの指示値の挙動や故障のタイミングから、何らかの情報が得られる可能性があることから、S/C 圧力計の挙動について検討が必要である。(2号機-3: 検討完了 (添付資料 2-17))

強制減圧以降も、SRV の開放は、散発的に発生した原子炉圧力の上昇をおさえるために実施しているが、原子炉圧力の低下と SRV の手動操作の記録は必ずしも一致していない。すなわち、3月 14日 21時 20分、15日 1時 10分、の 2回については、SRV の手動開の記録が残っているが、14日 23時頃に確認される原子炉圧力の上昇・下降時には SRV の手動開の記録が存在しない。そのため、この際の原子炉圧力・格納容器の挙動について検討した結果、この時間帯に観測された原子炉圧力の上昇・下降は、SRV の開閉のみによるものではなく、大規模な水-ジルコニウム反応が発生することにより炉心損傷・炉心熔融が進んでいく状況を反映したものであると推定される。特に、14日 23時頃に確認された原子炉圧力の上昇・下降は格納容器圧力の上昇を伴っていることから、SRV が開状態であるにも関わらず原子炉圧力が上昇するほどの炉内状況 (水素発生、水蒸気発生、温度上昇等によるもの) であったと考えられる。(2号機-7,8: 検討完了 (添付資料 2-7, 2-9, 2-12))

2号機では、S/C ベントを実施すべく準備を進めていたが、ラプチャディスク作動の有無に関する決定的な証拠は存在していない。しかしながら、S/C の圧力は正しい値を示していなかったにしても、D/W の圧力測定値でも、ラプチャデ

イスクの設定圧(528kPa[abs])を超えたのは、3月14日23時頃(22:50の測定圧力:540kPa[abs])である。一方で、SRVの開記録のある21時20分頃に線量が急上昇したことをモニタリングカーが測定している。そのため、ラプチャディスクがどのような状態にあるかを検討し、この線量上昇の原因を検討しておく必要がある(2号機-9:検討中(添付資料4))。なお、ラプチャディスクの周辺線量は低いことが確認されているため、この線量上昇が2号機由来のものであるとすると、ベントライン以外の漏えい経路による可能性がある。また、この時の原子炉圧力の散発的な上昇は、1.5MPa程度であり、この時点では炉心損傷が進んでいると考えられることから、その減圧時の蒸気放出には非凝縮性ガスである水素が大量に含まれているものと考えられる。この際に、非凝縮性ガスが凝縮しない事による圧力上昇の影響により、S/Cの健全性に影響がないか検討する必要がある(2号機-10:検討中(添付資料2-8, 2-13))

4. 2. 6. 格納容器圧力の低下開始から3月18日まで

格納容器圧力は、3月15日7時20分頃に0.73MPa[abs]を測定したのち、15日11時25分には0.155MPa[abs]まで減少しているが、この時間帯は、一時的に福島第一原子力発電所内の人員が減少していた時間帯であり、測定データが少ないことから、いつ圧力低下が始まったのかは明確ではない。しかしながら、15日朝方に2号機のブローアウトパネルから蒸気が放出されていることが確認されていること、モニタリングカーの線量測定値が上昇していることから、午前中のうちに圧力低下が発生した可能性が高い。この際のFP放出が飯館村などの汚染に繋がっていると考えられることから、この格納容器圧力低下がどのようなメカニズムにより発生したかを検討しておく必要がある。(2号機-11:検討中(添付資料2-16))

また、3月15日の朝方からのCAMS(D/W)の指示値を見ると、15日6時頃まで単調に増加していた指示値(6時20分、63Sv/h)が、6時間程度の測定データの空白期間を経た後、15日12時頃には低下(11時25分、46Sv/h)していることが確認できる。これは、格納容器圧力が低下していることから、FPが格納容器から放出されることにより格納容器内の線量が低下したことを反映したものと考えられる。その後、15日15時25分にはCAMS(D/W)の指示値が135Sv/hに急上昇していることが確認できる。この急上昇は原子炉、格納容器内での急激な状況変化を反映したものである可能性がある。(2号機-12:検討完了(添付資料2-10, 2-11, 2-18))

過去に実施した解析においては、地震後約1週間で水素の総発生量は約450kgと評価されている(添付資料3図2-6参照)。2号機で水素爆発が発生しなかった原因としては、ブローアウトパネルや天井の穴を通して水素が漏えいした可

能性、水素の発生自体が 1,3 号機と比較して少なかった可能性が考えられるが、前述の強制減圧後の原子炉圧力の上昇時に水-ジルコニウム反応による水素が大量に発生していると考えられることから、2 号機で水素爆発が発生しなかった原因としては、水素が爆発する前に原子炉建屋から漏えいしたことによる可能性が大きいと考えられる。ただし、水素発生後の水素の原子炉から原子炉建屋への漏えい挙動については現時点では解明されていないため、今後の検討が必要である。(2 号機-13)

また、FP の放出について、解析においては、炉心損傷後希ガスは原子炉圧力容器から S/C に放出され、本解析において仮定した格納容器からの漏えいにより、希ガスのほぼ全量が PCV 外へ放出されるとの結果であった。ヨウ化セシウムは約 1%の放出割合であり、大半は S/C 内に存在する。但し、FP の格納容器外への放出については格納容器からの漏えいの仮定によるものであり、現実とは異なる解析結果となっている可能性がある。

解析において、MAAP4,5 の解析結果ともに 2 号機の炉心は一部溶融プールを形成したものの炉心部にとどまり、原子炉圧力容器破損には至らないとの結果となった。これは初期の RCIC による注水が比較的継続的に行われていたこと、RCIC 停止から注水開始までの時間が 1 号機に比べて短かったこと等が理由として挙げられる。しかし、後述するように 3 号機についても消防車による注水が始まる以前の段階で炉心損傷・炉心溶融に至っている可能性が高い事が判明しているため、2 号機のみが原子炉減圧後の消防車注水の状況で、原子炉圧力の上昇・下降が発生している状況で炉心損傷・炉心溶融に至ったものと考えられている。そのため、原子炉圧力容器の破損については、消防車による原子炉への注水量の設定に依存するところが大きく、解析条件による不確かさが結果に大きく影響していると考えられる。

4. 2. 7. その他

MAAP コードを用いた解析では、解析条件設定における不確かさ、解析モデルの不確かさがあり、結果としての事故進展にも不確かさがあることに留意する必要がある。特に FP の放出量については、これら不確かさの影響を大きく受けることから、その数値は参考的に扱うべきものとする。

また、課題 2 号機-12 に関する検討（添付資料 2-10 参照）に示す通り、15 日 15 時 25 分の格納容器雰囲気モニタ (CAMS) (D/W) の指示値の急上昇が原子炉圧力容器の破損に伴う燃料デブリの落下であると仮定すると、このような時間帯での圧力容器破損は、現行の MAAP コードによる解析結果の傾向を見る限り、再現は困難であると考えられる。また一方で、添付資料 4 図 3-3 からは、原子炉圧力容器底部の CRD (制御棒駆動機構) 配管は少なくとも外周部のものは存

在していることが確認できている。加えて、添付資料 4 図 3-31 からは、原子炉圧力容器底部の PIP（制御棒位置検出器）ケーブルや LPRM（局部出力領域モニタ）ケーブルが特定できない範囲と、ペデスタル内プラットフォーム上のグレーチングが脱落している範囲は重複しており、中央部からはずれている。これらより、原子炉圧力容器の破損箇所は中央部およびその周辺部に存在する可能性が考えられる。このような問題には、BWR 原子炉圧力容器の下部構造の複雑さを考慮した熔融燃料の移行挙動の影響を適切に取り扱うことが必要であり、モデル改良による解析の信頼性向上の努力が必要であると考えられる。現時点では、事故進展の最終結果であるデブリ位置は依然不明であり、これが廃炉作業への重要なインプットとなるため、今後とも格納容器や原子炉圧力容器の内部調査研究開発プロジェクト等の調査結果も踏まえ、検討を進める必要がある。（共通-10：検討中（本文 7 章、添付資料 4, 5））

MAAP コードによる解析は、長くても地震後 1 週間程度で解析を終了させている。これは、解析による評価は、長期間になればなるほど不確かさが大きくなるため、評価結果の信頼性が極めて低くなってしまうためである。しかしながら、3 月 20 日、21 日頃に福島第一原子力発電所から放出された FP は、風向き関係から関東圏の線量上昇を引き起こし、よう素濃度の上昇による水道水の取水制限を引き起こすなどの原因となっている。そのため、解析による評価が難しい、地震後長期間経過した後の挙動についても検討しておく必要がある。（共通-9：検討完了（添付資料 3-6））

以上の検討により抽出した課題を、図 4.2.1～図 4.2.3 に図示するとともに、各課題の定義を添付資料 2 にとりまとめた。また、抽出した課題のうち、これまでに実施した検討結果を添付資料に詳細を示すとともに、4. 3. 節にて概要を説明する。

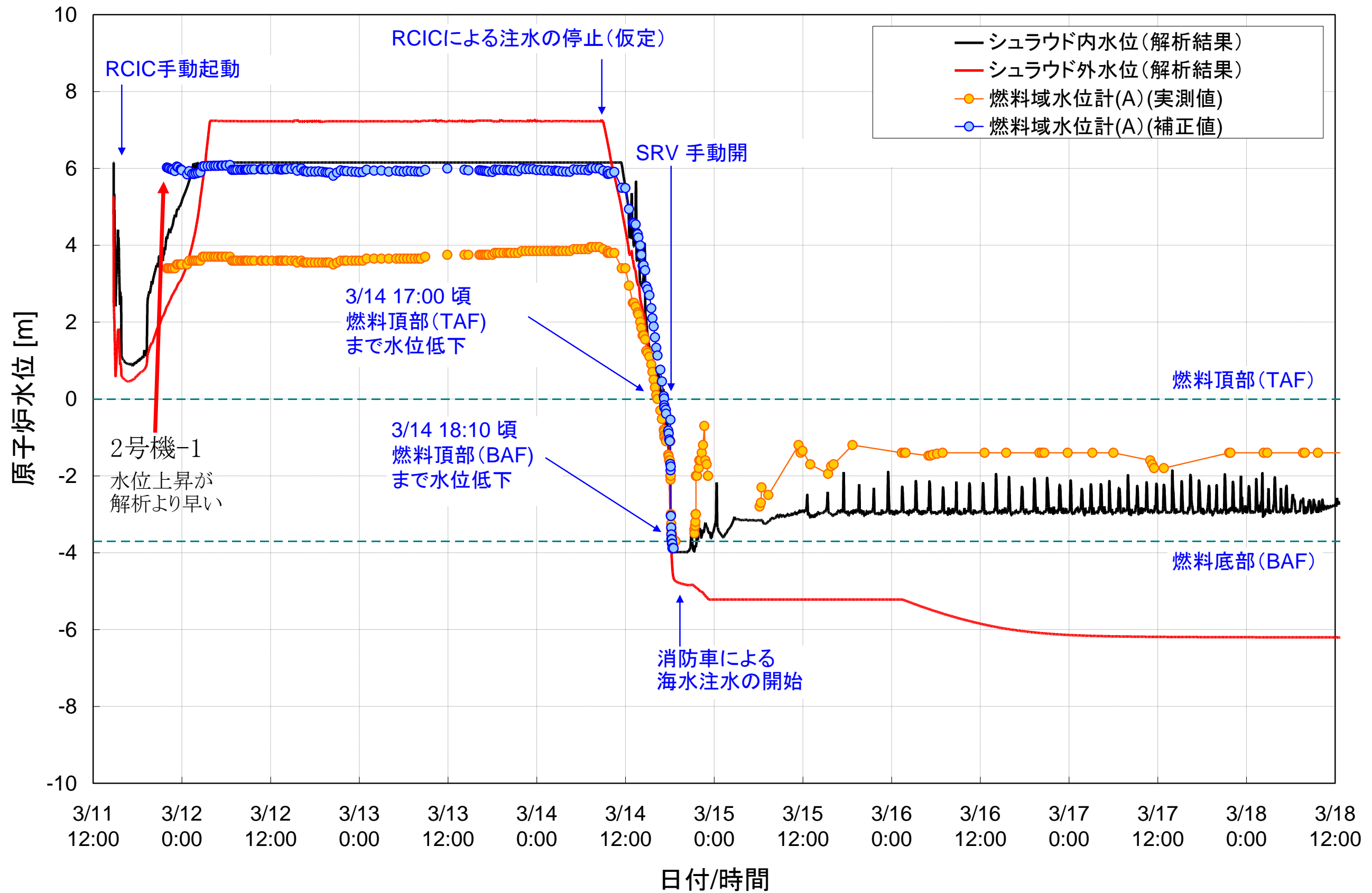


図 4.2.1 2号機の原子炉水位挙動から抽出された課題

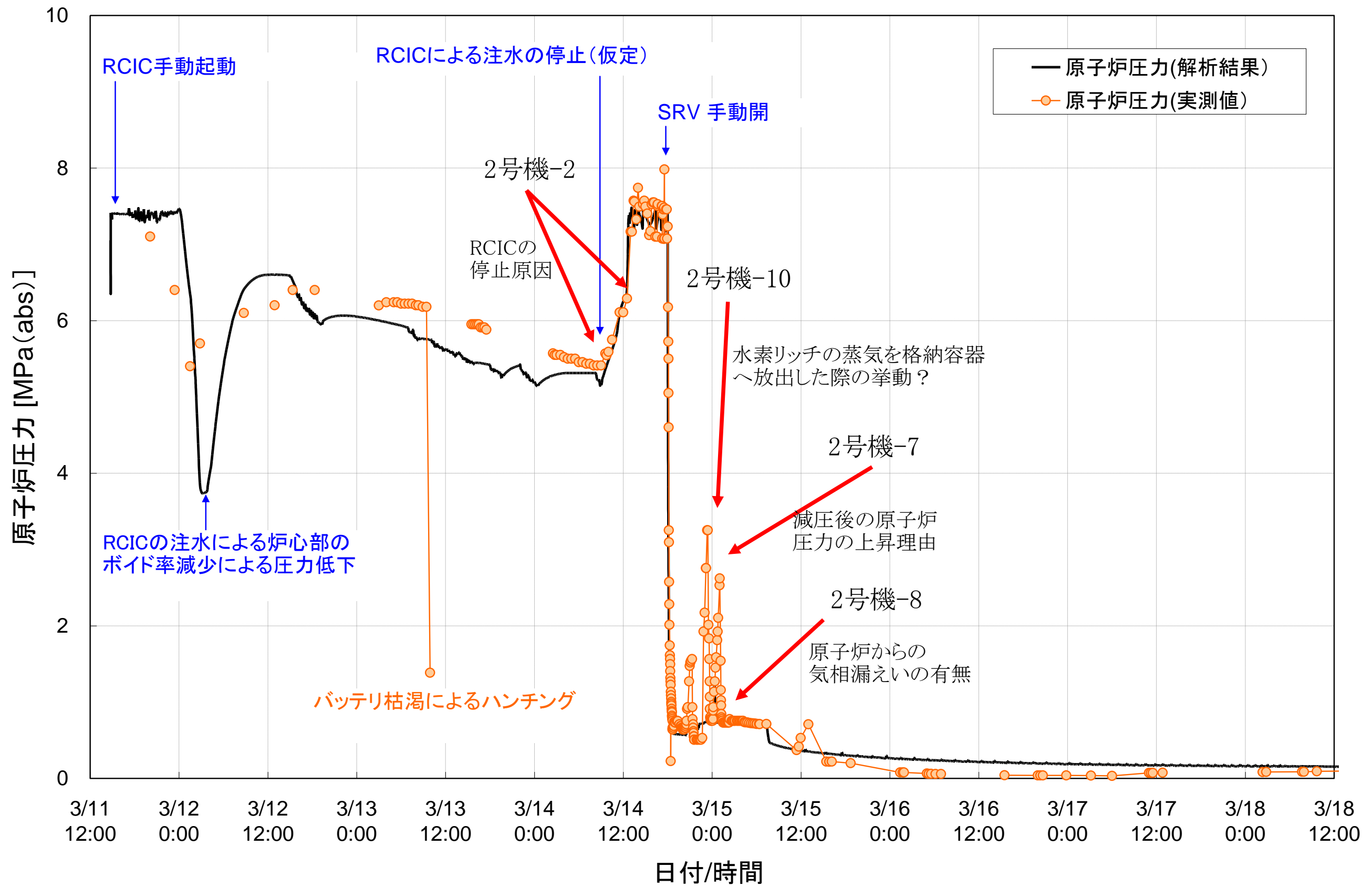


図 4.2.2 2号機の原子炉圧力挙動から抽出された課題

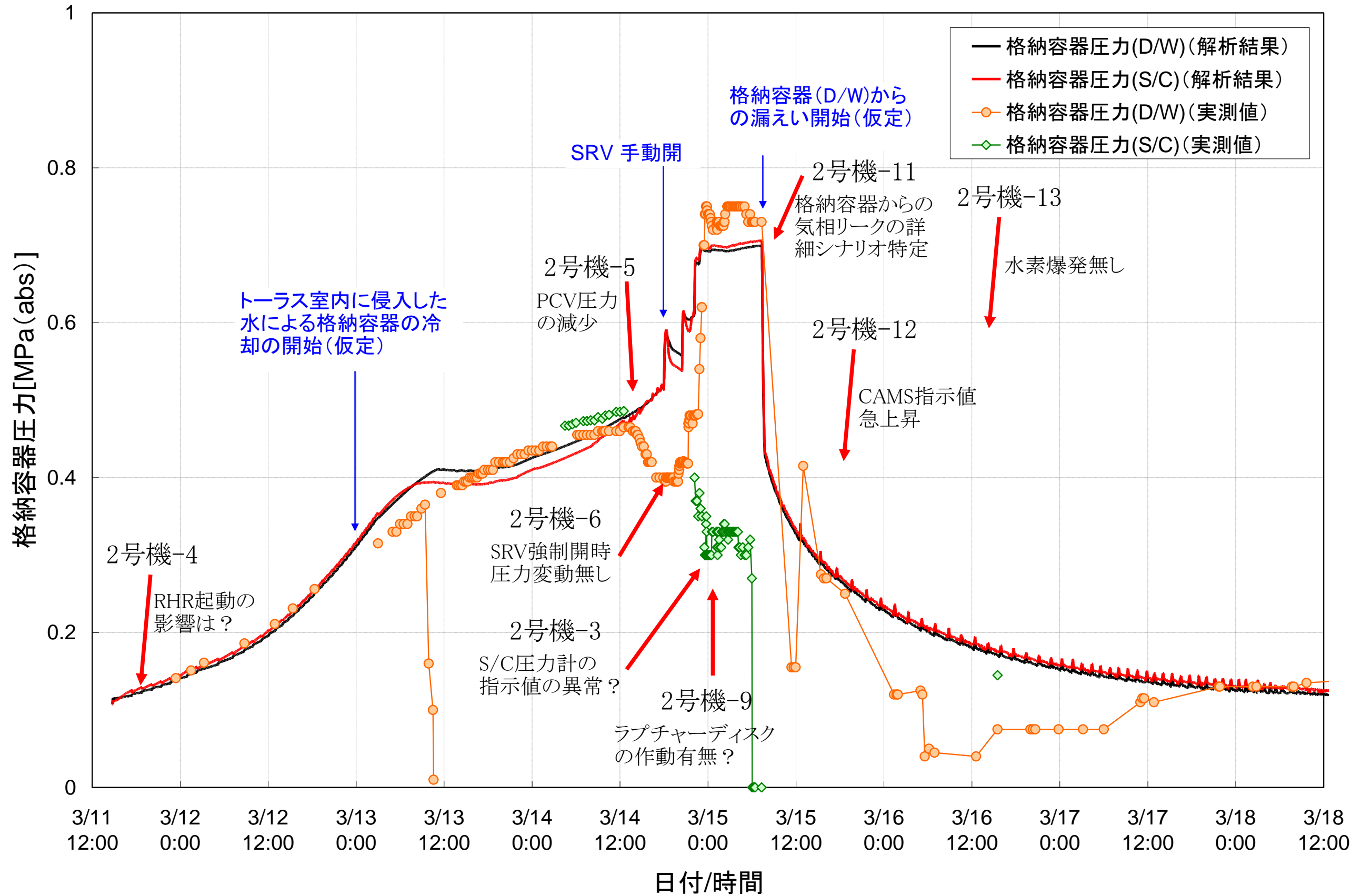


図 4.2.3 2号機の格納容器圧力挙動から抽出された課題

4. 3. 2号機の抽出された課題に対する検討結果

4. 3. 1. RCICの直流電源喪失時の挙動について

2号機のRCICの直流電源喪失時の挙動に関する課題、2号機-1及び2号機-2について検討を実施した。(添付資料2-4参照)

その結果、RCICの設計から、直流電源喪失後には蒸気加減弁が全開となることにより流量が増加することがわかった。この流量増加は、少なくとも原子炉水位が主蒸気管に達するまでは継続すると考えられる。

また、蒸気加減弁が全開となっていることにより、RCICが機械的にトリップする可能性があることがわかった。ただし、RCICの機能喪失の理由が全て解明されたわけではないため、今後の継続的な検討が必要である。

4. 3. 2. 津波到達後のRHRの系統の状況について

2号機の津波到達後のRHR系統の状況に関する課題、2号機-4について検討を実施した。(添付資料2-5参照)

運転員の操作を再度調査した結果、RHR系統は津波による電源喪失により弁の操作ができなくなる前に、系統を隔離する操作がなされていたことが判明した。そのため、RHRの系統と原子炉・格納容器との直接の関係はなく、測定されたRHR系統の温度上昇は、現時点で明確ではないが、建屋内温度の上昇など、別の原因によるものであることがわかった。

4. 3. 3. RCIC停止後の格納容器圧力の低下について

2号機のRCIC停止後の格納容器圧力のふるまいに関する課題、2号機-5(2号機-6とも関連)について検討を実施した。(添付資料2-6参照)

2号機の格納容器圧力は、崩壊熱により発生するエネルギーの格納容器への移行により推測される圧力上昇よりも小さい圧力上昇であったことがわかっており、津波による海水が原子炉建屋に流入することにより、格納容器が外部から冷却されるとの推定を行っている。しかしながら、14日の昼過ぎからは格納容器圧力が減少に転じており、その減少がSRVによる原子炉圧力制御が再開している時期に始まっていることへの定量的な説明はできていなかった。

本課題について、一時的に再開されていたS/Cの水溫測定のチャートや、SRV(A)がバッテリーに接続されており、この弁のみが逃がし弁モードで作動していた可能性が高いとの新しい知見を用いて、格納容器圧力低下のタイミングでのプラント挙動を検討した。その結果、RCICの運転状態、すなわち、S/CへのRCICタービンからのエネルギー流入、及び、S/Cから原子炉への冷水注入、並びに、S/C外壁での冷却とのエネルギーバランスを検討することで、格納容器圧力の低下が説明される可能性が高いことがわかった。

また、格納容器圧力低下の開始時期については、主蒸気配管に溜まっていた水が、SRV から放出されることが原因である可能性について検討した。

本検討は、解析コードによる定量的な再現計算により検証することが必要であるため、今後の継続的な検討が必要である。

4. 3. 4. 燃料溶融シナリオの推定、及び、中性子検知について

2号機の減圧後の原子炉圧力の上昇に関する課題、2号機-7について検討を実施した。(添付資料 2-7 参照)

2号機の減圧後の原子炉圧力は、複数回上昇下降を繰り返した。これは、消防車の注水による蒸気発生が、結果として水-ジルコニウム反応を促進し、大量のエネルギーを発生したことにより、原子炉圧力の上昇及び燃料の溶融を引き起こした可能性があることを示した。原子炉圧力の上昇が見られた14日夜から15日未明の間には、中性子が検出限界値程度であるものの複数回観測されている。この中性子検知は、燃料溶融によりウランやプルトニウム、自発核分裂確率の大きいキュリウム等のアクチノイド元素が原子炉建屋外に漏えいし、自発核分裂により発生した中性子を捉えたものである可能性が高いことを示した。

アクチノイド元素の漏えい経路は、特定できていないため、今後の継続的な検討が必要である。

4. 3. 5. 水素リッチな蒸気が S/C に放出された場合の影響に関する検討

2号機の減圧後の原子炉圧力の上昇の際に発生したと考えられる、水素リッチな蒸気が S/C に放出された場合の影響に関する課題、2号機-10について検討を実施した。(添付資料 2-8 参照)

2号機の S/C は、破損位置は特定されていないものの、測定された温度データから S/C の底部付近、もしくは底部付近に接続されている配管からと推測できることを示した。また、同様に少なくとも一つの真空破壊弁の閉止機能が損なわれている可能性が高いことがわかった。この原因として、水素リッチな蒸気が放出され、急激に S/C の圧力が高まったことが原因の一つとして挙げられることを示した。

4. 3. 6. 原子炉減圧後の原子炉圧力の上昇について

4. 3. 4. に引き続き、2号機の減圧後の原子炉圧力の上昇に関する課題、2号機-7について検討を実施した。(添付資料 2-9 参照)

2号機の減圧後の原子炉圧力と格納容器圧力の挙動を再現する炉内の水蒸気と水素の発生量を検討した結果、原子炉圧力が複数回上昇下降を繰り返している期間中に、大規模な水-ジルコニウム反応が生じ、大量の水素が発生していた

可能性があることが分かった。また、4. 3. 4に示した、添付資料 2-7 にて推定した事故進展に加え、水-ジルコニウム反応によって燃料温度が上昇し、炉内の構造物が溶融することで、溶融物が原子炉压力容器の下部プレナムに落下し、水を蒸発させることによっても水-ジルコニウム反応が引き起こされていた可能性があることが分かった。

4. 3. 7. 15日に観測された CAMS の指示値急上昇に関する検討

15日15時25分に観測された、CAMS (D/W) の指示値が135Sv/hに急上昇し最大値を記録したことに関する課題、2号機-12について検討を実施した。(添付資料 2-10 参照)

2号機の原子炉压力容器は、燃料域水位計の基準水柱への水張りの結果から、原子炉水位を維持できない程度の破損があるものと推定されている。そのため、この破損はこの CAMS の急上昇の時点で発生している可能性が高いことがわかった。また、CAMS 指示値の長期の測定データの傾向から、原子炉の状態の大きな変化はこれ以降には発生しておらず、燃料デブリの再過熱、再溶融、移動が発生していない可能性が高いことがわかった。

4. 3. 8. 2号機 14, 15日に測定された CAMS 測定値から推定する FP 移行挙動について

4. 3. 7. に引き続き、2号機で14, 15日に測定された CAMS 測定値に基づき課題 2号機-12について検討を実施した。(添付資料 2-11 参照)

添付資料 2-10 では、ドライウェル及び圧力抑制室の CAMS 測定値の時間変化の傾向から、炉心損傷、炉心溶融の発生時期、原子炉・格納容器の健全性について推定を行っているが、各変動イベント時の CAMS 測定値と FP 放出量を定量的に評価することで、炉心損傷・溶融過程における格納容器内の FP 放出挙動を推定した。

その結果、圧力抑制室 CAMS の線量率は炉心損傷に伴うよう素、セシウム等の放出を考慮し、ドライウェル CAMS の線量率は15日以降ドライウェルに直接漏えいした放射性物質を想定することで再現できた。したがって、添付資料 2-10 で示した2号機の事故進展シナリオは CAMS の定量的な評価とも整合していることが示された。

4. 3. 9. 炉心損傷後の SRV の動作について

共通-1 として課題設定している炉心損傷後の主蒸気逃がし安全弁 (SRV) の作動状況について検討した。(1号機：添付資料 1-3、2号機：添付資料 2-12、3号機：添付資料 3-4 参照)

各号機の SRV の作動状況については、運転操作の記録、事故対応の記録、事故進展に基づく分析、SRV 設計の観点における作動可能性の評価を踏まえ検討したところ、SRV に窒素ガスを供給する系統にある電磁弁への電源供給の重要性、SRV への窒素ガス供給圧力の確保の重要性、電磁弁等で使用しているシール部からの窒素ガス漏えいを低減する取組みの重要性が示唆された。

4. 3. 10. 2号機圧力抑制室の水位変化と温度変化について

4. 3. 5に引き続き、2号機の圧力抑制室の健全性に関する検討を実施した(添付資料 2-13 参照)。

添付資料 2-8 の検討により、2号機 S/C 下部に漏えい孔が存在している可能性を明らかにしたが、この検討を発展させ、S/C 水位変動と S/C 温度計指示値の関連性を考察した上で、これまでに得られた実測データから S/C 内水位変動を定量的に推定し、S/C 水位が S/C 温度計の変化に影響を与えているシナリオを明らかにした。さらに、そのシナリオを再現できる S/C 底部付近にあると考えられているリーク孔の大きさを感度解析により特定し、孔の高さ位置についても絞り込みを行った。

検討の結果、リーク孔の大きさは約 9cm^2 と想定されること、リーク孔の位置は O.P.512mm 以下に存在する可能性があることがわかった。

4. 3. 11. 2号機の水位計挙動に基づく原子炉水位の推定

1号機と同様に、最終的に指示不良を起こしたと考えられる2号機の水位計の挙動に基づいて、原子炉内の状態に関する情報を得る課題、共通-3、及び、原子炉注水量に関する課題、共通-2 について検討を実施した。(添付資料 2-14 参照)

これまでも着目してきた、2号機で炉心損傷・炉心溶融が進展した時期(3月14日の夜)について、燃料域水位計指示値等のプラントパラメータの実測値に基づいて、実際の原子炉水位の変動に関するシナリオを推定した。さらに、推定した水位変動シナリオを前提に、原子炉圧力に応じた注水量等を変化させて、想定される原子炉水位の範囲を評価した。

その結果、3月14日18時頃の原子炉減圧以降、22時40分頃までは、原子炉水位は有効燃料底部(BAF)を下回る結果となった。一方、20時30分頃から21時20分頃にかけて観測された原子炉圧力の上昇は、溶融物が下部プレナムへ落下すること等によって生じた可能性はあるものの、観測された圧力上昇の速度が緩やかであったこと等も含めて考えると、原子炉水位がBAFに到達しない状況では、現状、この圧力上昇を明確に説明できるシナリオを推定できていない。このため本検討結果は、原子炉水位が低めに推移したシナリオとして

事故進展の推定に活かすこととしたい。

4. 3. 1 2. 2号機の原子炉補機冷却水系に高線量率が観測されなかったことの原因の推定

1号機-9に関連し、1号機のRCW（原子炉補機冷却水系）系統周辺で高線量率が確認されている要因は、格納容器底部に落下した燃料デブリによりRCW配管が損傷し、系統内に放射性物質が拡散したためと推定している。（添付資料1-9）

一方、2号機のRCW系統周辺では1号機のような高線量率が確認されていない。2号機の状況について、燃料集合体の一部が圧力容器から格納容器底部に落下したと考えられること、RCW系統が電源喪失に伴い自動で隔離される設計にはなっていないことといった1号機との類似点があるにもかかわらず、RCW系統の状況が異なるということで、その要因について検討した。（添付資料2-15参照）

2号機の格納容器内部調査の結果を踏まえ検討した結果、2号機のRCW系統は、格納容器底部に溜まる堆積物により損傷を受けなかったために、RCW系統内に汚染が拡散しなかったものと推定した。

4. 3. 1 3. 3月15日午前中における2号機格納容器圧力の低下について

2号機のD/W圧力は、3月14日23:30頃から15日7:20まで0.7MPa[abs]以上で推移し、以降は一旦計測が途切れ、15日11:20に計測が再開された際には0.155MPa[abs]まで低下していた。発電所から北西方向に広がる土壤汚染については、2号機からの放出が影響している可能性が考えられ、格納容器からの気相漏えい（2号機-11）とも関連すると考えられる、この大きな圧力低下の要因を検討した。（添付資料2-16参照）

格納容器からの気相漏えいにより減圧した可能性と、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧した可能性を想定し、それぞれのシナリオの成立性を検討した。格納容器からの気相漏えいより減圧したと考えると、熱的な損傷によりトップヘッドフランジ以外にも大規模な漏えいがあったと考える必要があり、15日12:00頃以降のD/W圧力の増減、現在の2号機の格納容器の気密性が比較的高いこと、及び、オペフロ以外の建屋内の汚染が比較的小さいことについては、観測事実との整合性の説明が困難であることが分かった。一方、他建屋からの水の流入等によって、トラス室の水位がS/Cプールの水位を超えて上昇し、S/Cの気相部の冷却が促進されて水蒸気の凝縮が進んだ等の要因により、気相漏えいに加えて格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したと考えると、観測事実との整合性を説明しやすくなることが分かった。

4. 3. 14. 2号機3月14日21時以降のS/C圧力計の挙動について

2号機で使用していた格納容器圧力計のうち、アクシデントマネジメント(AM)用S/C圧力計は3月13日3時にバッテリーを接続し電源を復旧したが、ダウンスケール(DS)あるいはD/W圧力と乖離した低い指示値を示しており、現実の圧力を反映していなかった可能性が高い。S/C圧力計は事故時のプラント挙動を把握するための重要な計器であり、これらの異常な挙動に関する課題(2号機-3)について検討した。(添付資料2-17参照)

AM用S/C圧力計が異常な挙動を示した要因として、①機械的要因、②測定原理に関する要因、③電氣的的要因の3つを洗い出し、各要因の可能性を検討した。①について、地震、他号機の爆発及び津波の衝撃によって圧力計本体が機械的に損傷した可能性は低いと推定した。②について、圧力の検出元である凝縮槽配管内水の減少又は喪失によって異常な挙動を示した可能性は低いと推定した。③について、圧力計の水没により内部に海水が浸入して端子部に電氣的異常が発生することによって、DSや指示値の低下を示すことは十分に可能性があるかと推定した。

以上の検討結果から、圧力計の水没によって発生した電氣的的要因が、異常な挙動の主要因であると推定した。

4. 3. 15. Mark-I格納容器の炉心損傷割合の評価手法について

2号機では、炉心損傷前に格納容器雰囲気モニタ系(CAMS)による格納容器内(D/WおよびS/C)の線量率測定を開始できたことから、炉心損傷前後の格納容器内の線量率変化をとらえることができている。この測定値と事故進展のかかわりについては、2号機-12として課題設定している。

2号機は1、3号機と同様に、ほぼ100%炉心損傷に至ったものと推定しているものの、2011年4月27日に公表された炉心損傷割合の評価値は35%であり、事故進展から推定される炉心損傷の程度と、事故前に用意されていたCAMS測定値から評価される炉心損傷割合は大きく異なっているように見える状況である。また、D/WとS/CのCAMSの測定値についてみると、1桁程度S/C側が低い値となっている傾向についても、事故前に用意していた評価結果とは異なる傾向である。

CAMSの測定値は、事故進展の状況を把握する上で重要なデータであるため、これらの要因について検討した(添付資料2-18)。

検討の結果、Mark-I格納容器の幾何形状およびCAMS線量計の設置位置による影響を適切に反映していないことが原因で、事故前に用意していたCAMS測定値から評価される炉心損傷割合が、過小評価する傾向にあることがわかつ

た。

4. 3. 16. その他の検討

「4. 2. 2号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出」で抽出したその他の課題については、進捗に合わせて検討結果をとりまとめ、この節に追補していく予定である。

4. 4. 2号機のまとめ

MAAP 解析の結果と測定データの比較等により抽出した課題について検討を行い、「4. 3. 1. RCIC の直流電源喪失時の挙動について」では、直流電源喪失により制御機能を失った RCIC は、蒸気加減弁が全開となった状態で運転されたこと、「4. 3. 2. 津波到達後の RHR の系統の状況について」では、津波到達後、RHR 系統は系統を隔離する操作がなされ、原子炉・格納容器との直接の関係はないこと、「4. 3. 3. RCIC 停止後の格納容器圧力の低下について」では、RCIC 停止後の格納容器圧力の低下を説明するメカニズムについて、合理的な説明を見いだすことができた。また、「4. 3. 7. 15日に観測された CAMS の指示値急上昇に関する検討」および「4. 3. 8. 2号機 14, 15日に測定された CAMS 測定値から推定する FP 移行挙動について」により、合理的な原子炉減圧後の炉心損傷・炉心溶融に至る事故進展シナリオを見出すことができた。今後は、これらの情報を解析コードの入力条件に反映し、さらなる解析結果の信頼性向上につなげることとしたい。

5. 3号機の事故進展に関する検討

5. 1. 検討の進め方

地震、津波の影響を除く福島第一原子力発電所3号機（以下、「3号機」という）の事故進展挙動は、主にMAAPコード（添付資料1参照）の解析結果を基に検討してきた。その解析結果を、原子炉水位の推移を図5.2.1に、原子炉圧力の推移を図5.2.2に、格納容器圧力の推移を図5.2.3に示す。しかしながら、MAAPコードによる解析結果は、解析条件設定における不確かさ、解析モデルの不確かさがあるため、結果として得られる事故進展にも不確かさがあり、完全に実際の事故進展と一致しているわけではない。そのため、本報告書では、過去に実施したMAAPコードによる解析(MAAP4による解析結果については別冊1、MAAP5による解析結果については添付資料3参照)と実測データを比較し、相違点があるところを課題として抽出し、抽出した課題を個別に評価するという枠組みで検討を進めていく。5.2節においては、時系列に従って抽出した課題を説明する構成とするが、別途添付資料2にて、課題を1件ごとに説明する資料をとりまとめている。

5. 2. 3号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出

5. 2. 1. 地震から津波到達まで

3号機は、地震スクラム後、SRVとRCICにより原子炉圧力・原子炉水位を制御するなど、冷温停止へ向けての操作を行っていたが、3月11日15時38分、津波により全交流電源を喪失した。直流電源は、交流電源喪失により充電機能が失われたため、バッテリーが枯渇するまでの期間ではあったが、その機能を維持していた。したがって、1、2号機とは直流電源の有無という意味で大きく異なる状況であった。

5. 2. 2. 津波到達からRCIC停止まで

津波到達直前の11日15時25分にRCICは原子炉水位高により自動停止していたが、3号機は直流電源が使用可能であったため、16時03分にRCICを手動起動し、16時16分より注水を開始した。これにより原子炉への注水を継続し、SRVとRCICにより原子炉圧力・原子炉水位が制御された。この際、RCICの起動停止、およびライン切り替え時の弁操作によるバッテリー消費を避けること及び原子炉水位を安定して確保するために、原子炉水位高による自動停止に至らないよう原子炉注水ライン及びテストラインの両ラインを通水し、流量の一部をテストラインにより水源の復水貯蔵タンク（CST）に戻すライン構成とした上で、流量制御器により流量調整を実施した。

この間、RCIC及びSRVからの排気蒸気により、D/W圧力が上昇傾向にあっ

たが、解析の結果と比較すると実測値の上昇の方が大きく、3月12日の22時頃までに観察されている格納容器圧力の挙動（高压注水系（HPCI）が運転を開始した12日12時頃までは格納容器圧力は崩壊熱から予想される圧力と比較して大きく上昇。その後は、解析は上昇を継続するのに対し測定値は大きく低下。）を再現できていない。これについては、「圧力抑制室保有水の温度成層化による格納容器圧力等への影響等の検討」^[10]によれば、RCICのタービン排気蒸気により排出管近傍におけるS/Cのプール水温が上昇し、高温水が水面近傍を周方向に拡がることでプール上部が高温になり、温度成層化が発生した結果として、プール温度が均一に上昇する場合に比べて格納容器圧力がより大きく上昇した可能性について検討を実施している。上記検討を踏まえ、12日22時頃までの格納容器圧力挙動について検討を行う必要がある。（3号機-3：検討中（添付資料3-7））

また、原子炉再循環系ポンプ（PLRポンプ）では、原子炉水の軸封装置としてメカニカルシールを使用しており、通常運転中は、制御棒駆動系（CRD）ポンプから軸封装置に供給されるシール水により原子炉水の漏えいを防止している。外部電源喪失時には、CRDポンプが停止しシール水が失われるため、高压の炉水がPLRポンプ主軸部から軸封装置を経てドライウェル（D/W）機器ドレンサンプに排出される。原子炉側から見ると、PLRポンプのメカニカルシールからの漏えいは原子炉水位の維持の観点から重要な問題である一方、格納容器側から見ると、高温の水が移行することによるエネルギー流入が発生することから、格納容器圧力の上昇原因となりうる。実際、3号機においては、D/Wの圧力がS/Cの圧力よりも高い状況となっていたことがわかっており、上述の温度成層化に加え、シール水の漏えいによる格納容器圧力の上昇があった可能性についても指摘されている。しかし、実際にどの程度の漏えいが生じていたかは明らかになっておらず、検討が必要である。（共通-4）

3月12日11時36分にRCICが自動停止し、その後現場でも停止が確認された。蒸気駆動の注水機器は、RCICとHPCIの2つがあり、RCICは原子炉スクラム後15分時点での崩壊熱により蒸発で失われる水の量が定格流量となっているが、HPCIは配管破断等によって冷却材が失われる冷却材喪失事故（LOCA）時において原子炉に必要な水を注水できるよう、RCICの10倍程度の定格流量となっている。そのため、スクラムよりほぼ1日経ち、崩壊熱も低下した状態で蒸発により失われる水を補給し、水位を一定程度に制御するためには、定格流量の小さい方が適切であるため、RCICの再起動操作が試みられたが、起動できなかった。現場確認により、RCIC蒸気止め弁のトリップ機構のラッチが外れていたことが確認されており、そのようなトリップ動作を伴うタービン排気圧高の条件でタービンがトリップしたものと推定している。（3号機-1：検討完了）

(添付資料 3-5))

5. 2. 3. RCIC 停止から HPCI 停止まで

3月12日11時36分にRCICが自動停止し原子炉水位が低下したが、RCICの再起動操作が完了しない中、12時35分に原子炉水位低(L-2)によりHPCIが自動起動した。また、RCIC及びSRVからの排気蒸気により、S/C圧力が上昇していたため、3月12日12時06分にディーゼル駆動消火ポンプ(DDFP)を起動し、ろ過水タンクを水源としてS/Cスプレーを開始した。

HPCIについては、RCICと同様、起動停止によるバッテリー消費を避けること及び原子炉水位を安定して確保するために、原子炉水位高による自動停止に至らないよう原子炉注水ライン及びテストラインの両ラインを通水し、流量の一部をテストラインにより水源のCSTに戻すライン構成とした上で、流量制御器により流量調整を実施した。

HPCI起動後、駆動用タービンによる蒸気の消費により原子炉圧力は減少を開始した。この減圧挙動については、流量調整を模擬することにより、観測された原子炉圧力挙動を良く再現できることがわかっている。

HPCIの流量の容量はRCICよりも大きく、より多くの原子炉蒸気を消費することから、HPCIの運転によって原子炉圧力は低下し、3月12日19時頃には原子炉圧力は約1MPa[abs]まで減圧された。原子炉圧力は減少したことでHPCIのタービン回転数が低速度となり、いつ停止するか分からない状態が継続した。

さらに、3月12日20時36分には、原子炉水位計の電源が喪失し、原子炉水位の監視ができなくなった。

3月13日2時頃、約1MPa[abs]で安定していた原子炉圧力が低下を始め、HPCIの運転範囲下限を下回り、いつ停止してもおかしくない状態となったことから、DDFPによる原子炉注水の準備が進んでいることも踏まえ、2時42分にHPCIを手動停止した。

5. 2. 4. HPCI 停止から原子炉圧力の減圧まで

原子炉への注水を行うため、HPCI停止前に現場へ向かい作業を行っていたDDFPによるS/Cスプレーから原子炉注水への切り替えについて、3月13日3時5分にライン構成の完了を中央制御室に伝達した。HPCIの停止以降、原子炉圧力は上昇に転じており、SRVの操作を試みたが、SRVが動作せず、原子炉圧力が上昇し、DDFPの吐出圧を上回ったことから代替注水はできなかった。現場にてSRVの駆動用窒素ガスの供給ラインからの補給を試みたが、供給ラインの弁は空気作動弁であり構造上手動で操作できず、駆動用窒素ガスの補給はできなかった。また、HPCI、RCICの起動操作を試みたが、HPCIはバッテリー

の枯渇により起動できず、また RCIC も蒸気止め弁のトリップ機構によって弁が閉となり起動できなかった。

SRV の逃がし弁機能や遠隔操作による開動作のために必要な駆動用空気として、供給源である窒素ポンベや不活性ガス (AC) 系の窒素が供給不能な場合でも、SRV の動作が可能なようアキュムレータが設置されている。窒素ポンベや AC 系の窒素は、交流電源の喪失により隔離される設計となっているため、SRV は、アキュムレータ及び配管の残圧で動作する状態であったと考えられる。SRV が動作しなかった原因として、背圧となる格納容器圧力が高い状況での駆動用窒素圧の不足や、電圧の不足による電磁弁の不作動等が考えられるが、その詳細状況は不明であり、事故進展における SRV の一連の挙動やその原因について検討した結果を添付資料 3-4、3-13 にまとめている。(共通-1：検討完了 (添付資料 3-4、3-13))

当社が平成 24 年 3 月に公表した実施した MAAP 解析においては、HPCI の注水量を、原子炉水位計 (広帯域) の計測値を模擬できるように設定しているが、3 月 12 日 20 時 36 分までの計測値について、原子炉圧力および格納容器圧力による補正をしていない水位に合わせた解析となっている。そこで補正後の水位を踏まえて、HPCI の注水量の過大評価による事故進展への影響について検討する。(3 号機-4：検討完了 (添付資料 3, 3-3))

原子炉水位については、3 月 12 日 20 時 36 分に原子炉水位計の電源喪失により測定できなくなっていたが、3 月 13 日 4 時頃に電源復旧により測定が開始された時の原子炉水位 (燃料域水位計) の指示値は有効燃料頂部 (TAF) -2m ほどであった。

解析においては、HPCI の停止後に原子炉水位が低下し、3 月 13 日 9 時頃の急速減圧時に炉心が露出し、炉心損傷が開始することになるが、9 時頃までは水位は TAF を維持しており、測定された水位に比べて過大評価している。(3 号機-5：検討完了 (添付資料 3, 3-3, 3-4, 3-9))

前述の通り、設定された HPCI 運転中の注水量が過大評価されていることや、原子炉圧力が低い状態で HPCI が運転されていたことから、実際は HPCI の手動停止よりも早い段階で原子炉水位の低下が始まっていた可能性が高いことが確認されている。

一方、D/W 及び S/C の圧力の上昇を抑制するために、3 月 13 日 5 時 8 分に DDFP を原子炉注水から切り替え、S/C スプレーを再度開始した。7 時 39 分に S/C スプレーラインから D/W スプレーラインに切り替え操作を行い、D/W スプレーを開始し、7 時 43 分に S/C スプレー弁を手動にて閉操作した。

13 日 8 時 41 分には S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁を開とし、ラプチャディスクを除くベントラインの構成を完了した。

その後、13日8時40分から9時10分にかけて、DDFPによるD/Wスプレイを停止し、原子炉注水への切り替え操作を行った。

原子炉圧力については、3月13日2時42分のHPCI手動停止により、上昇に転じ4時20分頃には約7MPa[abs]に到達し、その後5時間ほど約7.0～約7.4MPa[abs]付近で推移していたが、減圧のためのバッテリー接続作業を実施している途中の3月13日9時頃、原子炉圧力が急速に低下し1MPa[abs]を下回った。

この原子炉圧力の急速減圧挙動は、SRVの手動操作によるものではないことが判明し、自動減圧系(ADS)の作動による可能性があることが明らかとなっている。(3号機-6:検討完了(添付資料3-3, 3-4))なお、この検討を通じて、原子炉の急速減圧前に炉心損傷は始まっていることが明らかとなっている。このことは、急速減圧前の格納容器圧力上昇は原子炉から格納容器に放出された水素によるものであることを示唆している。

5. 2. 5. 原子炉圧力の減圧から原子炉建屋爆発まで

原子炉急速減圧後、3月13日9時25分から12時20分にかけて消防車による原子炉への淡水注水を開始し、その後13時12分から消防車による海水注水を開始した。なお、この間DDFPは運転を継続していたが、ポンプの吐出圧と原子炉圧力の比較から、原子炉注水は出来ていなかったものと考えられる。

一方、原子炉の急速減圧に伴う格納容器圧力の上昇によって、S/C圧力がラプチャディスク設定圧以上の値に到達し、3月13日9時24分にD/W圧力の低下が確認され、格納容器ベントが実施されたと判断された。

原子炉水位計は3月13日9時頃の原子炉急速減圧後、指示値がハンチングし、12時以降から概ね注水の状況に関わらず一定値を示しており、計装配管内の水が蒸発することで正しい値を示さなくなったものと考えられる。しかしながら、水位計の計測値から、基準面器側配管と炉側配管の差圧が分かるため、事故進展について何らかの情報を得られる可能性がある。(3号機-2:検討中(添付資料3-9))

解析においては、炉心部内が冠水するほどには注水できていないものとして、格納容器圧力の再現性等を考慮した注水量を設定し、評価を行っている。原子炉への注水量は事故進展を把握するにあたって重要なデータとなるため、実際の注水量がどの程度であったかの検討が必要である。(共通-2)

3月13日9時頃の原子炉急速減圧後の原子炉圧力の挙動として、チャートの記録によれば、13日10時頃と12時頃に、数MPa程度まで急激に上昇したのち緩やかに低下している。

これらは、SRVの開操作のためのバッテリーの接続作業に伴うSRVの開閉と対

応している可能性があるが、発生する蒸気による圧力上昇としては上昇速度が急である。実際、HPCI 停止時の原子炉圧力の上昇過程と比較すると、圧力上昇速度がかなり速いことが確認できる。これらの挙動は炉心の溶融過程や水素発生との関連がある可能性もあるが、詳細は不明であり、これらの圧力挙動について検討する必要がある。(3号機-7：検討中(添付資料 3-3, 3-4))

また、解析においては、原子炉圧力容器からの気相漏えいは仮定していないが、燃料の過熱および溶融にともなう炉内温度の上昇によって、原子炉圧力容器の気相漏えいが発生した可能性について検討する必要がある。(3号機-9：検討中(添付資料 3-11, 3-12))

D/W 圧力については、その後、注水による蒸気発生や水素発生、ベント操作に応じて、増加・減少を繰り返す。

解析においては、原子炉格納容器からの気相漏えいは仮定していないが、3号機の建屋で水素爆発が生じたことや、使用済み燃料プール水温が十分に低下した後も、建屋上部で継続的な蒸気放出が観察されていたこと、3月21日以降D/W 圧力は大気圧で変動がなく、7月14日に格納容器内への窒素封入を開始した際にも応答が見られないことなどから、格納容器からの気相漏えいが発生しているものと考えられる。どの時点でどこから実際に漏えいが生じたのかについては直接的な証拠は得られておらず、検討が必要である。(3号機-10：検討完了(添付資料 3-8, 3-11, 3-12))

その後、3月14日11時01分、原子炉建屋で水素爆発が発生し、最上階から上部全体と最上階1階下の南北の外壁が破損した。

主に水-ジルコニウム反応で発生した水素が、蒸気とともに最終的に原子炉建屋へ漏えいし、水素爆発に至ったものと推定されるが、その漏えい経路や量、爆発の様相、着火源については不明であり、検討が必要である。(共通-11)

5. 2. 6. 原子炉建屋爆発から3月下旬まで

3月14日11時01分に起きた3号機原子炉建屋の爆発の影響により、消防車による海水注水は一旦中断したがその後再開された。

原子炉建屋爆発後、注水が再開された時間は当初14日16時30頃と考えられていたが、テレビ会議録等の時系列情報の見直し等による最新の調査により、1時間ほど早い15時30分であったと結論づけた。また、3月14日21時14分には、2号機の注水確保のため、3号機の注水が再度中断しており、3月15日2時30分に注水が再開していることも、新たにわかっている。上記の操作時系列の変更も含めた、消防車からの注水による事故進展への影響を評価することが必要である。(3号機-12)

格納容器ベント弁は、3月13日9時頃の減圧時にラプチャディスクが開とな

って以降、開維持とする努力が続けられていたが、電源供給用の仮設発電機の不具合等の原因によって弁が閉となり、3月20日まで再度弁を開維持するための開操作が繰り返し実施された。

D/W 圧力については、ベント操作の記録がないところでの圧力変動や、3月14日6時10分のベント操作時にはベント弁の開確認がなされたものの、D/W 圧力が低下していないなど、その詳細な挙動は不明なところもあり、検討が必要である。(3号機-8：検討完了(添付資料3-8、3-11、3-12))

また、ベント弁操作前後の格納容器からのFPの放出挙動については、詳細は不明なところが多く、検討が必要である。(共通-8)

建屋上部から大量の蒸気が立ち昇る様子が観測され、3月21日16時頃には黒煙が昇る様子、3月29日には建屋上部から昇る蒸気の外、西側から昇る蒸気が観測されるなど、格納容器からの漏えいと考えられる蒸気が観測されているが、漏えい箇所について何らかの情報が得られる可能性があり、検討が必要である。(3号機-11：検討完了(添付資料3-8、3-11、3-12))

解析によると、FPの放出について、希ガスは原子炉圧力容器からS/Cに放出され、ベントによりほぼ100%放出される結果となった。また、ヨウ化セシウムは約0.1%の放出であり、大半はS/C内に存在する。

MAAP4の解析によると、炉心の状態について、燃料が溶融し一部溶融プールを形成したものの、燃料は炉心部にとどまり、原子炉圧力容器破損には至らない結果となった。これは初期のRCICとHPCIによる注水が比較的継続的に行われていたこと、HPCI停止から代替注水開始までの時間が1号機に比べて短かったこと等が理由として挙げられる。

しかしながら、HPCIによる注水が過大に評価されていた可能性を踏まえたMAAP5による解析によれば、原子炉の水位は3月13日9時の原子炉減圧以前に大きく低下し、水-ジルコニウム反応の発生により炉心損傷・炉心溶融に至っていた可能性が高いとの結果が得られた。また、その結果として原子炉圧力容器も破損したとの結果となっており、実際の3号機の状態の再現性が高まった結果となっていると考えている。ただし、燃料の落下割合等については、平成29年7月の格納容器内部調査やミュオン測定による結果を踏まえれば、必ずしも正しい値が得られているとは考えていない。

いずれにしても、事故進展の最終結果であるデブリ位置は依然不明な点が多く、これが廃炉作業への重要なインプットとなるため、今後とも格納容器や原子炉圧力容器の内部調査研究開発プロジェクト等の調査結果も踏まえ、検討を進める必要がある。(共通-10：検討中(本文7章、添付資料4、5))

5. 2. 7. その他

MAAP コードを用いた解析では、解析条件設定における不確かさ、解析モデルの不確かさがあり、結果としての事故進展にも不確かさがあることに留意する必要がある。特に FP の放出量については、これら不確かさの影響を大きく受けることから、その数値は参考的に扱うべきものとする。

また、3号機は1,2号機と比較して、D/W 圧力が早期（3月21日ごろ）に大気圧にまで低下している。また、3号機では窒素注入開始時（7月14日）にも1,2号機で観測されたような圧力上昇が観測されていない。このことから、3号機の格納容器の気相漏えいの程度は1,2号機と比較して大きい可能性がある。（3号機-10）

格納容器からの漏えいの発生原因として、溶融燃料が格納容器のライナーに接触して開口するシェルアタックも可能性の一つである。そのため、このシェルアタックの発生の有無についても現場での観測事実も踏まえ、検討していく必要がある。（共通-5）ただし、1,2号機と比較して、3号機は S/C 圧力測定値から求めた格納容器内の水位が高く、D/W 内にある程度の水位が形成されていることを示唆する観測事実があり、シェルアタックにより D/W 底部に大きな開口部が開いたとの説明と整合しない。

MAAP コードによる解析は、長くても地震後1週間程度で解析を終了させている。これは、解析による評価は、長期間になればなるほど不確かさが大きくなるため、評価結果の信頼性が極めて低くなってしまったためである。しかしながら、3月20日、21日頃に福島第一原子力発電所から放出された FP は、風向き関係から関東圏の線量上昇を引き起こし、よう素濃度の上昇による水道水の取水制限を引き起こすなどの原因となっている。そのため、解析による評価が難しい、地震後長期間経過した後の挙動についても検討しておく必要がある。（共通-9：検討完了（添付資料 3-6））

以上の検討により抽出した課題を、図 5.2.1～図 5.2.3 に図示するとともに、各課題の定義を添付資料 2 にとりまとめた。また、抽出した課題のうち、これまでに実施した検討結果を添付資料に詳細を示すとともに、3. 3. 節にて概要を説明する。

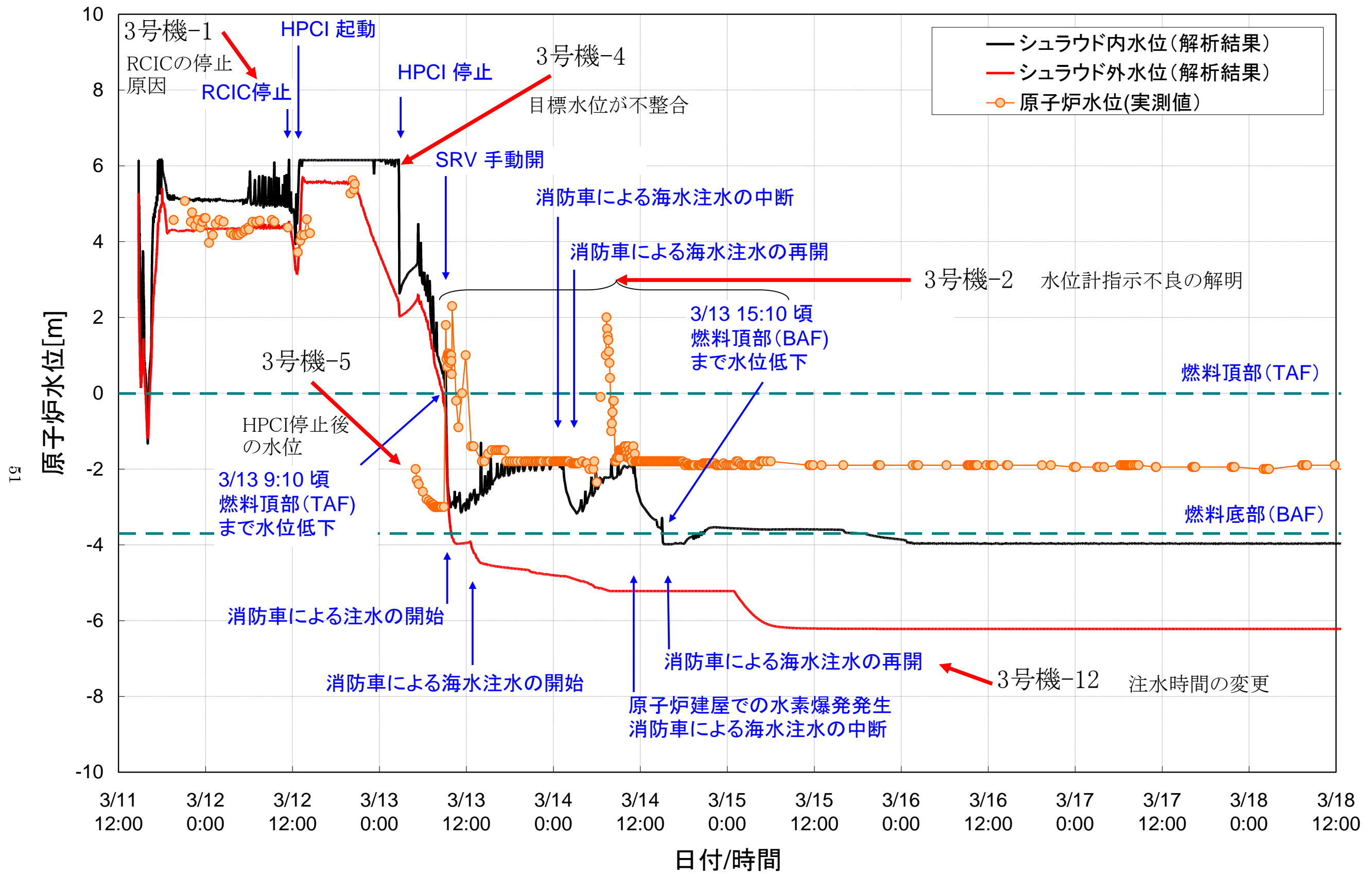


図 5.2.1 3号機の原子炉水位挙動から抽出された課題

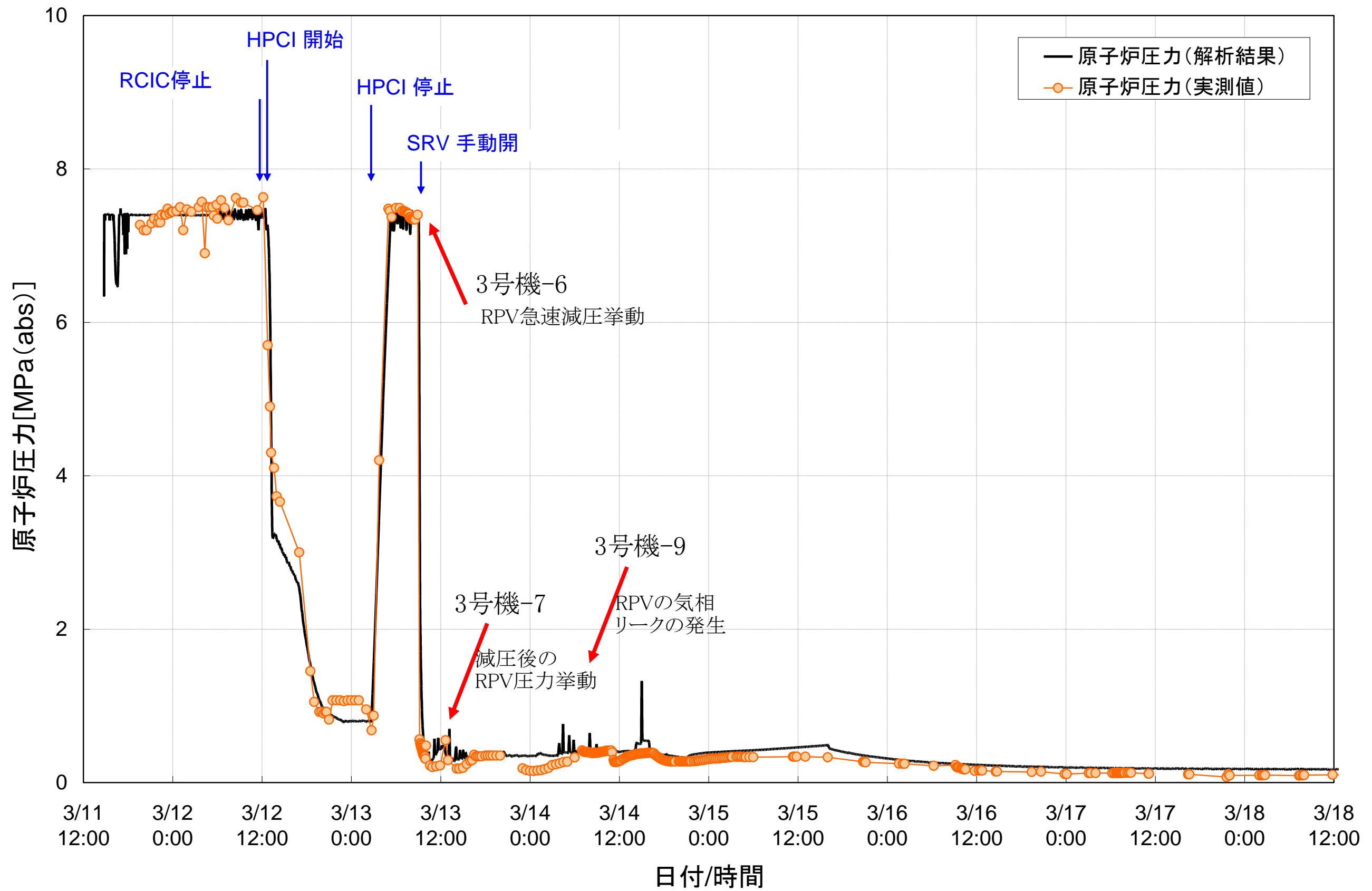


図 5.2.2 3号機の原子炉圧力挙動から抽出された課題

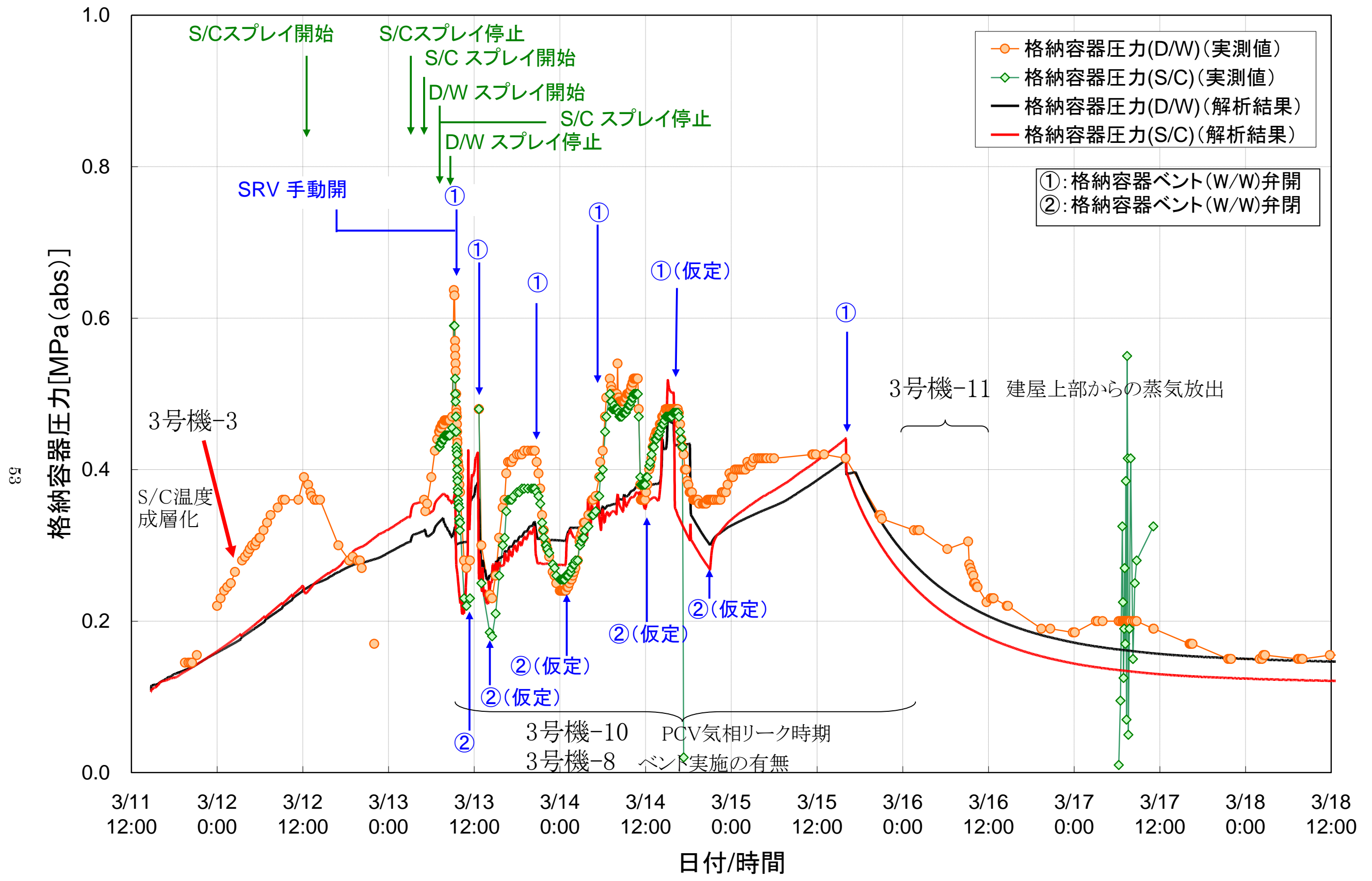


図 5.2.3 3号機の格納容器圧力挙動から抽出された課題

5. 3. 3号機の抽出された課題に対する検討結果

5. 3. 1. 3月13日の9時頃に発生した3号機の減圧挙動について

3月12日夜からのHPCIによる注水挙動、および、3月13日の9時頃に発生した3号機の急速減圧時の挙動に関する課題（3号機-6、3号機-4、3号機-5）について検討を実施した。（添付資料3-3参照）

その結果、3号機の急速減圧は、既報の通り^[3]、手動のSRV開による減圧ではないことが改めて確認された。また、この減圧は、手動のSRV操作による1弁もしくは2弁程度のSRVの開操作では実現不可能な、急速な減圧であったことが判明した。

この減圧は、SRVの手動開操作がなされていないこと、減圧の速度が速いことから、原子炉圧力容器の破損によるものであるとの指摘もある。しかしながら、格納容器圧力の挙動や自動減圧系（ADS）の自動起動ロジックの調査の結果、この減圧は原子炉圧力容器の破損によるものではなく、ADSの作動による減圧であった可能性が高いことが示された。

また、現在の解析評価では、HPCIは手動停止前まで原子炉への注水を継続していたと仮定している。しかしながら、12日夜から減圧に至る過程を検討する中で、上述の仮定では、実測されている原子炉水位と整合しないことが明らかとなっており、運転員によるHPCI手動停止以前に、十分な原子炉注水が出来ていなかった可能性が高いことが判明した。水位の低下がこれまでの推定よりも速かったということは、事故進展も速かったということになるため、原子炉の損傷もより大きかった可能性が高い。そのため、3号機については、これを反映して、炉心状態の推定を見直す必要がある。

さらに、当該期間後の原子炉圧力の推移（3号機-7）についても別途検討を行った。（添付資料3-4参照）

添付資料3に示す、MAAP5.0.1を使用した最新の解析では、HPCIの手動停止前の注水が十分でなかったとの上記検討結果を踏まえ、評価を実施した。その結果、水位がBAFに到達する3月13日7時30分頃までに燃料溶融が始まっていることが確認された。この評価結果は、次節5.3.2.の検討結果とも整合している。

5. 3. 2. 燃料溶融シナリオの推定、及び、中性子検知について

3月12日夜からのHPCIによる注水挙動に関する課題3号機-5に関連して、この時間帯の原子炉内の挙動について検討を実施した。（添付資料2-7参照）

3号機のHPCIの運転状態が、途中から十分な量の水を注水できない状態となっていることが添付資料3-3にて推定されている。水位低下が進むにつれ、蒸気発生量が少なくなることによる除熱量の低下が、最終的には水-ジルコニウ

ム反応を促進し、大量のエネルギーを発生したことにより、燃料の溶融を引き起こした可能性があることを示した。この水位低下が発生している13日早朝には、中性子が検出限界値程度であるものの複数回観測されている。この中性子検知は、2号機と同様に、燃料溶融によりウランやプルトニウム、自発核分裂確率の大きいキュリウム等のアクチノイド元素が原子炉建屋外に漏えいし、自発核分裂により発生した中性子を捉えたものである可能性が高いことを示した。

アクチノイド元素の漏えい経路は、特定できていないため、今後の継続的な検討が必要である。

5. 3. 3. RCICの停止原因について

3月12日昼に停止したRCICの挙動に関する課題3号機-1に関連して、RCICが停止に至る設計条件を整理し、得られている実測値、停止後の運転員の操作等からRCICの停止原因について検討を実施した。(添付資料3-5参照)

停止後の運転員のリセット操作の特徴から、自動トリップロジックが作動して停止に至った可能性が高いことが判明した。しかしながら、得られている実測値からは、どのトリップロジックも作動させない程度の値にしかなっていないことも事実である。そこで、もっとも自動停止の設定値に近接した、RCICタービン排気圧力に注目し、長期的な圧力変化の傾向、RCICの再起動時の挙動から、トリップ時にはRCICタービン排気圧力が自動停止の設定値を超過していた可能性があることを示した。

5. 3. 4. 3月20日前後に観測された線量上昇に関する検討

1～3号機に関する共通の課題である、3月20日前後に観測された線量上昇に関する課題、共通-9について検討を実施した。(添付資料3-6参照)

3月20日、21日頃に福島第一原子力発電所から放出されたFPは、風向きの関係から関東圏の線量上昇を引き起こし、よう素濃度の上昇による水道水の取水制限を引き起こすなどの原因となった。この期間における原子炉の挙動を測定されているデータ等から検討した結果、これらの放出はそれ以前の事故進展やベントの実施に伴う短期間の放出ではなく、格納容器の気密性が維持できなくなった事による定常的な放出によるものである可能性が高いことがわかった。

5. 3. 5. 3/11～3/12の3号機の格納容器圧力の上昇要因について

3月11～12日における3号機の格納容器圧力の上昇速度が、崩壊熱から予測される速度より早いことについての課題(3号機-3)について検討した。(添付資料3-7参照)

格納容器圧力の上昇速度が速くなるのは、ドライウェル、圧力抑制室のど

明らかに圧力上昇の要因があったためと考えられる。ドライウェルに圧力上昇の要因があった可能性については、原子炉圧力容器からドライウェルへの漏えいが起こっていたことが考えられるが、解析で格納容器圧力の上昇を再現するほどの大量の漏えいを想定した場合、3月12日12時過ぎから実施した圧力抑制室スプレイに伴う圧力の低下を再現できず、当該の可能性は低いと考えられる。一方、圧力抑制室プールの温度成層化の可能性について、RCICおよびSRVの排気口を模した排気試験においてそれぞれ温度成層化の傾向が確認できた。また、RCICの排気口はプール表層に位置していることからより温度成層化を促進すると考えられるが、3号機ではRCICが停止しないよう原子炉への注水量を調整し連続作動させていたため、温度成層化が促進されたと考えられる。したがって、3号機では圧力抑制室プールの温度成層化に伴い、格納容器圧力の上昇が早くなった可能性が高いことがわかった。

5. 3. 6. 3号機格納容器からの漏えいと大量の蒸気放出について

3号機では格納容器圧力を低下させるために複数回ベントを実施しているものの、建屋の水素爆発以降は建屋からの直接放出の状況も確認できる。ベントの成否も含めた放射性物質の放出挙動はお互いに関連していると考えられることから、課題3号機-8、3号機-10、3号機-11について、3月15、16日に着目し、当該の3課題について総合的に検討を行った。(添付資料3-8参照)

格納容器圧力の変化、福島第一ライブカメラや当時の現場の状況などから検討した結果、13日9時、12時頃のベントは成功したと考えられるものの、それ以降に実施したベントは成功していない可能性が高く、少なくとも15日の朝には格納容器の健全性を喪失し、放射性物質を放出する状態になっていたと考えられる。この原因となる漏えい口は継続的な格納容器からの放出を引き起こし、3号機は最終的には大気圧まで圧力が低下したと考えられる。したがって、着目した15、16日については、ベントではなく格納容器からの直接放出が環境汚染につながったと可能性が高いことがわかった。

5. 3. 7. 3号機の水位計挙動に基づく原子炉水位の推定

1号機、2号機と同様に、最終的に指示不良を起こしたと考えられる3号機の水位計の挙動に基づいて、原子炉内の状態に関する情報を得る課題、共通-3及び3号機-2について検討を実施した。(添付資料3-9参照)

3号機で炉心損傷・炉心溶融が進展した時期のうち、水位計指示値がほぼ一定値を示すまでの期間(3月13日4時～14時)に得られたプラントパラメータの実測値に着目し、原子炉水位の挙動を推定した。その結果、3号機では3月13日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、消防車等による注水がなされたものの、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。この推定は、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り、こうした情報を事故進展の推定に活かすこととしたい。

5. 3. 8. 3号機ベントガスの4号機への回り込みに関する検討

4号機の水素爆発の発生メカニズムに関する課題、共通-11 について、3号機のベントガスの回り込みの程度の観点から検討した。（添付資料 3-10 参照）

従来の概略評価^[7]とは異なり、設計情報に基づいてベント配管等の流路全体をモデル化し、熱流動解析コードによってベントガスのうち4号機に流れ込んだ割合を評価した。また、解析の初期条件となるベント時の3号機格納容器内の水素量等の状態は、事故解析コードの結果を用いず、当時のプラントパラメータの実測値に基づいて推定した。

その結果、水素を大量に含むベントガスの約 35%が4号機に流入する結果が得られ、この水素の流入が4号機原子炉建屋の爆発に繋がった可能性が高いことを改めて確認した。

5. 3. 9. 3号機圧力抑制室水位にかかる検討

3号機では津波到達以降も直流電源が生きていたことで、3月11日 17:15～12日 20:00 の限られた期間ではあるものの、S/C 水位のデータが採取されている。S/C 水位の情報は、水素発生量の推定や、燃料デブリが D/W 床に落下した際の D/W 蓄水状況の推定に活用できるもので、13日 9 時頃の原子炉減圧以降の事故進展（格納容器ベント、圧力容器／格納容器からの気相漏えい、水素爆発など、3号機-8、9、10 と関連）や、燃料デブリの冷却状態を推定する上で重要な情報であるため、これを推定した。（添付資料 3-11 参照）

S/C 水位の実測値および格納容器圧力の変化をもとに、データの無い13日 9 時頃の S/C 水位を検討した結果、S/C 水位はそれまでに実施された S/C スプレイ等の影響により、S/C 底部から約 7m と、真空破壊弁を超える高い位置にあったものと推定した。この推定結果から、後の13日 20:40 頃からの D/W 圧力が低下した際に S/C プールの水が D/W 側に移行し、RPV から落下した燃料デブリの冷却に寄与した可能性が示唆された。これは現在の3号機の D/W 内の状態（水位が高いこと、ペDESTAL 内の堆積物の高さが高いこと）とも関連している可能性が考えられる。

5. 3. 10. 3号機原子炉減圧後の事故進展について

5. 3. 9のS/C水位の推定結果等を踏まえ、3月13日9時～14日0時までの3号機の事故進展（3号機-8、9、10と関連）について更なる検討を実施した。（添付資料3-12参照）

圧力容器の気相漏えい面積、SRV開弁数といった事故進展シナリオ上重要なパラメータの取りうる範囲を解析によって評価し、実測値の傾向を再現できる事故進展シナリオとして、(1)13日9時頃のADS作動以降、12時頃までの間に、SRVの6弁開は維持できなくなっていた可能性が高いこと、(2)ADS作動とほぼ同時期に圧力容器からD/Wへの気相漏えいが生じていた可能性が高いこと、(3)13日16時40分頃にはD/Wから気相漏えいが生じていた可能性が高いこと、(4)13日20時40分頃からのD/W減圧には、RPV内下部プレナム水の枯渇が影響した可能性が高いこと、などを推定した。

5. 3. 11. 3号機 RCIC 運転中のプラント状態の検討

3号機の津波到達後のRCIC運転は、原子炉水位変化に伴う起動停止によるバッテリーの消費を抑えるため、水源であるCSTへの戻りラインを活用するなど、原子炉への注水量を調整したものであった。この期間の原子炉圧力は、単純なSRVの作動による変化とは異なる挙動、具体的には大きな圧力変化と小さな圧力変化が混在し、繰り返す挙動が測定されている。この原子炉圧力挙動に着目して当時のプラント挙動を検討した。（共通-1と関連）（添付資料3-13参照）

RCIC動作実績の確認、原子炉圧力挙動を再現する解析などを通じて、RCIC運転期間の原子炉圧力の挙動は、開閉モードの特定はできないもののSRV経由の蒸気放出、及びRCICからRPVへの注水に伴う減圧効果を反映したものという従来の認識と整合することを確認した。

5. 3. 12. その他の検討

「5. 2. 3号機の実測データ等と解析結果の比較による検討課題の抽出」で抽出したその他の課題については、進捗に合わせて検討結果をとりまとめ、この節に追補していく予定である。

5. 4. 3号機のまとめ

MAAP解析の結果と測定データの比較等により抽出した課題について検討を行い、「5. 3. 1. 3月13日の9時頃に発生した3号機の減圧挙動について」では、HPCIの手動停止以前に十分な原子炉注水ができなかった可能性、ADSの作動により急速減圧された可能性について、合理的な説明を見いだすこ

とができた。また、同評価を解析に反映した結果、燃料は原子炉の減圧前に燃料が溶融しているとの結果が得られ、従来の評価より厳しい結果となった。今後も、継続的に調査を実施し、さらなる解析結果の信頼性向上につなげることをしたい。

6. サンプルの分析による事故状況の把握

福島第一原子力発電所 1~3 号機原子炉建屋内外で採取した放射性微粒子のサンプルからは、ウランを含む粒子が検出されている。これら粒子は、燃料が過熱し、燃料および構造材が反応し、溶融するといった事故の進展に伴い生成したものと考えられる。従って、粒子の組成や組織は生成当時の粒子近傍の情報、つまり事故進展の理解に役立つ情報を残している可能性がある。また、粒子生成に至るまでの冷却状態に応じて異なる組成・組織を取るものと考えられ、圧力容器／格納容器内に分布する燃料デブリの性状の理解に役立つ情報を含むものと考えられる。

図 6.1 に、放射性微粒子や燃料デブリが事故の進展に伴い生成、移動する様子を示す。原子炉建屋内外に広がる放射性微粒子の分析から、事故当時の状況、現在の燃料デブリの性状に関する情報を得ていくことが重要である。

現場サンプルの分析結果については、分析の都度公表しているが、本報告書では共通-10「炉心損傷状況とデブリ位置について」と関連する内容として、事故進展や燃料デブリの性状に対する理解を深めることに繋がる情報を添付資料 5 として整理した。

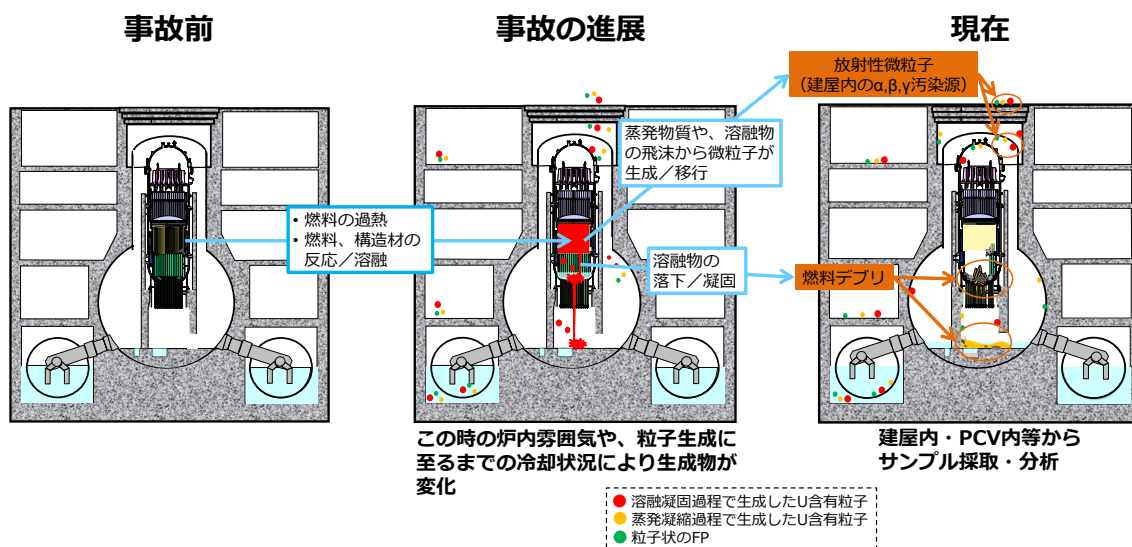


図 6.1 放射性微粒子、燃料デブリの性状と事故進展の関係

7. 1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定

当社は、事故以降1～3号機の炉心・格納容器の状態を推定する取り組みを継続しており、2016～2017年度においては、技術研究組合 国際廃炉研究開発機構 (IRID) およびエネルギー総合工学研究所 (IAE) が取組む「廃炉・汚染水対策事業費補助金 (総合的な炉内状況把握の高度化)」事業と協働して取り組んだ。したがって、図 7.1.1、7.2.1、7.3.1 に示す図は、当該事業の成果を含むものである。当該事業終了後も引き続き当社にて継続して推定を行っている。

7. 1. 1号機の炉心・格納容器の状態について

炉心スプレイ (CS) 系及び給水系からの注水により原子炉压力容器に注水された水は、CS 系からは炉心部に直接、給水系からはシュラウドの外側を通り、下部プレナムへと到達する。水位計の校正結果から、原子炉压力容器内の水位は、TAF-5m 以下であることが明らかとなっており、炉心部に水位は形成されていない。また、1号機は平成 23 年 12 月より CS 系による注水を開始したが、同年 8 月の時点においてほとんどの観測点で 100℃を下回っていた。加えて、平成 27 年に実施したミュオン透過法による測定の結果からは、炉心部に大きな燃料の塊がないとの結果を得ている。(添付資料 4)

これらの事実及び前述の評価結果から推定される 1号機の炉心状態は、図 7.1.1 に示すとおり、事故後溶融した燃料はほぼ全量が原子炉压力容器下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど燃料が残存していない。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が原子炉格納容器ペDESTALに落下したと考えられるが、燃料デブリはコア・コンクリート反応を引き起こすものの、注水による冷却、崩壊熱の低下によりコア・コンクリート反応は停止し、格納容器下部のコンクリート内に留まっているものと考えられる。

一方、D/W 内水位については、平成 27 年 3 月に実施した格納容器内部調査にて、カメラにより滞留水の水位を確認した結果、D/W 床上約 1.9m であることが確認された。(添付資料 4)

また、S/C については、平成 24 年 9 月に実施した S/C への窒素封入試験により、S/C 内の上部に事故初期の Kr85 と水素が残留し、S/C 内水位を押し下げると真空破壊装置管を経由して D/W に放出されるとした推定メカニズムを実証している。これにより、現状の S/C 内の水位はほぼ満水であることが確認された。(添付資料 4)

平成 25 年 11 月、D/W の外側に溜まった水を排水する、サンドクッションドレンパイプからの水の流出が観測されたこと、平成 26 年 5 月、S/C と D/W の圧力差を解消するために設置されている真空破壊弁の配管から水の流出が確認

されたことから、格納容器の液相漏えい箇所は、D/Wの下部及び真空破壊弁配管にあることが確認されている。(添付資料4)

7. 2. 2号機の炉心・格納容器の状態について

CS系及び給水系からの注水により原子炉圧力容器に注水された水は、CS系からは炉心部に直接、給水系からはシュラウドの外側を通り、下部プレナムへと到達する。水位計への水張り結果から、原子炉圧力容器内の水位は、TAF-5m以下であると推定しており、炉心部に水位は形成されていないと考えられる。平成28年に実施したミュオン透過法による測定の結果からは、原子炉圧力容器底部に落下した燃料が残存している可能性が示されている。また、平成29年1、2月に実施した格納容器内部調査において、プラットフォーム上のグレーチング欠損の状況などから、原子炉圧力容器底部の穴はそれほど大きくなく、また中央部およびその周辺部に存在するものと考えられる。さらに、平成30年1月に実施した格納容器内部調査では、格納容器底部のペDESTAL内壁側に上部タイププレートが確認され、圧力容器底部が損傷したことを示す情報が得られた。ただし、格納容器底部にあるケーブルトレイをはじめとした構造物に目立った損傷がみられないことから、格納容器底部にある堆積物は金属を多く含むものと考えられる。MAAP解析では、2号機は原子炉圧力容器の破損無しとの評価となっているが、これは観測事実と反しており、解析の不確かさによるものと考えられる。

これらの事実及び前述の評価結果から推定される2号機の炉心状態は、図7.2.1に示すとおり、事故後、溶融した燃料のうち、一部は原子炉圧力容器下部プレナムまたは原子炉格納容器ペDESTALへ落下し、燃料の一部は元々の炉心部に残存していると考えられる。

一方、現状のD/W内水位については、平成26年6月に実施した格納容器内部の監視計器設置作業にて、滞留水の水位を確認した結果、D/W床上約30cmであることが確認された。

また、S/Cについては、平成25年5月に実施したS/Cへの窒素封入試験により、S/C圧力が3kPa[gage]（平成25年5月14日時点）であることが確認された。S/C内水位が満水に近い状況であれば相応の水頭圧がかかることから、S/C内水位は窒素封入口（O.P.3780mm）程度であることが示された。D/W内水位が低いことと合わせて、原子炉への注水はD/Wからベント管を経由してS/Cへ流入、S/C下部から原子炉建屋へ漏えいしていると推定され、この場合、現状、S/C内水位はトラス室内の滞留水水位と同程度と推定される。(添付資料4)

S/Cの液相漏えい箇所については特定されていないが、平成24年4月に実施

したトーラス室内調査にて、ロボットによりトーラス室内の回廊上にアクセスし S/C のマンホール等を、平成 24 年 12 月、平成 25 年 3 月に実施したトーラス室内調査では、ベント管下部を確認した結果、少なくとも当該部からの漏水はないことが確認されている。D/W の水位が低く S/C の上部に破損がないことから、格納容器の漏えい箇所は、S/C の下部であると推測される。(添付資料 4)

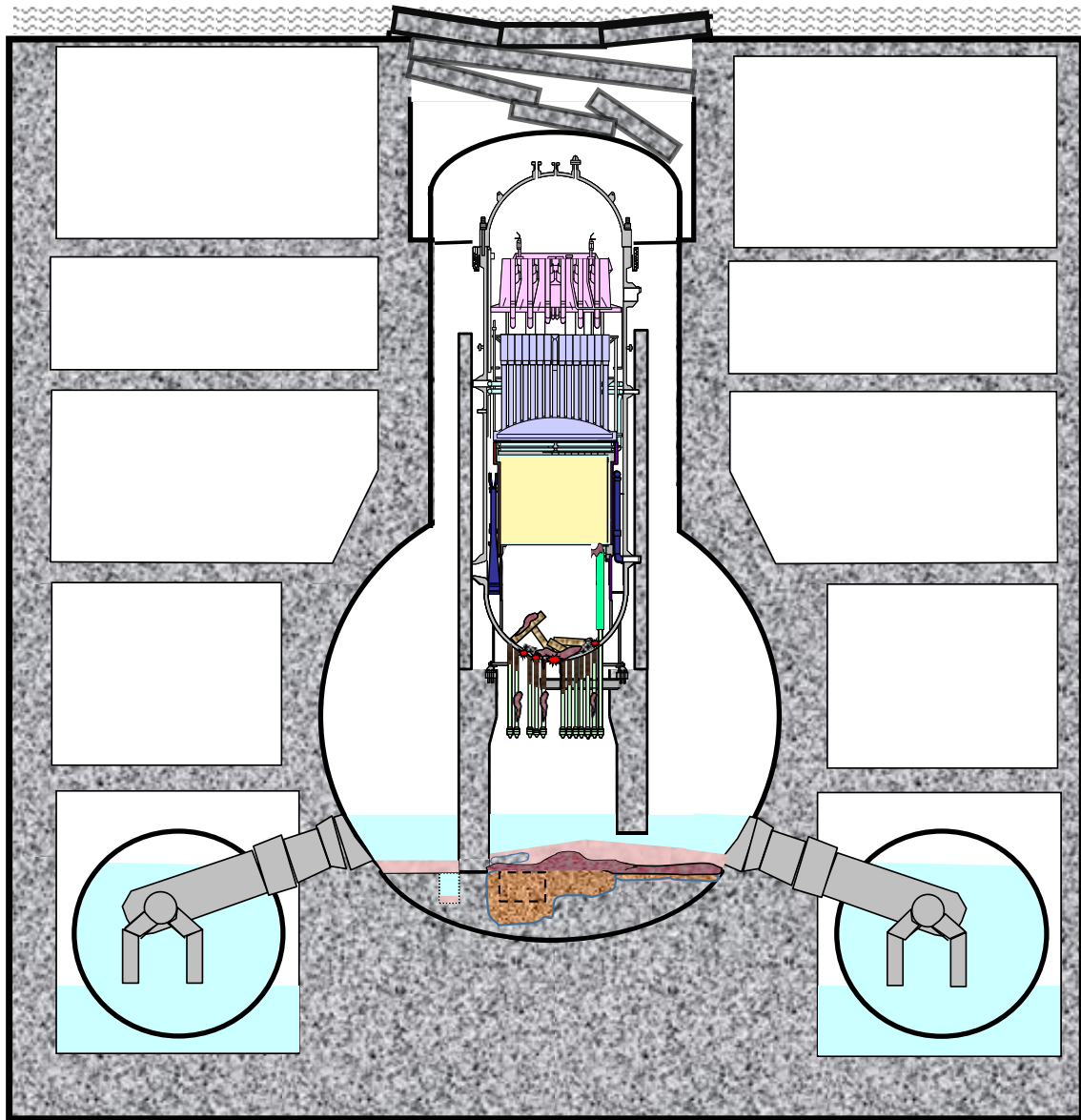
7. 3. 3 号機の炉心・格納容器の状態について

CS 系及び給水系からの注水により原子炉圧力容器に注水された水は、CS 系からは炉心部に直接、給水系からはシュラウドの外側を通り、下部プレナムへと到達する。平成 23 年 11 月 11 日時点での原子炉圧力容器の温度は 70℃程度まで減少しているが、これは、平成 23 年 9 月 1 日より実施した CS 系からの注水により実現されたものであり、CS 系からの注水経路、すなわち炉心部に残存していた燃料デブリを冷却できたことによると考えられる。平成 29 年に実施したミュオン透過法による測定の結果から、炉心部に大きな燃料の塊がなく、原子炉圧力容器底部には一部の燃料が残っている可能性が考えられる(添付資料 4)。平成 29 年 7 月に実施した格納容器内部調査から、2 号機と比較してペDESTAL 内の損傷が進んでいる様子が確認できており、格納容器に落下した燃料の量は、2 号機と比較して多いものと考えられる(添付資料 4)。MAAP4 解析では、3 号機は原子炉圧力容器の破損無し、MAAP5 解析では、3 号機は原子炉圧力容器の破損との評価となっているが、このように解析結果が大きく異なるのは、解析の不確かさ(事故進展シナリオ等の入力データ、評価モデルの特徴)によるものと考えられるが、観測事実からは、3 号機についても原子炉圧力容器は破損しているものと考えている。

これらの事実及び前述の評価結果から推定される 3 号機の炉心状態は、図 7.3.1 に示すとおり、事故後、溶融した燃料のうち、一部は原子炉圧力容器下部プレナムまたは原子炉格納容器ペDESTAL へ落下している。燃料の一部は元々の炉心部に残存していると考えられる。ただし、運転員による HPCI 手動停止以前に十分な原子炉注水が出来ない状態になっていたことが判明したため、事故進展が MAAP 解析による推定よりも早まっていると推測されるため、従来の予測よりもより多くの燃料が格納容器内に落下しているとした。これについては、MCCI の進展挙動も含めて、今後の詳細な評価が必要である。

一方、D/W 内水位については、平成 27 年の格納容器内部調査により約 6.3m であることが確認された。また、平成 26 年 5 月、主蒸気配管 D の格納容器貫通部の伸縮継手周辺からの漏えいが確認された。この高さは、推定されている格納容器内水位と同等であり、格納容器からの漏えいはここからのものが大部

分であると推定される。現在は、令和4年3月16日に発生した地震の影響や注水停止試験の実施などにより、約5mとなっている。

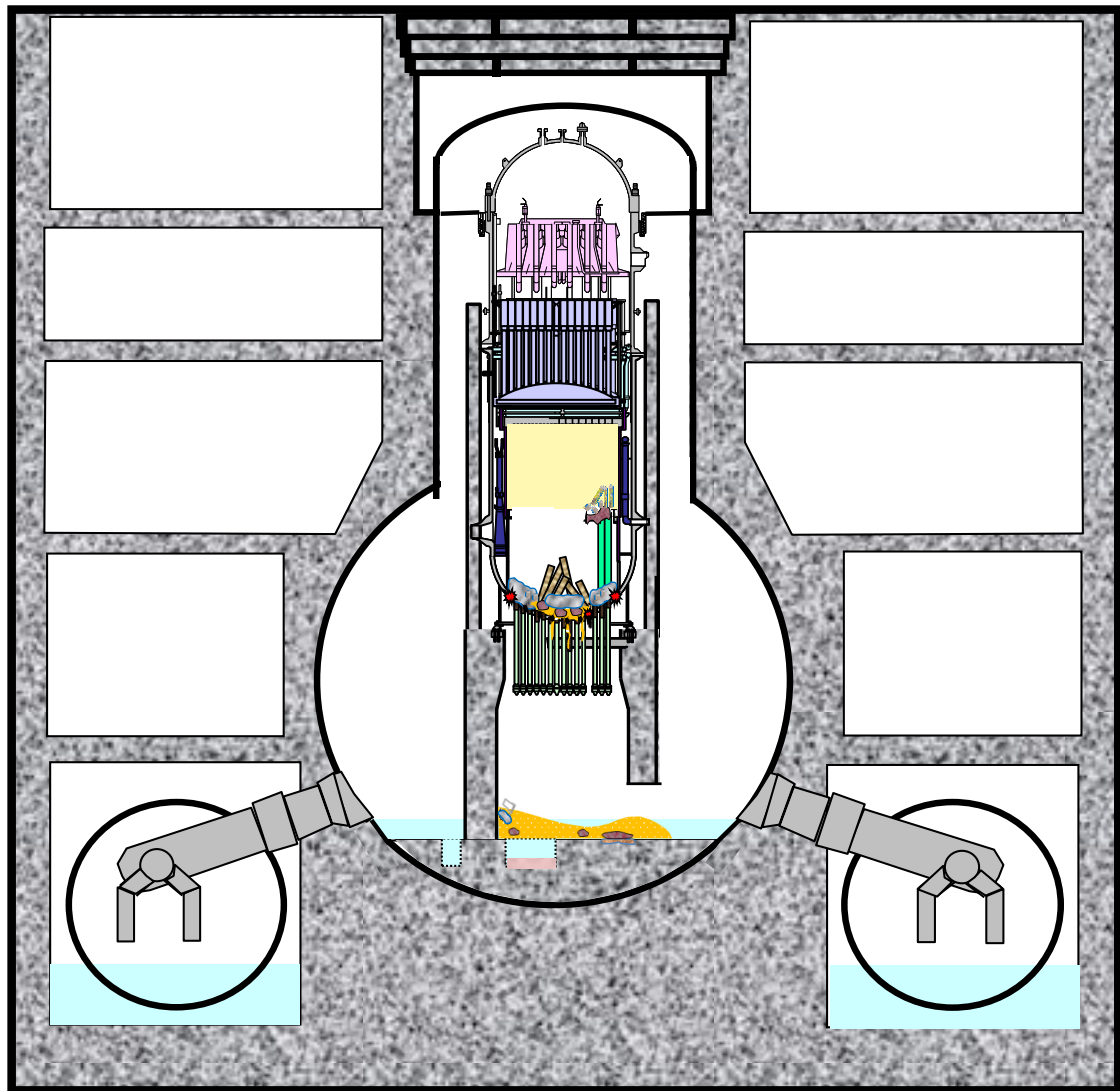


凡例

- | | | |
|--|--|--|
|  酸化物デブリ (多孔質) |  粒子状デブリ |  コンクリート混合デブリ |
|  CRGT |  破損したCRGT |  CRD |
|  CRD (内部にデブリ) |  シュラウド |  破損したシュラウド |
|  RPV破損口 |  堆積物 (材質不明) | |

図 7.1.1 1号機の炉心・格納容器の状況推定図

(注) なお、ここで示した図はイメージであり、燃料デブリの大きさ等について定量的な実態を表すものではない。

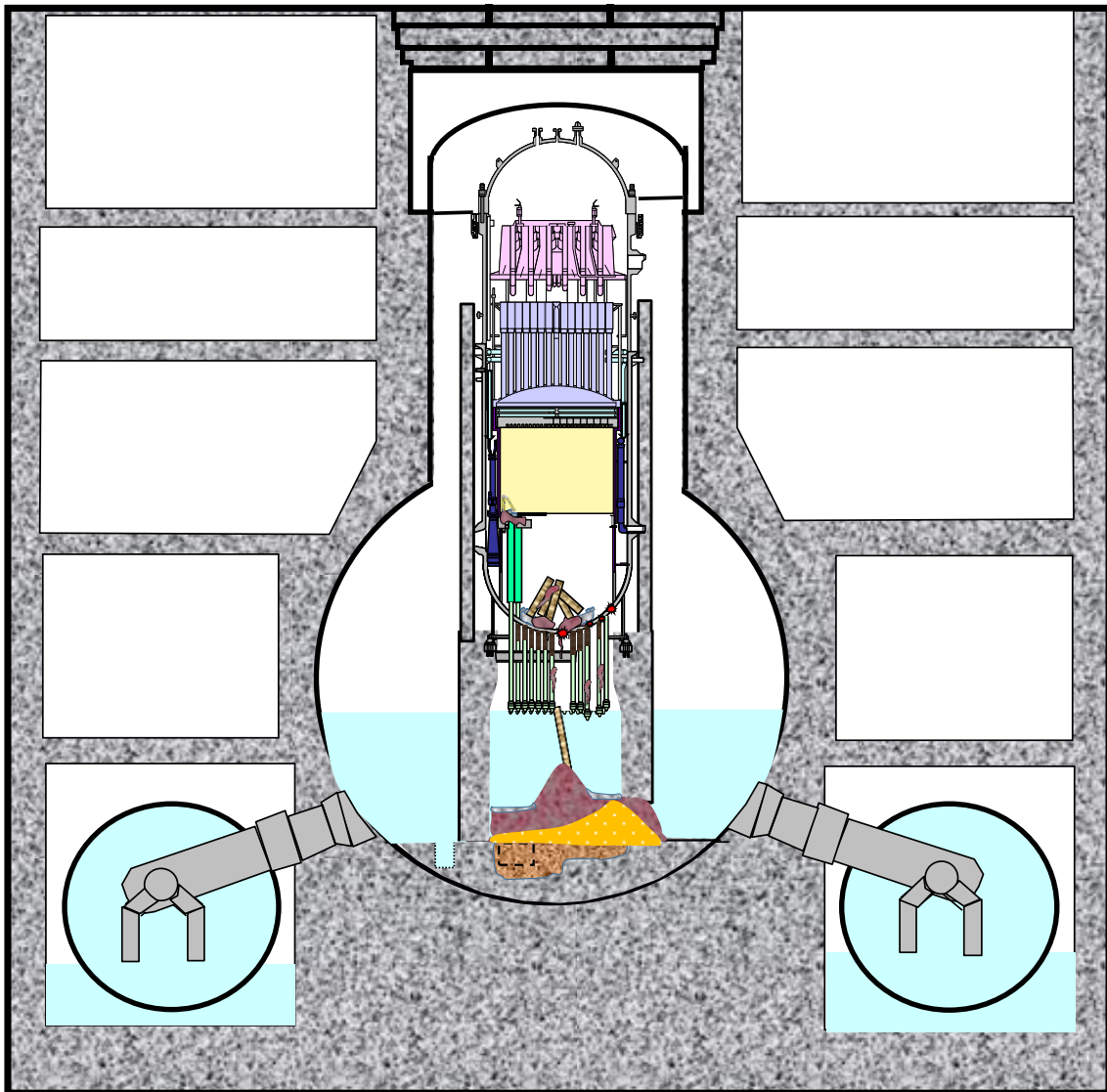


凡例

- | | | |
|-----------------|--------------|--------------|
| 残留燃料棒及びその残骸 | 酸化物デブリ (多孔質) | 粒子状デブリ |
| 燃料デブリ (金属を多く含む) | コンクリート混合デブリ | CRGT |
| 破損したCRGT | CRD | CRD (内部にデブリ) |
| シュラウド | ペレット | RPV破損口 |
| 上部タイプレート | 堆積物 (材質不明) | |

図 7.2.1 2号機の炉心・格納容器の状況推定図

(注) なお、ここで示した図はイメージであり、燃料デブリの大きさ等について定量的な実態を表すものではない。



凡例

- | | | |
|-----------------|--------------|--------------|
| 残留燃料棒及びその残骸 | 酸化物デブリ (多孔質) | 粒子状デブリ |
| 燃料デブリ (金属を多く含む) | コンクリート混合デブリ | CRGT |
| 破損したCRGT | CRD | CRD (内部にデブリ) |
| シュラウド | ペレット | RPV破損口 |

図 7.3.1 3号機の炉心・格納容器の状況推定図

(注) なお、ここで示した図はイメージであり、燃料デブリの大きさ等について定量的な実態を表すものではない。

8. 安全対策との関係

8. 1. イベントツリー分析について

ここで、図 1 に示した、イベントツリー分析について詳細を説明する。イベントツリー分析とは、起因事象からスタートして、安全系機器の機能喪失の有無などを分岐点として、どのような進展過程を経て、最終的なシステムの状態に至るのかを分析する手法であるが、一般に、分岐点を上に行く（成功）場合には事故進展は冷温停止に近づく方向となり、分岐点を下に行く（失敗）場合には事故進展はシビアアクシデントに近づく方向となることから、分岐点で下に行く場合が多ければ多いほど、最終的なプラント状態は厳しい状態となる。分岐点は、事故が進展する際に、安全機器等の作動の成功・失敗という形で設定される。基本的には時系列に沿った形で分岐が発生するが、必ずしも、分岐と分岐の間の時間は一定ではなく、各号機の事故進展の特徴に応じて異なってくるものである。

以下に、イベントツリー分析を通じた、1～3号機の事故進展を示す。

まず、起因事象は地震（東北太平洋沖地震）であり、これにより最初の地震スクラムによる分岐点に到達する。1～3号機は全て地震スクラムが成功していることから、全ての号機で上側（成功）に分岐する。その後、福島第一原子力発電所全体が外部電源の喪失（E:地震により）および非常用ディーゼル発電機の機能喪失（T:津波による浸水により）が発生し交流電源を喪失することから、全ての号機で下側（失敗）に分岐する。

1,2号機は津波の影響によって、交流電源の喪失と同時期に直流電源を喪失するが、3号機の直流電源は津波の影響を免れる事ができたため、1,2号機は下側（失敗）に分岐するが、3号機は上側（成功）に分岐する。

1号機は直流電源の喪失により、直前に停止状態であったICを再起動することが出来なくなったために高圧条件での原子炉冷却が出来ない状態に陥ったが、2,3号機はRCIC（2,3号機）及びHPCI（3号機）を用いて、原子炉冷却を継続した。

しかしながら、直流電源が生き残った3号機においても、直流電源の枯渇までに外部電源・非常用ディーゼル発電機が復旧することはなく、また、仮に交流電源が復旧していたとしても、津波によりほとんどの電源盤が機能喪失していたことから、高圧条件での原子炉冷却はやがて機能喪失に至ったものと考えられる。2号機は設計の8時間を大幅に超える70時間ほど継続的に冷却を続けたものの、電源は復旧することはなかったため、原因は不明であるもののRCICが機能喪失に至った。最終的には全ての号機で冷却機能を喪失した（交流電源復旧の失敗）。

その後、1号機は、原因は不明であるものの、原子炉が高圧の状態での原子炉

破損を回避*でき、また、2、3号については、代替バッテリーの手配など、準備に非常な困難を伴ったものの、SRV作動により減圧に成功*している。ただし、いずれの号機も消防車による代替注水の努力にも関わらず、炉心損傷に至った。(RHRについては、電源復旧もなく、海水ポンプも浸水により機能喪失していたことから、活用することは出来なかった。)

炉心損傷後、1号機、3号機は格納容器ベントに成功したものの、原子炉建屋内に充満した水素が爆発した。また、放出の経路は完全には特定できていないが、放射性物質が放出するに至った。2号機は、1号機の水素爆発によってブローアウトパネルが開放されていたこと等により水素爆発は発生しなかったものの、格納容器ベントを実施することは出来ず、大量の放射性物質を放出するに至った。

*：ここでは、炉心損傷前だけでなく、炉心損傷後原子炉破損前に減圧できた場合も成功としている。なお、3号機については、5.3.1に示した検討の通り、減圧前に炉心損傷に至っていた可能性がある。高圧での破損の有無により分岐の成功失敗を区別している理由は、従来知見では2MPa以上の原子炉圧力の状態で原子炉破損が発生すると、格納容器直接過熱(DCH)が起こり、格納容器がその時点で大規模に破損する可能性が指摘されていたためである。

8. 2. 安全対策の考え方

上述の通り、一部に機能喪失の原因に不明な点が残るものは有るが、イベントツリー分析によって、どのように事故が進展したのかは、安全機器の機能喪失の有無という観点から整理することが出来る。

従って、福島第一原子力発電所の事故を踏まえた安全対策を考える場合、機能喪失の発生を予防するという観点からは、津波や地震がどのように発電所に影響を与えたのかを分析し、それが安全機器に影響を与えないように対策を打つという方法が取られる(防潮堤・防水扉の設置など)。一方で、事故を緩和するという観点からは、津波や地震の影響とは独立して、既存の機器の信頼性を高め、必要な時に必要な機器が確実に作動するような対策を取る、また、外部事象の影響を受けない場所に保管されている代替システムの搬入というような、いわば”シナリオに依存しない”、方法がとられる(予備バッテリー・ポンプの整備など)こともある。

本報告書の検討レポートには、安全対策に関する言及を含むが、これについては、明らかとなった原因に対する直接的な対策の他に、上記の観点を含めた検討がなされる場合がある。

9. まとめ

本報告書は、現時点でも未解明のまま残されている福島第一原子力発電所事故に関する課題を整理し、それぞれの課題についての検討をまとめたものである。しかしながら、現時点でも未解明であるということは、その中身を解明することが困難であることが原因であるため、一朝一夕に全てを解明することはできない。そのため、今後も継続的に検討を実施し、定期的にこの報告書を改訂していく。

また、検討が進むに連れ、炉心・格納容器の状態の推定も変更する必要が生じていくと考えられるため、それらについても引き続き検討を実施していく。

本検討は長期にわたって実施することとなるが、その成果としては以下の3つ、①福島第一原子力発電所事故の全容解明（燃料位置の推定）、②知見の反映による解析コードの高度化、③原子力発電所の安全性の厚みを増すための新知見の提供、が期待される。

①については、具体的な成果の活用先として、燃料取り出し作業へのデブリ位置等の情報提供、及び、廃炉作業への原子炉・格納容器の破損状態等の情報提供が考えられる

②については、確率論的リスク評価（PRA）を用いた安全評価に高度化された解析コードを適用することで、プラントの安全性向上の取組みを充実化すること、及び、安全性向上策として導入されたアクシデントマネジメント（AM）策の有効性評価の信頼性の向上などが期待される。

③については、機能停止のメカニズムを解明することで、そのような機能停止を発生させないための対策を取り入れること、従来のシビアアクシデントに関する誤った知見を修正すること、及び、手順・運用面でのさらなる改善事項の抽出などが考えられる。

10. 補足（本報告書におけるO.P.表記の取扱いについて）

福島第一原子力発電所においては、地震の影響で地盤が沈下していることを踏まえ、機器や設備の設置高さなどについて、従来のO.P.（小名浜港工事基準面）を基準とした表記を使用せず、T.P.（東京湾平均海面）表記に統一することとしている。

ただし、本報告書においては以下の理由により、震災前の基準に基づくO.P.表記をそのまま使用している。

- ・本取組みは事故の分析を目的としたものであり、現在のプラントの工事や管理を目的したものではないため、O.P.表記を使用した場合にも問題が生じることはない。
- ・本取組みにおいては、機器や設備の設置高さなど位置の目安としてO.P.表記

を使用しているが、検討の対象としている震災後約1～2週間時点での地盤の沈下量は見積もることができておらず、また O.P.に対する機器や設備の設置高さの値が変わることにより検討の結果が変わるものはない。

なお、本取組みの検討内容を今後の福島第一原子力発電所の実業務へ適用する場合は、以下の式を用いて震災前の O.P.表記から T.P.表記への換算が必要となる。

1号機タービン建屋：「震災前の O.P.表記」－1457mm

2号機タービン建屋：「震災前の O.P.表記」－1452mm

3号機タービン建屋：「震災前の O.P.表記」－1437mm

4号機タービン建屋：「震災前の O.P.表記」－1439mm

1～4号機原子炉建屋：「震災前の O.P.表記」－1436mm※

(※原子炉建屋の換算については、現在、構内基準点の測量結果で代替している。)

参考文献

- [1] "MAAPによる1～3号機の事故シーケンスの詳細解析について", 東京電力株式会社, 東京電力(株)福島第一原子力発電所事故に関する技術ワークショップ, July 23, 2012
- [2] S Mizokami, et.al., "The accident analysis for Unit2 at Fukushima Dai-ichi nuclear power station", (NUTHOS-9, N9P0272Kaohsiung, Taiwan, September 9-13, 2012
- [3] "東京電力福島第一原子力発電所 炉内状況把握の解析・評価 (7)福島第一原子力発電所 3号機の減圧挙動について", 日本原子力学会 2013 年春の年会, Mar. 26-28, 2013
- [4] S Mizokami, et.al., "State of the art MAAP analysis and future improvements on TEPCO Fukushima-Daiichi NPP accident", NURETH-15, Pisa, Italy, May 12-17, 2013
- [5] "参考資料 No.1 福島第一原子力発電所 1号機 4階で発生した漏水の原因について(東京電力)", 平成24年度第6回新潟県原子力発電所の安全管理に関する技術委員会, Feb. 19, 2013
- [6] "福島第一原子力発電所 1号機における電源喪失及び非常用復水器の調査・検討状況について", http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/handouts/2013/images/handouts_130510_09-j.pdf, May 10, 2013
- [7] "福島原子力事故調査報告書", 東京電力株式会社, Jun. 20, 2012
- [8] "湯ノ岳断層に関する追加調査結果の報告", 東京電力株式会社,

http://www.tepco.co.jp/cc/press/betu11_j/images/111227b.pdf,
Dec. 27 2011

- [9] “東北太平洋沖地震後の福島第一原子力発電所について～福島第一 1～3号機が受けた地震動の影響～”,東京電力株式会社,東京電力(株)福島第一原子力発電所事故に関する技術ワークショップ, Jul. 24, 2012
- [10]“圧力抑制室保有水の温度成層化による格納容器圧力等への影響等の検討”,独立行政法人原子力安全基盤機構,第7回東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見に関する意見聴取会, Feb. 1, 2012

別冊資料一覧

- (別冊1) 2012年3月12日に公表したMAAPコードによる解析結果
(別冊2) 福島第一原子力発電所事故発生後の原子炉圧力容器内・格納容器内の状態推定について

添付資料一覧

- (添付資料1) MAAPコードの概要
(添付資料2) 検討課題リスト
(添付資料3) MAAP5による最新の解析結果
(添付資料4) 炉心・格納容器内の状態推定に関連する調査状況
(添付資料5) サンプル分析による事故状況の把握
- (添付資料 地震津波-1) 福島第一原子力発電所に来襲した津波の敷地到達時刻について
(添付資料 地震津波-2) 津波による非常用交流電源喪失についての追加検討
(添付資料 1-1) 1号機 MAAP 解析における注水量の設定について
(添付資料 1-2) 1号機燃料域水位計の挙動による推定について
(添付資料 1-3) 1号機における地震の影響について
(添付資料 1-4) 消防車による原子炉注水に関する検討
(添付資料 1-5) 消防車による1号機原子炉注水の注水量に関する検討
(添付資料 1-6) 1号機の測定データ、及び既往の解析結果による事故進展の推定について
(添付資料 1-7) 1号機非常用復水器における除熱状況について
(添付資料 1-8) 溶融燃料の炉心下部への移行挙動
(添付資料 1-9) 1号機 RCW 配管の高線量汚染の原因の推定について
(添付資料 1-10) 1号機原子炉建屋で発生した水素爆発の解析

- (添付資料 1-11) 空間線量率モニタリングデータに基づく 1号機事故進展の推定
- (添付資料 1-12) 1号機原子炉建屋 1階南東エリアで観測された高線量率の原因の特定
- (添付資料 2-1) 2号機の原子炉圧力変化について
- (添付資料 2-2) 2号機の格納容器圧力変化について
- (添付資料 2-3) 2号機 MAAP 解析における注水量の設定について
- (添付資料 2-4) 2号機制御電源喪失後の RCIC 流量について
- (添付資料 2-5) 2号機津波到達後の RHR 系統の状況について
- (添付資料 2-6) 2号機 14日 12時頃からの格納容器圧力挙動について
- (添付資料 2-7) 事故時に観測された中性子と燃料溶融との関連について
- (添付資料 2-8) 2号機の圧力抑制室 (S/C) の健全性に関連する検討について
- (添付資料 2-9) 熱流動解析コードを用いた 2号機の原子炉強制減圧後の原子炉圧力上昇評価
- (添付資料 2-10) 2号機の 15日の CAMS 測定値の急上昇について
- (添付資料 2-11) 2号機 14,15日に測定された CAMS 測定値から推定する FP 移行挙動について
- (添付資料 2-12) 炉心損傷後の SRV の動作について
- (添付資料 2-13) 2号機の圧力抑制室 (S/C) の水位変化と温度変化について
- (添付資料 2-14) 2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の推定
- (添付資料 2-15) 2号機原子炉補機冷却水系に高線量率が観測されなかった原因の推定
- (添付資料 2-16) 3月 15日午前中における 2号機格納容器圧力の低下について
- (添付資料 2-17) 2号機 3月 14日 21時以降の S/C 圧力計の挙動について
- (添付資料 2-18) Mark-I 格納容器の炉心損傷割合の評価手法について
- (添付資料 3-1) 3号機の高圧注水系作動時における原子炉圧力について
- (添付資料 3-2) 3号機 MAAP 解析における注水量の設定について
- (添付資料 3-3) 3号機 13日 9時頃に発生した原子炉圧力の低下挙動について
- (添付資料 3-4) 3号機 13日 2時頃から 12時頃の原子炉圧力の挙動について
- (添付資料 3-5) 3号機 RCIC の停止原因について
- (添付資料 3-6) 3月 20日前後の線量上昇について
- (添付資料 3-7) 3/11~3/12の 3号機の格納容器圧力の上昇要因について
- (添付資料 3-8) 3号機格納容器からの漏えいと大量の蒸気放出について
- (添付資料 3-9) 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

- (添付資料 3-10) 3号機ベントガスのうち4号機原子炉建屋へ流入した割合の評価
- (添付資料 3-11) 3号機圧力抑制室水位にかかる検討
- (添付資料 3-12) 3号機原子炉減圧後の事故進展について
- (添付資料 3-13) 3号機 RCIC 運転中のプラント状態の検討

MAAP コードの概要

1. MAAP コードの特徴

MAAP コードは、米国電力研究所 (EPRI) が所有するシビアアクシデント解析コードであり、軽水炉の炉心損傷、原子炉圧力容器 (RPV) 破損、原子炉格納容器 (PCV) 破損からコア・コンクリート反応、放射性物質の発生・移行・放出に至る事故シーケンス全般の現象解析に用いることができる。コードシステムとしては、各事故過程のプロセスを個別に評価するモジュールを統合することで、一連の事故シーケンスを評価する構成となっている。また、実プラントに即した工学的安全施設や制御系がモデル化されているため、運転員操作を含むシステムイベントを扱うことができ、事故進展過程において炉心が冷却可能な状態で終息するか、あるいは PCV が破壊し核分裂生成物 (FP) が放出されるまでのシビアアクシデント解析を行うことができる。

MAAP コードは簡略化した形状や相関式等を使用する解析モデルに基づく“一点集中定数型近似モデル”に分類されるコードである。コード内では解析対象とする領域を“ボリューム”と呼ばれる体積要素に分割し、それらを“ジャンクション”と呼ばれる接合部で結合することで、質量及びエネルギー保存則に基づき領域内の 1 次元熱流動を評価する。炉心部では、崩壊熱及び化学反応による発熱と冷却材及び構造材への熱伝達のバランスから燃料温度を評価し、それに基づき燃料挙動 (燃料損傷・溶融・移動) を評価する。下部プレナムにデブリが移行した後は、RPV 破損評価を行い、それに基づき PCV への溶融燃料移行を判定する。PCV ではデブリによるコンクリート構造材の侵食及び化学反応等の物理化学現象を扱う。

表 1 に MAAP コードのモデル概要を、表 2 に解析モデル設定の概要をまとめる。また、RPV 内の評価モデル概要を図 1 に、PCV 内の評価モデル概要を図 2 に、RPV 内下部プレナムにおける評価モデルの概要を図 3 に示す。

2. 主な解析モデル

○ 原子炉施設解析モデル

MAAP コードの BWR Mark-I プラントの原子炉施設モデルを図 5 および図 7 に示す。RPV 内については、RPV 上部ヘッド、炉心上部構造物、炉心、下部プレナム、ダウンカマ、及び再循環ループ等に分割される。また、PCV 内については、ペDESTAL、ドライウエル、ベント管及びウェットウエルに加え、PCV 外への気相放出を考慮するために環境を模擬するボリュームを設定する。各ボリューム間には気液流動を扱うためのジャンクションを設定し、RPV 上部ヘッドとウェットウエル間には逃がし安全弁 (SRV) を、ドライウエルとウェットウエル間には真空破壊弁を、また PCV から環境へのリークを模擬したジャンク

ションを設定する。RPV内の主要構造物（シュラウド、炉心支持板、RPV壁面、炉心上部構造物等）は、ヒートシンクとして設定する。RPV内、及びPCV内の水位は、水位体積テーブルを設定することで評価する。

○ 炉心部燃料挙動モデル

炉心部とは炉心支持板～燃料上部格子板を指し、燃料のヒートアップ及び燃料溶融挙動を取り扱うために、軸方向、及び径方向のノード分割を行う。炉心部解析モデルでは被覆管過熱に伴う水-金属反応による発熱及び水素ガス発生を扱い、燃料温度上昇、破損、溶融に伴うキャンドリング、リロケーションを評価する。燃料形状については、溶融状況に応じて4つのタイプ（健全燃料～流路閉塞状態）を考慮し、冷却状況によりクラスト形成、炉心横方向へのデブリ移行、溶融プール形成を扱う。なお、炉心支持板部のノードが溶融温度に達した時点で、デブリの下部プレナム領域への移行を判定する。

○ 下部プレナムデブリ冷却モデル

下部プレナムに移行したデブリについては、冷却状況により溶融デブリプール、クラスト、溶融金属層、粒子状デブリの形態を区別する。下部プレナムでは、デブリから冷却材及び構造材への熱伝達を評価するとともに、各種破損モード評価に基づくRPV破損判定を行う。RPV破損後は、デブリ及び冷却材のPCV下部への移行を評価する。

○ 格納容器内における物理化学現象評価モデル（コア・コンクリート反応モデル）

MAAPではPCV内での様々な物理化学現象を取り扱うことができるが、PCV下部（ペDESTAL）に落下したデブリについては、コンクリート、冷却材への熱伝達、構造材への輻射等を評価し、冷却状態によりコア・コンクリート反応を扱う。コア・コンクリート反応では、1次元の熱伝達モデルによりコンクリート侵食を扱い、それに伴うガス、FPエアロゾルの放出を評価する。

○ その他プラントモデル

非常用復水器(IC)、高圧注水系(HPCI)、原子炉隔離時冷却系(RCIC)、及び消火系注水についてはMAAPコードにモデル化されたものを使用し、作動条件、注水特性及び水源については、機器仕様書、運転操作記録及び計測データを基に設定する。

表1 MAAP コードの概要

項目	MAAP モデル	図 1~3 の番号 との対応
体系のモデル化	ボリューム-ジャンクションでモデル化、炉心ノード分割（軸方向：13 ノード/径方向：5 リング）	
熱流動モデル	均質流モデル、ドリフトフラックスモデル、自然循環、蒸発/凝縮、フラッシング、臨界流モデル、気液対向流等	① 24 27 28 34 47 48
伝熱モデル	崩壊熱、燃料棒熱伝導、ヒートスラブ熱伝導、デブリ熱伝導、冷却材熱伝達、燃料-構造物間の熱輻射、溶融デブリ内の自然対流熱伝達、粒子状デブリからの熱伝達、圧力容器外冷却、圧力容器外熱損失、デブリ-RPV 壁面間ギャップ冷却等	③ ④ 15 16 20 29 31 32 33 51 52 55 56 57 58 59 60 62 64 65 66 68 69 71 74 80 81 82
炉心部燃料モデル	燃料ヒートアップ、水-金属反応（発熱、水素発生）、燃焼損傷、キャンドリング、リロケーション、炉心支持板破損等	① 9 17 50 53 54 72 73 74
下部プレナムデブリモデル	層状堆積（粒子状デブリ、金属層、溶融プール、クラスト）、RPV 破損（クリープ破損、デブリジェットアタック、金属層アタック、RPV 貫通配管溶融、壁面侵食）、溶融デブリ-冷却材相互作用（デブリエントレインメント）、水-金属反応（発熱、水素発生）等	11 13 14 61 63 67 70 75 76 77 78 79
格納容器モデル	溶融炉心高圧飛散、ガス移行、水素爆発、冷却材プール Ph 履歴、FP エアロゾル挙動（蒸発、凝集、沈着、拡散、熱泳動、沈降、フィルタ、プールスクラビング他）等	26 30 35 41 44
コア・コンクリート反応モデル	クラスト成長/消滅、コア・コンクリート反応（コンクリート侵食、ガス、FP エアロゾル放出）等	36 37 38 42 43
プラントモデル	炉内コンポーネント、制御系、主蒸気系、給水系、注水設備（IC、RCIC、HPCI、LPCI、CS、消火系注水他）、弁（SRV、MSIV、真空破壊弁、ラプチャディスク）、PCV ベント、水源（CST、S/P、FP）、格納容器クーラ、RHR、SCS、リコンバイナ、イグナイタ等	② ③ ⑤ ⑥ ⑦ 13 21 22 23 24 25 28 39 40 46 49
その他	核分裂生成物崩壊（RPV 内/PCV 内）、LOCA 時破断モデル	⑧ 12 13 45

表 2 MAAP コード解析モデル設定の概要

項目	解析モデル設定等
金属-水反応	Zr 酸化：Cathcart モデルもしくは Baker-Just モデル SUS 酸化：White's parabolic equation モデルもしくは ANL モデル
被覆管破損判定	破損判定温度：1000 [K]
燃料溶融	溶融物落下条件：炉心構成物質の各融点あるいは混合物質の平均溶融温度 共晶反応モデル：UO ₂ -Zr(O), SUS-Zr, B ₄ C-Steel, B ₄ C-Steel-Zr 溶融温度： <ul style="list-style-type: none"> ・ 被覆管（ジルカロイ）：2125 [K] ・ 二酸化ウラン：3113 [K] ・ SUS 構造物：1700 [K] ・ 制御材（B4C）：2700 [K]
炉心支持版破損	破損温度：1650 [K] 破損口サイズ：0.01 [m ² /径方向リング] [(Ring 毎→5Ring 全部破損すると 0.05 [m ²)]
下部プレナム	落下溶融物の粒子化：Ricou-Spalding 相関式を適用したジェットブレードアップモデル 粒子状堆積デブリ冷却：ドライアウト熱流束に関する Henry の相関式 デブリ-RPV ギャップ冷却：CHF ギャップ沸騰モデル クリープ破損判定：Larson-Miller パラメータ CRD チューブ脱落判定：メカニスティックモデル 破損口サイズ（CRD チューブ脱落）：半径 7.6 [cm] 破損口サイズ（計装配管逸出）：半径 2.5 [cm]
コア・コンクリート反応	デブリ-溶融コンクリート混合：考慮する コンクリート溶融温度：1500[K] デブリ溶融プール-クラスト間の熱伝達係数：対流熱伝達率 (下方向/横方向) 堆積デブリ上の冷却材への熱流束：Kutateladze の限界熱流束相関式 コンクリートの種類：玄武岩系コンクリート
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル

BWR Primary System Modeling

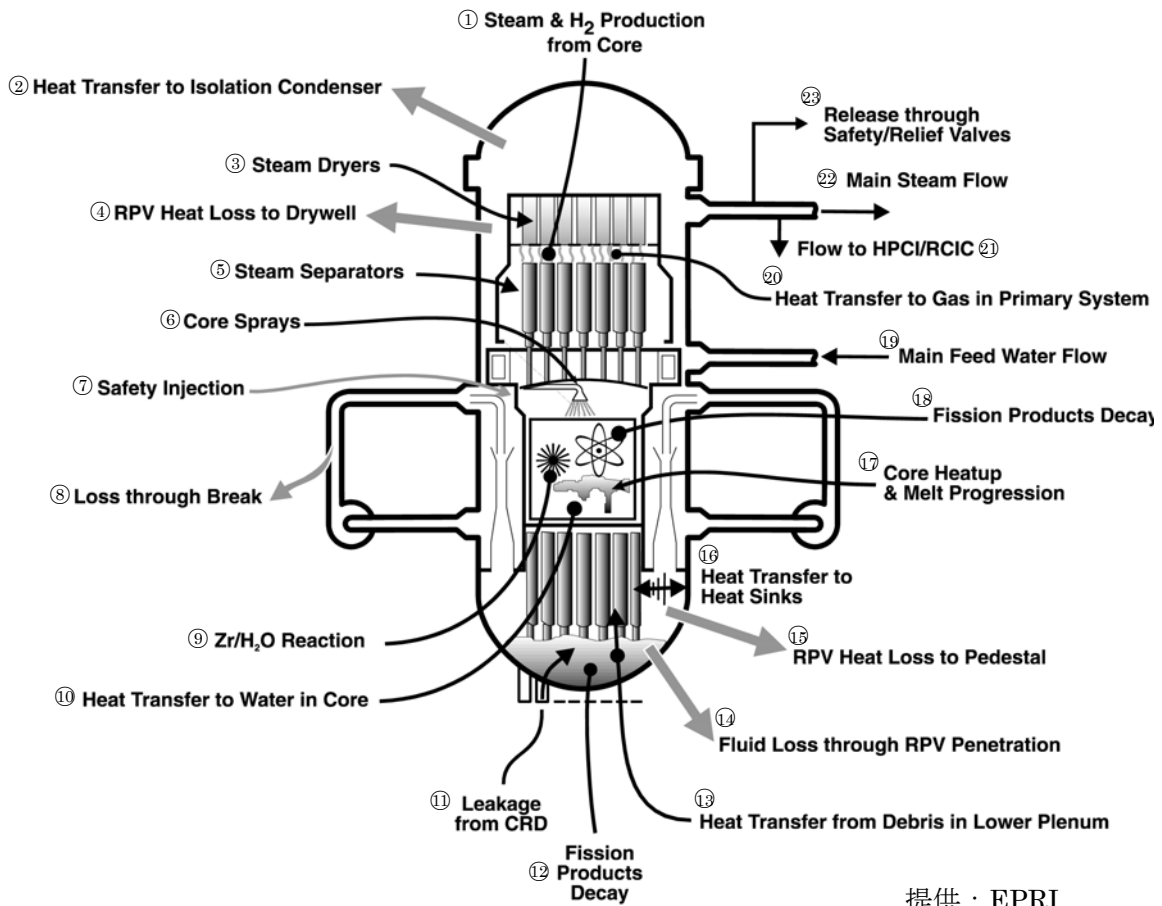
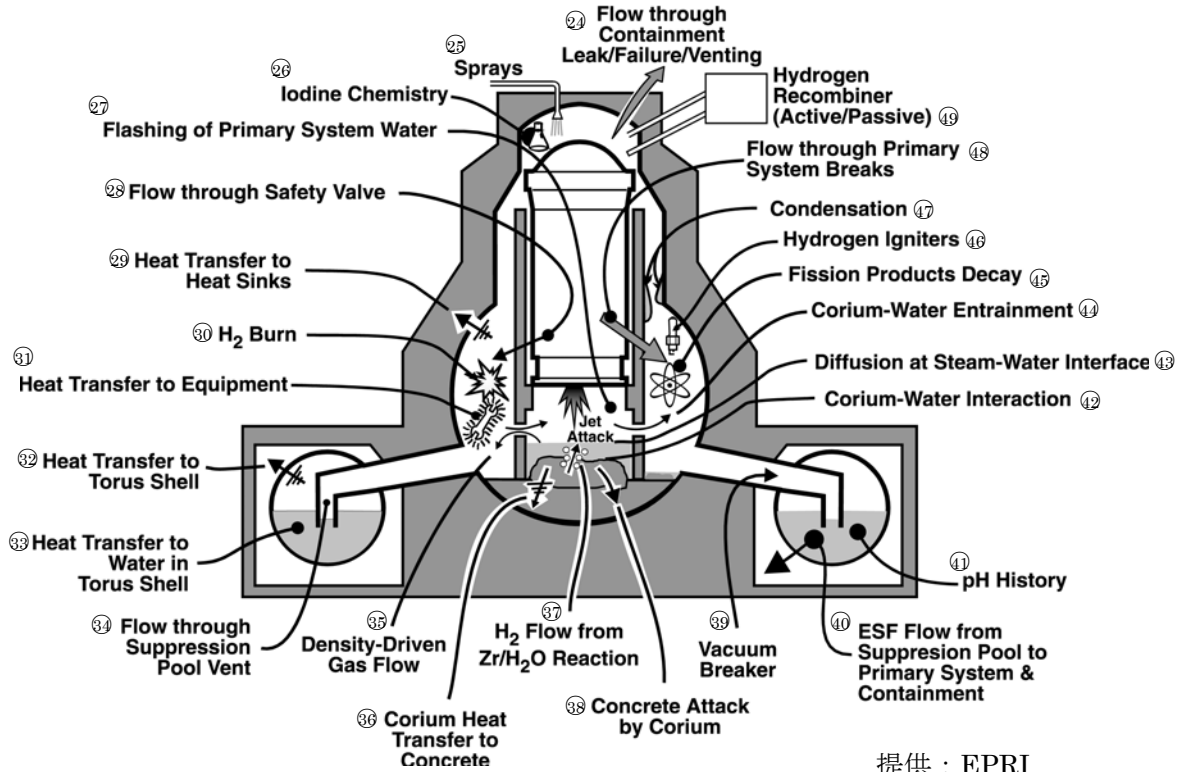


図1 MAAP 原子炉圧力容器内モデルの概要

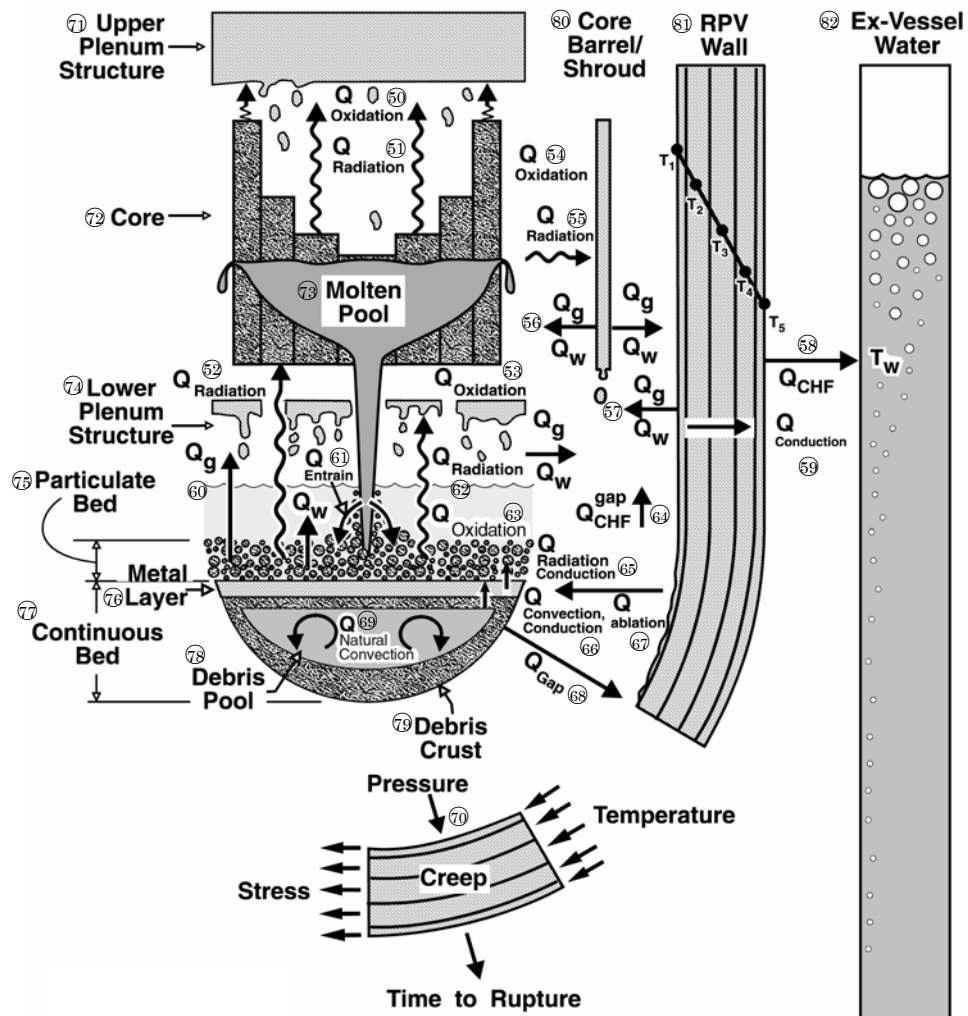
BWR Containment Modeling

(Mark I, II, and III Configurations)



提供：EPRI

図2 MAAP 原子炉格納容器内モデルの概要



提供：EPRI

図3 MAAP 原子炉压力容器下部プレナムモデルの概要

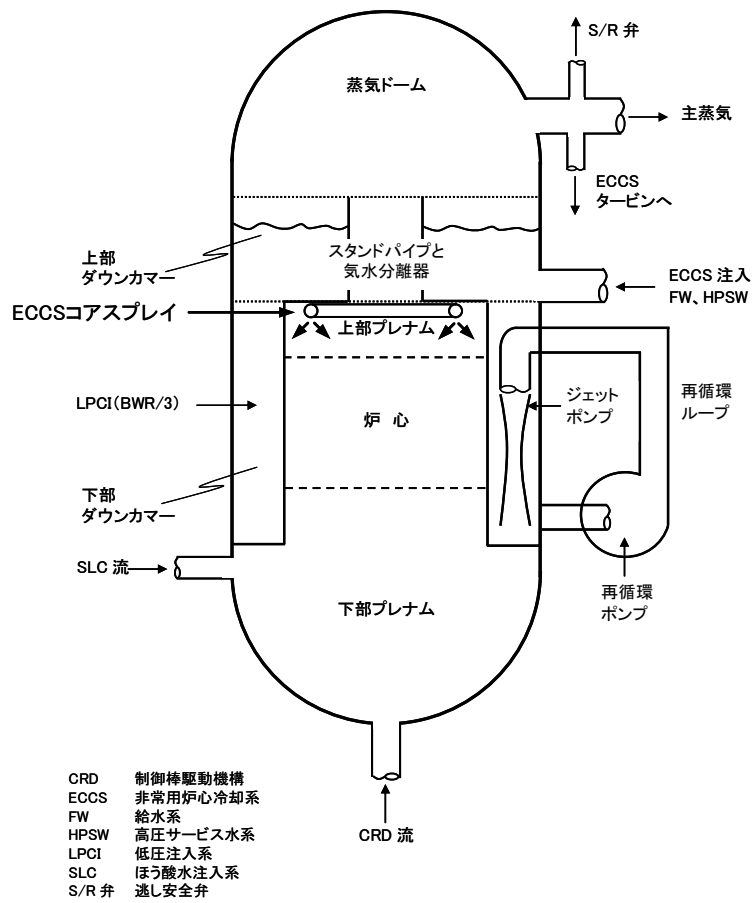
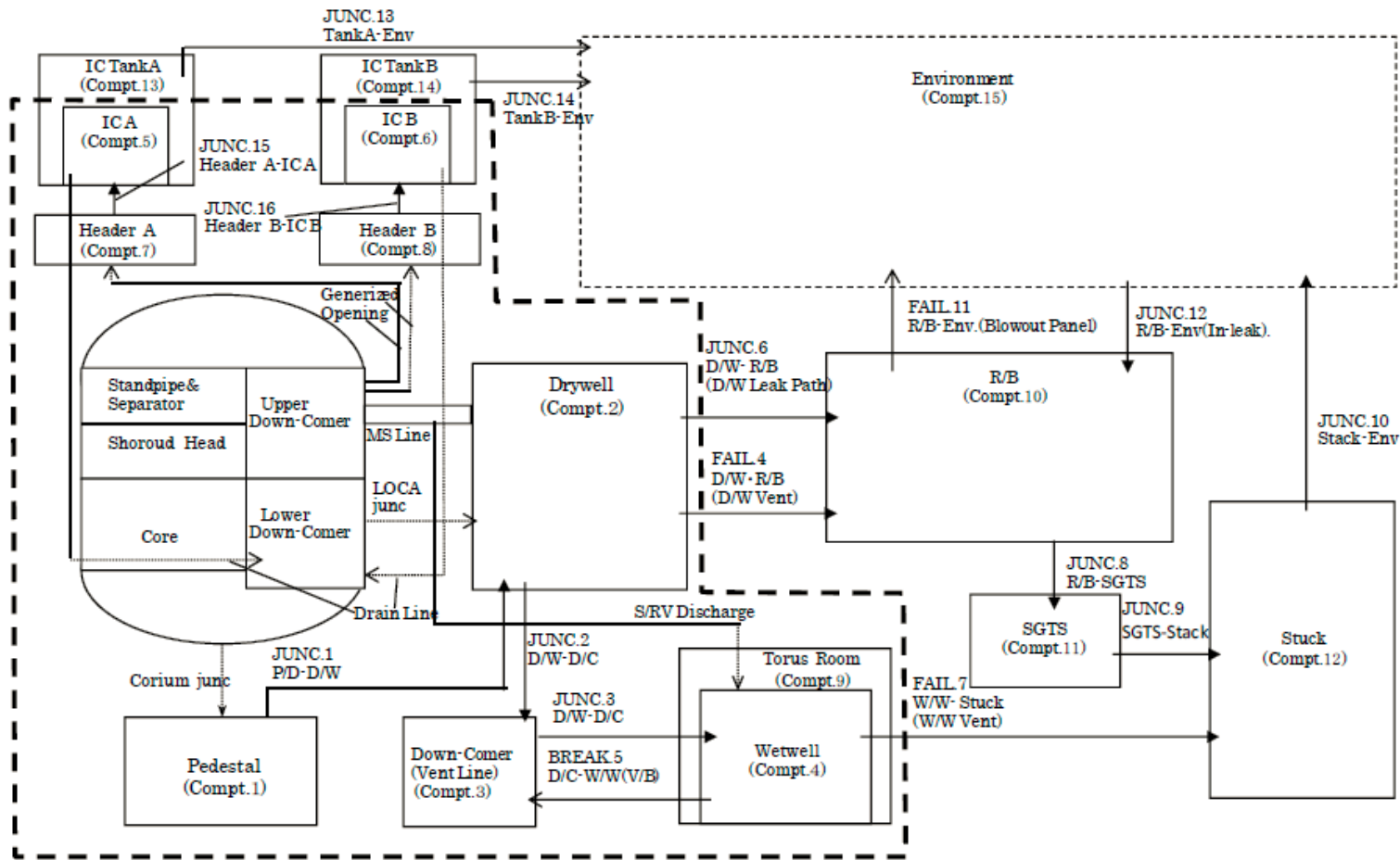


図 4 MAAP 原子炉圧力容器モデルの概要 (1F-1)



(注)D/W: Drywell, P/D: Pedestal, W/W: Wetwell, D/C: Down-Comer, R/B: Reactor Building, V/B: Vacuum Breaker

図5 MAAP 格納容器 (Mark-I) モデルの概要 (1F・1)

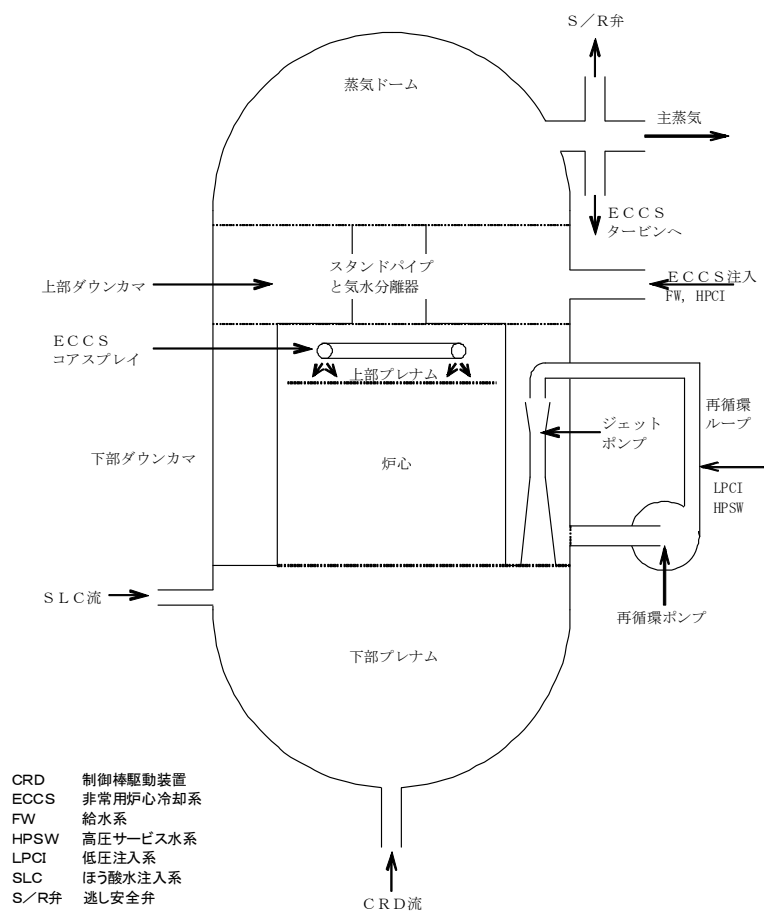
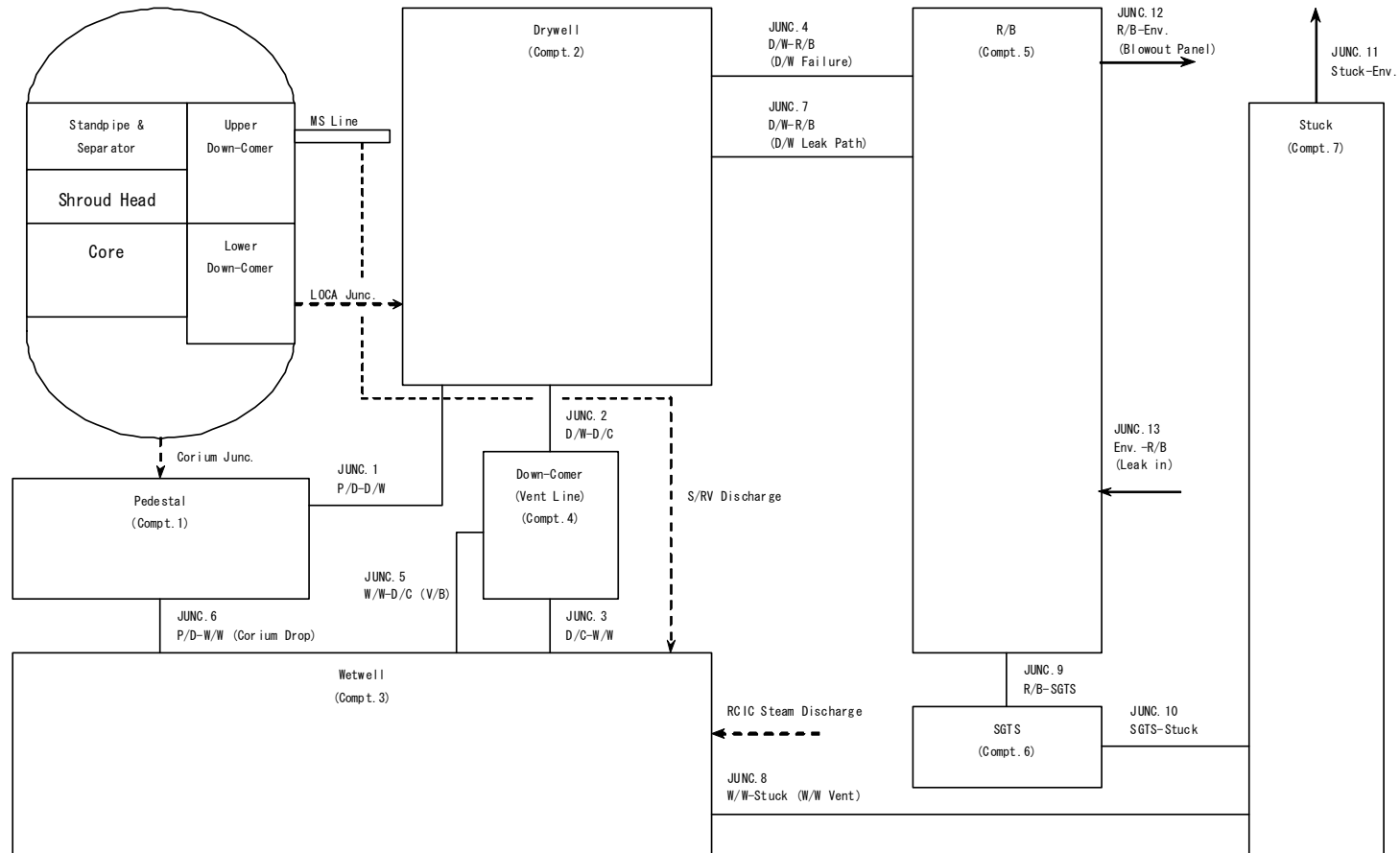


図 6 MAAP 原子炉圧力容器モデルの概要 (1F-2, 3)

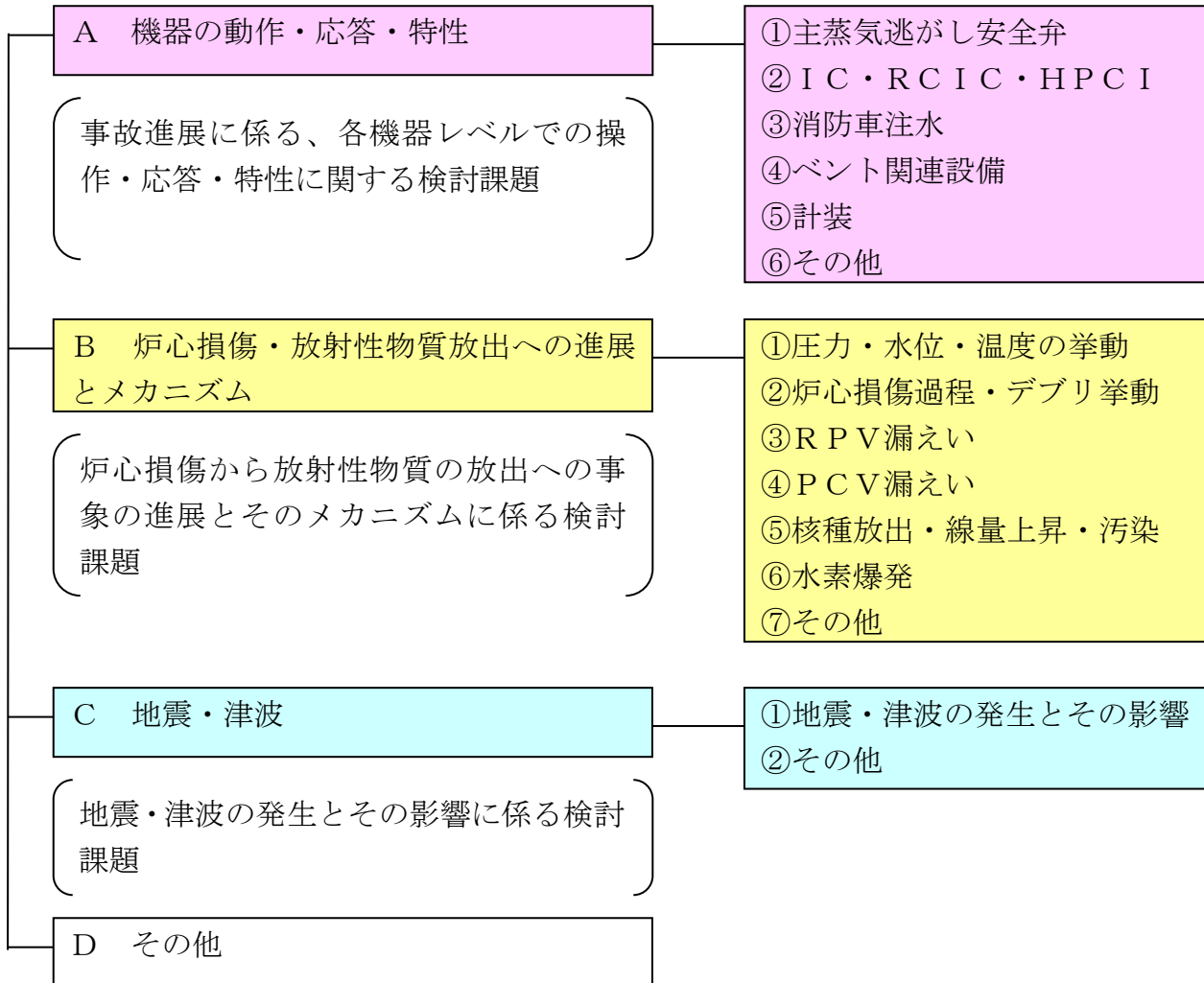


(注) D/W: Drywell, P/D: Pedestal, W/W: Wetwell, D/C: Down-Comer, R/B: Reactor Building, V/B: Vacuum Breaker

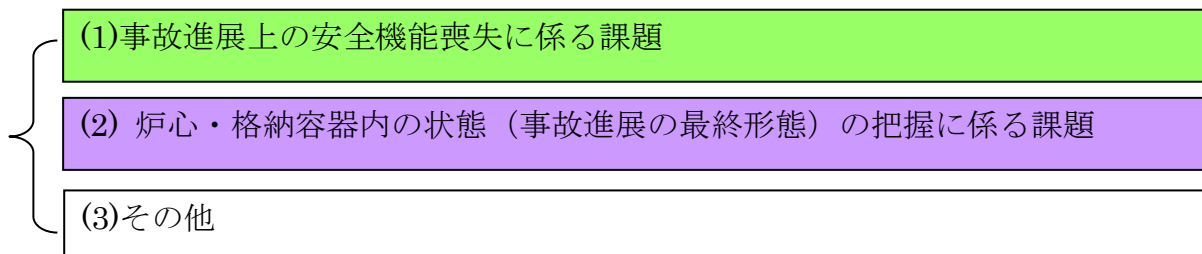
図7 MAAP 格納容器 (Mark-I) モデルの概要 (1F-2, 3)

検討課題リスト

抽出された課題を号機別に整理し、以下のように分類する。



また、抽出された課題の重要度を分類するため、本文図1の事故進展に関するイベントツリー分析との関連に着目し、以下のように分類する。



なお、分類(1)「事故進展上の安全機能喪失に係る課題」については、柏崎刈羽原子力発電所で採られている安全対策との関連を示すため、「柏崎刈羽原子力発電所の安全対策」（2013年3月／第1版、東京電力株式会社）の該当ページを引用する。

No. 共通-1	号機:共通	分類: A①	事故進展:(1)	安全対策との関連:p.33～34
件名: 炉心損傷後の SRV の動作について			検討結果:添付資料 1-3, 2-12, 3-4, 3-13	

1～3号機では、最終的に事故時に作動が期待されていた注水機能を全て喪失し、臨機の対応として消防車を用いた原子炉代替注水を実施した。低圧注水手段による注水のためには、主蒸気逃がし安全弁（SRV）の開状態を維持し、原子炉圧力容器を減圧することが不可欠である。

しかしながら、今回の事故では操作に必要な直流電源の喪失により、開操作は仮設バッテリーに頼らざるを得ず、SRV 開操作のため様々な努力がなされたが、原子炉圧力が低下しないこともあった。

例えば、3号機においては、3月13日2時42分に HPCI を手動停止した後、中央制御室から SRV の開操作を試みたが原子炉圧力に応答は見られなかった。

SRV の手動開操作のための駆動用空気として、窒素ポンベや不活性ガス系からの窒素供給が不能な場合でも、弁の開放が可能なようアキュムレータが設置されている。ここで、窒素ポンベや不活性ガス系の窒素は、交流電源の喪失により隔離される設計となっているため、SRV はアキュムレータの残圧で動作する状態であったと考えられる。

SRV が動作しなかった原因として、背圧となる格納容器圧力が高い状況での駆動用窒素圧の不足や、電圧の不足による電磁弁の不作動等が考えられるが、炉心損傷後の SRV の開閉動作や原子炉圧力の応答挙動をはじめ、SRV が動作しなかった原因について明らかにする必要がある。

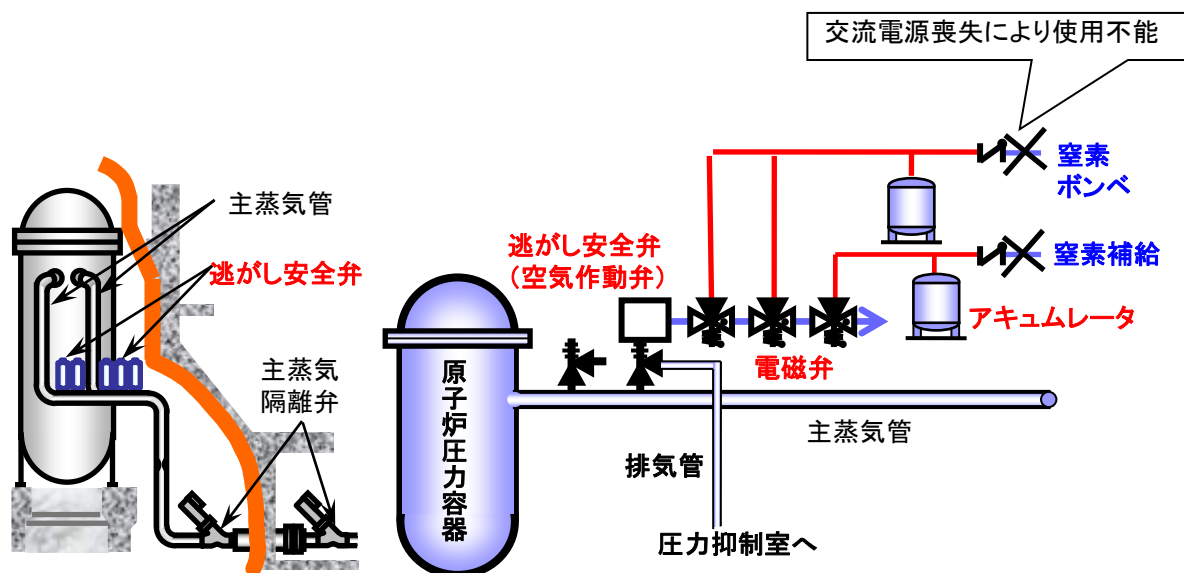


図 主蒸気逃がし安全弁の概略図

No. 共通-2	号機:共通	分類: A③	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.36
件名: 消防車による原子炉注水量について			検討結果: 添付資料 1-4, 1-5, 2-14	

1～3号機では、事故時に作動が期待されていた注水機能を最終的に全て喪失し、臨機の対応として消防車を用いた原子炉代替注水を実施した。

注水量に関する情報としては、当時、消防車のポンプ吐出圧力計や、流量計から推定された注水量（日単位の平均注水量）として整理されているが、その精度は低く、さらには、注水の一部が原子炉に注水されることなく他系統・機器へ流れ込んでいたものと考えられる。

例えば、1号機では3月14日1時10分から注水が中断し、20時に注水を再開した（原子炉スプレイ系からの注水）が、再開時、原子炉圧力の上昇が見られなかったことから、ほとんど注水されていない可能性も考えられる。また、23日2時33分に原子炉給水系からの注水を開始した際、蒸気発生によると考えられる原子炉圧力の上昇が確認されたことから、それまでほとんど注水されていなかった可能性も考えられる。

MAAP解析では、消防車からの注水量と比較して、かなり少なめの量しか原子炉に注水されていなかったものとして評価を行っている。なお、この注水量の設定には、格納容器圧力の再現性等を考慮した。原子炉への注水量は事故進展を把握するにあたって重要なデータとなるものの、実際の注水量がどの程度であったかは、不確かさが大きく、明らかにする必要がある。

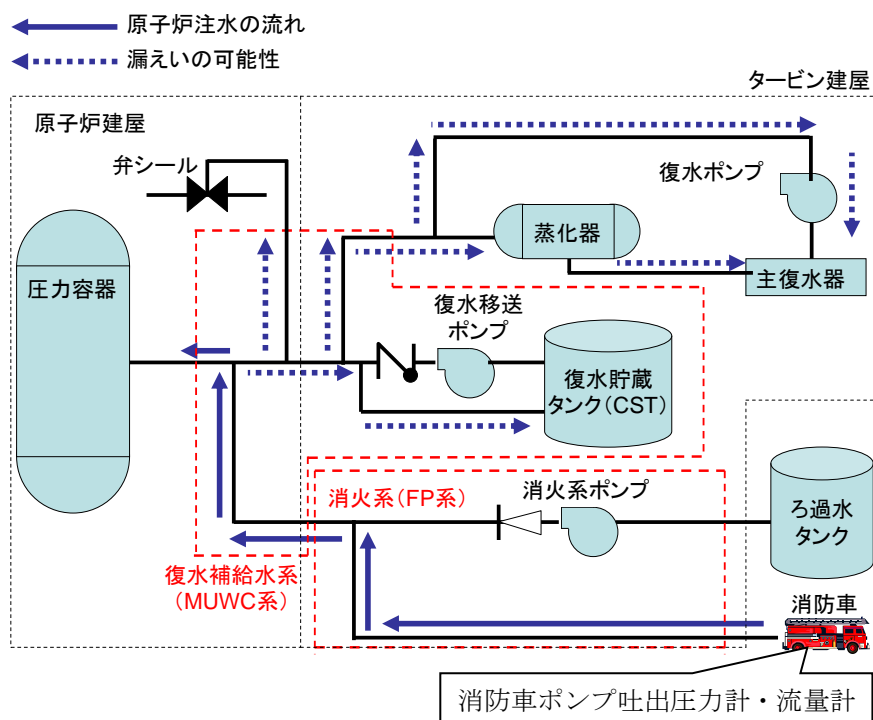


図 FP系を用いた代替注水経路の概略図

No. 共通-3	号機:共通	分類: A⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:p.27~36
件名: 水位計の基準面器配管の水の蒸発挙動について			検討結果: 添付資料 1-6, 2-14, 3-9	

1号機では、津波により全電源を喪失し、原子炉水位が一時的に計測できなくなりました。3月11日21時19分、仮設電源で原子炉水位計を復旧すると、原子炉に注水がなされていない状態にもかかわらず、水位計の指示値は上昇を示した。原子炉水位計の測定原理を考慮すると、この時の水位計指示値の上昇は、基準面器配管の水の蒸発による水位計の指示不良が原因であるものと考えられる。なお、2、3号機についても最終的には水位計が指示不良を起こしたものと考えられる。

水位計がいつ、どのような原因で指示不良を起こしたかについて検討することにより、当時の原子炉の状態に関して何らかの情報が得られる可能性があり、検討を実施する。

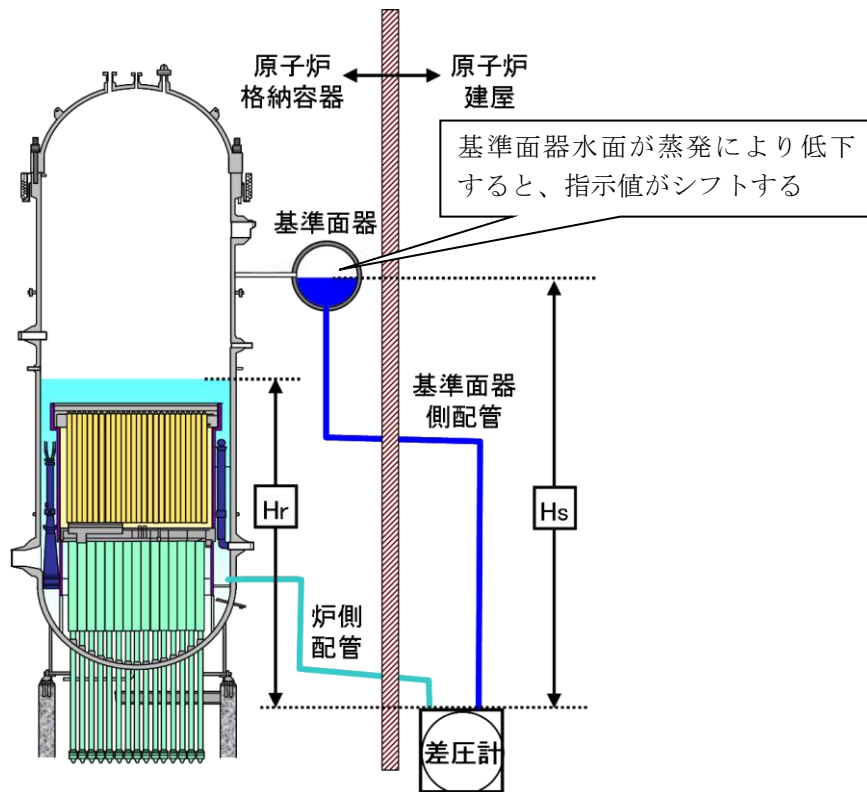


図 原子炉水位計測の原理図

No. 共通-4	号機:共通	分類: A⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: PLR メカニカルシールからの漏えいについて			検討結果:—	

原子炉再循環系（PLR）ポンプでは原子炉水の軸封装置としてメカニカルシールを使用しており、通常運転中は、制御棒駆動系（CRD）ポンプから軸封装置に供給されるシール水により原子炉水の漏えいを防止している。外部電源喪失時には、CRDポンプが停止しシール水が失われるため、高圧の炉水が PLR ポンプ主軸部から軸封装置を経て D/W 機器ドレンサンプに排出される。

実際に福島第二原子力発電所では地震後の格納容器内点検において、D/W スプレイを実施していない 4 号機でも、機器ドレンサンプのあるペDESTAL が満水となりダイヤフラムフロア（ドライウェル床）にまで及ぶ滞留水が見つかった。（地震後、機器ドレンサンプからの排水は停止した）

メカニカルシールが健全であれば、原子炉水の漏えい量は設計漏えい率以下の値であり、実機の挙動の大勢に影響はない。ただし、事故進展の過程で、O リングの損傷などシール機能が喪失した場合は、漏えい量は大きくなる可能性がある。実機において炉水位や格納容器温度・圧力・水位に影響を及ぼす程度の漏えいが生じていたか明らかにする必要がある。

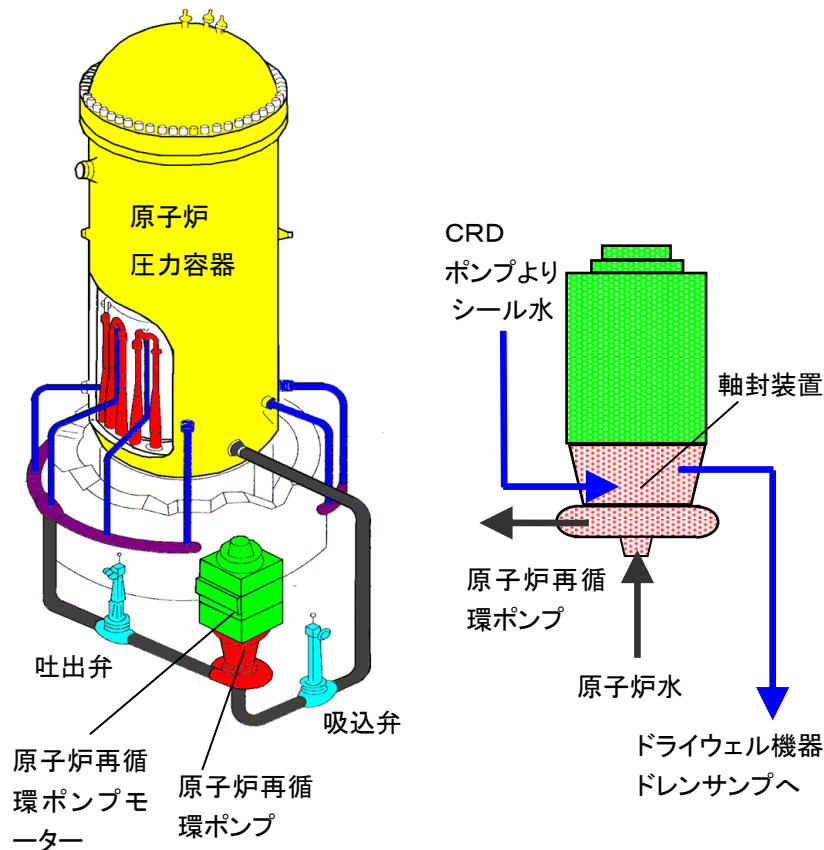


図 原子炉再循環ポンプ概略図

No. 共通-5	号機:共通	分類: B②	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.42,44
件名: コア・コンクリート反応について			検討結果:ー	

1号機においては、3月12日19時04分に原子炉への連続的な海水注水が始まるまでの間に、溶融した燃料が格納容器床面へと落下した可能性が高い。

溶融燃料が十分に冷却されない場合、溶融燃料と接触した格納容器床面のコンクリートが融点以上まで熱せられることによりコンクリートが分解するコア・コンクリート反応が生じる。コア・コンクリート反応では、水素、一酸化炭素等の非凝縮性ガスが発生するため、格納容器圧力変化や放射性物質の放出挙動に影響を与える。

「福島第一原子力発電所1～3号機の炉心損傷状況の推定について」(2011年11月30日 旧原子力安全・保安院 技術ワークショップ発表)においては、格納容器への燃料デブリの落下割合が最も大きいと推定される1号機に対するコア・コンクリート反応の解析結果を示している。

しかしながら、実際に1～3号機においてコア・コンクリート反応がどの程度進展していたか、事故進展にどの程度の影響を与えていたかは、不確実さが大きく、明らかにする必要がある。

また、格納容器からの漏えいの発生原因として、溶融燃料が格納容器のライナーに接触して開口するシェルアタックも可能性の一つである。ただし、1,2号機では窒素封入開始時に圧力上昇が見られていること、3号機では格納容器内水位が高いと考えられているなど、実際のシェルアタックの発生の根拠となる観測データは、今のところ存在していない。

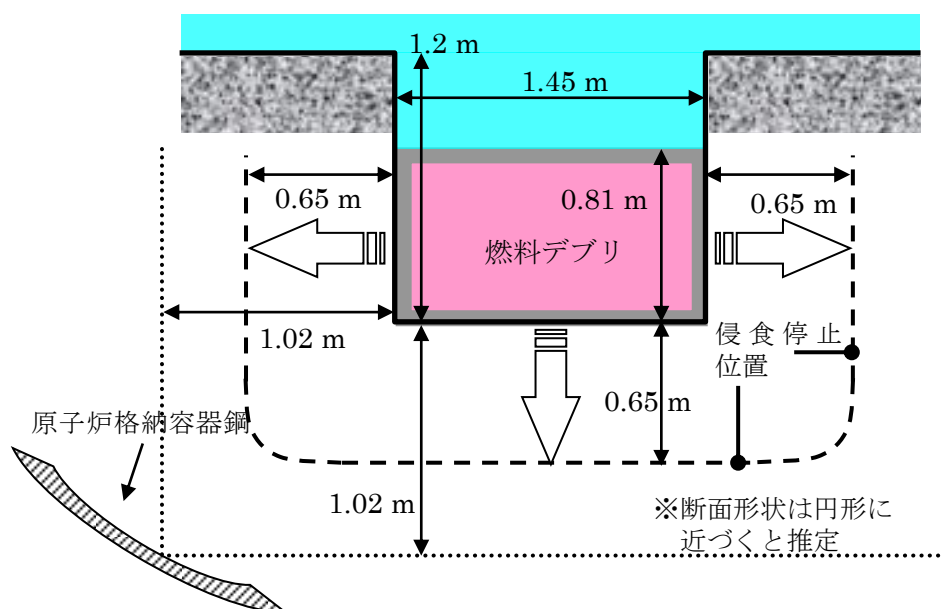


図 1号機コア・コンクリート反応規模の推定

参考:「福島第一原子力発電所1～3号機の炉心損傷状況の推定について」
(2011年11月30日 旧原子力安全・保安院 技術ワークショップ発表)

No. 共通-6	号機:共通	分類: B②	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 溶融炉心の下部プレナム落下挙動			検討結果: 添付資料 1-8	

従来の MAAP 解析モデルでは、溶融炉心の下部プレナムへの移行メカニズムは、主に TMI-2 の事故の知見を基に作成されており、炉心で発生した溶融物は、炉心領域から炉心支持板を破損させて下部プレナムに到達する経路のみを考慮している。一方、複雑な下部構造を持つ BWR においては、燃料支持金具の冷却水の通過口から溶融した炉心が降下し、下部プレナムに流れ落ちることや、溶融物が炉心の径方向に成長し、外周部のバイパス領域へ流出後、さらにシュラウドと接触・破損させることによってダウンコマへ流出する経路等も考えられる。

なお、1号機の MAAP 解析において、原子炉圧力は、3月11日22時頃に急峻なピークを示している。これは、解析において、溶融した炉心が、一旦、炉心支持板にとどまり、炉心支持板の破損とともに、下部プレナムに一度に落下するというモデルが採用されていることにより、大量の蒸気が発生する評価結果となることから発生するものである。

事故進展挙動ならびに炉心・格納容器の状態把握に資するため、溶融炉心の下部プレナム落下挙動について明らかにする必要がある。

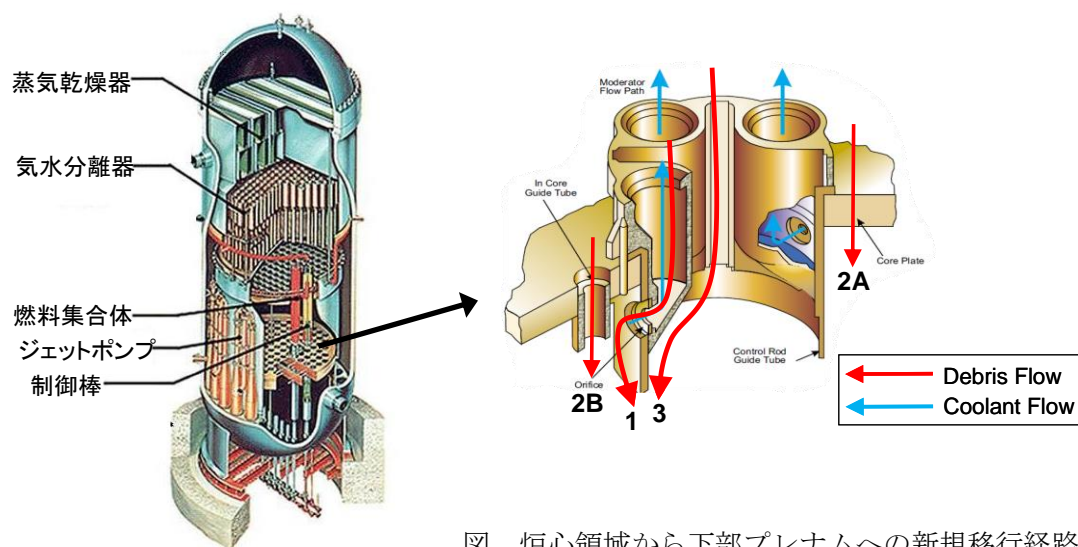


図 炉心領域から下部プレナムへの新規移行経路

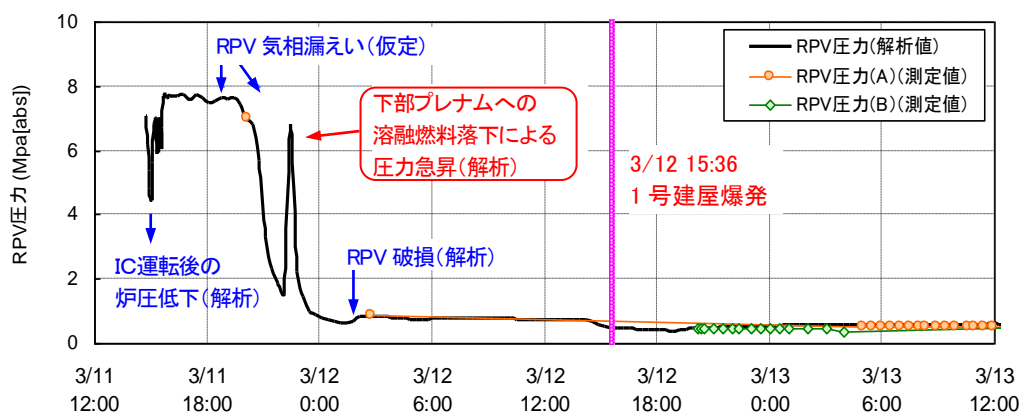


図 1号機原子炉水位、原子炉圧力の推移

<課題リスト～共通～>

No. 共通-7	号機:共通	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名:放射性物質の大気放出のタイミングとモニタリングデータの関連について			検討結果:添付資料 1-11	

事故進展の過程で燃料から放出された放射性物質は、格納容器ベントや原子炉建屋の爆発、格納容器からの直接の漏えい等によって大気中への放出に至った。当社ではこれまで、モニタリングカーで測定した空間線量率等や気象庁の気象観測所で観測された降雨などの気象データをもとに、今回の事故における主な事象毎の大気への放出量の評価や、福島第一からみて北西方向に高汚染地域が生じた要因について検討を行っている。

しかしながら、モニタリングカーなど敷地境界で測定した空間線量率の変動と、その要因となった放出源からの放出挙動については、必ずしも全ての関連が特定されているわけではない。これら空間線量率データは、風向等気象条件やデータ取得状況によっては、放出源からの放出状況を全て捉えられているわけではないものの、放出挙動の検討にあたって有用な情報である。また、空間線量率の減衰挙動から沈着物の影響や放出核種について何らかの情報が得られる可能性がある。

放射性物質の放出に至る事故進展挙動の把握のため、空間線量率等モニタリングデータの変動状況と、放射性物質放出のタイミングや放出源、放出経路との関連について検討を行う必要がある。

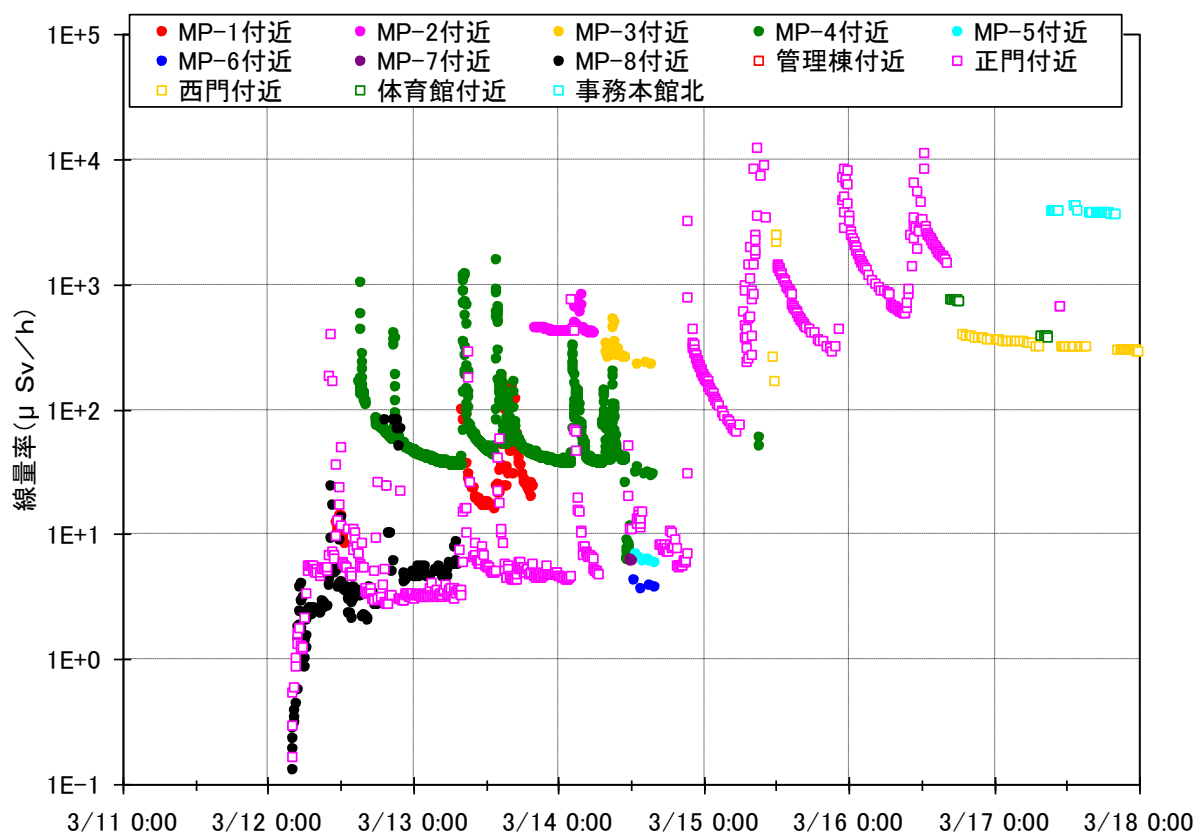


図 3月11日～18日の敷地内空間線量率の推移

No. 共通-8	号機:共通	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: ベント時の格納容器からの放射性物質の放出挙動について			検討結果:—	

1号機では3月12日10時17分、23分、24分の3回、中央制御室でS/Cベント弁（小弁）の開操作を実施した。D/W圧力に明確な応答は現れなかったものの、10時40分に正門付近の線量率に一時的な上昇が確認された。その後、仮設空気圧縮機をS/Cベント弁（大弁）の開操作のために接続し、12日14時頃に起動したところ、ライブカメラ映像から排気筒上に蒸気が昇る様子と14時30分から14時50分頃にかけてD/W圧力の低下が確認された。このとき、正門付近（南西側）およびMP-8付近（南側）の線量率には上昇は確認されなかった。

このように、ベント弁操作時の挙動について、D/W圧力やモニタリングカーにて測定する線量率に、明確な応答が現れた場合とそうでなかった場合が混在し、ベントにより、D/W圧力に応答が出ない程度の放出があった可能性や、原子炉建屋から直接大気中へ放出された可能性が考えられる。また、小弁開の場合のベント流量は小さく、D/W圧力低下の効果は小さいと考えられる。ベント時に放出された放射性物質の放出挙動の詳細について明らかにする必要がある。

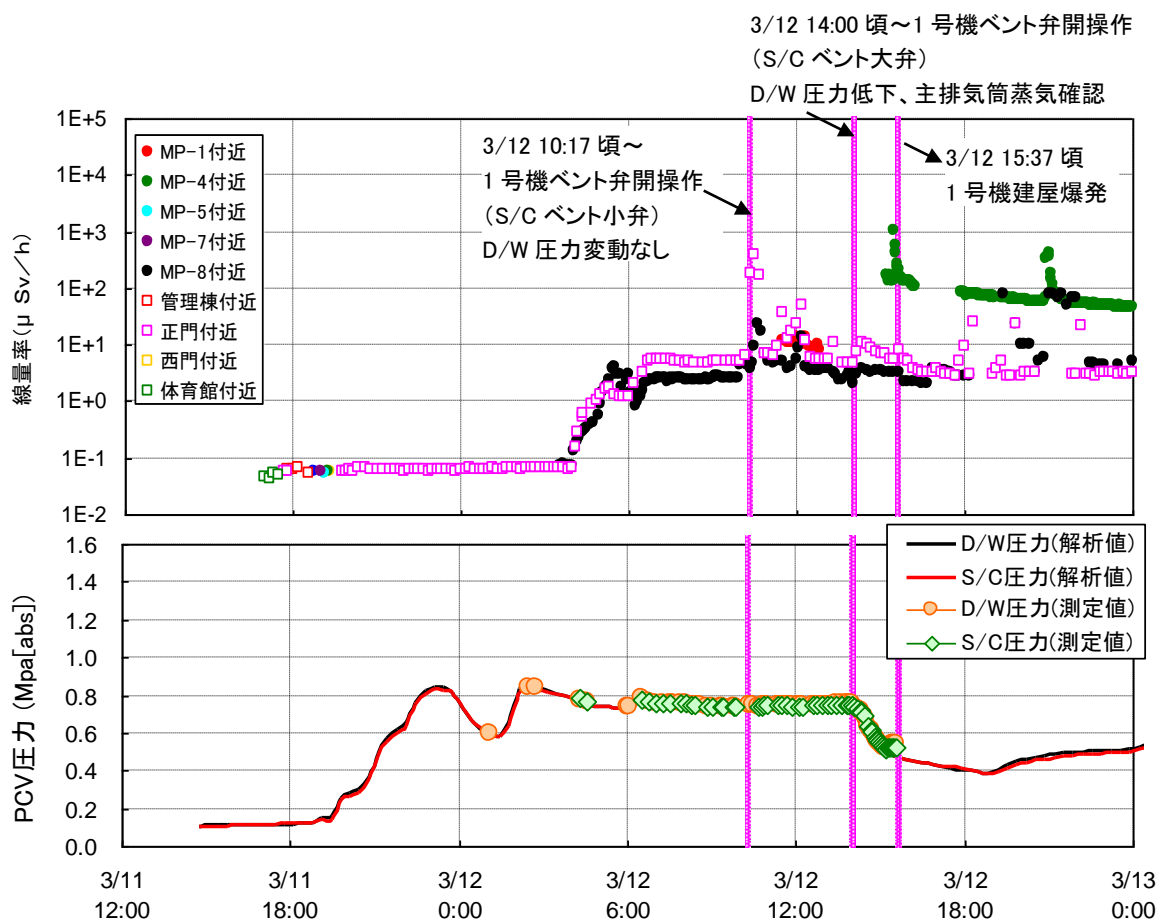


図 3月11日～12日の線量率と1号D/W、S/C圧力の推移

No. 共通-9	号機:共通	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 3月20日前後の線量上昇について			検討結果: 添付資料 3-6	

1号機と3号機においては、消防車による原子炉への注水量について、アクシデントマネジメント (AM) 盤の測定値が、それぞれ3月20日、21日から数日間にわたって大きく減少している。また、3号機で3月21日の16時頃に黒煙が上がった際に、ドライウェル圧力、原子炉圧力ともに有意な変動を見せないのに、発電所正門にて急激に線量が上昇したことが観測された。

MAAPコードによる解析は、長くても地震後1週間程度で解析を終了させている。これは、解析による評価は、長期間になればなるほど不確かさが大きくなるため、評価結果の信頼性が極めて低くなってしまうためである。

しかしながら、3月20日、21日頃に福島第一原子力発電所から放出された核分裂生成物は、風向きの関係から関東圏の線量上昇を引き起こし、よう素濃度の上昇による水道水の取水制限を引き起こすなどの原因となった可能性があり、放出挙動の詳細について明らかにする必要がある。

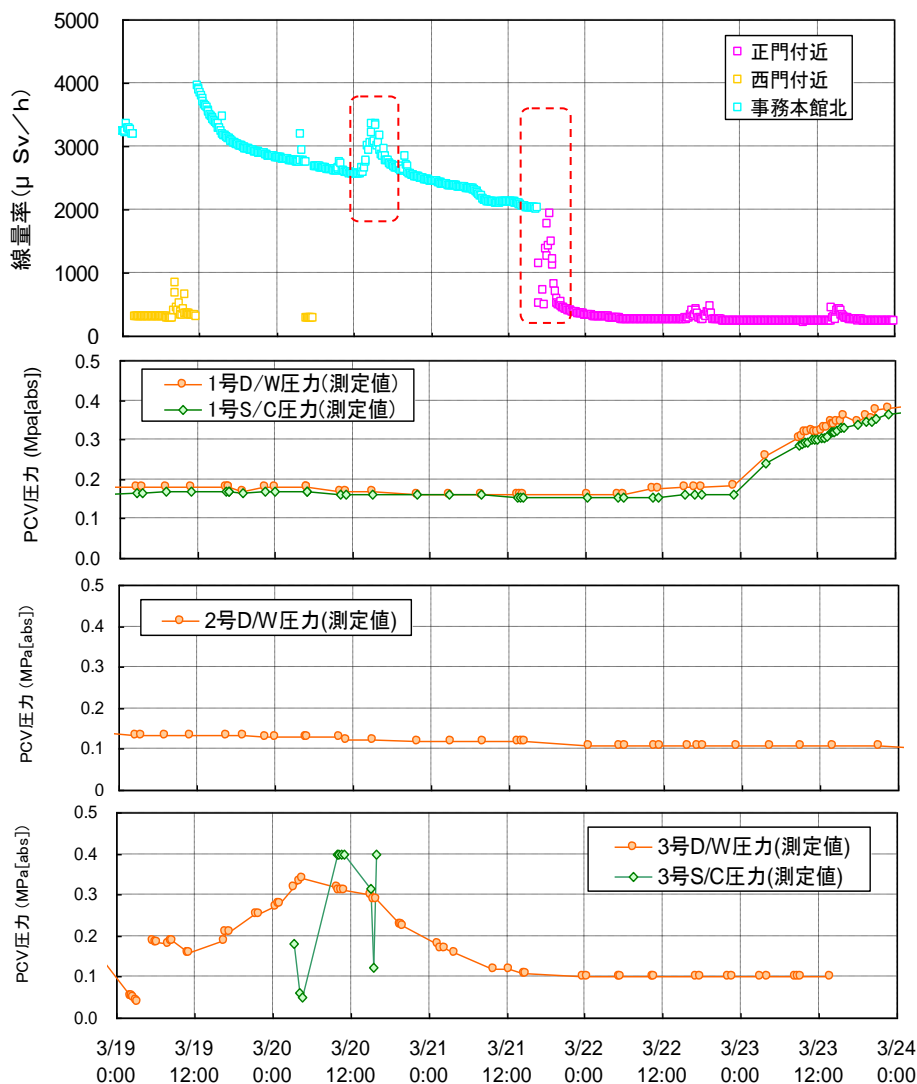


図 3月19日～23日の発電所内線量率

No. 共通-10	号機:共通	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 炉心損傷状況とデブリ位置について			検討結果:本文, 添付資料 4, 5	

1号機の炉心は、ほぼ全量がRPV下部プレナムに落下し、さらにその大半が格納容器ペDESTALに落下しているというMAAP解析結果になっている。

一方、2,3号機の炉心は、一部溶融プールが存在しているものの炉心部にとどまるもののMAAP解析結果となっている。これは早期に注水手段を失い、消防車による注水までに時間がかかった1号機と比べ、RCIC(2,3号機)及びHPCI(3号機)による注水が継続的に行われていたため、冷却が停止したときの崩壊熱が小さくなっていたこと、比較的速やかに消防車による注水が開始されたこと等が理由としてあげられる。

ただし、MAAPコードを用いた解析では、解析条件設定における不確かさ、解析モデルの不確かさがあり、結果として得られる事故進展にも不確かさがある。2・3号機は原子炉圧力容器破損には至らないとの結果となっているが、この結果は原子炉への注水量の設定に大きく影響を受けるところである。実際は、その後のプラント状況から原子炉水位は非常に低い位置にあることが推定され、原子炉圧力容器は破損している可能性が高い。さらに3号機は、RPV圧力低下後のHPCIの注水が十分でなく、炉心損傷がより早い時間に起こっていた可能性が考えられる。

事故進展の最終結果となるデブリの位置は依然不明な点が多く、これが廃炉作業への重要なインプットとなるため、今後ともPCVやRPVの内部調査研究開発プロジェクト等の調査結果もふまえて、検討を進める必要がある。

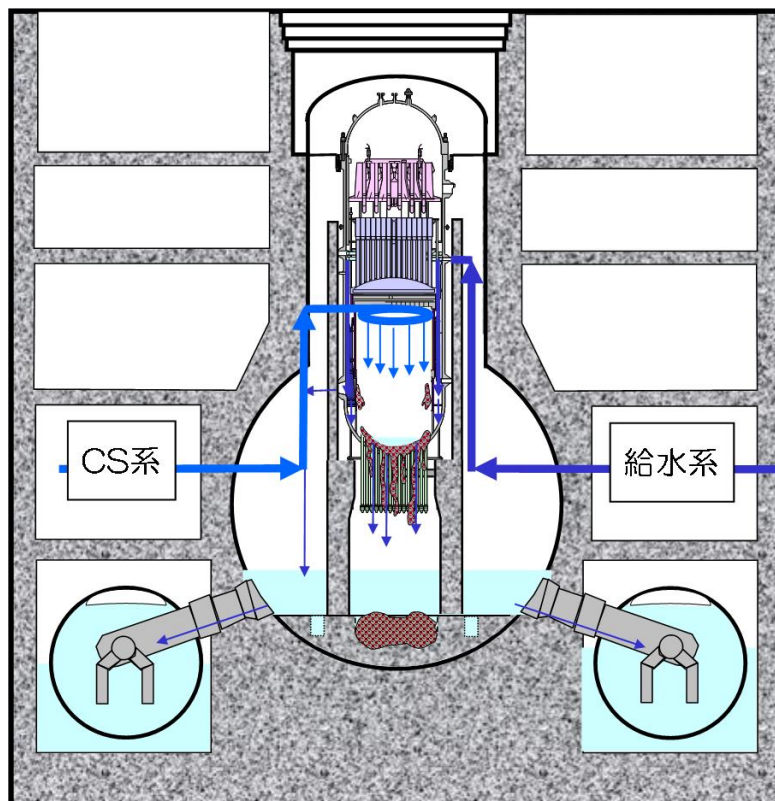


図 1号機の炉心・格納容器の状況推定図

No. 共通-11	号機:共通	分類: B⑥	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.43~44
件名: 原子炉建屋の水素爆発について			検討結果: 添付資料 1-10, 3-10	

1号機では S/C ベント弁（大弁）の開操作実施後、3月12日14時30分から14時50分頃にかけて D/W 圧力の低下が確認された。その後15時36分、原子炉建屋上部で水素爆発が発生し、屋根及び最上階の外壁が破損した。

3号機では、3月13日9時24分、D/W 圧力の低下が確認され、格納容器ベントが実施されたと判断された。その後、3月14日11時01分、原子炉建屋で水素爆発が発生し、最上階から上部全体と最上階1階下の南北の外壁が破損した。

続いて、3月15日6時14分頃、4号機原子炉建屋で水素爆発が発生した。その後の現場調査の結果、3号機のベント流が回り込み水素爆発に至り、また、爆発による主な圧力の発生場所は4階であった可能性があると推定されている。

これら原子炉建屋の水素爆発は、主にジルコニウム-水反応で発生した水素が、蒸気とともに最終的に原子炉建屋へ漏えいし、水素爆発に至ったものと推定されるが、その水素発生量や漏えい経路について明らかにする必要がある。

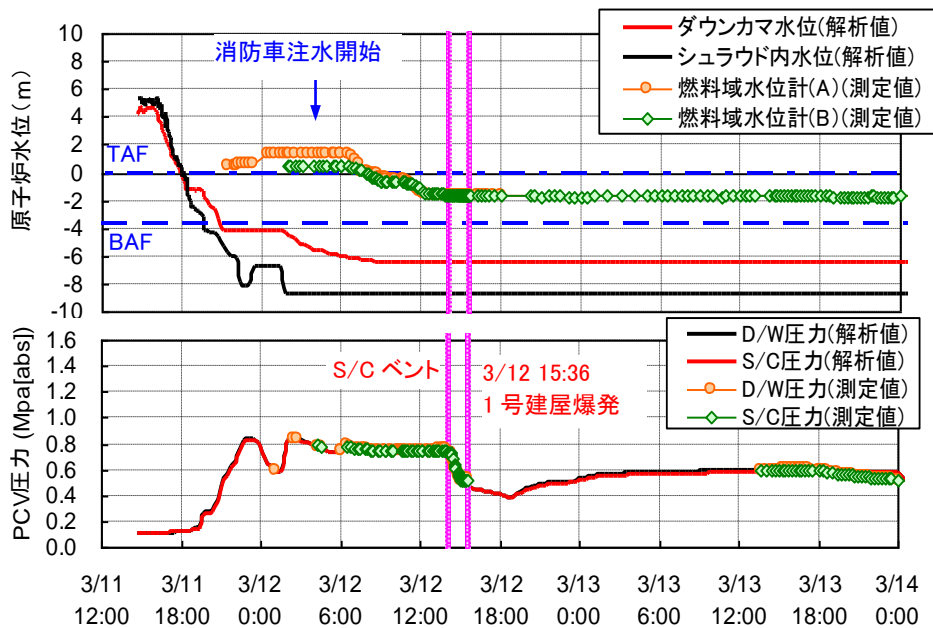


図 1号機水素爆発までの原子炉水位、PCV 圧力の推移



図 1号機原子炉建屋の外観写真

＜課題リスト～共通～＞

No. 共通-12	号機:共通	分類：C①	事故進展：(3)	安全対策との関連：— (津波対策として p.11~14)
件名：巨大連動型地震及び巨大津波発生に関する知見について			検討結果：—	
<p>今回の地震の震源域は、岩手県沖から茨城県沖までに及んでおり、その長さは約500km、幅は約200kmで、最大すべり量は50m程度であったとされている。本地震時には、三陸沖南部海溝寄り、三陸沖北部から房総沖の海溝寄りの一部で大きなすべり量が観測され、三陸沖中部、宮城県沖、福島県沖、茨城県沖の複数の領域も震源域として連動して発生したマグニチュード9.0の巨大な地震であった。</p> <p>このような巨大連動型地震が発生した原因は不明なところが多く、その発生メカニズムについて国内外の検討状況に注視するとともに、巨大連動型地震の評価上の取り扱い方法について最新知見を反映する。</p> <p>また、当社は、北海道から千葉県までの痕跡高・浸水高、潮位記録、浸水域、地殻変動量をよく再現できるような波源モデル（津波の数値シミュレーションに必要な、断層の長さ、幅、位置、深さ、ずれの量などの情報）を設定し、津波の再現計算を実施した。これによると日本海溝付近で特に大きな断層のすべり量（最大で50m程度）が発生したと推定される。</p> <p>このような巨大津波が発生した原因は不明なところが多く、その発生メカニズムについて内外の検討状況に注視するとともに、巨大連動型地震の評価上の取り扱い方法について最新知見を反映する。</p>				

＜課題リスト～共通～＞

No. 共通-13	号機:共通	分類：C①	事故進展: (3)	安全対策との関連:—
件名：福島県浜通り南部地域における地震活動の活発化について			検討結果:—	
<p>東北地方太平洋沖地震後に、福島県浜通り南部地域において地震活動が活発化し、従前、当社が後期更新世以降の活動はないと評価していた湯ノ岳断層において、平成23年4月11日の地震時に正断層として地震断層が出現している。</p> <p>その後、当該断層についてトレンチ調査などによる詳細な調査を行った結果、複数地点において、後期更新世以降の活動が認められたことから、湯ノ岳断層は耐震設計上考慮すべき活断層であったと判断され、今回と同様のボーリング調査、トレンチ調査等の詳細な地質調査を実施していれば、活動性の評価は可能であったと考えられる。^{*1)} この知見を踏まえると、断層の活動性を否定する場合にはトレンチ調査等の詳細な地質調査により断層の活動性を直接確認することが重要と考えられ、今後の断層調査に反映する必要がある。</p> <p>*1) ”湯ノ岳断層に関する追加調査結果の報告”，東京電力株式会社，2011年12月27日</p>				

＜課題リスト～共通～＞

No. 共通-14	号機:共通	分類：C①	事故進展: (3)	安全対策との関連:— (津波対策として p.11~14) (電源確保として P.17~20)
件名：津波の福島第一主要建屋への詳細な到達時刻や浸水経路について			検討結果:添付資料地震津波-1, 地震津波-2	
<p>発電所を襲った津波によって、海水ポンプが設置されている 4m 盤のみならず、主要建屋のある 10m 盤も冠水するとともに、建屋の地上開口部等を経路として建屋内にも浸水が波及した。これにより、モータや電気品が被水し、非常用ディーゼル発電機や電源盤といった重要な設備が直接的・間接的な影響で機能を喪失した。</p> <p>津波の福島第一原子力発電所への到達時刻や浸水経路については、電源喪失に関する時系列との相関関係をより明確にするため、今後、継続的な調査をしていく。</p>				

＜課題リスト～共通～＞

No. 共通-15	号機:共通	分類：C①	事故進展: (3)	安全対策との関連:— (津波対策として p.11~14)
件名：津波の波力による影響について			検討結果:—	
<p>津波の波力による影響については、地上の開口に取り付けられているドアやシャッター等は津波あるいは漂流物によるものと思われる損傷が一部で確認されている。また、海側エリアに設置されていた重油タンクの一部は、波力以外に浮力の影響により漂流したと考えられる。しかしながら、主要建屋の外壁や柱等の構造躯体には有意な損傷が確認されていない。また、防波堤について、北防波堤の一部にある波返し（パラペット）設置区間では堤体が損傷したものの、それ以外の区間では堤体は概ね存立しており大きな影響は確認されていない。津波によりこれら構造躯体や防波堤の堤体に作用した実際の波力は、計測を行っていないため把握は困難であるが、実被害状況との比較考察を行うことで、波力評価式（合田式、谷本式等）の持つ保守性の定量化が期待される。</p>				

<課題リスト～共通～>

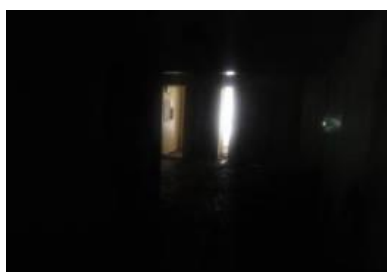
No. 共通-16	号機:共通	分類: D	事故進展: (3)	安全対策との関連:—
件名: ヒューマンファクターの観点からの検討			検討結果:—	

1～4号中操では、津波到達後にほとんどの計測・制御電源を失い、プラントの状態把握も運転操作も極めて困難な状況に陥っている。

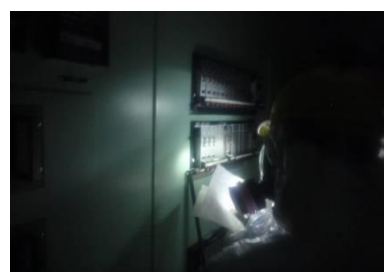
しかし、例えば1・2号中操では3月11日の17時台には代替注水系を用いた原子炉注水の準備を開始するなど、系統構成を図面等により確認し、今できること、今後必要と思われる操作について、必死で検討していた事実もある。当時の運転員をはじめ関係者の行動や心理状況を解明することは、緊急対応時のソフト方面での教訓を学び、対策に反映するためにも重要な課題である。



職員の通勤用乗用車のバッテリーを必要な計器につなぎ込み



照明の落ちた建屋内から建屋外への扉を撮影



真っ暗な中、ライトの明かりを頼りに計器の指示値を確認

図 事故後の現場の状況（写真）

<課題リスト～1号機～>

No. 1号機-1	号機: 1	分類: A②	事故進展: (1)	安全対策との関連: 該当設備なし
件名: 1号機水素によるICの除熱劣化について				検討結果: 添付資料 1-7

1号機においては、地震後、非常用復水器（IC）を断続的に運転することで、原子炉圧力を制御している。津波により全電源を喪失する直前においては、ICは一時的に停止している状態であった。全電源喪失後、運転員は中央制御室にて格納容器外側のIC（A系）隔離弁（MO-2A、MO-3A弁）の閉状態を示すランプが点灯していることを発見し、3月11日18時18分に、これらの弁を開操作し、蒸気発生音と建屋越しに発生した蒸気を確認している。しかし、このときの蒸気発生量は少なく、しばらくして蒸気の発生がなくなったことから、ICのタンクの水がなくなっていることを懸念し、11日18時25分に戻り配管の隔離弁（MO-3A弁）を閉としている。

ICについては、原子炉水位が低下し、水-ジルコニウム反応により非凝縮性ガスである水素が発生した場合、冷却管に水素が混合することによって除熱性能が劣化すると考えられている。解析結果によると18時18分時点では、原子炉水位は有効燃料頂部（TAF）を若干下回った程度で、水素が大量に発生していた状況には無い可能性があるが、放射線分解による水素発生の影響等も考慮し、1号機において、実際にどの程度の除熱劣化があったかについて明らかにする必要がある。

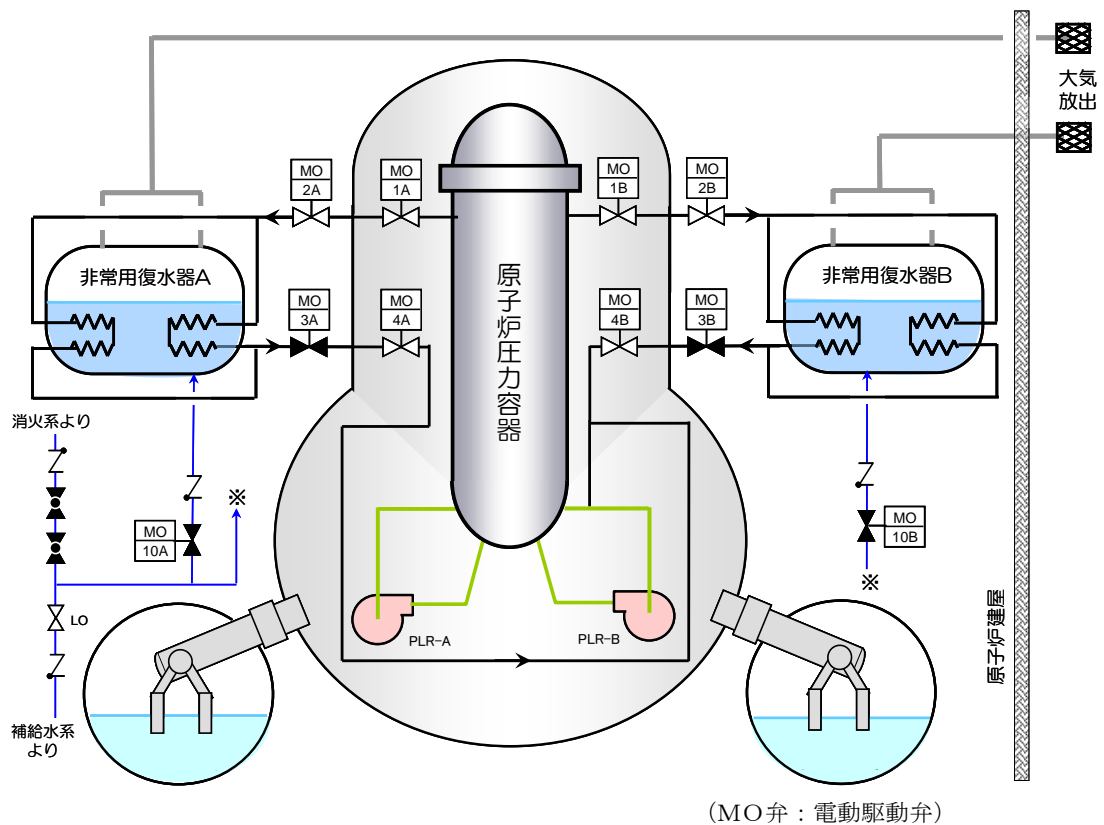


図 非常用復水器の系統構成概略図

＜課題リスト～1号機～＞

No. 1号機-2	号機: 1	分類: A②	事故進展: (2)	安全対策との関連: ー
件名: 1号機 IC 動作の場合の挙動について				検討結果: 添付資料 1-7

1号機においては、地震後、非常用復水器（IC）を断続的に運転することで、原子炉圧力を制御しており、津波により全電源を喪失する直前においては、ICは一時的に停止している状態であった。全電源喪失後、運転員は中央制御室にて格納容器外側のIC（A系）隔離弁（MO-2A、MO-3A弁）の閉状態を示すランプが点灯していることを発見し、3月11日18時18分に、これらの弁を開操作し、蒸気発生音と建屋越しに発生した蒸気を確認している。しかし、このとき蒸気発生量は少なく、しばらくして蒸気の発生がなくなったことから、ICのタンクの水がなくなっていることを懸念し、11日18時25分に戻り配管の隔離弁（MO-3A弁）を閉としている。

事故後に実施したICのタンクの水位調査によれば、平成23年10月18日の時点で、A系のタンク水位は65%（通常水位：80%）と、当時よりタンク内の水が十分存在していたことになり、3月11日18時25分に戻り配管の隔離弁（MO-3A弁）を閉操作しなかった場合、ICによる冷却が継続できた可能性がある。

そこで、格納容器外側のIC（A系）隔離弁を開操作した後に、蒸気発生量が少なく、かつ、しばらくして蒸気の発生がなくなったことの原因を検討（1号機-1）するとともに、3月11日18時25分以降も格納容器外側のIC（A系）隔離弁を開状態のまま維持した場合の事故進展への影響について検討する。

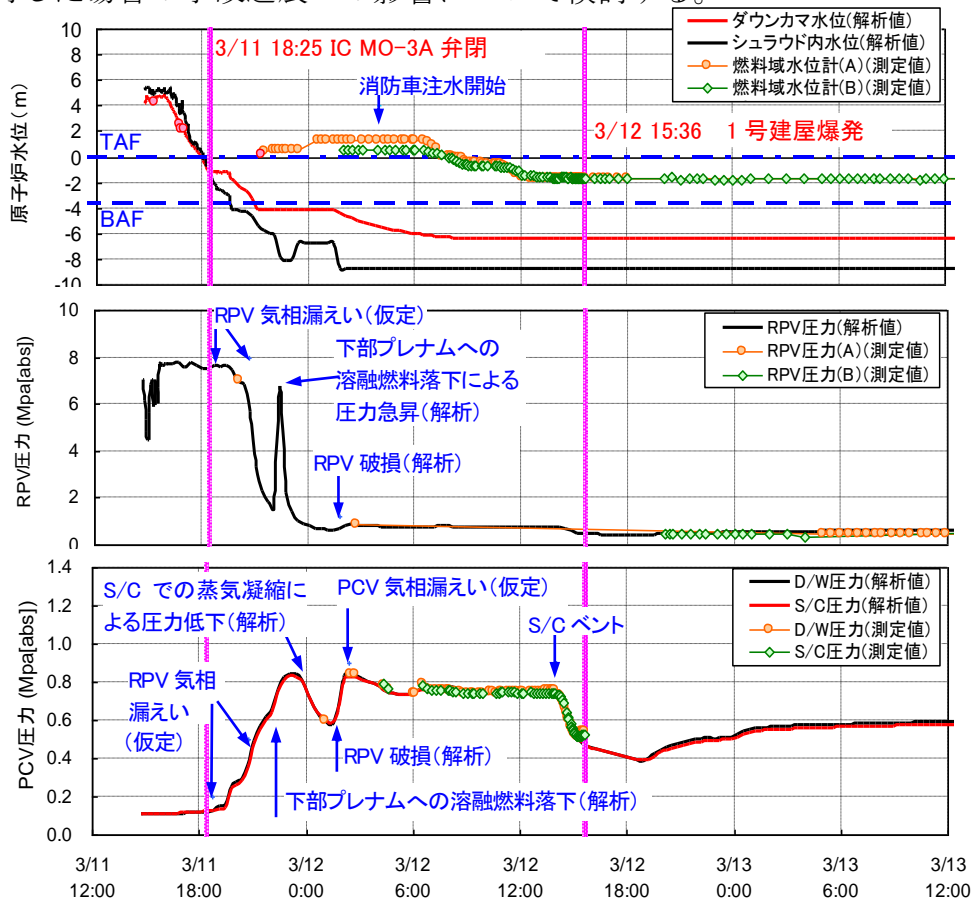


図 1号機原子炉水位、原子炉圧力、格納容器圧力の推移

<課題リスト～1号機～>

No. 1号機-3	号機:1	分類:A⑤	事故進展:(2)	安全対策との関連:—
件名:1号機指示不良後の原子炉水位計指示値の挙動について			検討結果:添付資料1-6	

1号機では、津波により全電源を喪失し、原子炉水位が計測不能となった。3月11日21時19分に仮設電源により燃料域水位計を復旧した時には、計測値は有効燃料頂部(TAF) +200mmを示していたが、この後、原子炉へ注水をしていないにもかかわらず、水位計測値は上昇した。

水位計測に用いられている凝縮槽方式の水位計は、格納容器が高温になることや原子炉が減圧することで、凝縮槽内部配管の水が蒸発し、正しい水位を指示できなくなる。従って燃料域水位計は、仮設電源により復旧した時点ですでに指示不良を起こしていたものと考えられる。

しかしながら、水位計の計測値から、基準面器配管と炉側配管の差圧が分かるため、原子炉の減圧時間や炉水位について何らかの情報が得られる可能性がある。

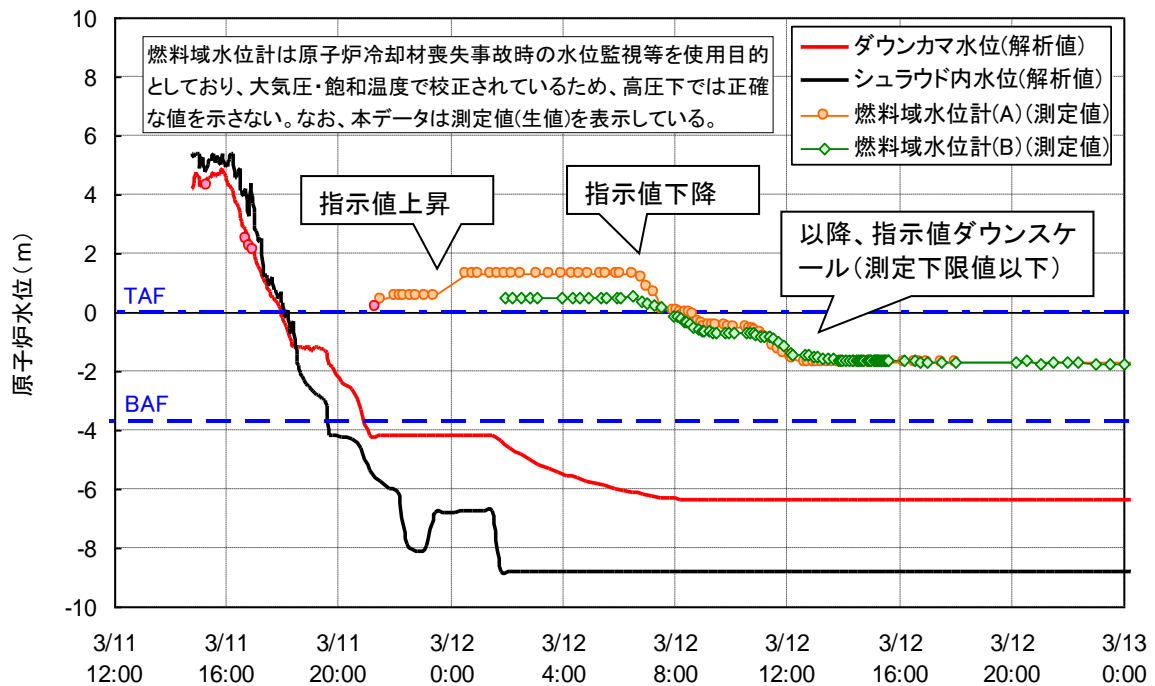


図 1号機原子炉水位の推移

＜課題リスト～1号機～＞

No. 1号機-4	号機:1	分類：A⑥	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名：1号機地震の影響による LOCA の可能性について			検討結果:添付資料 1-3	
<p>福島第一原子力発電所 1～3 号機は、地震発生後は、地震スクラム、原子炉冷却の開始により、冷温停止に向けた操作が進められていたが、津波が発電所に到達したことで、全電源喪失となり、直流電源も含め、短期間での復旧が出来なかったことから原子炉の冷却手段を全て喪失し、シビアアクシデントに至ったと評価している。従って、事故の直接的な原因は津波であると判断している。</p> <p>しかしながら、国会事故調査報告書では、1号機において、小規模な冷却材喪失事故（LOCA）が発生した可能性が否定できないと指摘されている。この根拠は、</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 協力企業作業員が原子炉建屋 4 階で水が落ちてくるのを確認した ・ JNES の評価では、0.3cm²以下の漏えいを否定できない ・ 運転員は SRV の作動音を聞いていない。 <p>との 3 点から成り立っている。この 3 点から論理的に小規模な LOCA があったとの結論を導けるかを検討する。</p> <p>また、非常用ディーゼル発電機（A）（DG(A)）については、運転員の証言から、津波が到達する前に機能喪失している可能性があるとして、津波ではなく、地震が原因である可能性を指摘している。2013 年 4 月になって、過渡現象記録装置に地震発生前から津波到達による過渡現象記録装置の停止時までの 1 分間隔の計測データが存在していることが改めて確認されたため、このデータを用いて、DG(A)の挙動について検討を実施する。</p>				

<課題リスト～1号機～>

No. 1号機-5	号機:1	分類: B③	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.27~36
件名: 1号機原子炉压力容器の気相漏えいについて				検討結果:—

1号機は、3月11日20時07分には原子炉圧力7.0MPa[abs]、23時50分頃にはD/W圧力0.6MPa[abs]、3月12日2時30分にはD/W圧力0.84MPa[abs]、2時45分には原子炉圧力0.9MPa[abs]が測定された。明確なタイミングは不明であるが、格納容器圧力が大きく上昇し、また、原子炉の減圧操作は行っていないものの原子炉圧力が低下したことが確認された。

原子炉压力容器の水位が低下し炉心が露出すると、過熱した炉心からの伝熱や過熱蒸気により、压力容器バウンダリが通常よりも高い温度となる。溶融燃料が压力容器底部を貫通するよりも前に、压力容器に気相漏えいが生じ、漏えい口の大きさによっては、原子炉圧力が減圧される可能性がある。このことは压力容器の破損時間や、破損後の格納容器への熱・機械的負荷にも影響を及ぼす。

MAAP解析においては、燃料の露出に伴う過熱および溶融により炉内温度が上昇することで、炉内核計装のドライチューブや主蒸気管フランジから原子炉压力容器からD/Wへの気相漏えいが発生したと仮定している。

しかし、計測されたパラメータや観測事実から、これらの箇所から実際に漏えいが生じたか否かについては直接的な証拠は得られておらず、炉心・格納容器の状態把握に資するため、明らかにする必要がある。

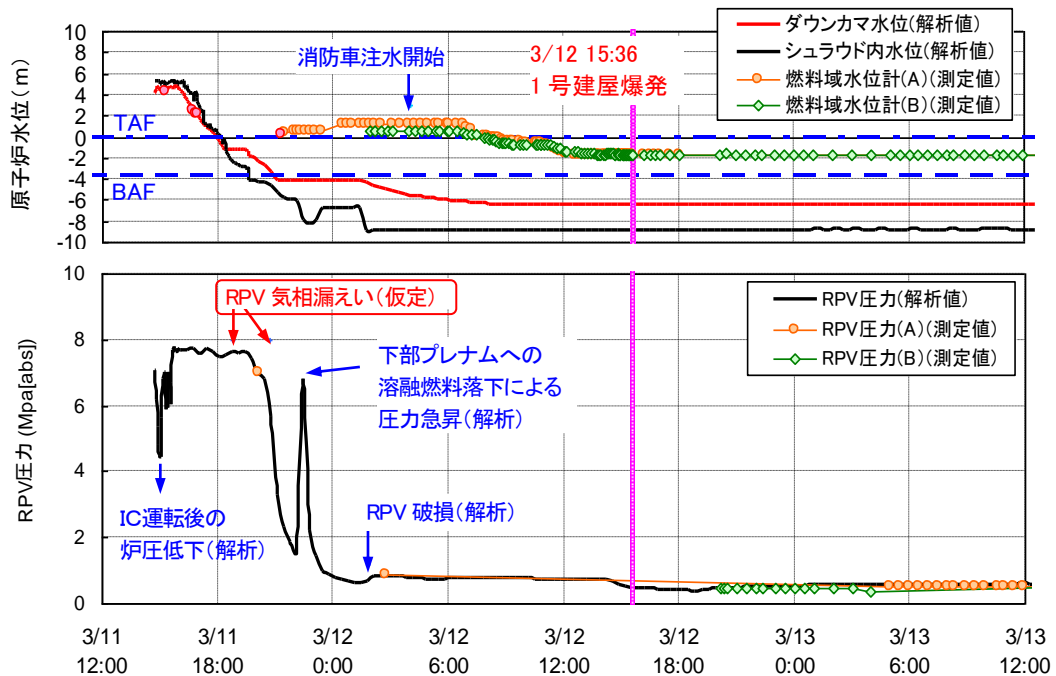


図 1号機原子炉水位、原子炉圧力の推移

<課題リスト～1号機～>

No. 1号機-6	号機:1	分類: B④	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.27~43
件名: 1号機格納容器の気相漏えいについて				検討結果:—

1号機のD/W圧力は、3月11日23時50分頃に0.6MPa[abs]を、3月12日2時30分頃に0.84MPa[abs]を計測した後、3月12日14時30分頃のベント操作による圧力減少まで、0.7MPa[abs]～0.8MPa[abs]程度の圧力で推移していた。

注水による蒸気発生、格納容器温度の上昇、コア・コンクリート反応によるガス発生等によって、格納容器圧力は上昇傾向になると想定されるが、圧力が上昇しないということは、格納容器からの漏えいがあったことが示唆される。

また、3月11日21時頃には、運転員が原子炉建屋に入域したところ、警報付きポケット線量計がごく短時間で0.8mSvを示し、21時51分に中央制御室に引き返し、状況を報告した。さらには3月12日4時頃から正門付近の線量率が全体的に上昇している。

MAAP解析においては、格納容器圧力の測定値にある程度合わせるため、地震発生約12時間後の3月12日3時10分頃に格納容器の気相部からの漏えいを仮定した。しかし、計測されたパラメータや観測事実から、どの時点でどこから実際に漏えいが生じたかについては直接的な証拠は得られておらず、格納容器の状態把握に資するため、明らかにする必要がある。

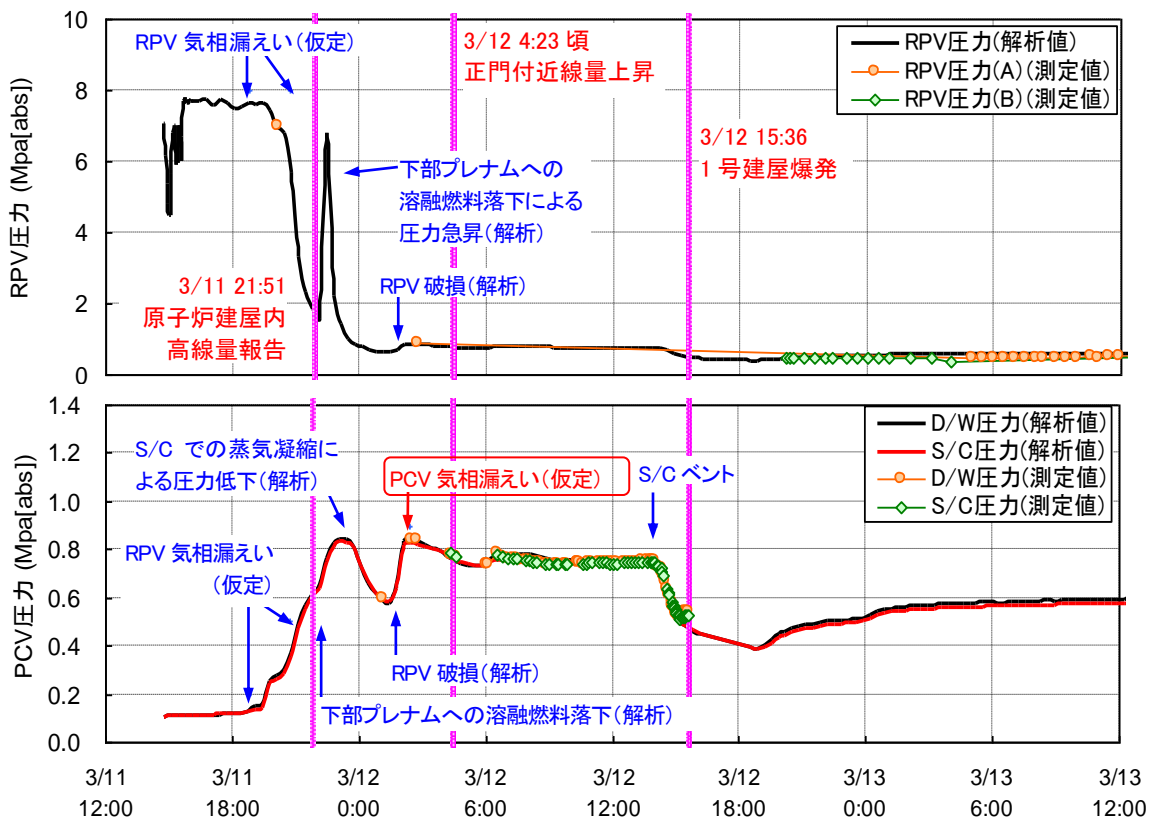


図 1号機原子炉圧力、格納容器圧力の推移

<課題リスト～1号機～>

No. 1号機-7	号機:1	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:— (注水手段の増強対策として p.27~36)
件名: 1号機 3月11日の原子炉建屋内の線量上昇について				検討結果:—

1号機では、3月11日17時19分に、運転員が原子炉圧力計やIC 胴側の水位の確認のため、汚染検査用の測定器（GM 管）を持って原子炉建屋に向かい、原子炉建屋外側二重扉を開けて入ったところ、GM 管が通常より高い値を計測した（二重扉周辺で 300cpm との記録があり、通常測定値（バックグラウンド）の約 3 倍）ため、17 時 50 分に報告のため一旦引き返した。

また、11 日 21 時頃、運転員が原子炉建屋に入域したところ、警報付きポケット線量計がごく短時間で 0.8mSv を示し、21 時 51 分に中央制御室に引き返し、状況を報告したとの記録がある。

中央制御室にて記載されたホワイトボードの記録を参考に、仮に「ごく短時間」を 10 秒と考えると、288 mSv/h の線量率となり、緊急作業時における被ばく限度 100mSv を考慮すると、事故収束対応への妨げとなる線量上昇である。

なお、11 日 20 時 07 分には原子炉建屋内にある原子炉圧力計を確認しに行っているが、この時点で建屋内の線量上昇があったかは定かではない。その後、11 日 23 時の時点で原子炉建屋二重扉前は高い線量（北側二重扉前 1.2mSv/h、南側二重扉前 0.52mSv/h）であることが確認されている。

このように、1号機においては早い段階から線量上昇が観測されているが、どの時点でどこから実際に漏えいが生じたかについては直接的な証拠は得られておらず、課題リスト No.1 号機-8,9 とあわせて、事故時の原子炉建屋内での活動の可否について、また、炉心・格納容器の状態把握に資するため、明らかにする必要がある。

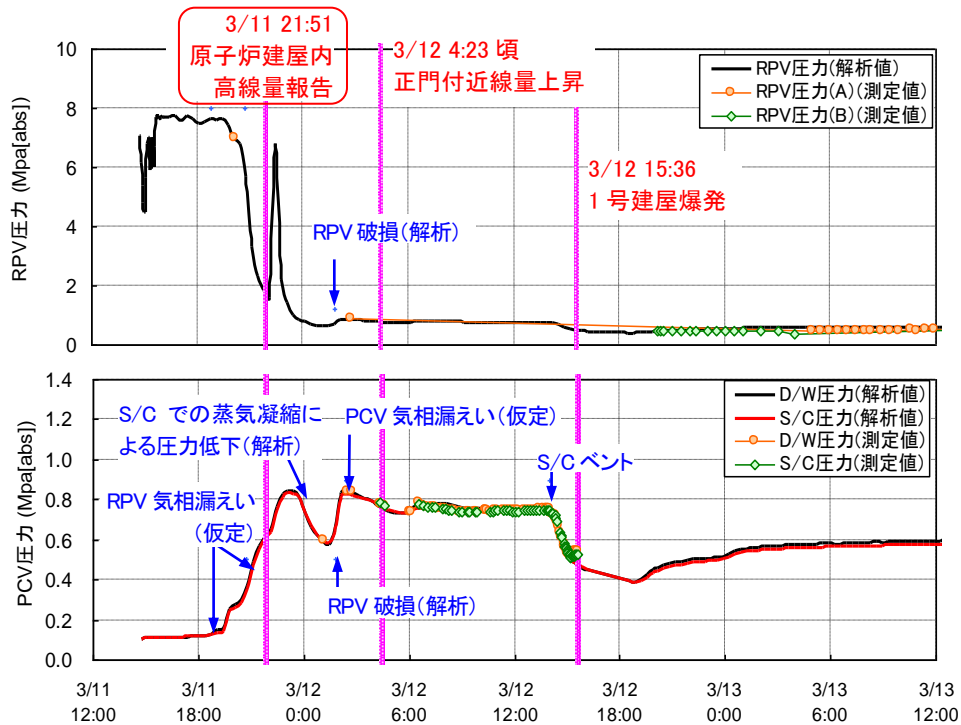


図 1号機原子炉圧力、格納容器圧力の推移

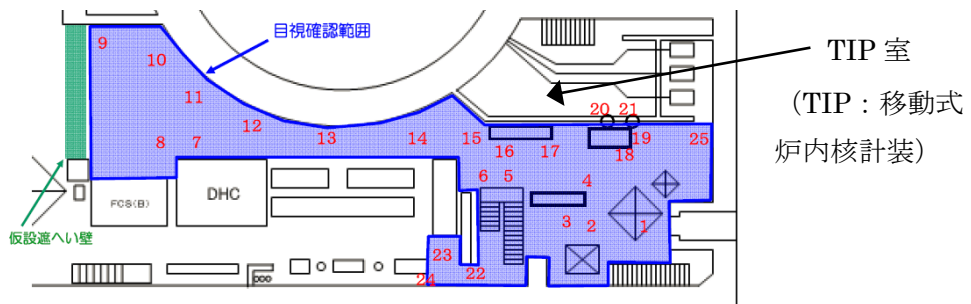
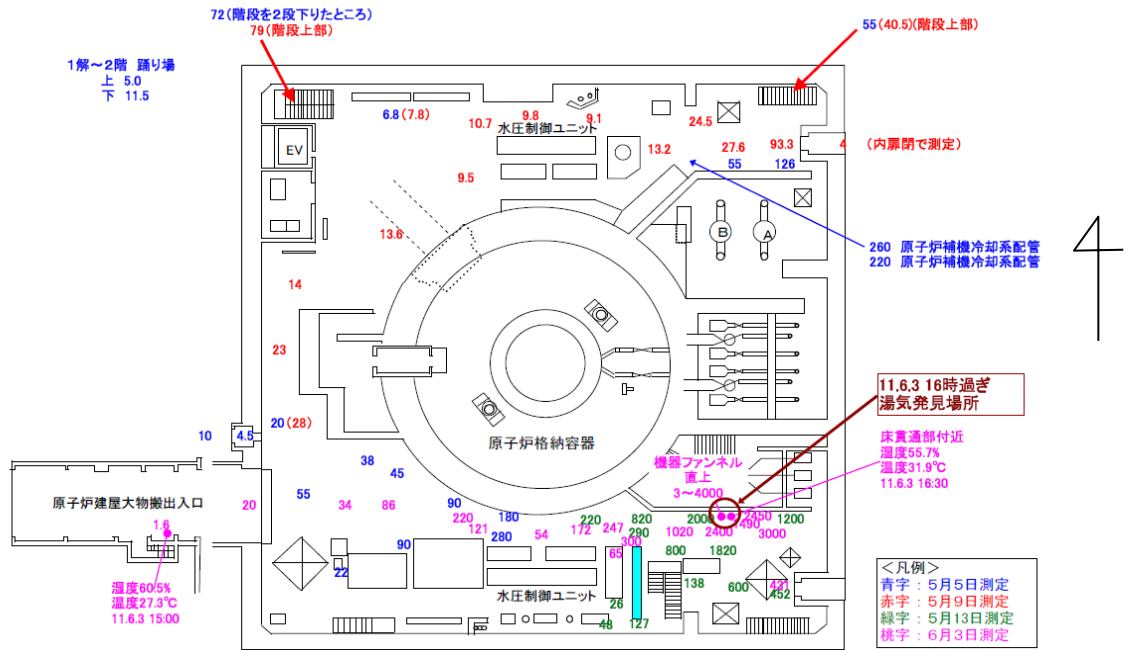
<課題リスト～1号機～>

No. 1号機-8	号機:1	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:— (ベント強化対策としてp.40,43,44)
-----------	------	--------	-----------	--------------------------------------

件名: 1号機原子炉建屋1階南東エリアの高線量汚染の原因の特定	検討結果: 添付資料1-12
---------------------------------	----------------

1号機では、2011年5月、6月、10月、2012年7月に実施された調査において、原子炉建屋1階南東エリアにて数1000mSv/hの高線量汚染が確認されている。また、2011年6月の調査では当エリアにある床貫通孔から蒸気が噴出していることが確認されている。なお、2012年7月に実施された調査においては、ロボットで当エリアにあるTIP室扉の開操作を試みるも解錠できず、TIP室内調査は実施されていない。

この原子炉建屋1階南東エリアの高線量汚染が、床貫通孔からの蒸気噴出や、炉心が露出・過熱した際のTIPのドライチューブ破損の有無と関連する可能性があり、この汚染の原因について明らかにする。



測定点	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
床上150cm	254	321	132	1900	881	290							
床上15cm	238	251	77	840	406	254	93※1	55※1	34※1	40※1	102※1	132※1	57※1
測定点	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
床上150cm		1110	1620	1050	345	538						130※2	
床上15cm	109※1	528	777	520	311	474	2070※3	5150※4	85※1	96※1	168※1		

※1床150cm ※2床上106cm ※3ファンネル上部 ※4床貫通孔上部
※5斜線については干渉物等により測定できなかった箇所

図 原子炉建屋内線量測定結果 (上:平成23年6月4日、下:平成24年7月5日配布資料)

＜課題リスト～1号機～＞

No. 1号機-9	号機:1	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:— (ベント強化対策として p.40,43,44)
件名: 1号機 RCW 配管の高線量汚染の原因の特定				検討結果:添付資料 1-9, 2-15

1号機では2011年5月に実施された調査にて、原子炉建屋および放射性廃棄物処理建屋内の原子炉補機冷却系(RCW)の配管付近にて数100mSv/hから1000mSv/h超の高線量汚染が確認されている。また、2,3号機では同じようなRCW系配管の高線量は観測されていない。

RCWは補機を冷却するための閉ループシステムであり、このような高い汚染が発生することは通常状態では考えにくい。しかしながら、RCW配管は格納容器内の機器の冷却の役割も担っており、ペDESTAL下部の機器ドレンサンプ内には、ドレン冷却のためにRCW配管が敷設されている。

従って、熔融燃料が機器ドレンサンプに落下してRCW配管を損傷し、放射性物質を含む高線量の蒸気または水がRCW配管に移行した可能性が考えられ、この原因について明らかにすることで、炉心・格納容器の状態に関する情報が得られる可能性がある。

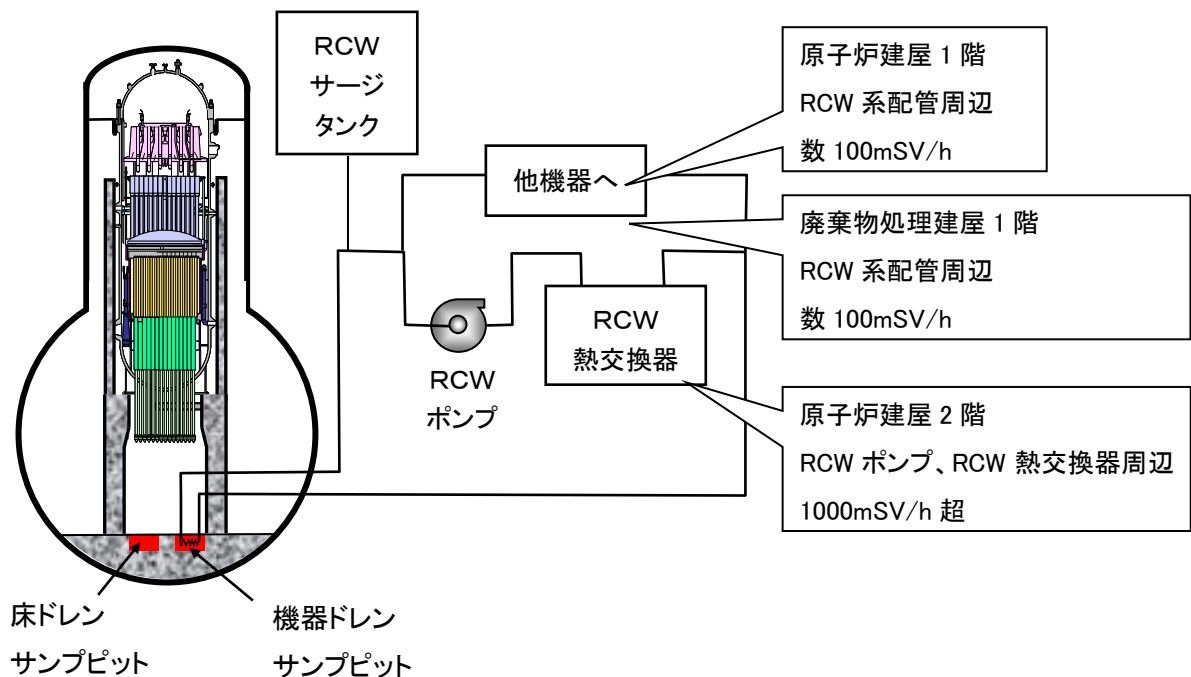


図 原子炉補機冷却系(RCW)系統概略図

<課題リスト～1号機～>

No. 1号機-10	号機:1	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 1号機 SGTS 配管周辺の高線量汚染について				検討結果:—

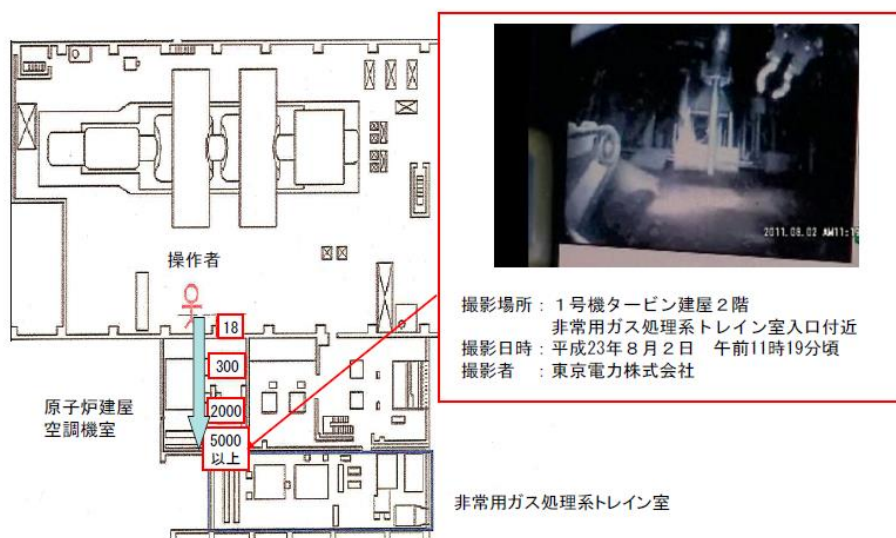
2011年7、8月の調査において、1/2号機主排気筒につながる非常用ガス処理系(SGTS)配管近傍で10Sv/hの高線量が確認されている。さらに、2011年8月の調査において、1号機SGTSトレイン室入口付近にて、トレイン室に近づくと数Sv/hの高線量となることが確認されている。また、3号機では2011年12月の調査において、SGTSフィルタトレインの線量測定を行い数mSv/hであったことが確認されている。2号機では、SGTSフィルタトレインの詳細な測定実績はないが、トレイン室内にて600mSv/hと高い線量が測定されている。

これらSGTS配管周辺の高線量汚染は、何らかの経路で放出された核分裂生成物が当該部に滞留したものと考えられ、この汚染の詳細原因について明らかにする。



撮影場所: 1・2号機主排気筒付近
 撮影日時: 平成23年7月31日 16時頃
 撮影者: 東京電力株式会社

福島第一原子力発電所1号機タービン建屋2階 高線量検出箇所



撮影場所: 1号機タービン建屋2階
 非常用ガス処理系トレイン室入口付近
 撮影日時: 平成23年8月2日 午前11時19分頃
 撮影者: 東京電力株式会社

図 線量測定結果 (上:平成23年8月2日、下:平成23年8月3日配布資料)

<課題リスト～1号機～>

No. 1号機-11	号機: 1	分類: B⑦	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 1号機消防車による注水条件の変更				検討結果:添付資料 3
<p>1号機のMAAP解析では、解析を実施した当時の最新情報を元に消防車による注水量を設定したが、その後の調査により、3月12日21時45分から23時50分、3月14日1時10分から20時までの間に注水が途絶していたことが分かっている。</p> <p>注水の停止が事故進展にどのような影響を与えたかについて確認する。</p>				

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-1	号機:2	分類:A②	事故進展:(1)	安全対策との関連:p.20,29
件名:2号機制御電源喪失後のRCIC流量について			検討結果:添付資料 2-4	

2号機では、地震後、原子炉隔離時冷却系（RCIC）の手動起動と水位高による自動停止を繰り返したが、3月11日15時39分に3回目にRCICを手動起動した直後に、津波により全電源喪失に陥った。その後計測された水位等のパラメータから、津波により制御電源を喪失した後も、RCICは約3日間にわたって注水を継続していたものと考えられている。

ここで、津波後の原子炉圧力の計測値は、通常運転圧力より低く維持されており、SRVの作動設定圧力に至っていない。このような挙動を再現できるRCICの運転状態として、主蒸気管高さ以上に水位が上昇し、本来蒸気のみ配管に水が混入し、水と蒸気の混合流体によってRCICが駆動されていた可能性が示唆される。MAAP解析においては、計測された原子炉圧力を再現できるように、注水量を定格流量の約1/3である30m³/hとして解析を実施し、RCIC動作中の全体的な挙動をよく模擬することができた。

しかしながら、主蒸気管高さに達する前の挙動は確認されていない。また、定格流量の約30%の注水とする条件でのMAAP解析では、原子炉水位を過小評価している。RCICタービン蒸気加減弁が制御電源喪失時に全開となる仕様であることや、水源として使用していた復水貯蔵タンク（CST）の水量の減少量から考えると、RCICによる注水量は仮定した30m³/hより大きかったと考えられる。

そのため、この津波による電源喪失後のRCICの挙動について明らかにする。

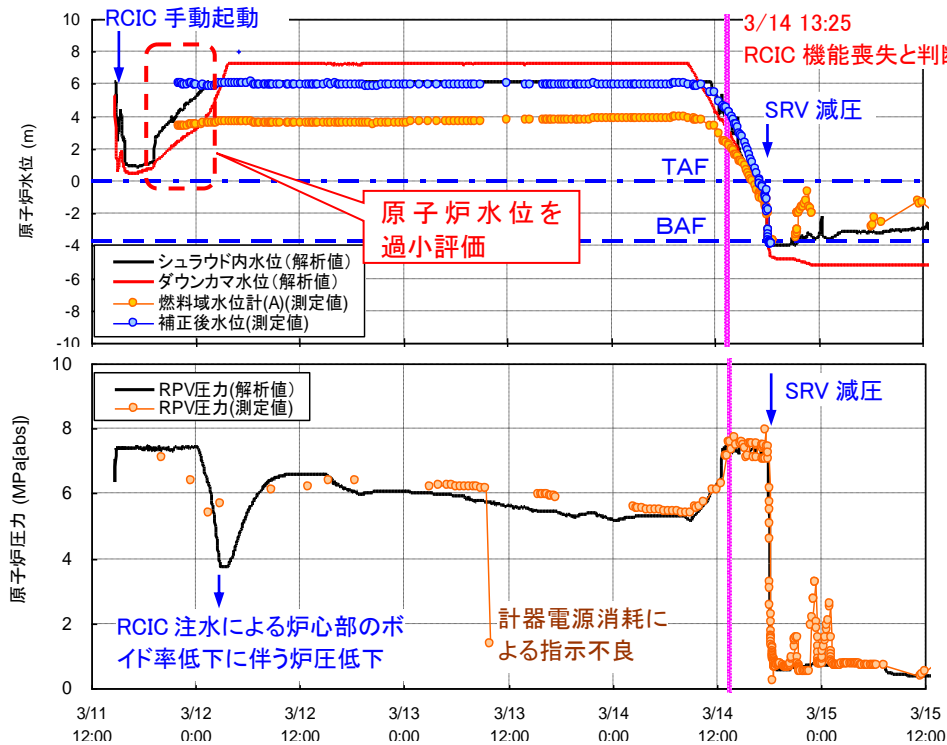


図 2号機原子炉水位、原子炉圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-2	号機: 2	分類: A②	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.20,29
件名: 2号機 RCIC の停止原因について				検討結果: -

2号機では、地震後、原子炉隔離時冷却系（RCIC）の手動起動と水位高による自動停止を繰り返したが、3回目にRCICを手動起動した直後に、津波により全電源喪失に陥った。その後計測された水位等のパラメータから、津波により制御電源を喪失した後も、RCICは約3日間にわたって注水を継続していたものと考えられる。

その後、3月14日の9時頃には原子炉圧力の上昇傾向が観測され、14日正午頃には原子炉水位が低下傾向を示し、発電所対策本部は13時25分にRCICが機能喪失したものと判断をしているが、何が原因でRCICが停止したか明らかにする必要がある。

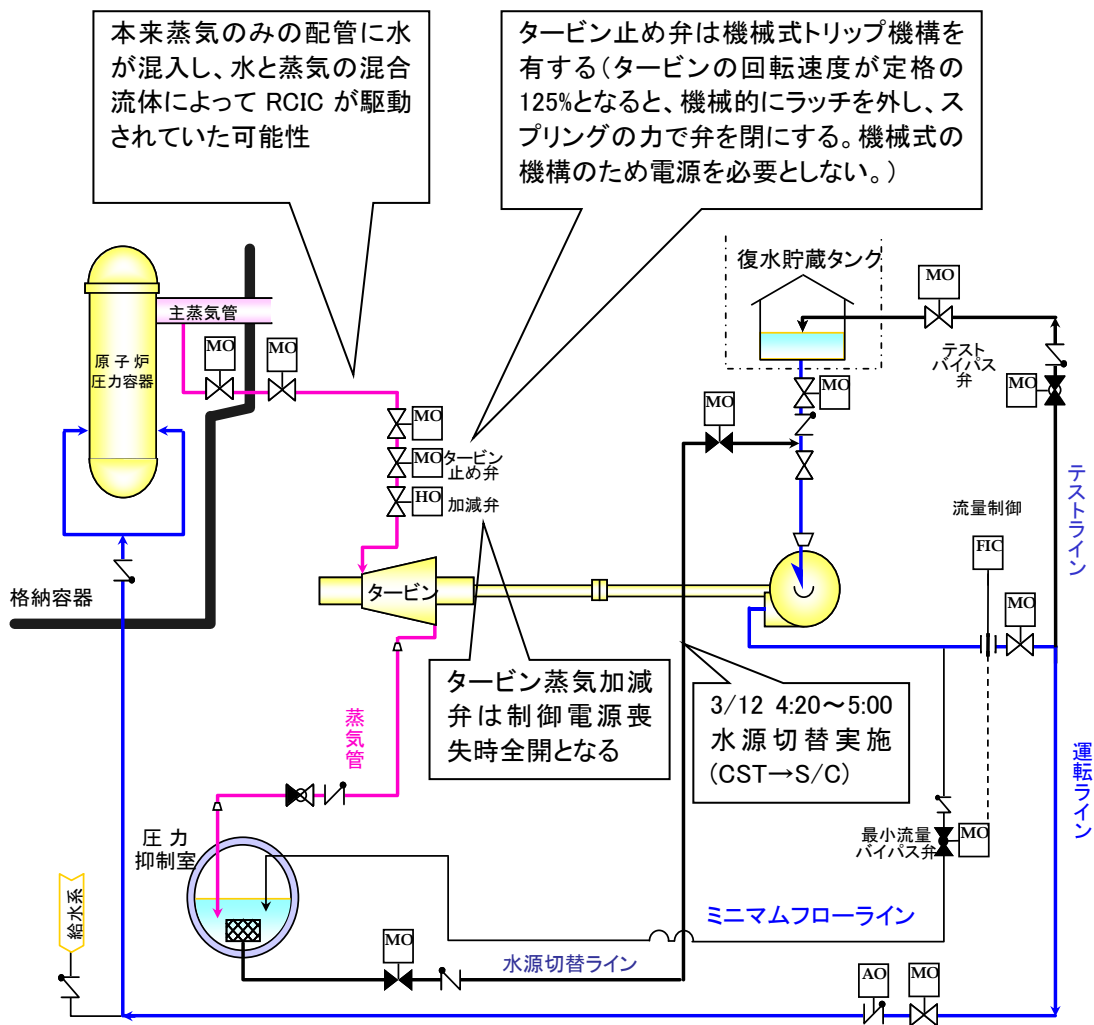


図 RCIC 系統概略図

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-3	号機: 2	分類: A⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連: —
件名: 2号機 3月14日 21時以降の S/C 圧力計の挙動について			検討結果: 添付資料 2-17	

2号機の D/W 圧力は、RCIC 運転期間中に徐々に上昇し、RCIC 停止後、3月14日 13時頃から低下に転じる。その後、水素発生や SRV の開放等によると考えられる D/W 圧力の上昇が、14日 20時頃、21時頃、23時頃に観測され、0.75MPa[abs]程度になった。

一方、S/C 圧力は、14日 4時30分から 12時30分頃まで本設の圧力計により計測が開始され、この間は D/W 圧力と同程度の値を指示している。その後指示不良により計測が中断した後、22時10分にアクシデントマネジメント (AM) 用の S/C 圧力計により計測が再開されたが、D/W 圧力よりも低い値を示している。なお、この AM 用の S/C 圧力計は、S/C ベントラインからの分岐配管上に設置された、S/C 水位計 (AM 用) の基準水柱の圧力を測定するものである。

このような D/W 圧力と S/C 圧力の乖離は格納容器の構造上発生するとは考えにくく、本来は連動した挙動を示す性質のものであるため、この圧力測定値は現実の圧力を反映していたものではない可能性が高い。最終的に S/C 圧力計は 15日 6時にダウンスケールを示し、計装系が故障したものと考えられるが、これらの指示値の挙動や故障のタイミングから、何らかの情報が得られる可能性がある。

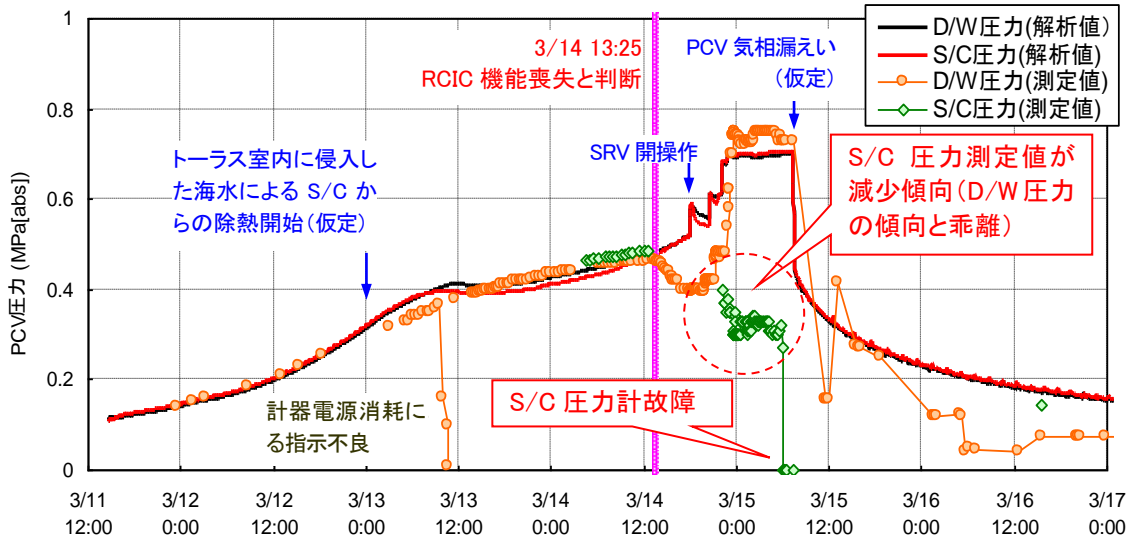


図 2号機格納容器圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-4	号機:2	分類:A⑤	事故進展:(2)	安全対策との関連:—
件名:2号機津波到達後のRHR系統の状況について			検討結果:添付資料 2-5	

2号機では、地震スクラム後残留熱除去系（RHR）ポンプを起動し、熱交換器を介して圧力抑制室プール水の循環冷却運転を行っており、その後、津波襲来により RHR ポンプは機能停止している。ポンプが作動していなくても、循環冷却ラインが確立された状態であれば、何らかの原因で圧力抑制室プール水が冷却されていた可能性がある。

また、RHR 熱交換器の入口・出口温度の記録紙（チャート）は、津波による電源喪失で記録は停止しているが、3月26日の記録計の電源復旧の際に一時的に記録が再開(推定)されている。3月26日時点の当該温度指示値は、通常時（津波襲来前）よりも温度が高い。

RHR 関連温度指示値上昇の原因と、地震後 RHR 系統を使用していたこととの関連について検討する。なお、1、3号機については同時期の RHR 関連温度の記録はない。

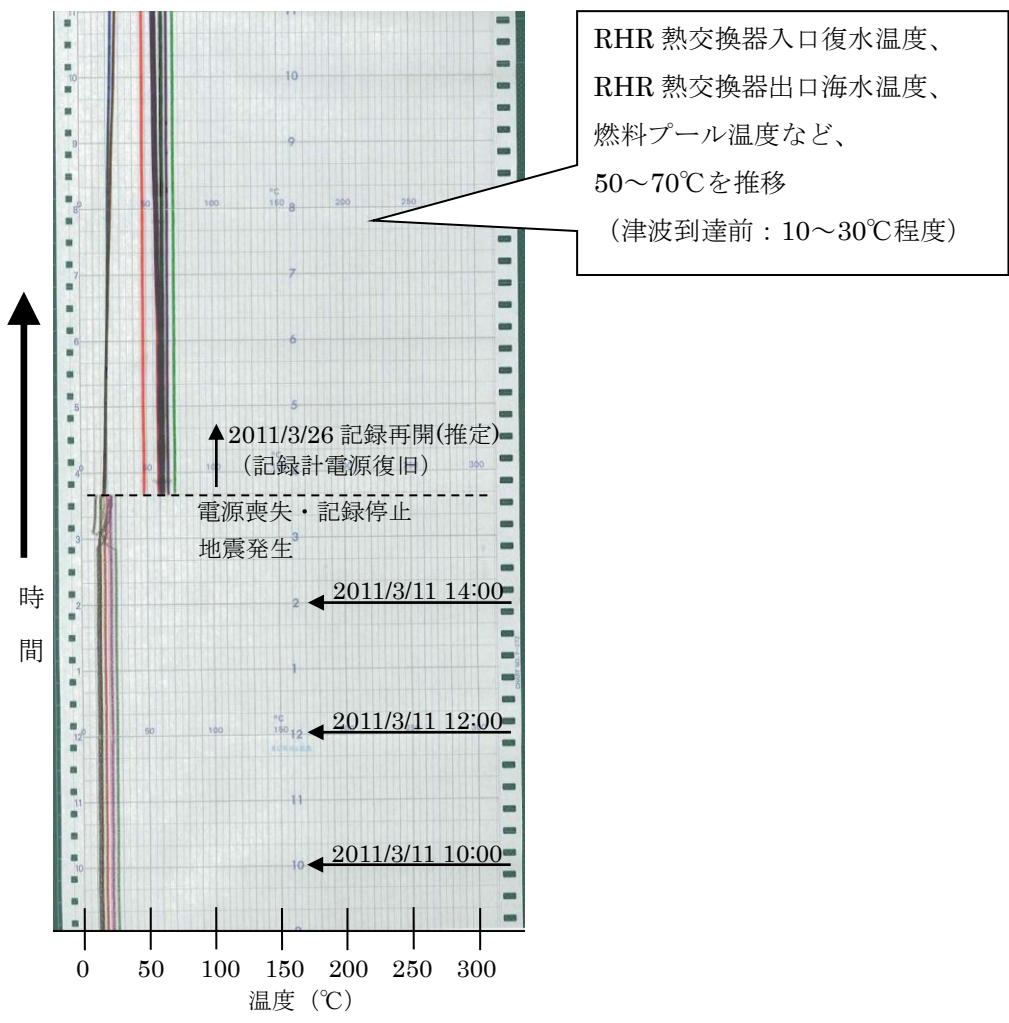


図 2号機温度計記録チャート (RHR AND FUEL POOL TEMPS)

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-5	号機:2	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 2号機 14日 13時頃からの格納容器圧力挙動について			検討結果:添付資料 2-6	

2号機のD/W圧力は、RCIC運転期間中に徐々に上昇し、RCIC停止後、およそ3月14日13時頃から低下に転じる。RCICの運転中においても、停止した以降においても、原子炉圧力容器内で発生した崩壊熱が、蒸気により圧力抑制プールに運び出されているという状況は同じであり、この場合、D/W圧力は単調に増加することが予想される。

この圧力低下を単純に、格納容器からの漏えいの発生と推定することも可能であるが、その後の格納容器圧力の上昇を説明することができない。一方で、RCICタービンを通じて格納容器に持ち出される、S/C側へのエネルギー流入が無くなるものの、トラス室に浸水した水によりS/Cからの除熱は継続することで、S/Cから見るとS/Cの全体が持つエネルギーが順次低下していくことによる圧力低下と推定することもできる。しかしながら、現時点でのMAAP解析では、圧力は低下せずその再現ができていない。また、減圧の開始も、原子炉圧力の上昇傾向の変化から、RCICの完全停止を仮定した12時から1時間以上の遅れを伴っている。これは、概ねSRVによるS/C側へのエネルギー流入が始まった時間帯と同じであり、エネルギー流入の途絶とS/C外壁からの除熱継続というシナリオとは矛盾している。

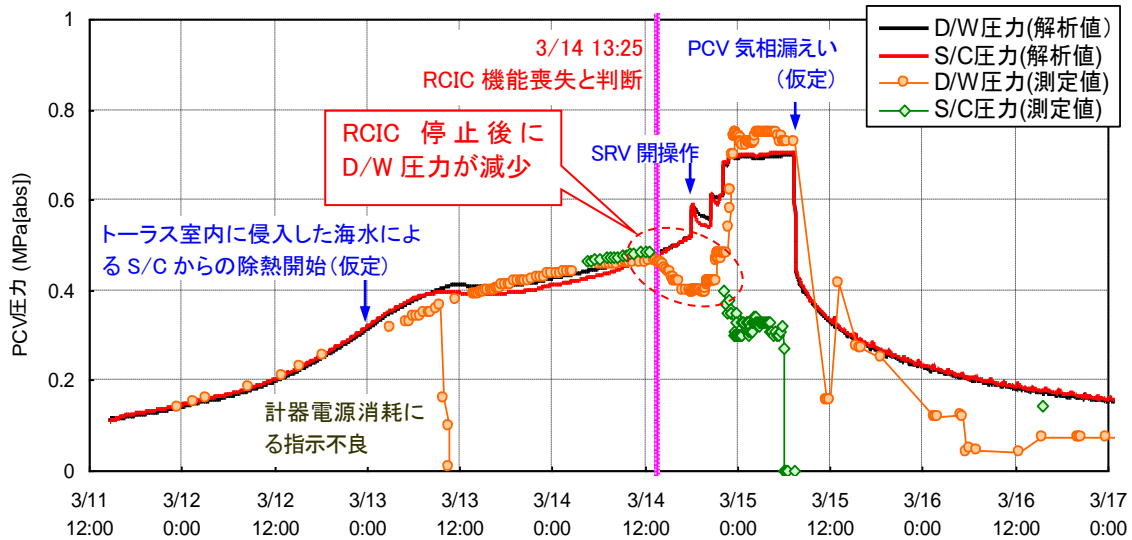


図 2号機格納容器圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-6	号機:2	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
-----------	------	--------	-----------	------------

件名: 2号機 SRV 強制開時の PCV 圧力について	検討結果: 添付資料 2-6
------------------------------	----------------

2号機では、3月14日18時2分に実施した主蒸気逃がし安全弁（SRV）の開操作により、原子炉の強制減圧に成功している。SRVによる強制減圧時のD/W圧力に注目すると、14日17時から20時にかけてほぼ0.4MPa[abs]程度で安定しており、SRVの強制減圧によりS/Cに大量の蒸気（エネルギー）が流入しているにもかかわらず、発生が予想される圧力上昇が見られない。

なお、その後、14日20時頃、21時頃、23時頃に圧力上昇が観測され、D/W圧力は0.75MPa[abs]程度にまで至っている。

MAAP解析ではSRVによる強制減圧時に圧力上昇が発生することが示されており、このSRV強制減圧時の圧力挙動について検討する。

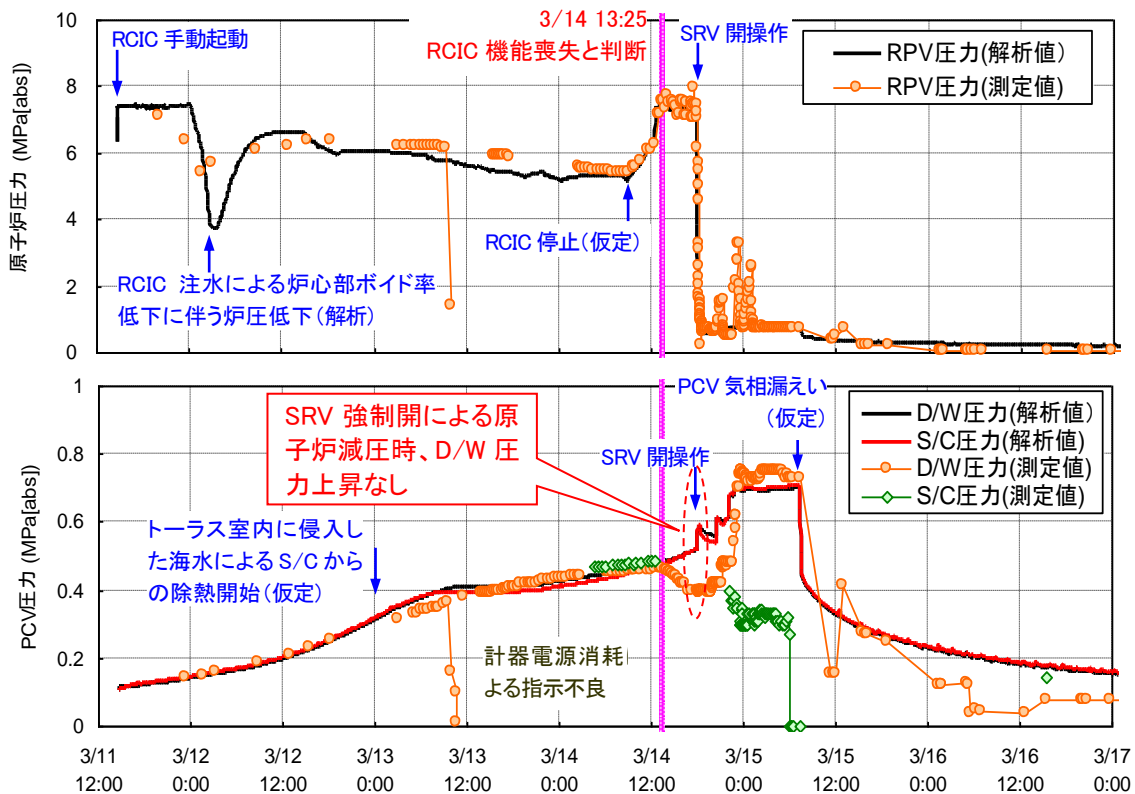


図 2号機原子炉圧力、格納容器圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-7	号機:2	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 2号機強制減圧後の原子炉圧力の上昇について			検討結果:添付資料 2-7, 2-9	

2号機では、3月14日18時2分に実施した主蒸気逃がし安全弁（SRV）の開操作により、原子炉の強制減圧に成功している。その後も、SRVの開操作は、散発的に発生した原子炉圧力の上昇をおさえるために実施しているが、原子炉圧力の低下とSRVの手動操作の記録は必ずしも一致していない。すなわち、3月14日21時20分、15日1時10分、の2回については、SRVの手動開の記録が残っているが、23時頃に確認される原子炉圧力の上昇・下降時にはSRVの手動開を確認した記録が存在しない。

原子炉の強制減圧後、消防車による注水を継続しているため、圧力上昇の要因としては、水位の上昇による蒸気発生、コリウムの落下に伴う蒸気発生、水-ジルコニウム反応による水素発生が考えられる。一方、SRVの閉止も圧力上昇の要因のひとつとして考えられる。この強制減圧後の原子炉圧力の挙動について検討する。

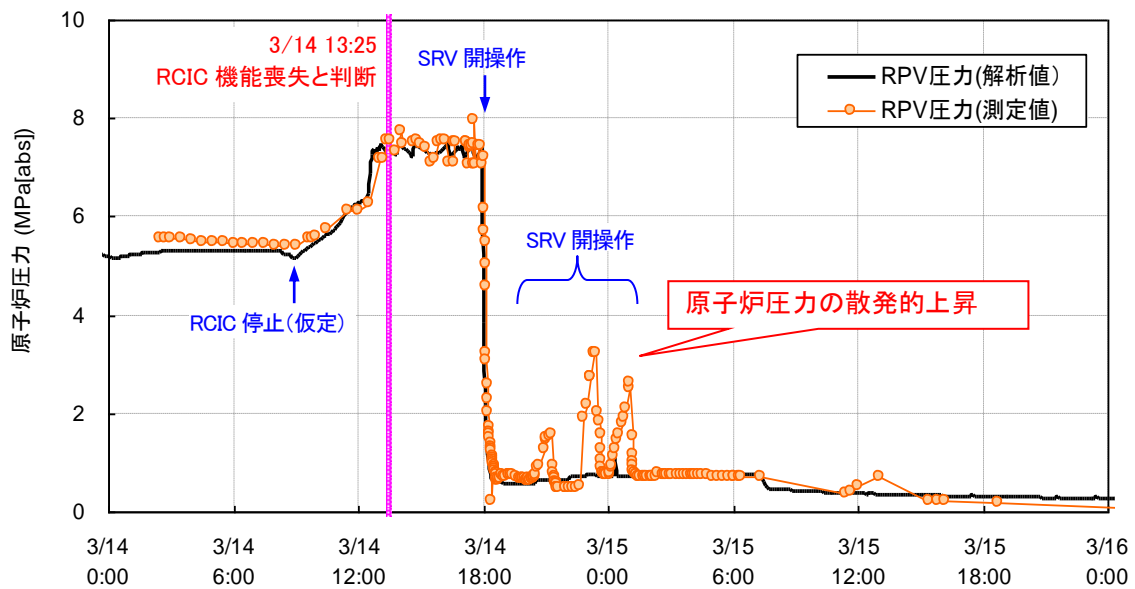


図 2号機原子炉圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-8	号機:2	分類: B③	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.27~36
件名: 2号機原子炉压力容器の気相漏えいについて			検討結果:添付資料 2-10	

2号機では、3月14日18時2分に実施した主蒸気逃がし安全弁（SRV）の開操作により、原子炉の強制減圧に成功している。

その後も、SRVの開放は、散発的に発生した原子炉圧力の上昇をおさえるために実施しているが、原子炉圧力の低下とSRVの手動操作の記録は必ずしも一致していない。すなわち、3月14日21時20分、15日1時10分、の2回については、SRVの手動開の記録が残っているが、23時頃に確認される原子炉圧力の上昇・下降時にはSRVの手動開の記録が存在しない。

強制減圧時点で原子炉水位計の指示値がBAF付近であり、その後炉心損傷が進んでいったことを考慮すると、圧力バウンダリである炉内核計装管の破損等により、原子炉压力容器からの気相漏えいが生じていた可能性も考えられる。また、SRVによる減圧操作は、ある時点を超えて実施されていない。

しかし、計測されたパラメータや観測事実から、どの時点でどこから実際に漏えいが生じたかについては直接的な証拠は得られておらず、明らかにする必要がある。

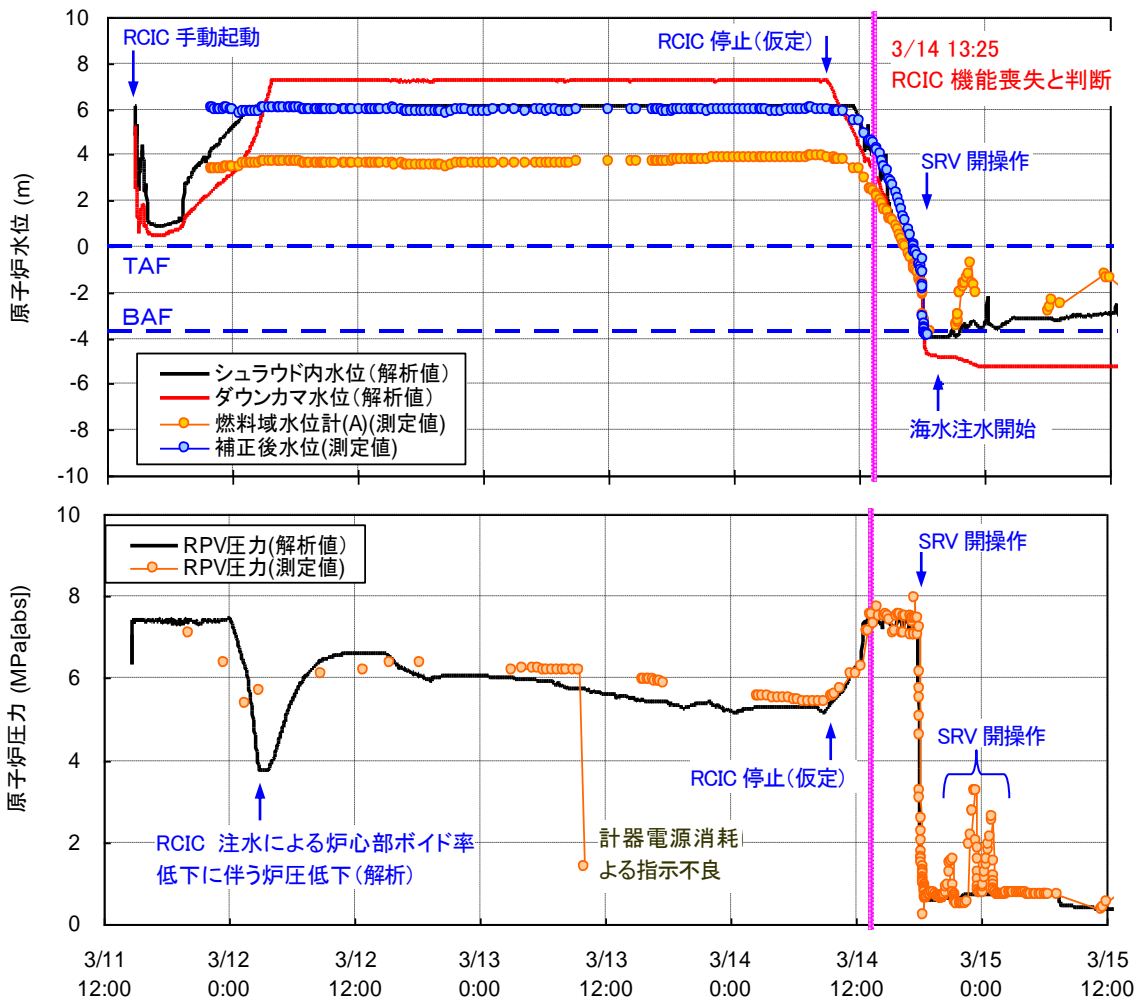


図 2号機原子炉水位、原子炉圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-9	号機:2	分類: B①	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.40
件名: 2号機ラプチャディスクの作動の有無について			検討結果:添付資料4	

2号機においては、津波後、制御電源を喪失した RCIC による注水が継続していたが、いずれ格納容器ベントが必要になることが予想されたことから、3月13日11時に、一旦ラプチャディスクを除くベントラインの構成を完了している。

しかしながら、S/C ベント弁（空気駆動弁）大弁は14日11時1分の3号機の原子炉建屋の爆発の影響で閉状態となったことが確認され、最終的には、電磁弁の不具合により開不能となったと推定されている。

その後 S/C ベント弁小弁について、3月14日21時頃に電磁弁が励磁され微開となり、再びラプチャディスクを除くベントライン構成が完了したが、小弁については、14日23時35分には閉状態であったとされている。

このように S/C ベントを実施すべく準備を進めていたが、その作動の有無に関する決定的な証拠は存在していない。S/C の圧力は正しい値を示していなかったにしても、D/W の圧力測定値が、ラプチャディスクの設定圧(528kPa[abs])を超えたのは、14日23時頃(540kPa[abs])である。また、小弁開の場合のベント流量は小さく、D/W 圧力低下の効果は小さいと考えられる。一方で、SRV の開記録のある14日21時20分頃に線量が急上昇したことをモニタリングカーが測定している。

この線量上昇の原因とベントがされた可能性、ラプチャディスクがどのような状態にあるかについて、明らかにする必要がある。

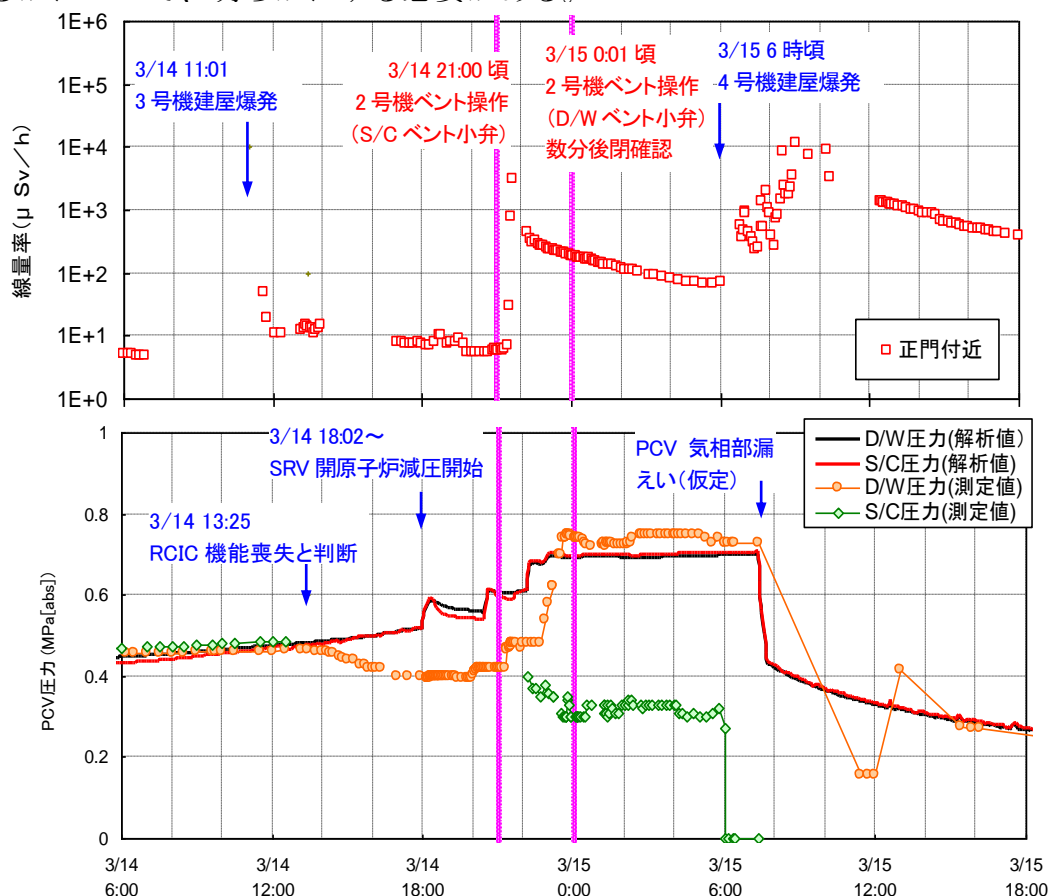


図 2号機ベント操作時の正門付近線量率と格納容器圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-10	号機:2	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 2号機水素リッチな蒸気を放出した際の凝縮挙動			検討結果: 添付資料 2-8, 2-13	

2号機では、3月14日18時2分に実施した主蒸気逃がし安全弁（SRV）の開操作により、原子炉の強制減圧に成功している。また、14日21時頃、原子炉圧力が上昇したことから、SRVをもう1弁追加で開ける操作をするも、圧力は低下せず、さらに別のSRVの電磁弁を励磁させたところ21時20分に原子炉圧力が低下した。

この原子炉圧力上昇時（14日21時頃）の原子炉圧力は1.5MPa程度であり、この時点では炉心損傷が進んでいると考えられることから、その減圧時の蒸気放出には非凝縮性ガスである水素が大量に含まれているものと考えられる。非凝縮性ガスの存在により、蒸気のみ放出とは異なる圧力上昇となる可能性があるため、これによるS/Cの健全性への影響について、明らかにする必要がある。

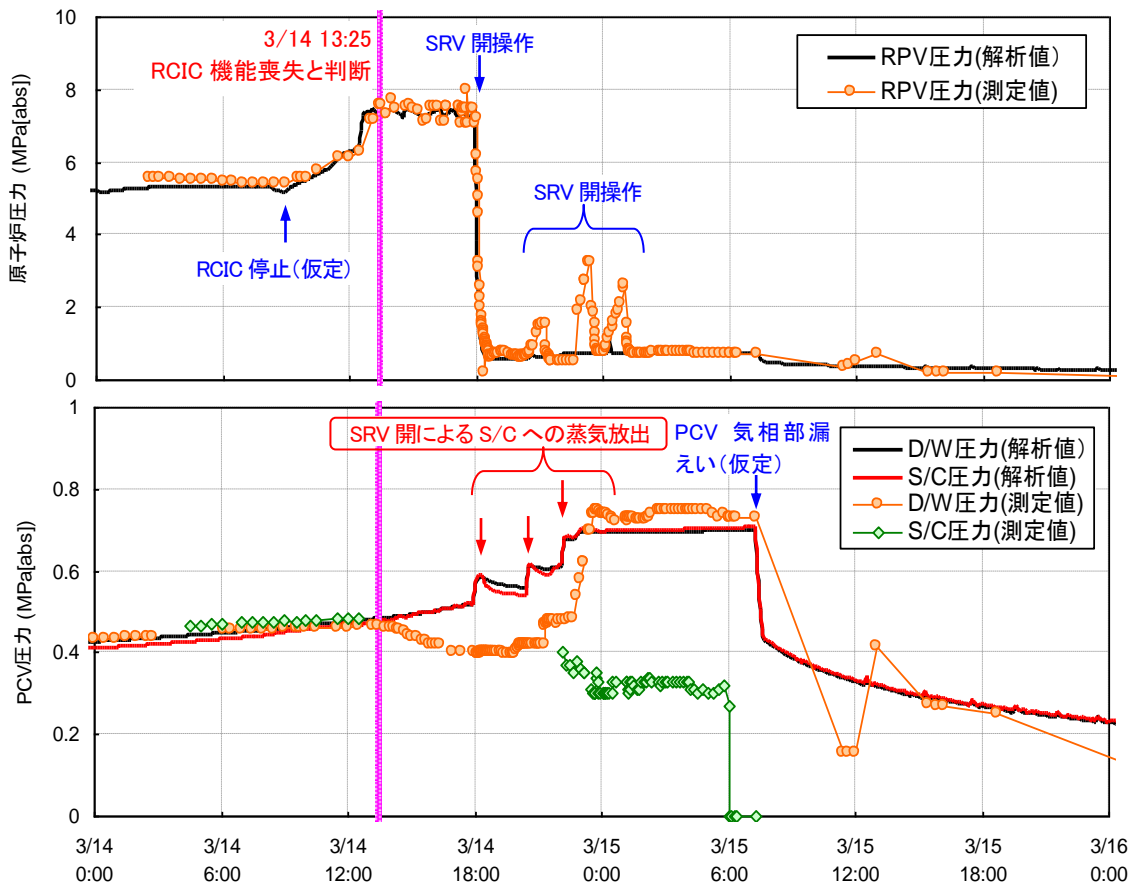


図 2号機原子炉圧力、格納容器圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-11	号機: 2	分類: B①	事故進展: (1)	安全対策との関連: p.27~43
件名: 2号機原子炉格納容器の気相漏えいについて			検討結果: 添付資料 2-16	

2号機の格納容器圧力は、RCIC 運転期間中に徐々に上昇し、RCIC 停止後、水素発生やSRVの開放等により考えられる上昇が、14日20時頃、21時頃、23時頃に観測され、格納容器圧力は0.75MPa[abs]程度にまで至る。

その後、3月15日7時20分頃に0.73MPa[abs]を測定したのち、15日11時25分には0.155MPa[abs]まで減少しているが、この時間帯は、一時的に福島第一原子力発電所内の人員が減少していた時間帯であり、測定データが少ないことから、いつ圧力低下が始まったのかは明確ではない。しかしながら、15日朝方に2号機のブローアウトパネルから蒸気が放出されていることが確認されていること、正門付近の線量測定値が上昇していることから、午前中のうちに圧力低下が発生した可能性がある。なお、15日の午前から夜にかけて継続的に放出があったものと推定され、この間に放出された放射性物質が飯舘村などの汚染に繋がっていると考えられている。

また、格納容器圧力が0.7MPa[abs]以上を推移していた、3月14日23時30分頃から15日7時20分頃までの間に、漏えいが始まっていた可能性がある。

しかし、計測されたパラメータや観測事実から、どの時点でどこから実際に漏えいが生じたかについては直接的な証拠は得られておらず、明らかにする必要がある。

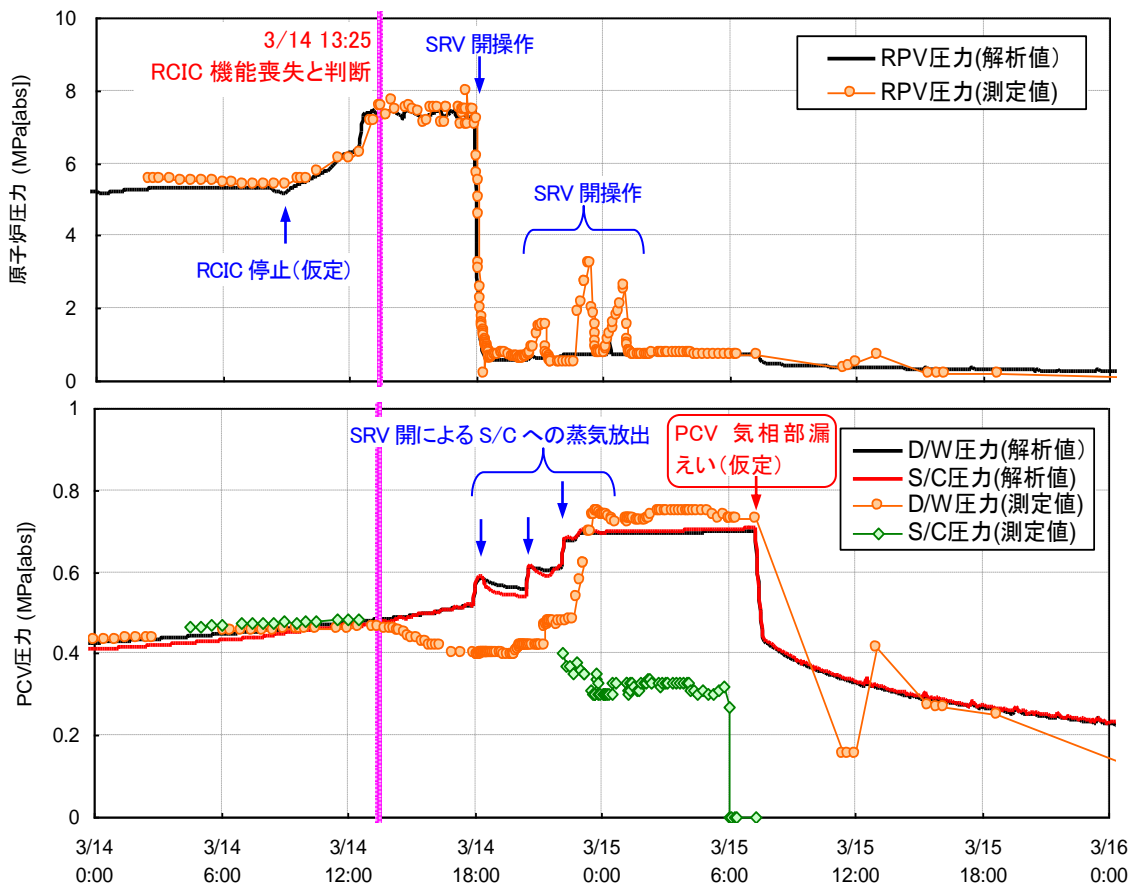


図 2号機原子炉圧力、格納容器圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-12	号機: 2	分類: B⑤	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 2号機 15日のCAMS指示値の急上昇について			検討結果: 添付資料 2-10, 2-11, 2-18	

2号機の3月15日の朝方からのCAMS (D/W) の指示値を見ると、6時頃まで単調に増加していた指示値 (6:20、63Sv/h) が、6時間程度の測定データの空白期間を経た後、12時頃には低下 (11:25、46Sv/h) していることが確認できる。これは、格納容器圧力低下に伴うFPの放出により格納容器内の線量が低下したことを反映したものと考えられる。

その後、15日15時25分には135Sv/hにCAMS (D/W) の指示値が急上昇していることが確認できる。この急上昇は原子炉、格納容器内での急激な状況変化を反映したものである可能性があることから、この時点でどのような現象が発生しうるのか検討する。

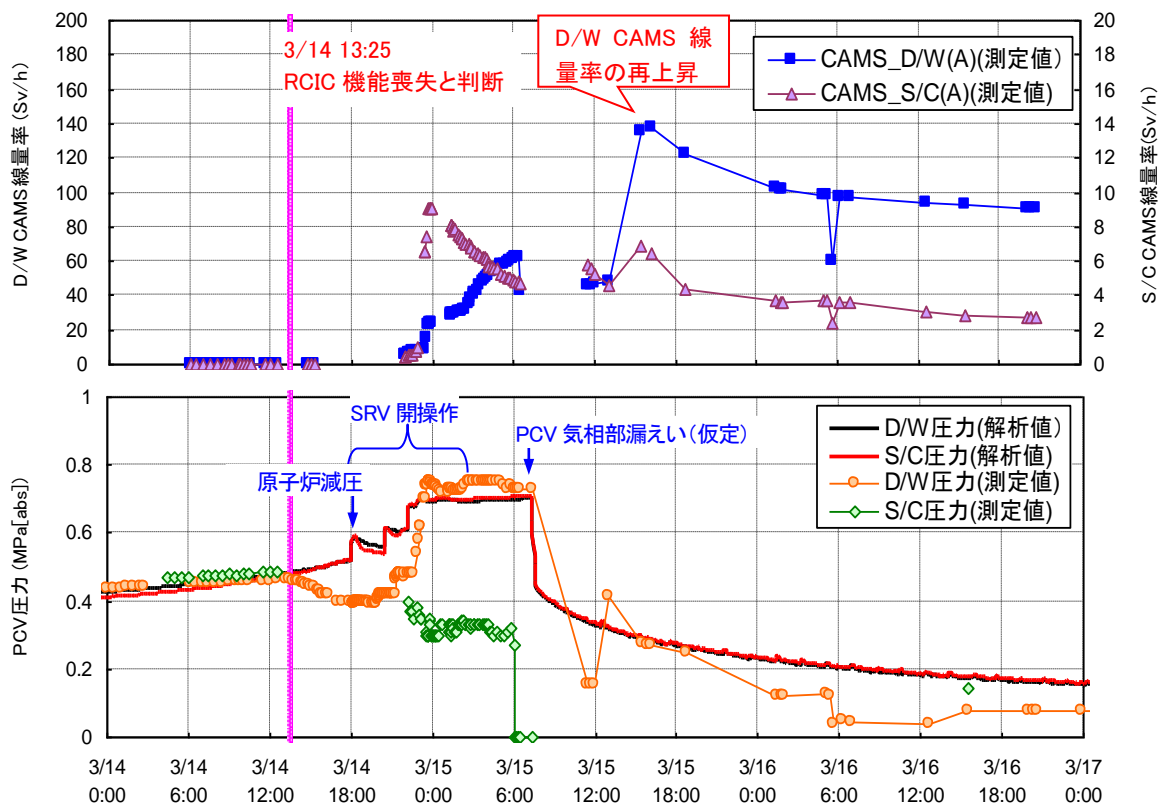


図 2号機 CAMS 線量率、格納容器圧力の推移

<課題リスト～2号機～>

No. 2号機-13	号機:2	分類: B⑥	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.43,44
件名: 2号機水素爆発が起きなかったことについて				検討結果:—

1, 3, 4号機において水素爆発が起きたが、2号機においては、水素爆発は起きていない。この結果に影響を与えた要因のひとつとして、原子炉建屋オペレーティングフロアのブローアウトパネルが空いていたことが理由である考えられているが、その可能性を定量的に評価したものは存在しない。そのため、爆発が起きなかった原因について定量的な詳細検討を実施する。



図 2号機ブローアウトパネルの開放状況

<課題リスト～3号機～>

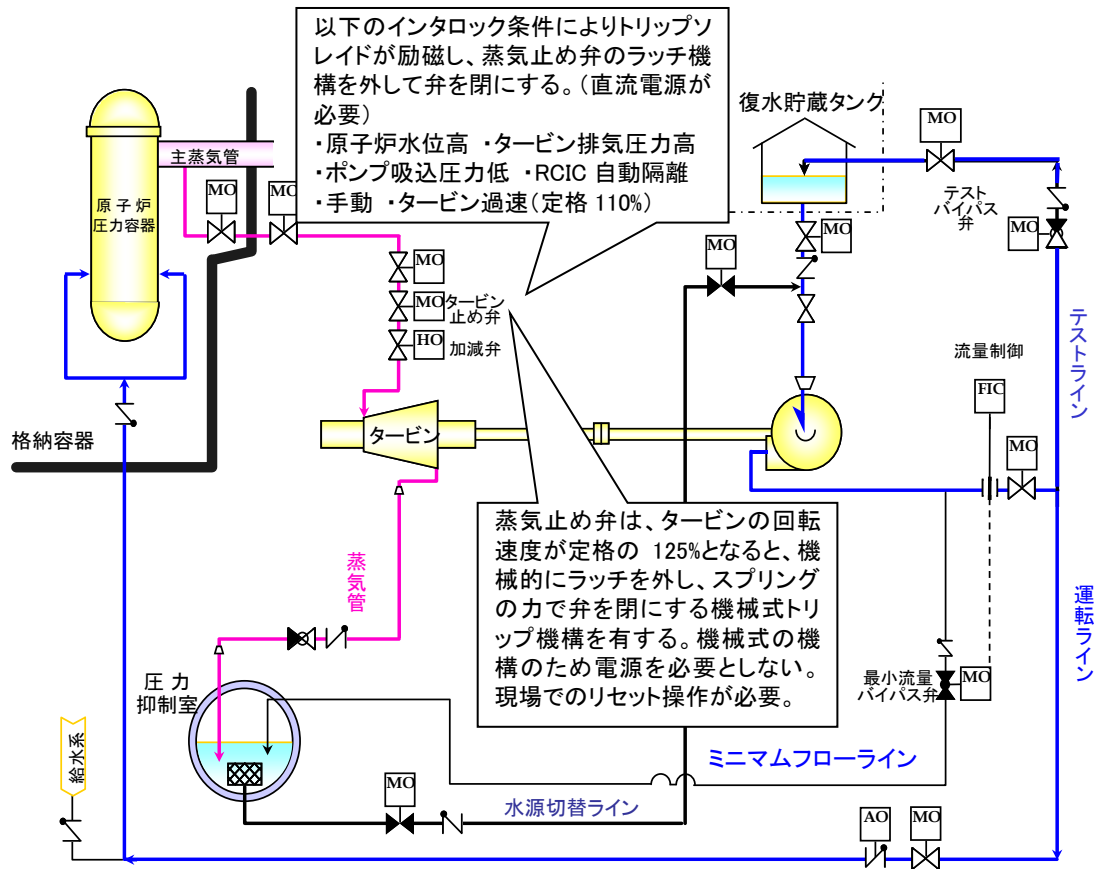
No. 3号機-1	号機:3	分類:A②	事故進展:(1)	安全対策との関連:p.20,29
件名:3号機 RCIC の停止原因について			検討結果:添付資料 3-5	

3号機は、津波到達直前の3月11日15時25分にRCICは原子炉水位高により自動停止していたが、直流電源が使用可能であったため、16時03分にRCICを手動起動した。これにより原子炉への注水を継続し、主蒸気逃がし安全弁とRCICにより原子炉圧力・水位が制御された。この際、RCICの起動停止によるバッテリー消費を避けること及び原子炉水位を安定して確保するために、原子炉水位高による自動停止に至らないようCSTを水源として原子炉注水ライン及びテストラインの両ラインを通水するライン構成とした。

3月12日11時36分に中央制御室のRCICの状態表示灯が停止表示、流量や吐出圧力計などの指示値が0となり、RCICが停止したことを確認した。その後、現場で停止状態を確認し、中央制御室にてリセット後、再起動操作が試みられたが、起動後すぐに蒸気止め弁のトリップ機構のラッチが外れ、蒸気止め弁が閉まり停止した。

また、翌日HPCI停止後にも、RCIC蒸気止め弁の機械機構部の噛み込み状態を確認、調整し、起動前の状態確認をしたのち、3月13日の5時8分にRCIC制御盤にて起動操作したが、蒸気止め弁が閉まり停止した。

RCICは設計条件の8時間以上運転を継続したものの、更なる信頼性向上に資するため、バッテリー容量と実負荷との関連や、何が原因でラッチが外れRCICが停止したかを明らかにする必要がある。



<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-2	号機:3	分類:A⑤	事故進展:(2)	安全対策との関連:p.27~36
件名:3号機指示不良後の原子炉水位計指示値の挙動について			検討結果:添付資料 3-9	

3号機の原子炉水位計は、3月13日12時以降、注水の状況に関わらず概ね一定値を示しており、1号機の水位計同様、基準面器配管、炉側配管の計装配管内の水位が低下し、正しい値を示さなくなったものと考えられる。

水位計測に用いられている凝縮槽方式の水位計は、格納容器が高温になることや原子炉が減圧することで、凝縮槽内部配管の水が蒸発し、正しい水位を指示できなくなる。

しかしながら、水位計の計測値から、基準面器配管と炉側配管の差圧が分かるため、原子炉の減圧時間や炉水位について何らかの情報が得られる可能性がある。

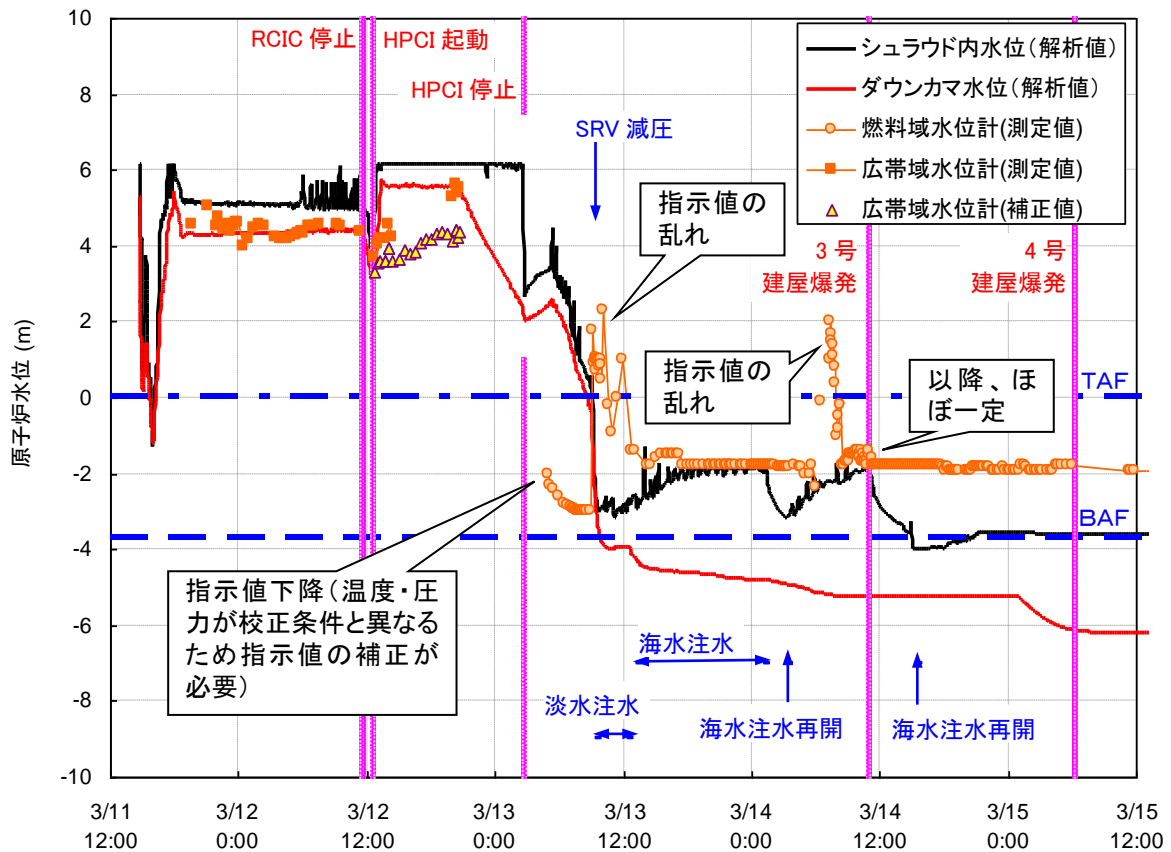


図 3号機原子炉水位の推移

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-3	号機:3	分類: B①	事故進展: (1)	安全対策との関連:p.17,18,39,40
件名: 3号機圧力抑制プールの温度成層化について				検討結果:添付資料 3-7

3号機は津波到達後のRCIC運転期間中、RCIC及び主蒸気逃がし安全弁からの排気蒸気により、D/W圧力が上昇傾向にあった。

MAAP解析の結果と比較すると実測値の上昇の方が大きく、3月12日の22時頃までに観察されているD/W圧力の挙動を再現できていない。(HPCIが運転を開始した12日12時頃まではD/W圧力は解析に比較して大きく上昇。その後は、解析は上昇を継続するのに対し、実測値は大きく低下。)

これについて、「圧力抑制室保有水の温度成層化による格納容器圧力等への影響等の検討」(独立行政法人 原子力安全基盤機構、平成24年2月1日)によれば、RCICのタービン排気蒸気により排出管近傍におけるS/Cのプール水温が上昇し、高温水が水面近傍を周方向に拡がることでプール上部が高温になり、温度成層化が発生した結果として、プール温度が均一に上昇する場合に比べてD/W圧力がより大きく上昇した可能性について検討を実施している。

上記を踏まえ、12日22時頃までのD/W圧力挙動について検討を行う。

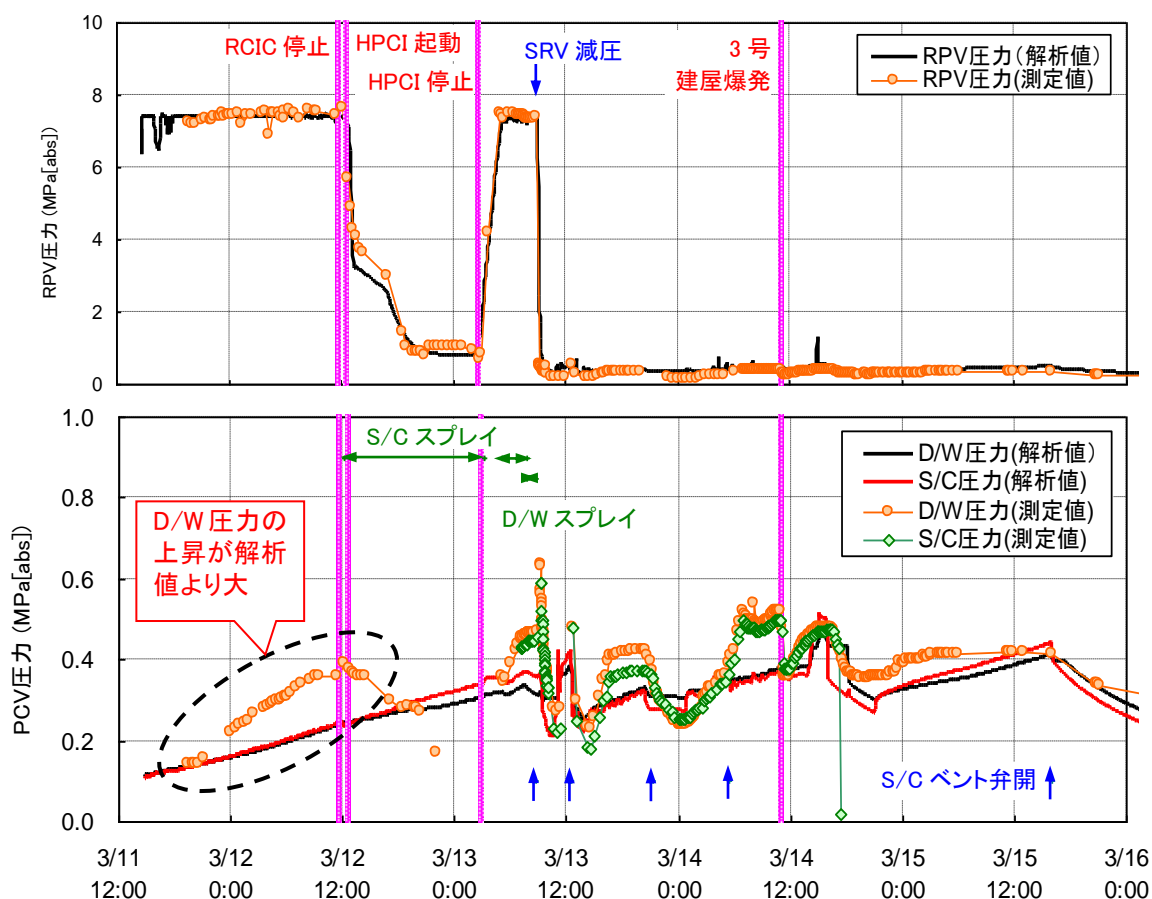


図 3号機原子炉圧力、格納容器圧力の推移

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-4	号機:3	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:— (状態監視機能の強化として p.26)
件名: 3号機 HPCI 運転中の原子炉水位の挙動			検討結果: 添付資料 3, 3-3	

3号機では、高圧注水系（HPCI）が、原子炉水位高（L-8）インタロックにより停止しないよう、テストラインから水源の復水貯蔵タンクに戻るラインを利用し、さらに流量制御器の設定値を変更することで、原子炉への注水量を調整していた。HPCI 運転中の3月12日20時36分に原子炉水位計の電源が喪失し、原子炉水位が監視できなくなったことから、HPCIの流量の設定値を若干上げて、原子炉圧力やHPCIの吐出圧力などにより運転状態を監視した。

当社が平成24年3月に公表したMAAP解析においては、HPCIの注水量を、原子炉水位計（広帯域）の計測値を模擬できるように設定しているが、12日20時36分までの計測値について、原子炉圧力および格納容器圧力による補正をしていない水位に合わせた解析となっており、解析は過大評価となっている（解析値は補正後の水位より1m程度高い水位となっている）。従って、実機におけるHPCIの注水量は、解析で設定した条件よりも少なかった可能性が高い。

そこで、HPCIの注水量の過大評価を見直し、炉心・格納容器の状態把握にあたって、実際の事故進展がどうであったか検討する。

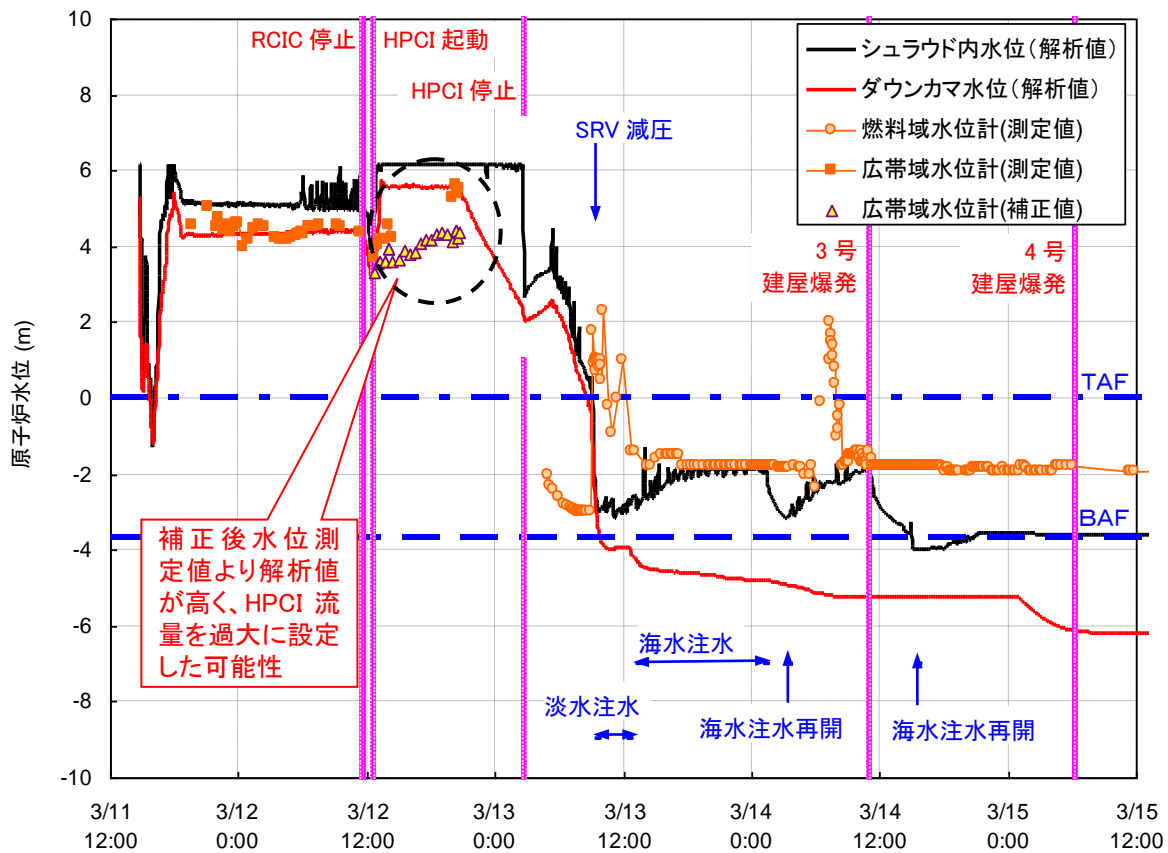


図 3号機原子炉水位の推移

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-5	号機:3	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 3号機 HPCI 停止後の原子炉水位の挙動			検討結果: 添付資料 3, 3-3, 3-4, 3-9	

3号機では、高圧注水系（HPCI）が、原子炉水位高（L-8）トリップにより停止しないようテストラインから水源の復水貯蔵タンクに戻るラインを利用し、さらに流量制御器（FIC）の設定値を変更することで、原子炉への注水量を調整していた。HPCI 運転中の3月12日20時36分に原子炉水位計の電源が喪失し、原子炉水位が監視できなくなったことから、HPCIの流量の設定値を若干上げて、原子炉圧力やHPCIの吐出圧力などにより運転状態を監視した。

12日20時36分以降、翌13日4時頃まで水位は計測されておらず、計測が開始された水位は燃料域水位計でみるとTAF-2mほどであった。しかし、MAAP解析では3号機が減圧された9時頃まで水位がTAFを維持しており、水位を過大評価している。

これは、12日20時36分以降HPCIによる原子炉への注水量が解析で設定した値より少なかったことを意味しており、手動停止した13日2時42分よりも前にHPCIが停止した可能性も考えられる。

以上から、実機におけるHPCIの注水量は、解析で設定した条件よりも少なかった可能性が高く、過大評価されたHPCIの注水量を見直し、炉心・格納容器の状態把握にあたって、実際の事故進展がどうであったか検討する。

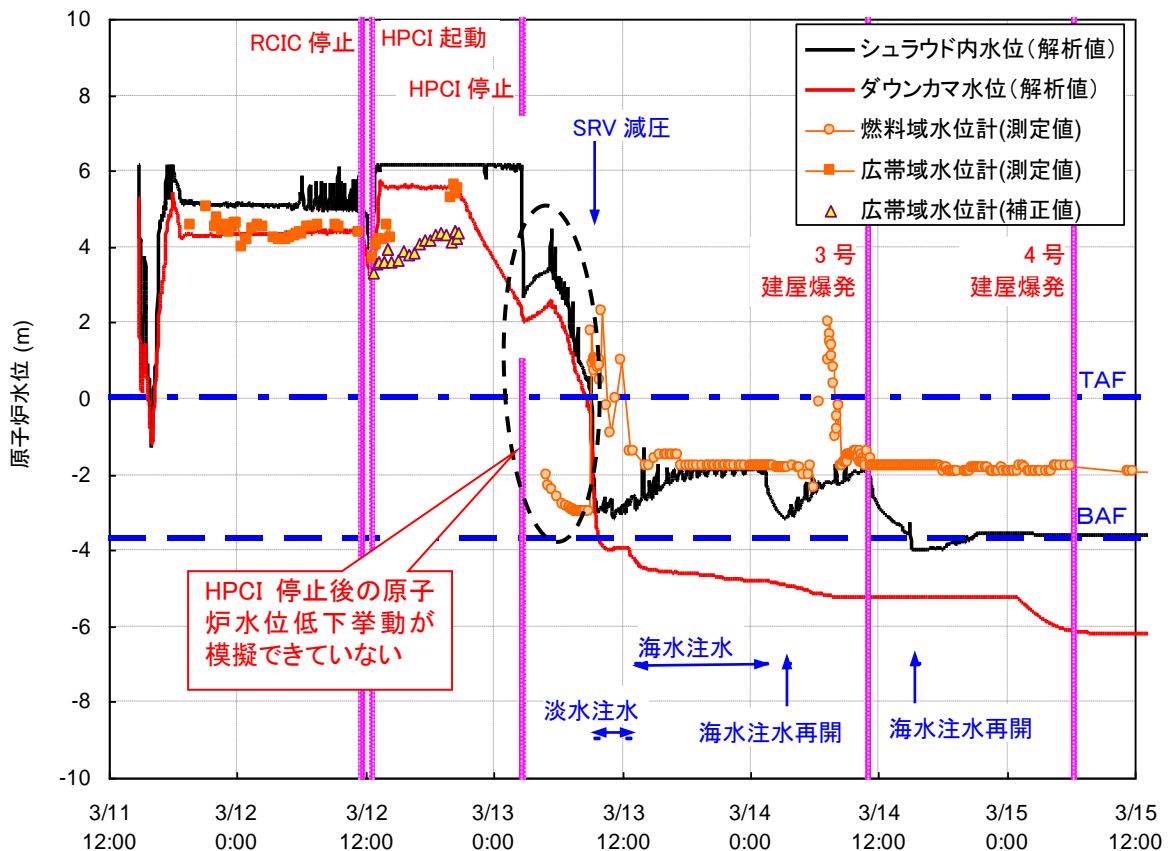


図 3号機原子炉水位の推移

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-6	号機:3	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 3号機 13日 9時頃の原子炉圧力の急速減圧挙動			検討結果: 添付資料 3-3, 3-4	

3号機では、3月13日2時42分にHPCIを手動停止して以降、原子炉圧力が上昇に転じ、5時間ほど約7MPa[abs]を推移していた。その後、13日9時8分頃、中央制御室で復旧班2名が12Vバッテリーを10個直列に接続する作業を開始していたところ、運転員が原子炉圧力の低下を確認した。

この原子炉圧力の低下挙動は、運転員による計測データ、チャートの記録と2つの観測記録から確認できる。チャートでは正確な数値はわからないものの連続的な変化が捉えられており、そこから減圧の速度を評価すると、2～3分程度の間、7MPa[abs]程度の圧力から1MPa[abs]程度の圧力まで急激に減圧している。

この時、SRV制御盤にバッテリーを接続する作業は終了しておらず、SRVの手動操作による減圧ではない。この減圧メカニズムについて検証する。

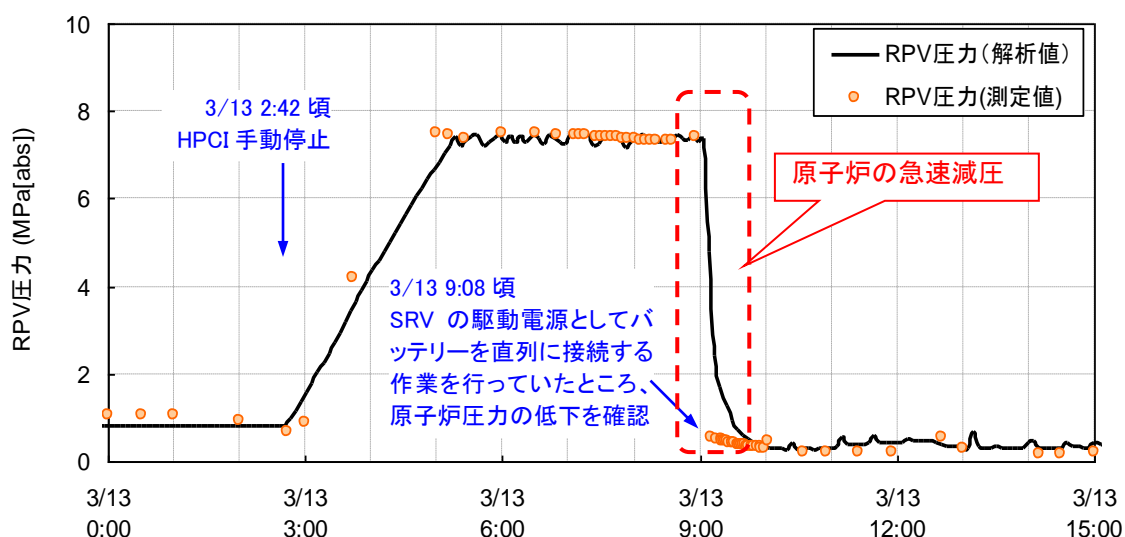


図 3号機原子炉圧力の推移

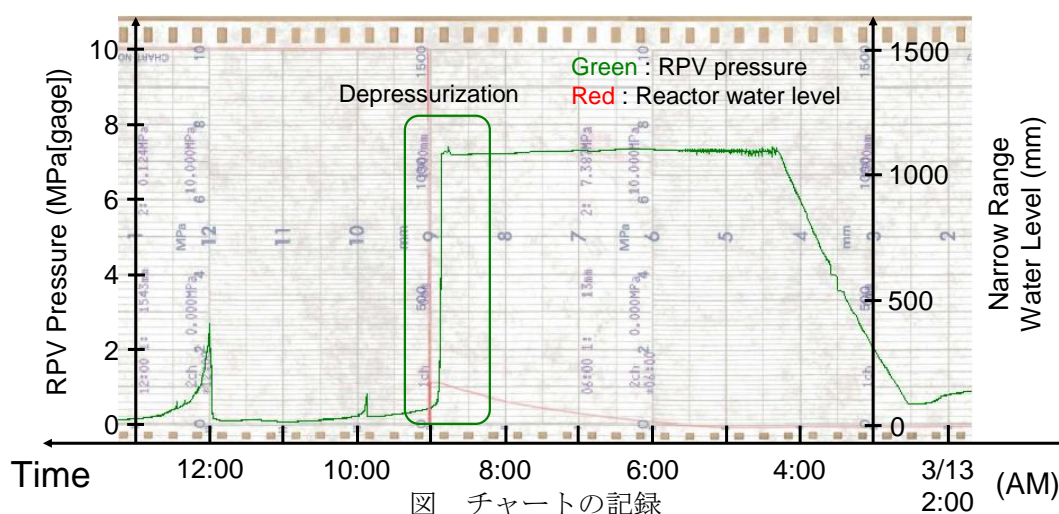


図 チャートの記録

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-7	号機:3	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 3号機 13日急速減圧後の原子炉圧力の挙動			検討結果: 添付資料 3-3, 3-4	

3号機では、高圧注水系（HPCI）の停止後、13日の9時08分頃、主蒸気逃がし安全弁（SRV）の開操作のためバッテリーを接続する作業をしていたが、作業中に原子炉圧力の低下が確認され、原子炉圧力容器は減圧している。その後、チャートに記録された原子炉圧力によれば、13日10時頃と12時頃に、原子炉圧力は急激に上昇し、その後緩やかにしている。

これらの圧力挙動は、上記のバッテリー接続作業完了後、13日9時50分に実施したSRVの開操作と、12時頃確認されたバッテリーの配線外れを復旧した後に実施したSRVの開操作に対応するものと考えられる。しかしながら、この時の圧力上昇は、13日2時42分にHPCIを停止した際に観察されている圧力上昇に比べ、急峻である。HPCI停止によりHPCIタービン蒸気加減弁が閉止することと、SRVが閉止することは、原子炉の蒸気の逃げ場がなくなる点で同じであり、どちらも同等な圧力上昇をするものと予測され、観測された圧力挙動と異なる。この圧力上昇は、熔融した燃料が下部プレナムに移行する過程や、水素が大量に発生した過程をとらえた可能性もある。

そこで、これらの圧力挙動について考察するとともに、事故進展への影響を検討する。

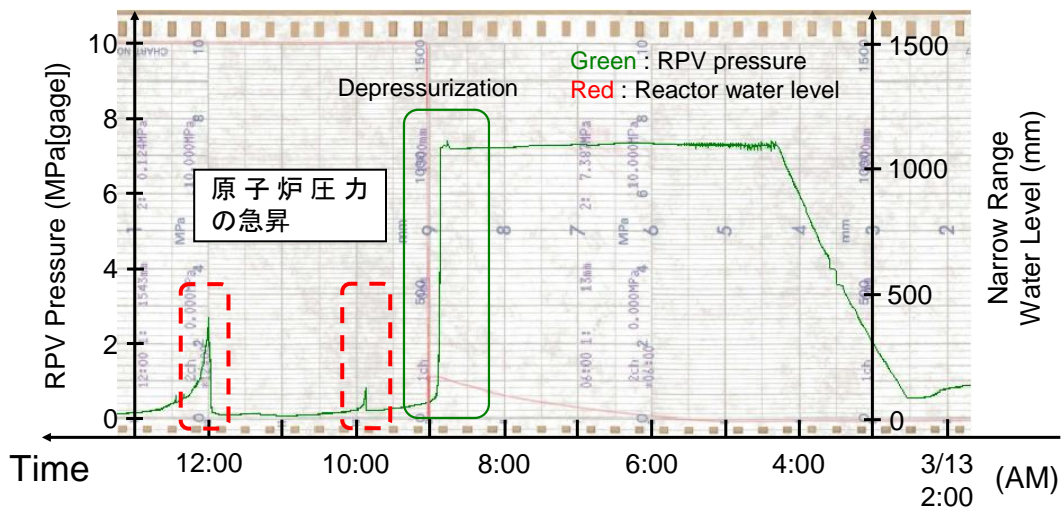


図 チャートの記録

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-8	号機:3	分類: B①	事故進展: (2)	安全対策との関連:p.40
件名: 3号機ベント操作時の格納容器圧力の挙動			検討結果: 添付資料 3-8, 3-11, 3-12	

3号機では、3月13日8時41分に圧力抑制室(S/C)ベントのライン構成が完了し、13日9時24分にD/W圧力の減少が確認されたことから、ベントが実施されたと発電所対策本部が判断している。その後、S/Cベント弁(空気作動弁)大弁の駆動用空気や仮設の小型発電機を用いた励磁回路の問題により、S/Cベント弁大弁が数度にわたって閉状態となり、その度に原因を除去し、S/Cベント弁大弁の開操作を実施している。

この間、計測されたD/W圧力は上昇と下降を繰り返しているが、時系列で整理されているベントタイミングと計測されたD/W圧力が低下するタイミングが一致していないものが多い。また、小弁開の場合のベント流量は小さく、D/W圧力低下の効果は小さいと考えられる。

そこで、一連のベント操作時のD/W圧力の挙動について、その原因を検討する。

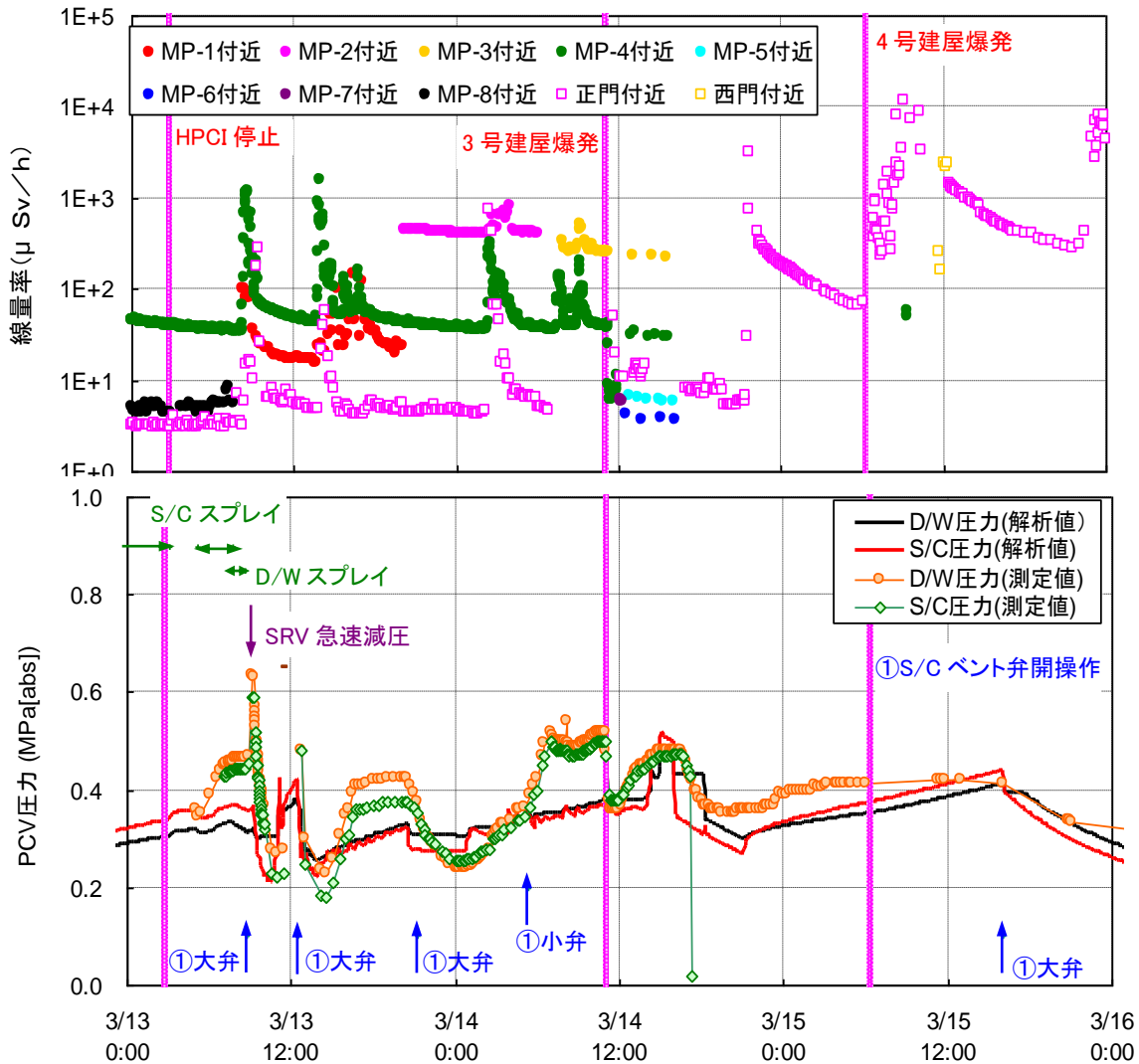


図 発電所内線量率及び3号機格納容器圧力の推移

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-9	号機:3	分類: B③	事故進展: (1)	安全対策との関連: p.27~36
件名: 3号機原子炉圧力容器の気相漏えいについて			検討結果: 添付資料 3-11, 3-12	

MAAP 解析においては、原子炉圧力容器からの気相漏えいは仮定していないが、原子炉圧力燃料の過熱および溶融にともなう炉内温度の上昇によって、原子炉圧力容器の気相漏えいが発生した可能性について検討する。

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-10	号機:3	分類: B③	事故進展: (1)	安全対策との関連: p.27~43
件名: 3号機格納容器の気相漏えいについて			検討結果: 添付資料3-8, 3-11, 3-12	

3号機は、3月13日9時頃の原子炉の急速減圧に伴うD/W圧力の上昇によってS/C圧力がラプチャディスク設定圧以上の値に到達し、その後13日9時24分、D/W圧力の低下が確認され、格納容器ベントが実施されたと判断された。

その後、D/W圧力は、注水による蒸気発生や水素発生、ベント操作に応じて、増加・減少を繰り返したものの、3月21日に一時的に上昇した後、ほぼ大気圧で変動を示さなくなった。

3号機のMAAP解析においては、原子炉格納容器の漏えいは仮定していないが、3号機の建屋で水素爆発が生じたことや、建屋上部の原子炉ウェル周辺で蒸気放出が観察されていたこと、3月21日以降D/W圧力は大気圧で変動がないことなどから、格納容器からの気相漏えいが発生しているものと考えられる。

また、格納容器への窒素封入後の応答として、格納容器圧力が上昇した1、2号機と比べて、3号機の格納容器は大気圧で変動がなかった。さらに、原子炉格納容器ガス管理設備を用いた測定により、1、2号機の格納容器内の酸素濃度はほぼ0%であるのに比べて、3号機では格納容器内の酸素濃度が高く、大気が格納容器内へ混入していると考えられている。

このように、格納容器ベントを頻繁に実施した3号機が、格納容器の気相部漏えいの程度が最も大きいと推測されるが、どの時点でどこから実際に漏えいが生じたか、明らかにする必要がある。

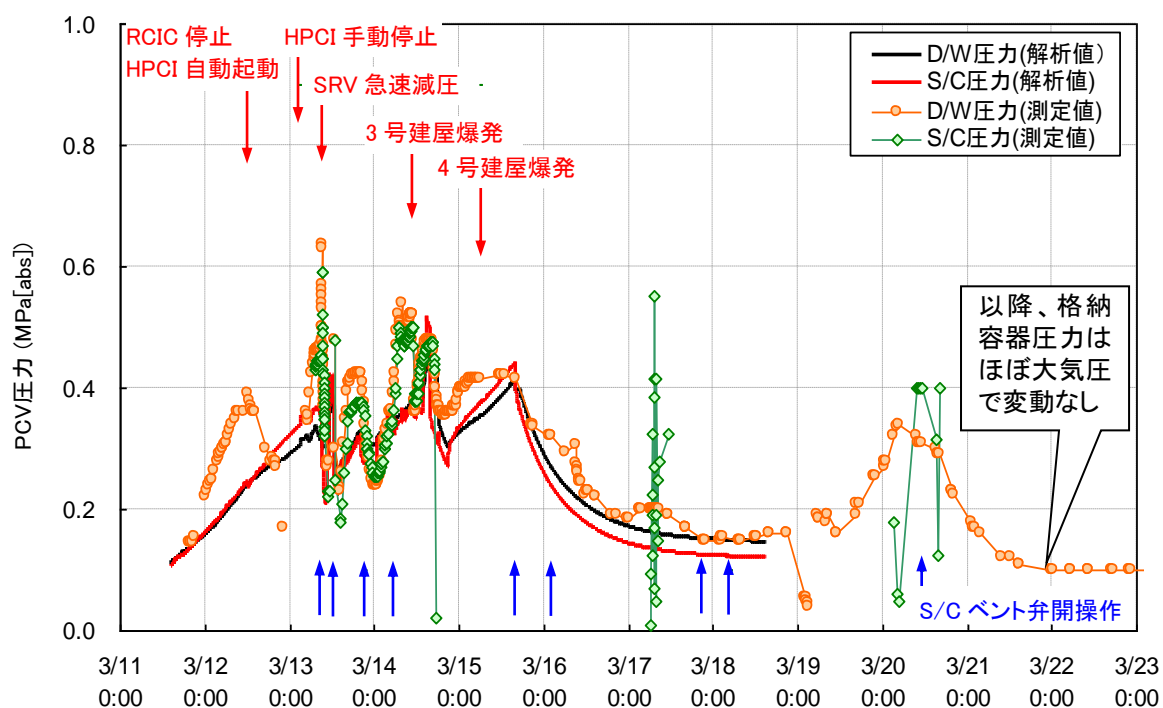


図 3号機格納容器圧力の推移

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-11	号機:3	分類: B④	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 3号機原子炉建屋上部からの大量の蒸気発生			検討結果: 添付資料 3-8	

3号機では、建屋上部から大量の蒸気が立ち昇る様子が観測され、3月21日には黒煙が昇る様子、3月29日には建屋上部から昇る蒸気その他、西側から昇る蒸気が観測されており、使用済み燃料プール水温が十分に低下した後も、継続して建屋上部で蒸気放出が観察されている。

また、平成23年8月24日に実施した、原子炉建屋上部のダストサンプリングにおいて撮影された映像から、シールドプラグ縁辺部、歪みを生じたDSピットゲート周辺等から蒸気(湯気)の漏出が確認されている。

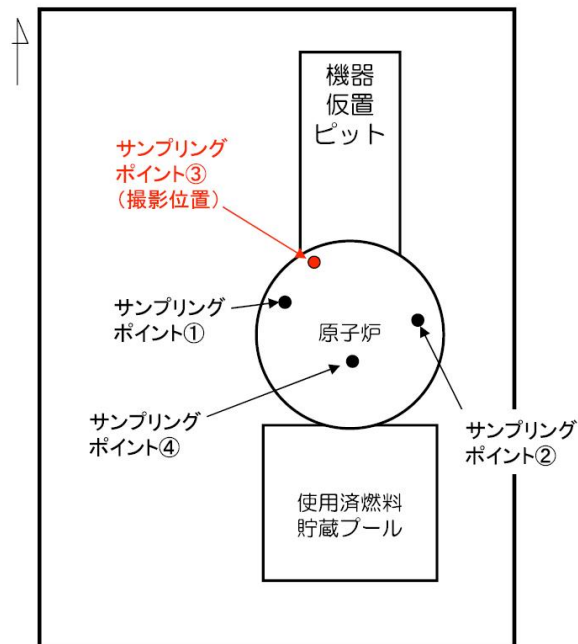
このように、格納容器からの漏えいと考えられる蒸気が観測されているが、漏えい箇所について何らかの情報が得られる可能性がある。



平成23年3月16日撮影

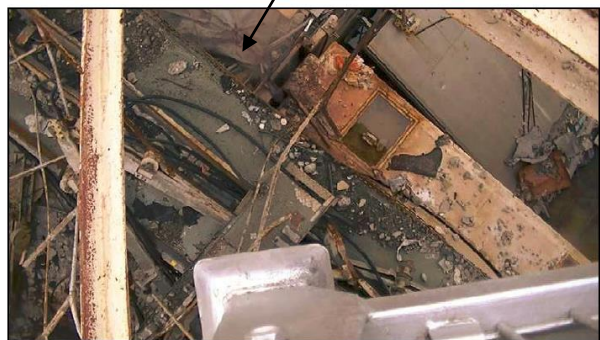


平成23年3月21日撮影



福島第一原子力発電所3号機原子炉建屋5階配置図

蒸気(湯気)の漏出



撮影者: 東京電力株式会社
撮影日: 平成23年8月24日

<課題リスト～3号機～>

No. 3号機-12	号機:3	分類: B⑦	事故進展: (2)	安全対策との関連:—
件名: 3号機消防車による注水条件の変更			検討結果:—	
<p>3号機の消防車による原子炉代替注水は、3月14日11時01分に起きた3号機原子炉建屋の爆発の影響により、一旦中断している。その後、注水が再開された時間は当初14日16時30分頃と考えられていたが、最新の調査により1時間ほど早い15時30分であったと結論づけた。また、14日21時14分には、2号機の注水確保のため、3号機の注水が再度中断しており、15日2時30分に注水が再開していることも、新たに分かっている。</p> <p>上記の操作時系列の変更による事故進展への影響を確認する。</p>				

MAAP5 による最新の解析結果

1. 1号機の MAAP5.01 による最新の解析結果

1. 1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 1-1 にプラント条件を、表 1-2 に事象イベントを示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したものである。

表 1-1 1号機 プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	1380 MWt (定格出力)
初期原子炉圧力	6.92MPa [abs] (地震直前の運転圧力) ※
初期原子炉水位	4376mm (TAF からの水位) ※
RPV ノード分割	添付資料 1 図 4
有効炉心ノード分割数	半径方向：5 ノード 軸方向：10 ノード
被覆管破損温度	727°C (1000K)
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 5
格納容器空間容積	D/W 空間：3410m ³ S/C 空間：2620m ³
サブプレッション・プール水量	1750m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整)

※ 「6. 過渡現象記録装置データ」(イベント検出：14:47:03 900 秒)

- ・原子炉圧力(N/R)A、B、C 6.82MPa(gage)
- ・原子炉水位(N/R)A、B、C の平均 (3427+(949+956.5+940)/3)mm

表 1-2 1号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定として整理

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
1	3/11 14:46	地震発生	○	—	
2	14:48	原子炉スクラム	○	H24.6.20 報告「福島原子力事故調査報告書」7. 1 (2) 津波による設備被害	
3	14:48	MSIV 閉	△	「6. 過渡現象記録装置データ」※1 主蒸気流量が0となる時刻とMSIV閉を示す信号の時刻に多少ずれがあるものの概ね14:48前後であることから、解析ではMSIV閉止後のRPV圧力変化を合わせるため14:48にMSIV閉止と設定。	
4	14:52	IC(A)(B)自動起動	○	「6. 過渡現象記録装置データ」※1	
5	15:03 頃	IC(A)停止	○	「6. 過渡現象記録装置データ」※1	
6	15:03 頃	IC(B)停止	○	「6. 過渡現象記録装置データ」※1	
7	15:05	CCS系トラスクーリング(A)インサ ービス	○	「6. 過渡現象記録装置データ」※1、 H23.5.23 報告「東北太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運 転記録及び事故記録の分析と影響評価について」(その後全交流電源喪 失に伴い停止)	
8	15:10	CCS系トラスクーリング(B)インサ ー	○	「6. 過渡現象記録装置データ」※1、	

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
		ビス			H23.5.23 報告「東北太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」(その後全交流電源喪失に伴い停止)
9	15:17	IC(A)再起動	○		「6. 過渡現象記録装置データ」※1
10	15:19	IC(A)停止	○		「6. 過渡現象記録装置データ」※1
11	15:24	IC(A)再起動	○		「6. 過渡現象記録装置データ」※1
12	15:26	IC(A)停止	○		「6. 過渡現象記録装置データ」※1
13	15:32	IC(A)再起動	○		「6. 過渡現象記録装置データ」※1
14	15:34	IC(A)停止	○		「6. 過渡現象記録装置データ」※1
15	15:37	全交流電源喪失	○		H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌
16	18:18	IC(A)系 2A, 3A 弁開／蒸気発生確認	□		H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定 ※2
17	18:25	IC(A)系 3A 弁閉	□		H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定 ※2
18	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（以下、DDFP）を起動（減圧後に注水可能な状態）	□		H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 原子炉圧力が高く、DDFP による注水は RPV に届いていなかったものと推定
19	21:30	IC 3A 弁開／蒸気発生確認	□		H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
				※2	
20	3/12	1:48	DDFP 停止を確認	□	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 原子炉圧力が高く（3/11 20:07 7.0MPa[abs](現場確認)、3/12 2:45 0.9MPa[abs](中操計器復旧)、この間の原子炉圧力はわからないが)、 DDFP による注水は RPV に届いていなかったものと推定
21		4:00	消防ポンプによる淡水注水開始	□	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 (4:00 頃 1300L 淡水注水) 添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」※3
22		4:02	消防ポンプによる淡水注水停止	□	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」※3
23		5:46	消防ポンプによる淡水注水再開	□	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」
24		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	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め。 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うように 14:11 にベント弁開を仮定した。
25		14:53	消防ポンプによる淡水注水停止	□	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」※3
26		15:27	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うように 15:27 にベント弁閉を仮定した。
27		15:36	1 号機原子炉建屋の爆発	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
28	19:04	消防ポンプによる海水注水開始	□	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所および福島第二原子力発電所における対応状況について」 添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」※ 3	
29	21:45	消防ポンプによる海水注水停止	□	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所および福島第二原子力発電所における対応状況について」 添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」※ 3	
30	23:50	消防ポンプによる海水注水再開	□	添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」※ 3	
31	3/14 1:10	消防ポンプによる海水注水停止	□	添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」※ 3	
32	20:00	消防ポンプによる海水注水再開	□	添付 1-5「消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討」※ 3	

- ※1 「6. 過渡現象記録装置データ」を根拠とする事象イベントは、の 3/11 14:42:03 から約 35 分間の 10ms 周期データ（H23.5.16 報告）と 3/11 12:00:59～15:36:59 の間の 1min 周期データ（H25.7.17 報告）に基づき設定。
- ※2 全交流電源喪失以降の IC の動作についても不明な点があるものの、機能したことの記録が不足していることから、IC の機能が喪失しているものと仮定。
- ※3 注水流量変更の時期や注水流量については、添付資料 1-4 に記載の操作実績と添付資料 1-5 での検討に基づき設定。注水流量入力値については、添付資料 1-1 に記載。

1. 2 計測されたプラントデータからの条件設定

解析においては、計測されたプラントデータから、以下の仮定をおいている。

① 原子炉圧力容器からの気相漏えいの仮定について

1号機では、格納容器圧力は3月12日1時05分で0.6MPa[abs]、2時30分で0.84MPa[abs]、原子炉圧力は3月12日2時45分で0.9MPa[abs]が測定されており、早い段階で原子炉圧力容器（以下、RPV）と格納容器の圧力が均圧化していた可能性がある。また、3月11日20時07分に原子炉圧力が7.0MPa[abs]であったことが確認されており、これは主蒸気逃し安全弁（以下、SRV）の安全弁機能での吹き止まり圧力程度の値であり、吹き止まり時点をちょうど観測した可能性もあるが、SRVによる減圧とは異なるメカニズムで減圧した可能性もある。

平成23年5月に公表した解析において原子炉圧力の低下は、原子炉圧力容器の破損時（地震発生後約15時間）に発生しており、上述した3月12日2時45分の原子炉圧力0.9MPa[abs]を再現できていない。また、格納容器圧力においても、SRVから圧力抑制室（以下、S/C）への蒸気放出が継続している条件では、実測された3月12日1時05分、2時30分の高い格納容器圧力を再現出来ていない。

そのため、本解析では、炉内構造物の配置や機器の設計情報等から、燃料の過熱および熔融に伴う炉内温度の上昇により、原子炉圧力容器からドライウェル（以下、D/W）への気相漏えいが発生したと仮定して解析を実施した。

原子炉圧力容器からの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および主蒸気配管フランジのガスケット部が挙げられる。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り、D/W内に直接蒸気が漏えいする可能性がある。また、主蒸気配管フランジのガスケットは450℃程度の温度環境でシール機能を喪失する可能性がある。そこで解析においては、原子炉圧力容器気相部からの漏えいとして、炉心最高温度が1427℃（SUS融点）に達するタイミング（地震発生から約4.4時間後）で核計装のドライチューブからの漏えい（0.00012m²）を仮定し、炉内ガス温度が450℃程度となったタイミング（地震発生から約5.6時間後）で主蒸気配管フランジのガスケットからの漏えい（0.0015m²）を仮定した。

但し、あくまで解析上の仮定であり、実際にその時点で原子炉圧力容器から漏えいがあったのか否か、また、漏えいが解析上仮定した条件で計装管のドライチューブ及び主蒸気配管のガスケットから漏えいが発生したのか否かについては、現時点では不明である。

② 格納容器からの気相漏えいの仮定について

解析においては、実際に計測された格納容器圧力の値にある程度あわせるため、原子炉圧力容器破損時に原子炉建屋補機冷却系配管の損傷による漏えい (0.0018m^2) とその後の格納容器過温等による漏えい(地震発生から 21.0 時間後 0.0012m^2 (デブリによる一部閉塞)、地震発生から 24.7 時間後 0.00195m^2 (ベント弁閉止後)、地震発生から 51.2 時間後 0.0024m^2 (漏えい孔拡大)) を 1 つの漏えい孔として仮定した。

格納容器過温による漏えいを仮定した、地震発生から 21.0 時間後では、格納容器温度は約 300°C 以上となっており、格納容器設計温度 (138°C) を大幅に超えている。過去の研究において※、このような過温条件ではガスケットは損傷に至る可能性があるとの知見があることから、格納容器からの漏えいが事実とすれば過温によるガスケット損傷は要因の一つとして考えられる。また、地震発生から 51.2 時間後における格納容器からの漏えい面積の増加の仮定に関しても、解析において格納容器温度は高温で推移していることから、漏えい箇所が徐々に増加することは要因の一つとして考えられる。

但し、あくまで解析上の仮定であり、実際にその時点で格納容器から漏えいがあったのか、計測器の問題により格納容器圧力が正しく表示されなかったのかは、現時点では不明である。

※ K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., "High-temperature leak characteristics of PCV hatch flange gasket," Nucl. Eng. Des., 145, 375-386 (1993).

③ 非常用復水器の動作条件に対する見解

全交流電源喪失以降の非常用復水器 (以下、IC) の動作状況は未だ不明確であることから、解析においては全交流電源喪失以降の動作は仮定しないこととした※。

なお、全交流電源喪失より前の期間は、IC 片系の間欠動作により原子炉圧力は SRV の動作設定圧力(約 $7.4\text{MPa}[\text{abs}]$)以下で制御されていた。

※ 平成 23 年 10 月 18 日に、現場の IC 胴側水位計を確認したところ、A 系 : 65%、B 系 : 85% (通常水位 80%) であった。

IC の冷却水温度のチャートによると、B 系は 70°C 程度で温度上昇がとまっていることから、冷却水の水位変化を伴う冷却水の蒸発は少なかったものと考えられる。また、A 系は津波到達時点と同じ頃に飽和温度である

100°C程度に上昇していることから、A系の冷却水の水位低下は主に津波到達後の熱交換によるものと考えられる。

ただしA系については、①格納容器内側隔離弁の開度が不明であること、②燃料の過熱に伴う水-ジルコニウム反応で発生した非凝縮性ガスである水素がICの冷却管に滞留することで、ICの除熱性能は低下すること、③時期は不明だが、遅くとも12日2時45分には原子炉圧力が低下しており、圧力の低下により原子炉で発生した蒸気がICへ流れ込む量が低下することで、ICの除熱性能は低下すること、といった理由から、津波到達以降、ICが実際にどの程度の性能を維持し、いつまで機能していたかは不明である。

従って、全交流電源喪失以降の動作は仮定しないこととした平成23年5月の解析の設定については、適当なものであったと考えられる。

④ 注水量の設定について

添付資料1-5に示すとおり、消防車代替注水時のバイパス経路からの流出を考慮し、消防車吐出圧力一定の条件で原子炉への注水量を評価した。本解析入力値については、添付資料1-1に示す。なお、測定された原子炉水位は、添付資料1-2に示すとおり、水位計内の水の蒸発により、実際よりも高い水位を指示していたと考えられるため、解析上、参考としない。

⑤ 崩壊熱の設定について

この解析では、ANSI/ANS5.1-1979モデルにおいて、燃料装荷履歴を反映したORIGEN2崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した

1. 3 MAAP 解析の解析結果

表 1-3 に解析結果を記載する。

表 1-3 1号機 解析結果のまとめ

項目	解析結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位が TAF に到達した時間)	地震発生後約 3 時間 (3 月 11 日 18 時 00 分頃)
炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が 1200℃ に到達した時間)	地震発生後約 4 時間 (3 月 11 日 18 時 40 分頃)
原子炉圧力容器破損時間	地震発生後約 15 時間 (3 月 12 日 5 時 40 分頃)

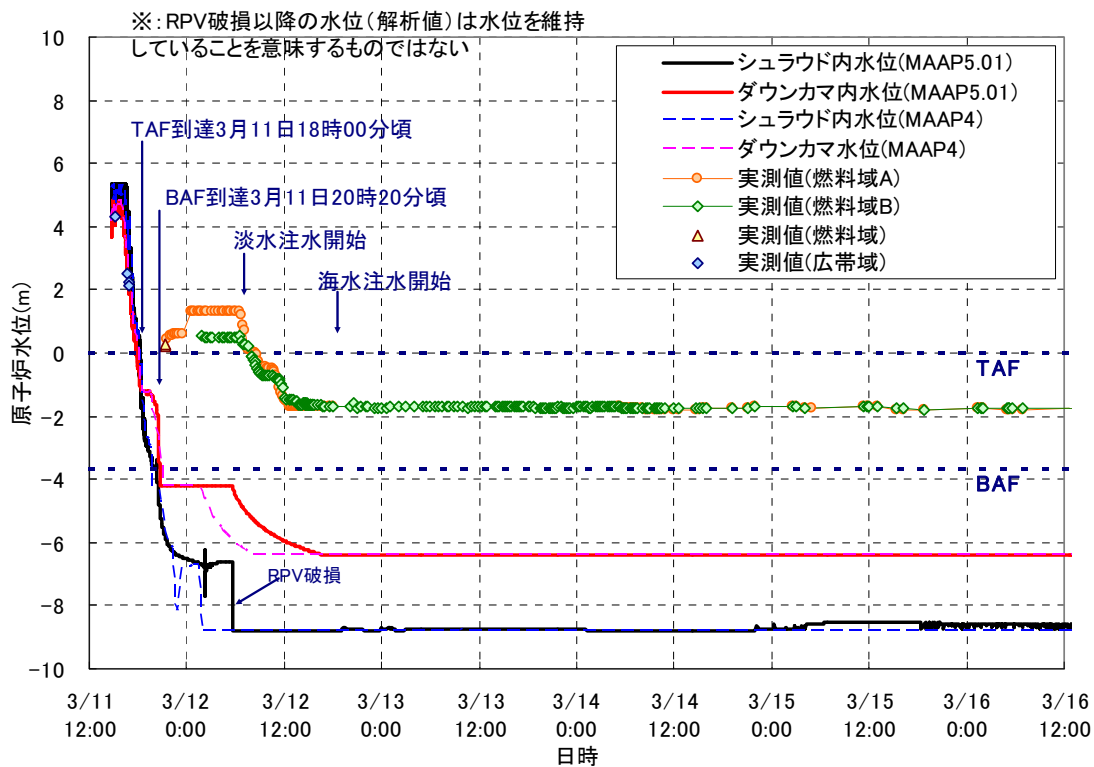


図 1-1 1号機 原子炉水位変化

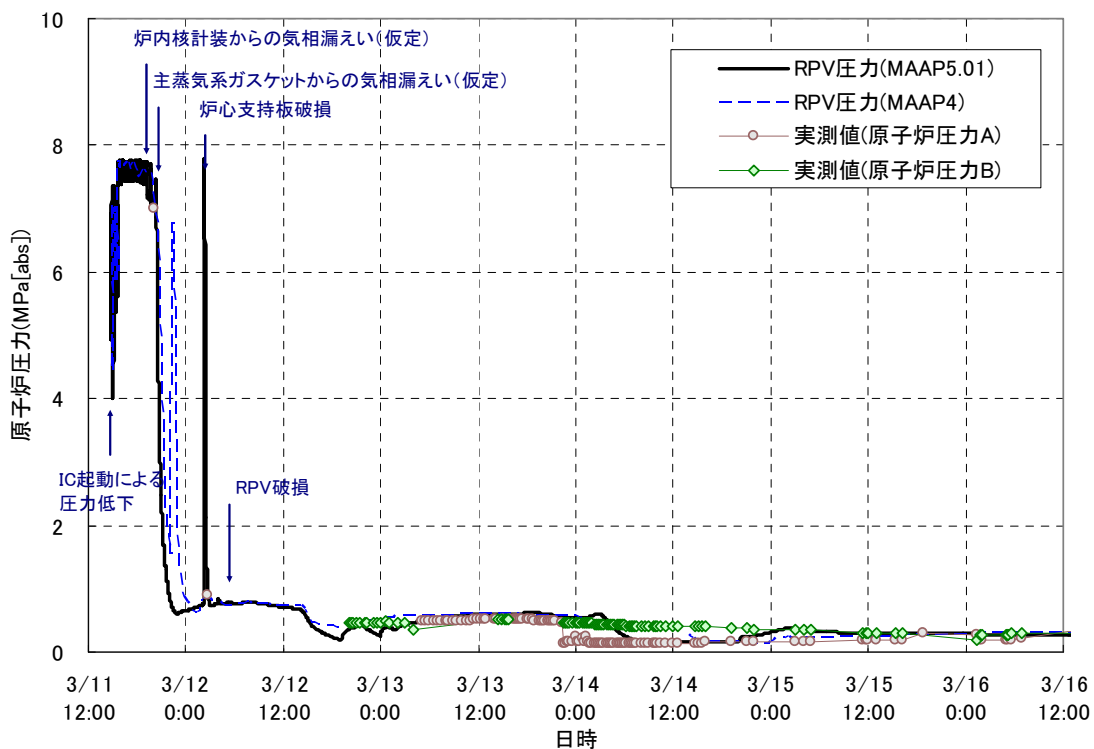


図 1-2 1号機 原子炉压力容器圧力変化

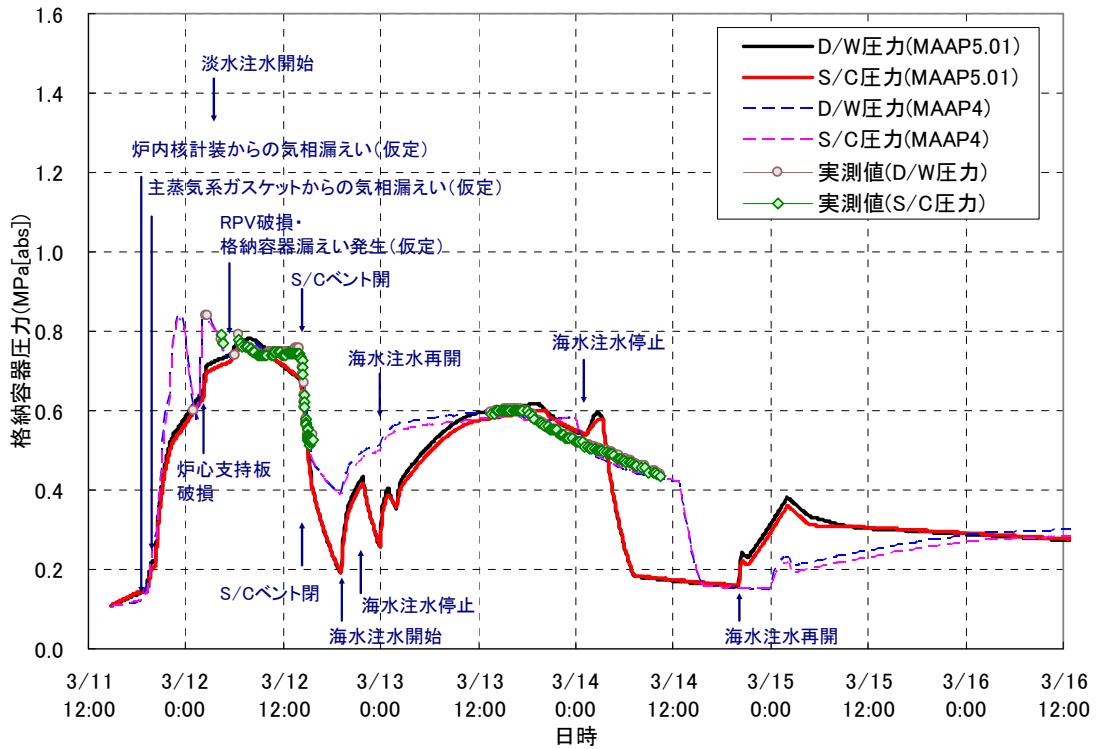


図 1-3 1号機 格納容器圧力変化

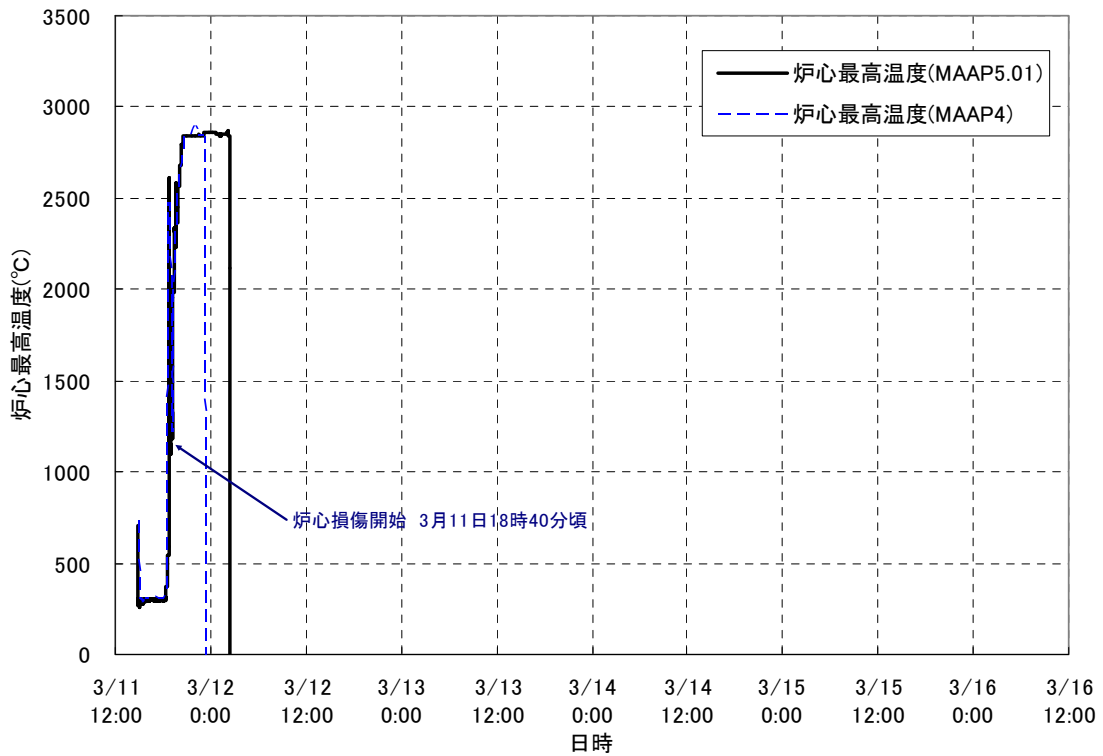


図 1-4 1号機 炉心温度変化

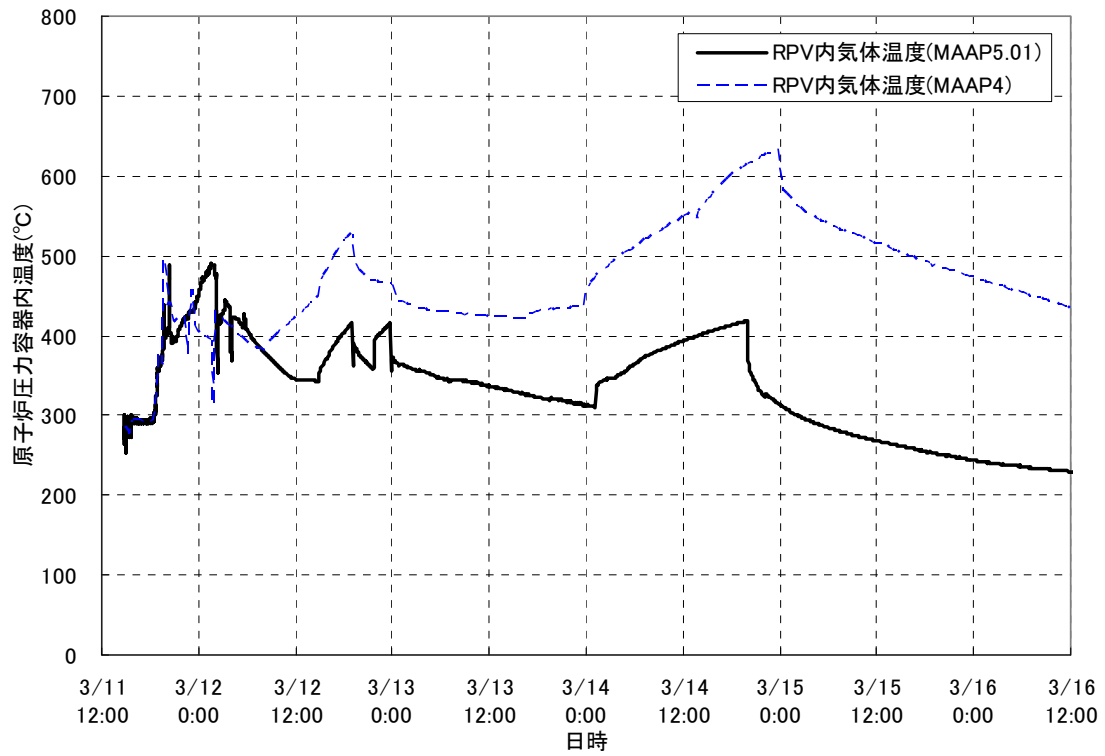


図 1-5 1号機 原子炉压力容器内気体温度変化

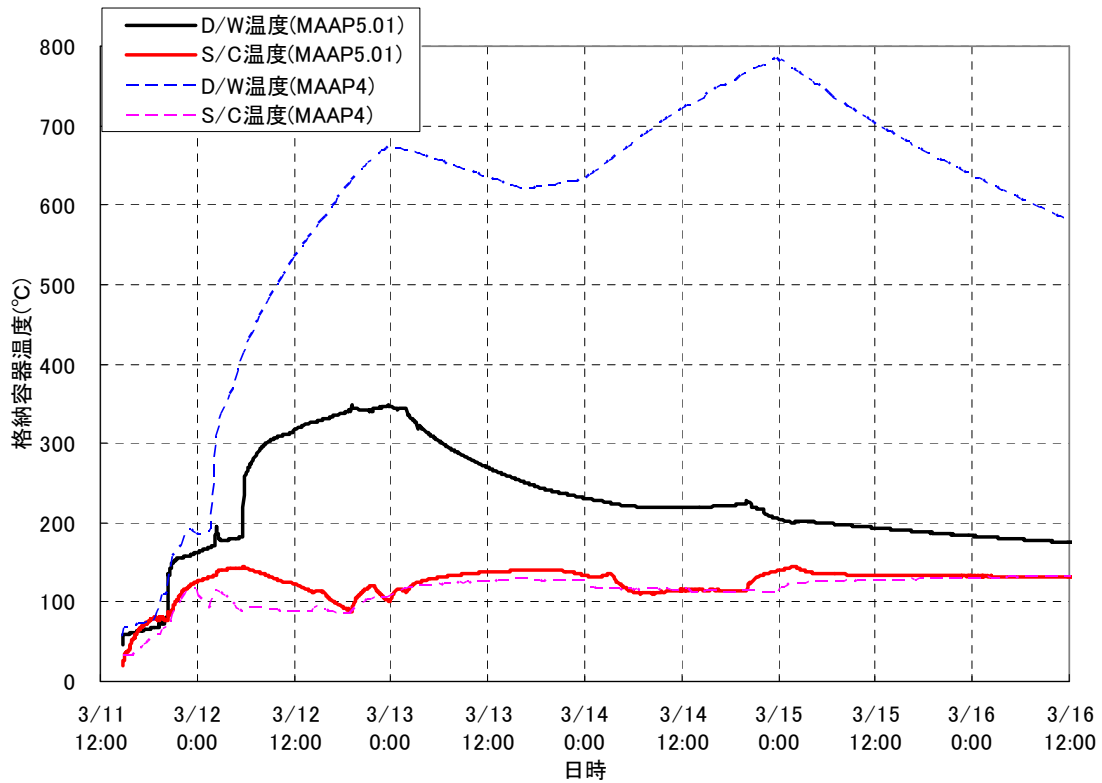


図 1-6 1号機 格納容器温度変化

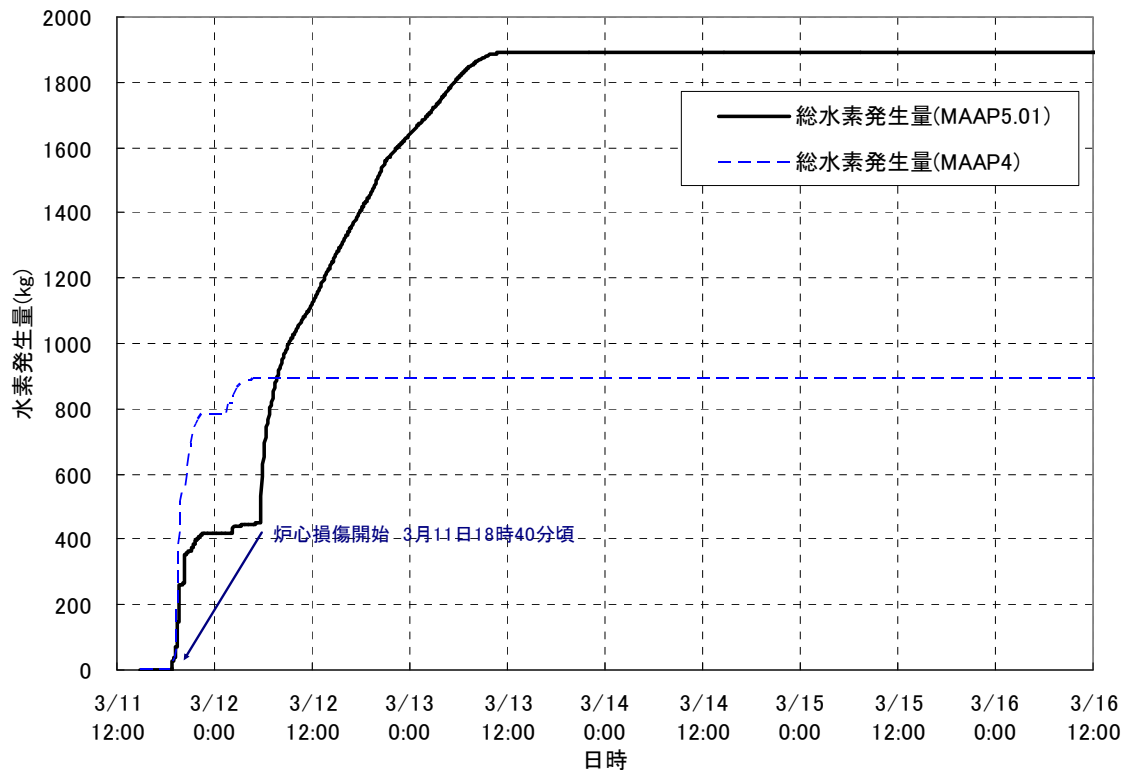


図 1-7 1号機 水素発生量変化

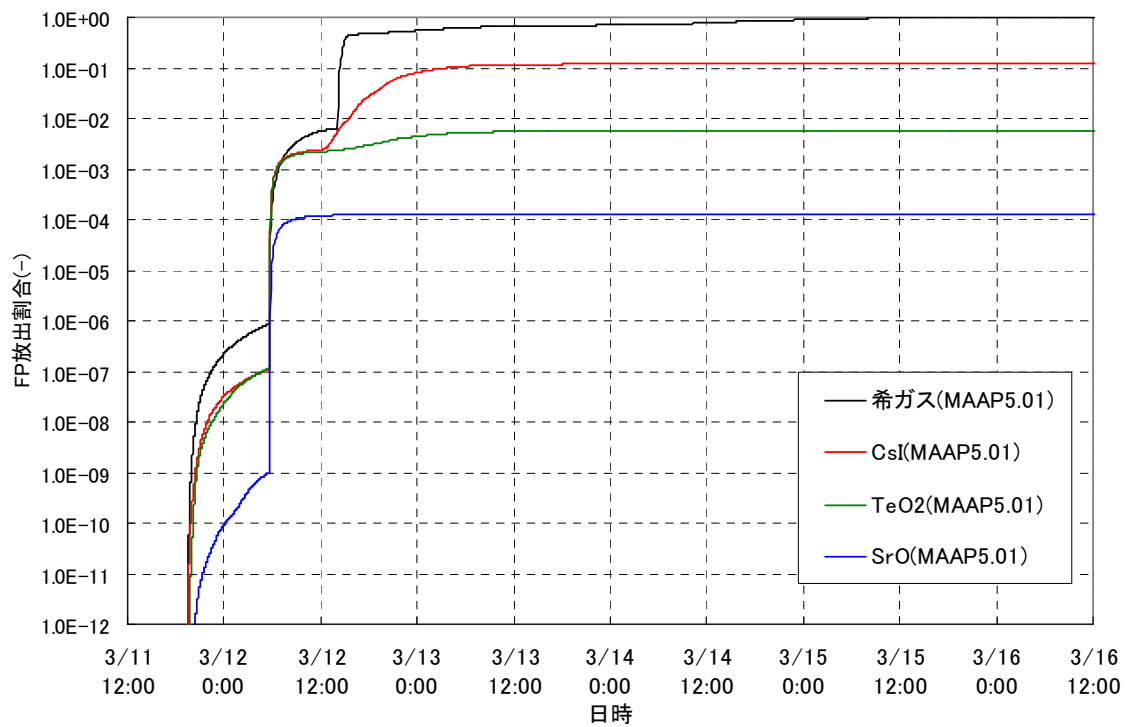


図 1-8 1号機 FPの放出割合 (1/4)

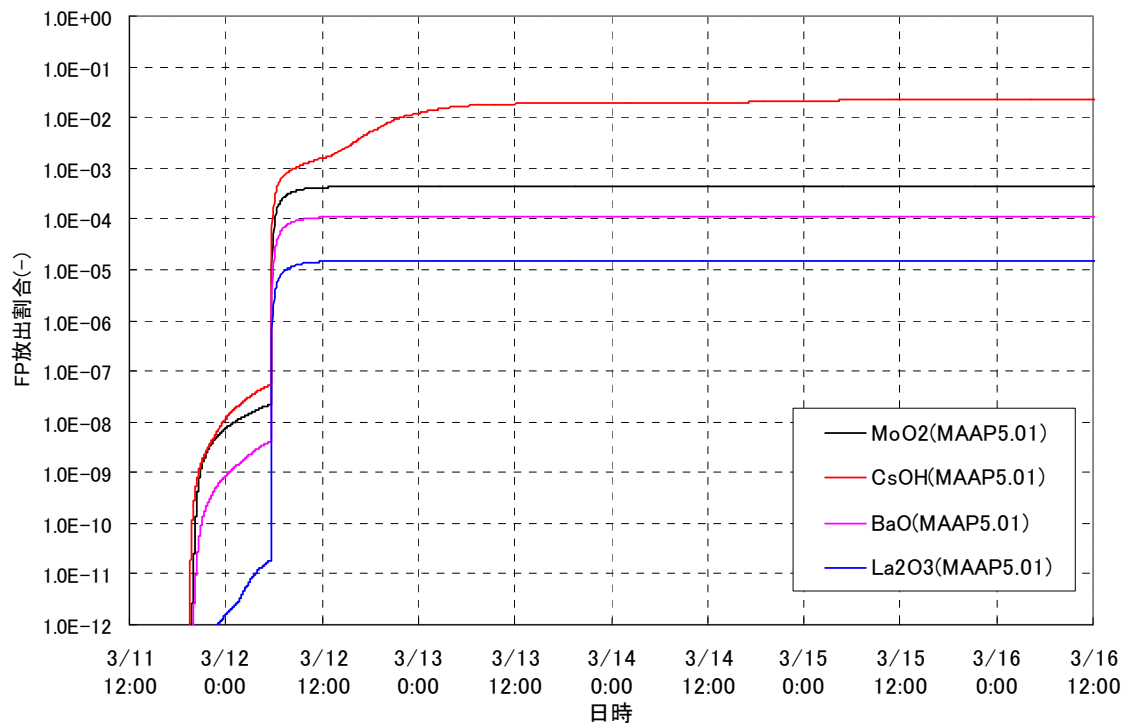


図 1-9 1号機 FPの放出割合 (2/4)

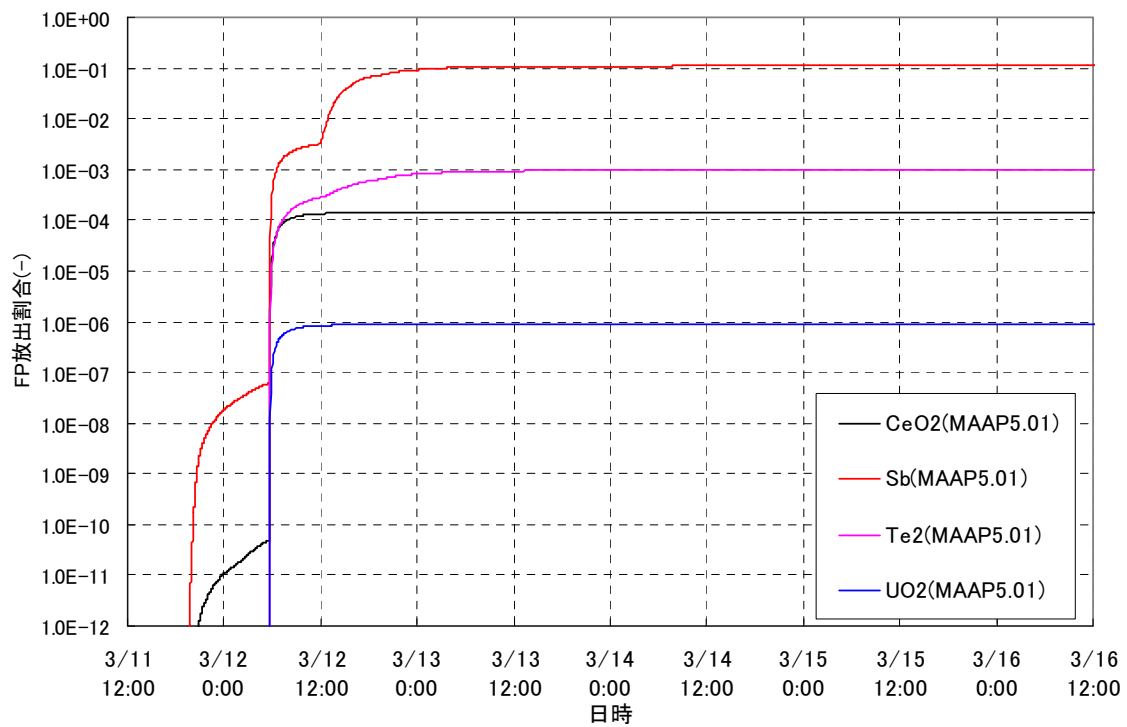


図 1-10 1号機 FPの放出割合 (3/4)

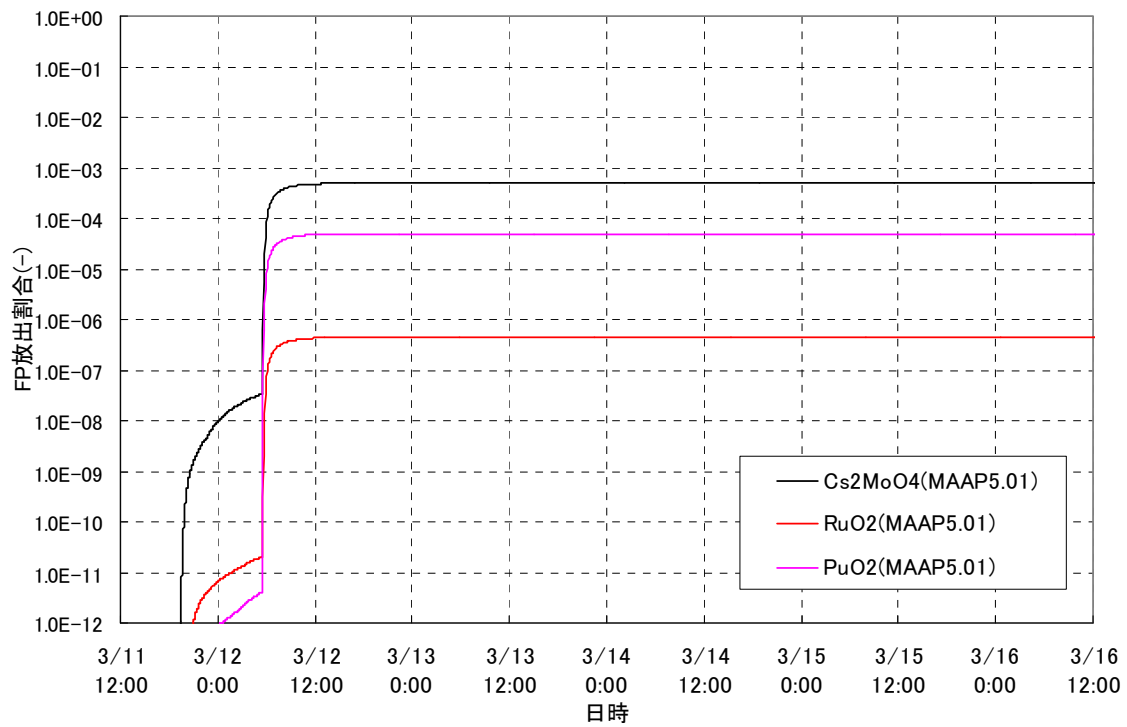


図 1-11 1号機 FP の放出割合 (4/4)

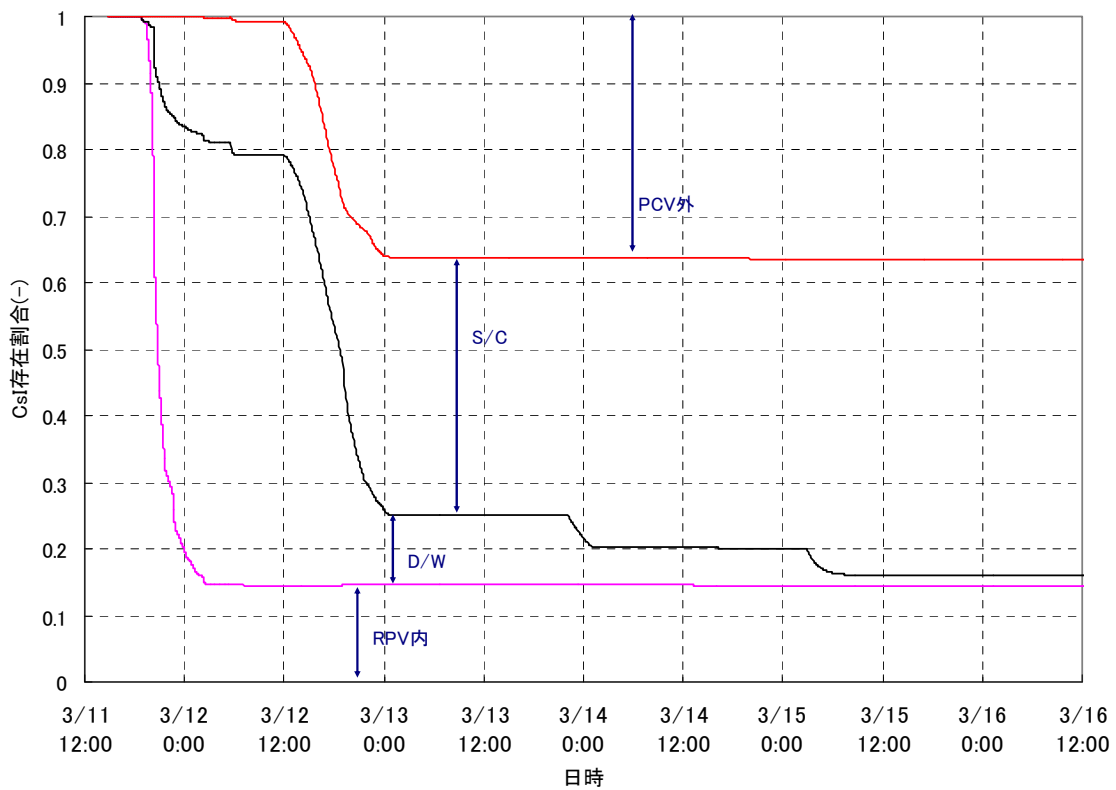


図 1-12 1号機 FP の存在割合 (1/2)

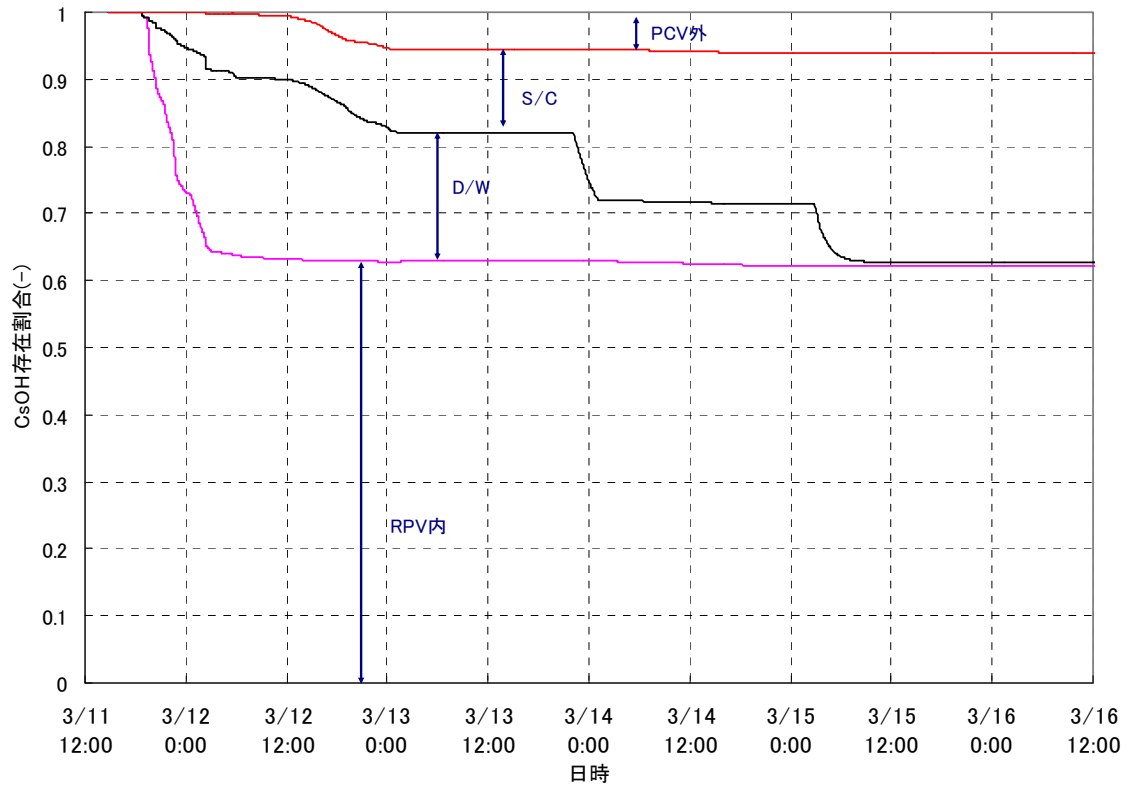
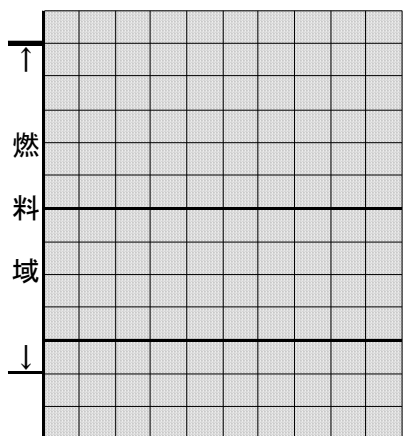
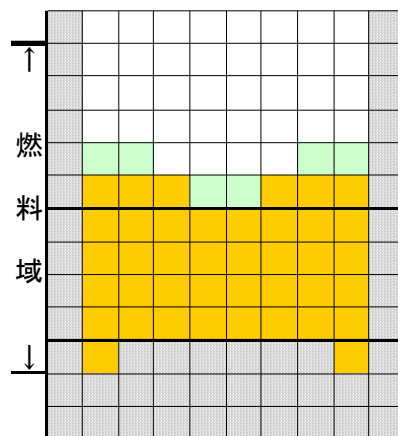


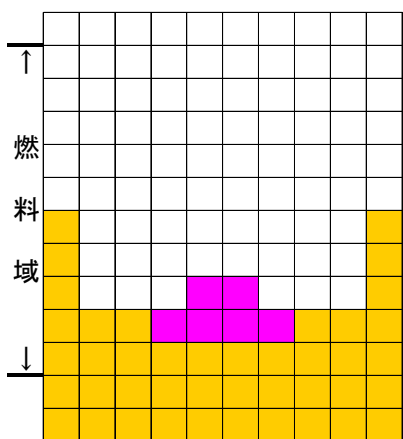
図 1-13 1号機 FP の存在割合 (2/2)



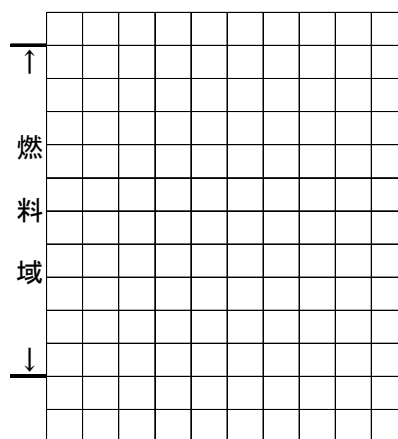
スクラム後 約 3.9 時間



スクラム後 約 5.0 時間



スクラム後 約 11.5 時間



スクラム後 約 12.0 時間

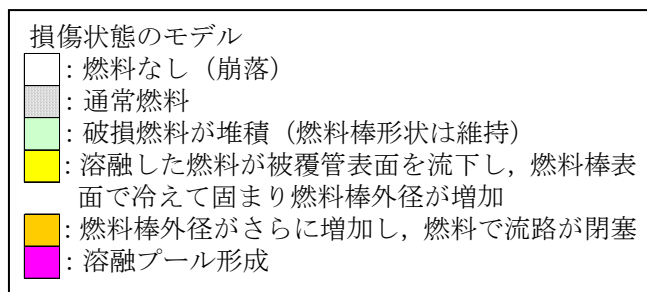


図 1-14 1号機 炉心の状態図

2. 2号機の MAAP5.01 による最新の解析結果

2. 1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 2-1 にプラント条件を、表 2-2 に事象イベントを示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したものである。

表 2-1 2号機プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	2381 MWt (定格出力)
初期原子炉圧力	7.03 MPa[abs] (通常運転圧力)
初期原子炉水位	約 5274 mm (通常水位：TAF 基準)
RPV ノード分割	添付資料 1 図 6
有効炉心ノード分割数	半径方向：7 ノード 軸方向：24 ノード
被覆管破損温度	727°C (1000K)
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 7
格納容器空間容積	D/W 空間：4240 m ³ S/C 空間：3160 m ³
サブレーション・プール水量	2980 m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整)

表 2-2 2号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定

No	時系列		事象イベント	分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
	日時					
1	3/11	14:46	地震発生	○	—	
2		14:47	原子炉スクラム	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3		14:50	RCIC 手動起動	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所および福島第二原子力発電所における対応状況について」	
4		14:51	RCIC トリップ (L-8)	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所および福島第二原子力発電所における対応状況について」	
5		15:02	RCIC 手動起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
6		15:07 ～ 15:25	RHR による S/C 冷却	○	2号機プロセス計算機データ、運転日誌	
7		15:25 ～ 15:37	RHR による S/C スプレイ	○	2号機プロセス計算機データ、運転日誌	
8		15:28	RCIC トリップ (L-8)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
9		15:39	RCIC 手動起動	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所および福島第二原子力発電所における対応状況について」	
10		15:41	全交流電源喪失	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	

No	時系列		事象イベント	分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
	日時					
11	3/12	4:20 頃 ～ 5:00	RCIC 水源を復水貯蔵タンクから圧力抑制室に切替	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 解析上は、この時間の幅の中で、実測値の原子炉圧力に合うタイミング（3/12 4:20）に設定。	
12	3/14	13:25	RCIC 機能喪失を判断（原子炉水位低下傾向による）	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 当該時刻は RCIC の停止を判断した時刻であるため、解析上は、3/14 18:00 頃に SRV を開いた際の水位（原子炉圧力／格納容器温度による補正後の水位）におよそ合うように RCIC 機能低下のタイミングを設定。	
13		16:34	原子炉圧力容器減圧（SRV1 弁開）操作開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め この段階では SRV が開しているわけではないため、解析条件としては設定しない。	
14		16:34	消火系ラインを用いた海水注入作業開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
15		18:00 頃	SRV1 弁開により原子炉圧力が低下し減圧開始を確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
16		19:20	消防ポンプが燃料切れで停止していたことを確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
17		19:54	消防ポンプ起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1 ※2	
18		19:57	消防ポンプ 2 台目起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
19	3/14	21:20	SRV2 弁開により原子炉を減圧、水位が回復する	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 解析上は作動なしと仮定。
20		23:25	RPV から格納容器 (D/W) への気相漏えいを仮定	△	格納容器圧力の顕著な上昇が観測された当該時間帯に、格納容器への直接漏えいが発生したものと仮定。
21	3/15	1:10	SRV1 弁開	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 解析上は作動なしと仮定。
22		2:22	SRV の開操作に入る	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 解析上は作動なしと仮定。
23		6:00 ～ 6:10 頃	衝撃音発生。圧力抑制室内の圧力が 0MPa[abs]を示す	△	H23.12.2 プレス「福島原子力事故調査報告書（中間報告書）」にて衝撃音は 4 号機の爆発によるものと判断している。2 号機の S/C 圧力はこのタイミングで 0MPa[abs]に下がっていることから、計器誤差まで考慮し、何らかの損傷が発生して S/C 圧力が低下した可能性は否定できていないが、D/W 圧力は維持されていることから、解析上は当該時刻における漏えい事象の発生を仮定しないこととした。
24		7:20	格納容器 (D/W) からの気相漏えいを仮定	△	格納容器圧力が低下しているため、当該時刻から格納容器 (D/W) からの気相漏えいを仮定

※1 海水注水開始の時期について、3/14 19:20 の記録で「消防ポンプが停止」とあることから、3/14 16:34 以降原子炉が減圧された段階である程度の注水がなされた可能性があるが、解析上はその後の水位上昇が確認された 3/14 19:54 からの注水を、最初の海水注水開始時期と仮定。

※2 注水流量変更の時期や注水流量については、添付資料 1-4 に記載の消防ポンプの平均吐出流量を超えないように設定。注水流量の解析入力値については、添付資料 2-3 に記載。

2. 2 計測されたプラントデータからの条件設定

① 原子炉隔離時冷却系（以下、RCIC）の運転条件に関する仮定

地震後、RCICの手動起動と原子炉水位高による自動停止を繰り返すことで原子炉水位を制御しており、3月11日15:39に3回目にRCICを手動起動した後、津波により全電源を喪失した。その後RCICは直流電源喪失により制御電源を失った状態で、約3日間運転を継続した。

RCICは制御電源を失うと、添付資料2-4の通りタービン蒸気加減弁が全開となる。津波到達前後まで記録されていたプロセス計算機データによると、一部のデータが異常を示し始めているものの、11日15:45分頃から原子炉水位が上昇し原子炉圧力が減少する様子が測定されている。また、添付資料2-1の通り、仮設発電機により原子炉水位の測定を再開した3月11日22時以降は、原子炉水位は測定上限で一定値を示しており、実際の原子炉水位は主蒸気管近傍まで到達していたと推定されている。また、原子炉圧力は通常運転圧力よりも低く推移しており、RCICタービンは二相流により駆動されていたと推定されている。

そこで、電源喪失直後のRCICの挙動として、プロセス計算機の原子炉水位上昇を模擬するよう注水流量を定格より多めに設定した。その後、原子炉水位が主蒸気管に到達した以降は、低めに推移した原子炉圧力挙動を再現できるよう、RCICタービンへ崩壊熱相当のエネルギーを二相流として流出させるとともに、注水流量を定格流量の1/3程度である30t/hに設定した。また、3月14日9時頃から見られるRCICの注水機能低下後の原子炉圧力の上昇挙動を再現するために、RCICタービンへの蒸気流量を調整した。このRCIC運転状態に関する考察を添付資料2-1に示す。

なお、2号機のようにRCIC運転中に制御電源を喪失しタービン蒸気加減弁が全開となると、本来であれば機械式のタービン過速度トリップが働くと考えられる。直流電源を喪失したRCICが運転を継続できた理由や、制御電源喪失のタイミングは明らかになっていない。

② 3月12日0時頃～14日12時頃における格納容器圧力について

格納容器圧力（D/W圧力、S/C圧力）は、RCICの運転により排気蒸気がS/Cに流入することで上昇することとなるが、3月12日0時頃～14日12時頃において、推測される挙動よりも緩慢な上昇を見せている。この挙動を再現するため、トラス室が津波到達以降徐々に浸水することで、格納容器内の熱がS/C境界から伝熱し格納容器外へ移行したものと仮定して解析を実施した。詳細を添付資料2-2に示す。

③ 注水量の設定

2号機については、全交流電源喪失後も RCIC による注水を行っていたが、①に記載のとおり、解析では電源喪失直後は注水流量を定格より多めに設定した。その後、原子炉水位が主蒸気管に到達した以降は、低めに推移した原子炉圧力挙動を再現できるように、RCIC タービンへ崩壊熱相当のエネルギーを二相流として流出させるとともに、注水流量を定格流量の 1/3 程度である 30t/h に設定した。

RCIC の機能喪失後、原子炉水位の実測値は、3月14日18時頃の SRV 強制開放前に TAF を下回っており、SRV 開後は減圧沸騰により大きく水位が低下し、減圧後は BAF を下回る水位となっている。原子炉減圧後の3月14日19時54分から消防車による海水注水を開始した。

また、SRV 強制開放後の3月14日21時頃、23時頃、15日1時頃に原子炉圧力の散発的上昇と、格納容器圧力の上昇が観測されている。実際の SRV の開閉挙動については依然不明なところが多いが、背圧となる格納容器圧力が高い状況での駆動用窒素圧の不足や、高温環境下での電圧の不足による電磁弁の不作動等により SRV が動作しなかった可能性が考えられる。従って、原子炉圧力の上昇・下降は、必ずしも SRV の閉・開によるものではない可能性がある。

そこで、解析上は SRV1 弁が開維持されているという仮定を置き、消防車の注水による水-ジルコニウム反応に伴う原子炉圧力ならびに格納容器圧力の上昇を模擬するよう、消防車の注水量を設定した。また、この過程で原子炉圧力が 1.1MPa[gage]を越えた時点で注水を一時中断するように設定した。

燃料溶融後は、水位計の水張り作業をした結果、最終的に水位計は正確な水位を示していないと考えられることから、炉心部内が冠水するほどには注水できていないものとして、解析で求まる水位が燃料域以下程度を維持するよう、消防ポンプの平均吐出流量（添付資料 1-4）を超えないように設定した。（添付資料 2-3 参照）。

④ 原子炉圧力容器からの気相漏えいの仮定について

解析においては、実際に計測された格納容器圧力の値にある程度あわせるため、格納容器圧力が顕著に上昇する時間帯である、地震発生から約 81 時間後（3月14日23時25分）に、原子炉圧力容器から格納容器（D/W）へ、計装管相当の漏えい（漏えい面積：0.005454m²）を仮定した。但し、あくまで解析上の仮定であり、実際に原子炉圧力容器から漏えいがあったのかは、現時点で不明である。

⑤ 格納容器からの気相漏えいの仮定について

解析においては、実際に計測された格納容器圧力の値にある程度あわせるため、地震発生から約 89 時間後（3 月 15 日 7 時 20 分）に、格納容器（D/W）の気相部からの漏えい（漏えい面積：0.013m²）を仮定した。但し、あくまで解析上の仮定であり、実際に格納容器から漏えいがあったのか、計測器の問題により格納容器圧力が正しく表示されなかったのかは、現時点で不明である。

⑥ 崩壊熱の設定について

今回の解析では、ANSI/ANS5.1-1979 モデルにおいて、燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した

2. 3 MAAP 解析の解析結果

表 2-3 に解析結果を示す。

本解析では、別冊 1 に示す従来の MAAP4 による解析結果と比較して、全交流電源喪失後の RCIC 流量を増加させたことにより、原子炉水位の上昇速度が速くなっている。また、原子炉の強制減圧後、露出した炉心への消防車注水の開始により、水-ジルコニウム反応が誘起され、SRV が 1 弁開いている状態で原子炉圧力、格納容器圧力が上昇しているが、実測ほどの上昇を再現できていない。実際の SRV の開閉動作や消防車による注水量は、不明な点も多くさらなる検討が必要である。また、解析上は原子炉圧力容器の破損に至っていないが、消防車による原子炉への注水量の設定に依存するところが大きく、解析条件による不確かさが結果に大きく影響していると考えられる。

表 2-3 2 号機 解析結果のまとめ

項目	解析結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位が TAF に到達した時間)	地震発生後約 75 時間 (3 月 14 日 18 時 10 分頃)
炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が 1200℃ に到達した時間)	地震発生後約 77 時間 (3 月 14 日 19 時 20 分頃)
原子炉圧力容器破損時間	— (本解析では原子炉圧力容器破損に至らず)

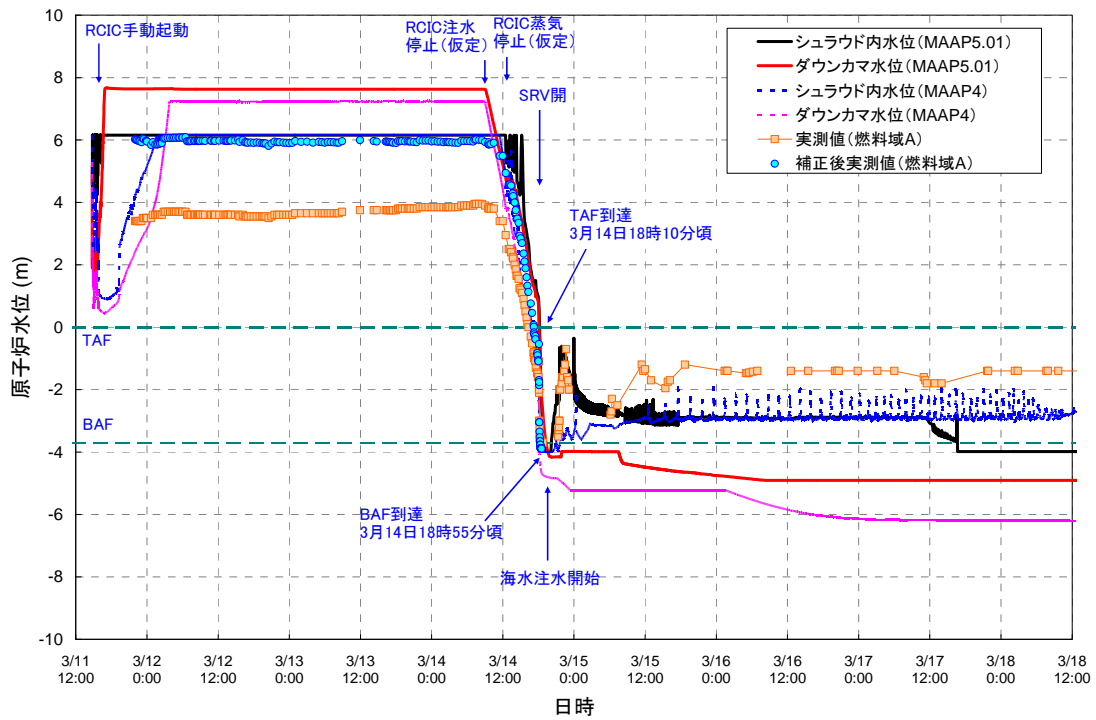


図 2-1 2号機 原子炉水位変化

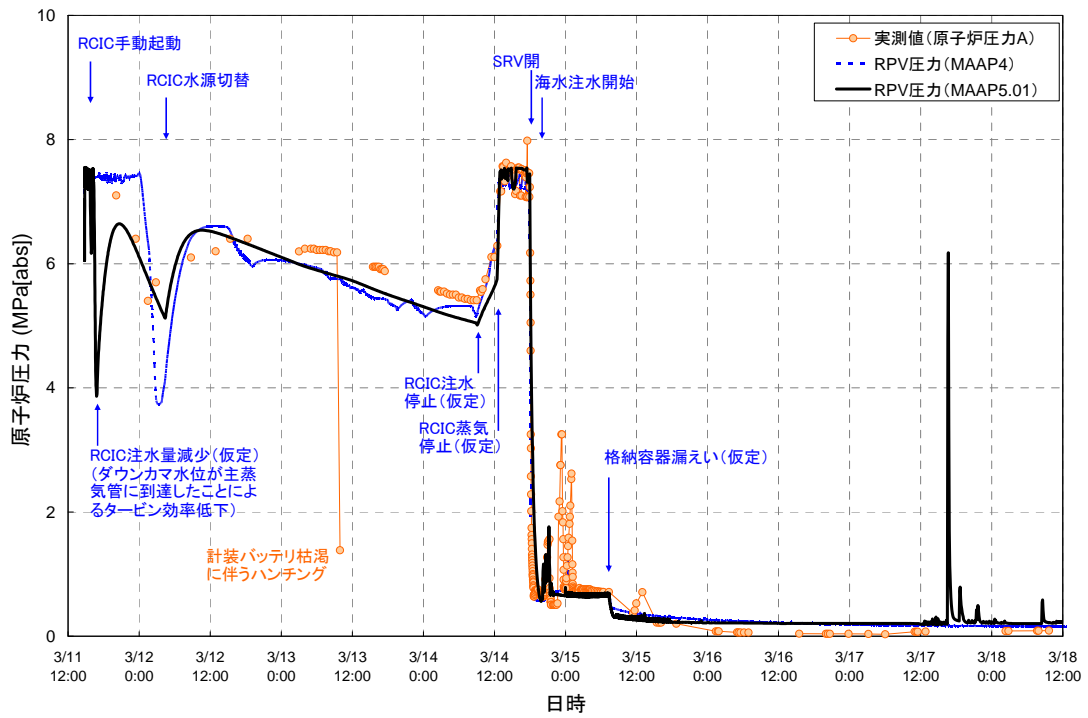


図 2-2 2号機 原子炉压力容器圧力変化

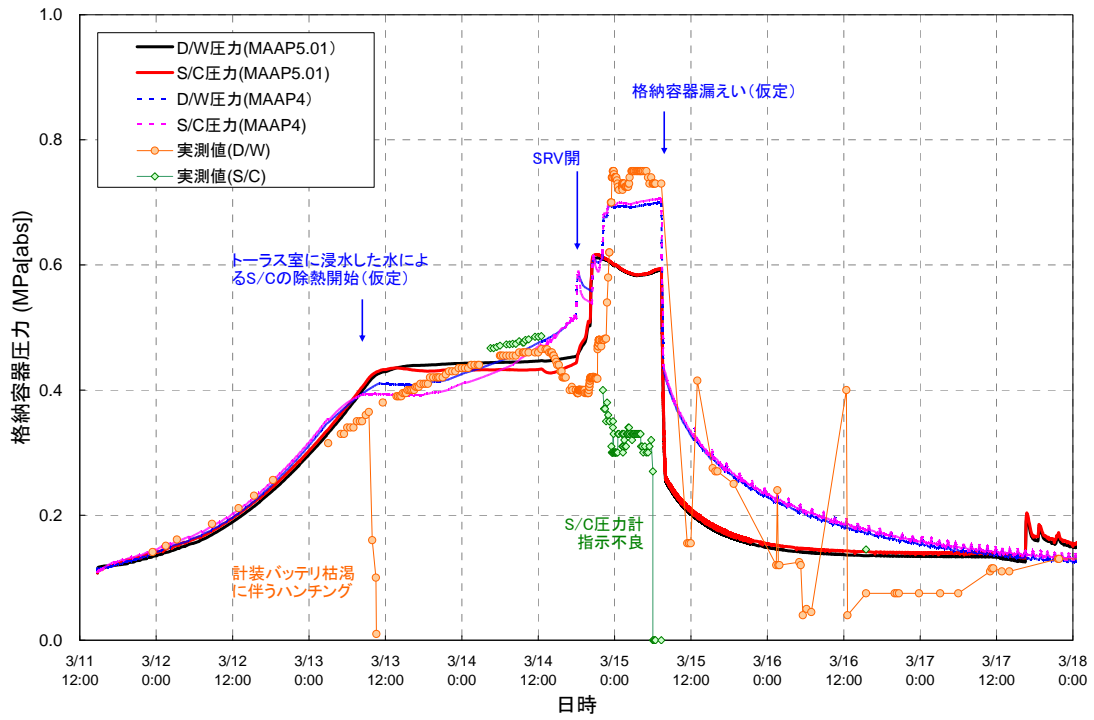


図 2-3 2号機 格納容器圧力変化

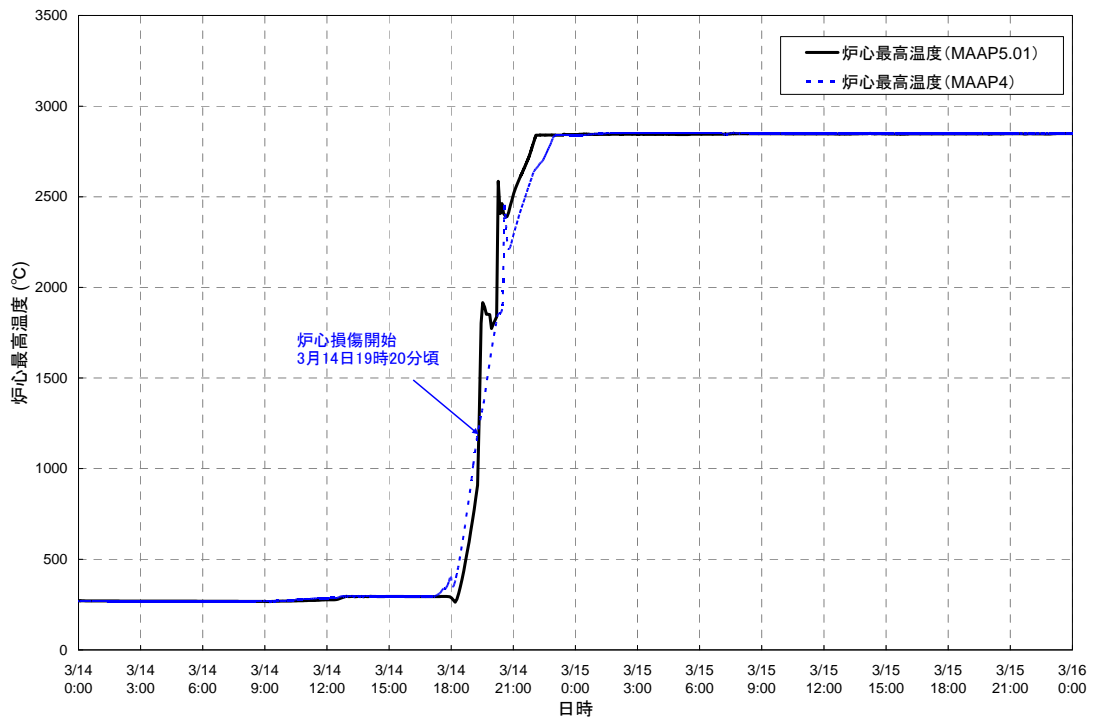


図 2-4 2号機 炉心温度変化

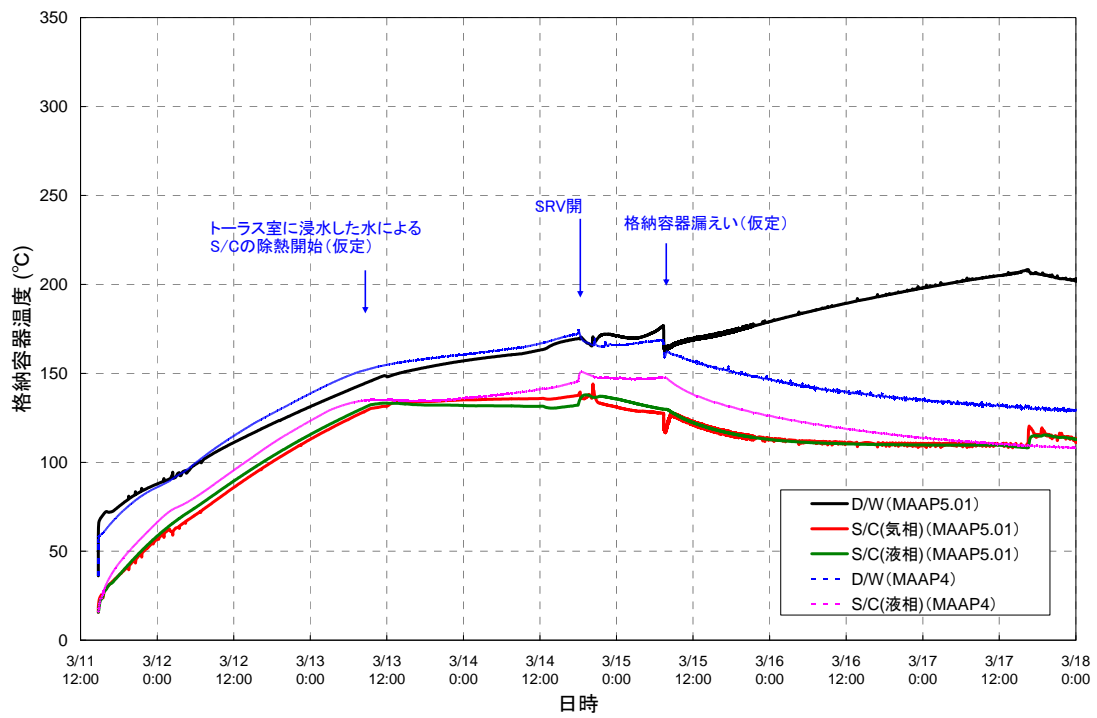


図 2-5 2号機 格納容器温度変化

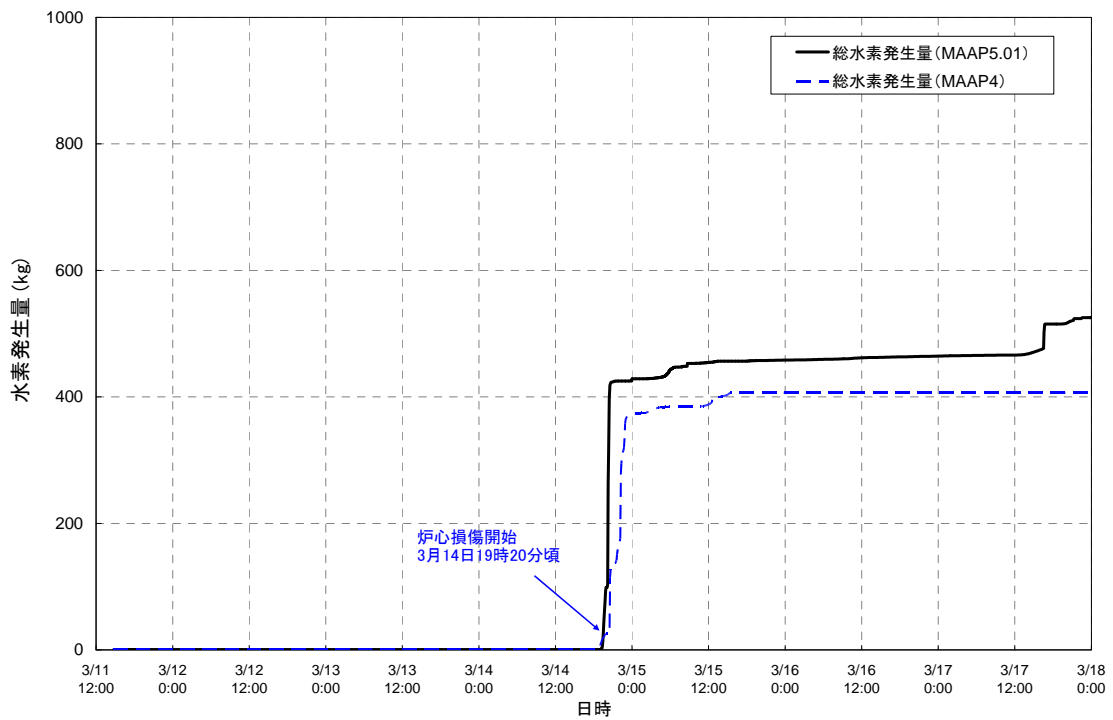


図 2-6 2号機 水素発生量変化

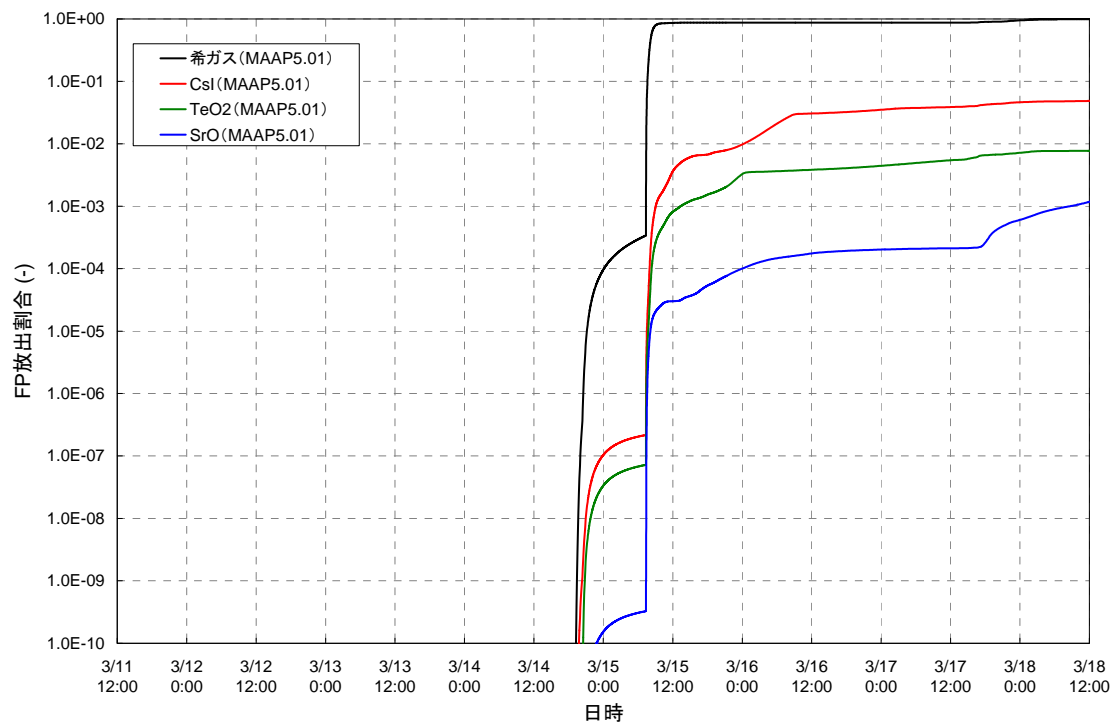


図 2-7 2号機 FP の放出割合 (1/4)

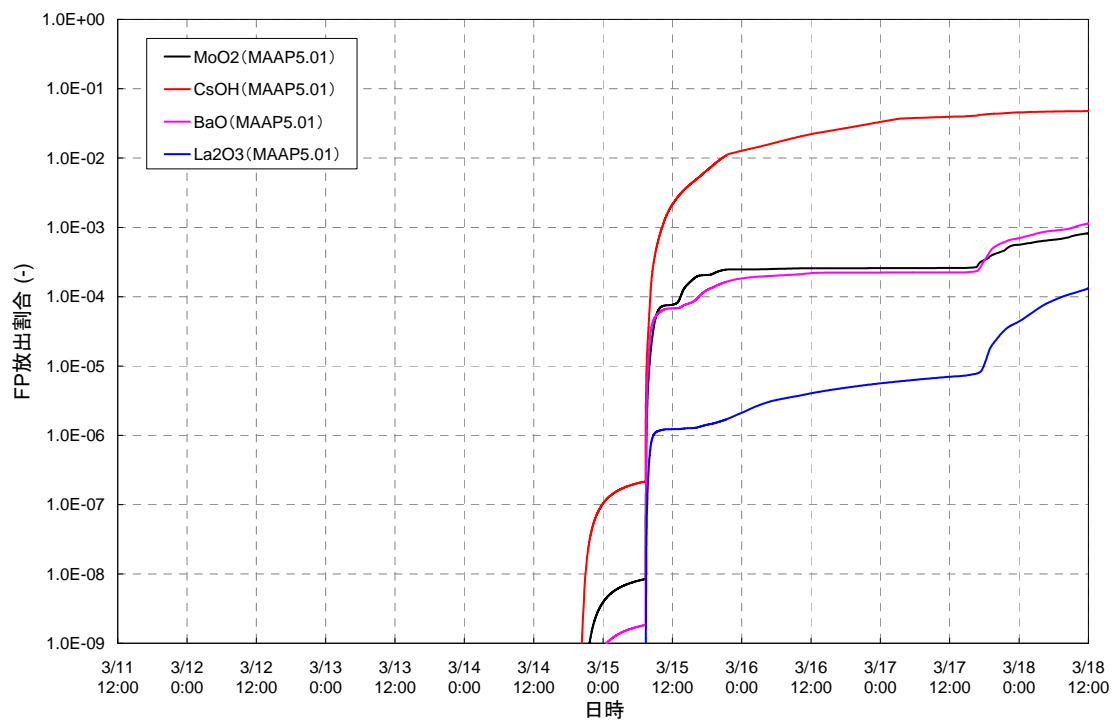


図 2-8 2号機 FP の放出割合 (2/4)

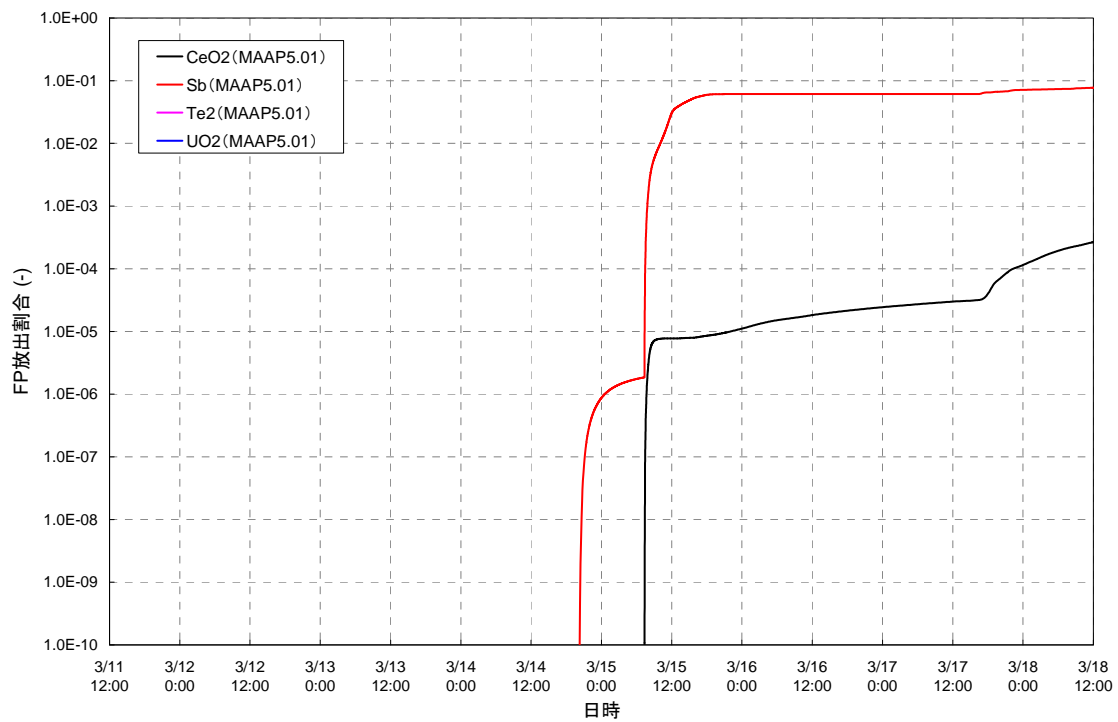


図 2-9 2号機 FP の放出割合 (3/4)

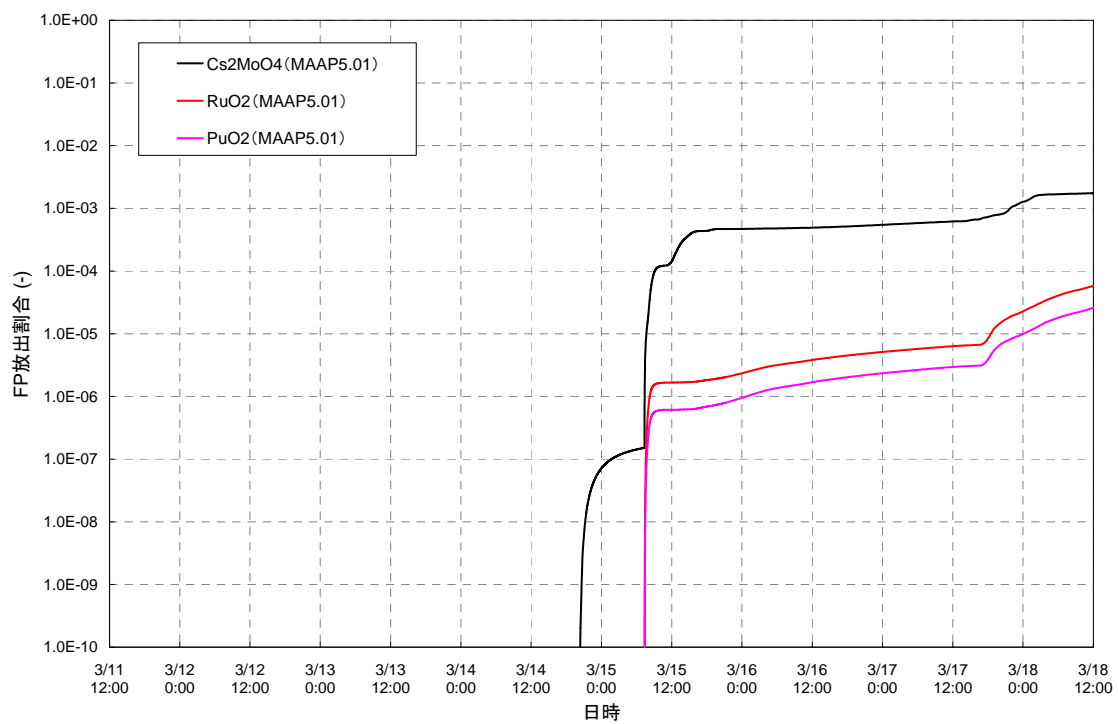


図 2-10 2号機 FP の放出割合 (4/4)

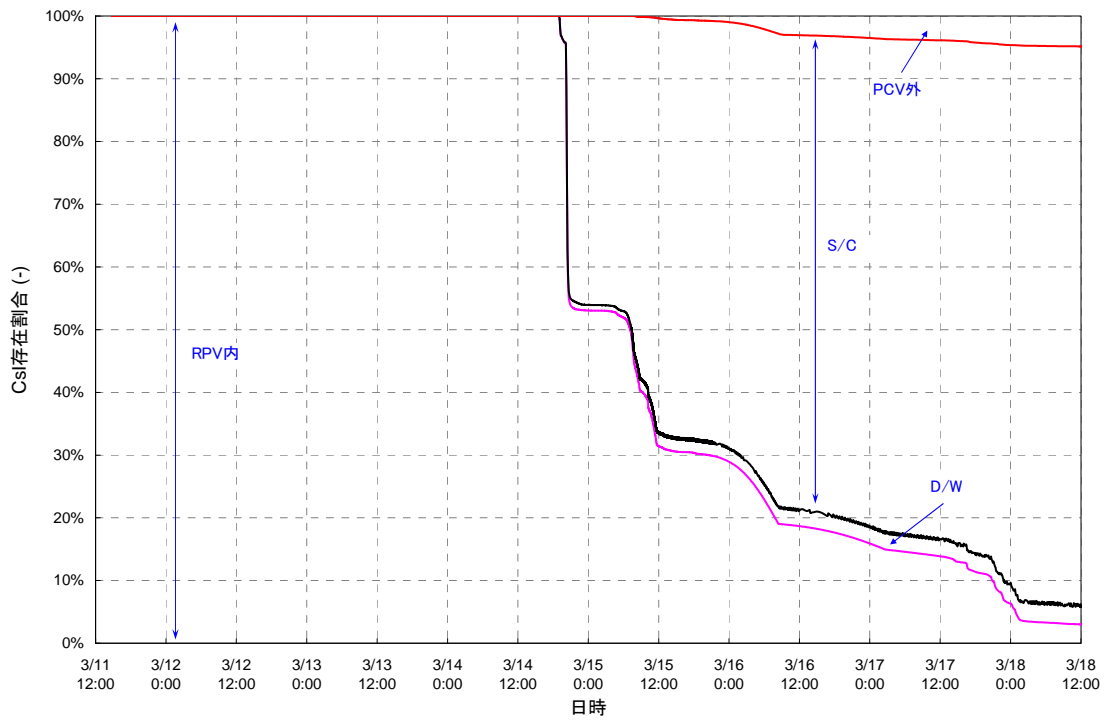


図 2-11 2号機 FP の存在割合 (1/2)

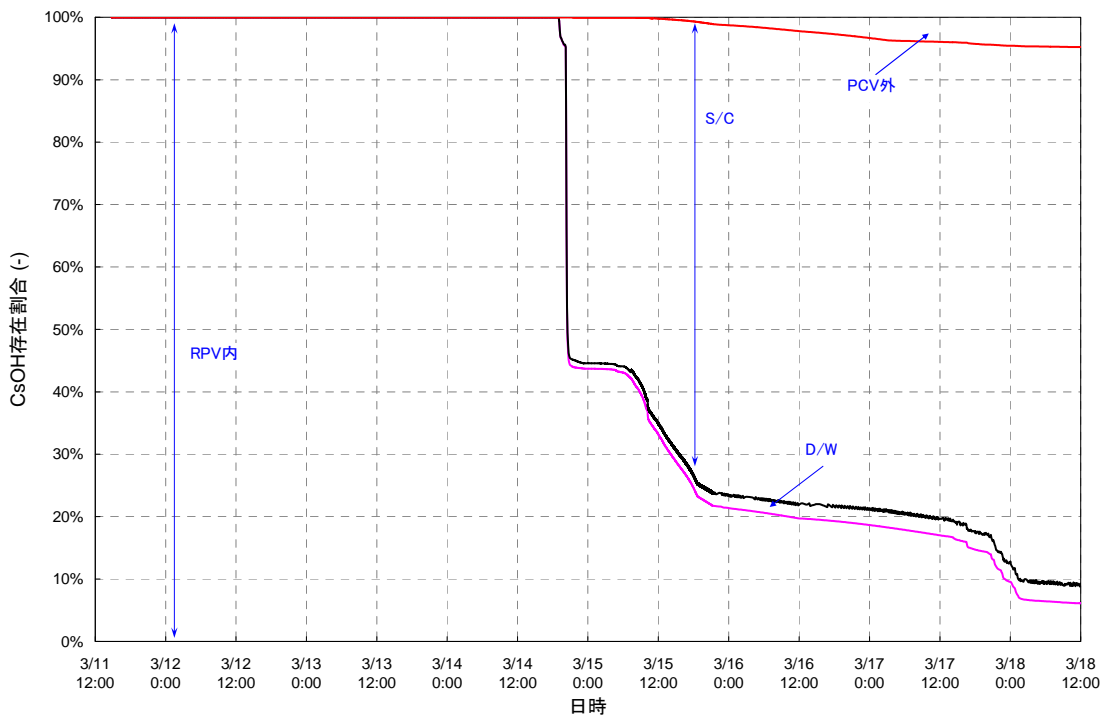


図 2-12 2号機 FP の存在割合 (2/2)

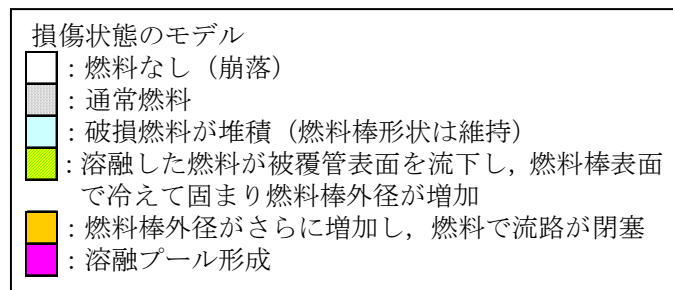
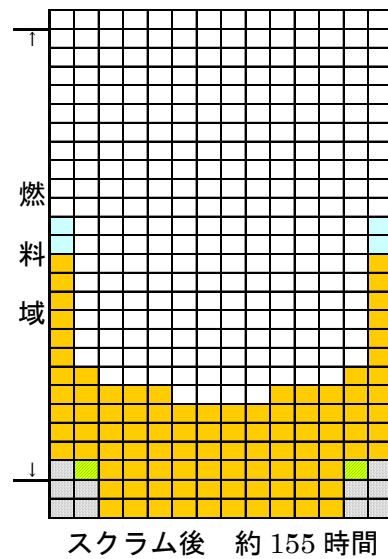
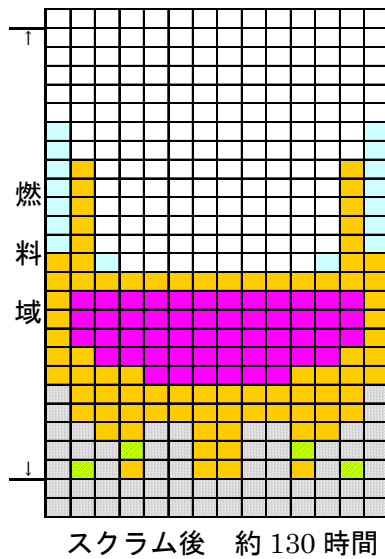
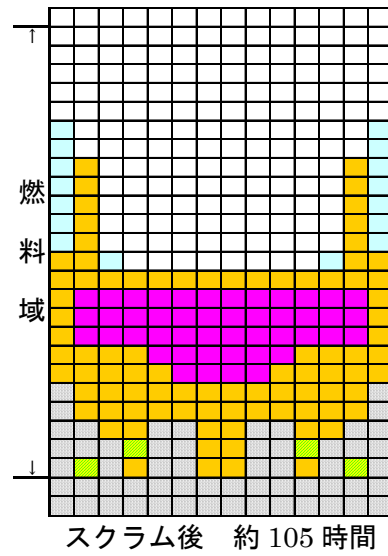
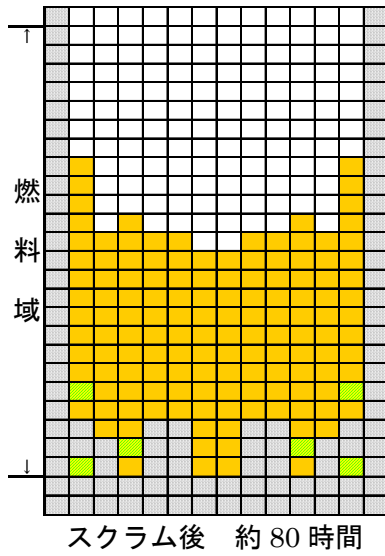


図 2-13 2号機 炉心の状態図

3. 3号機のこれまでの解析結果

3. 1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 3-1 にプラント条件を、表 3-2 に事象イベントを示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したものである。

表 3-1 3号機 プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	2381 MWt (定格出力)
初期原子炉圧力	7.03 MPa[abs] (通常運転圧力)
初期原子炉水位	約 5274 mm (通常水位：TAF 基準)
RPV ノード分割	添付資料 1 図 6
有効炉心ノード分割数	半径方向：7 ノード 軸方向：24 ノード
被覆管破損温度	727°C (1000K)
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 7
格納容器空間容積	D/W 空間：4240 m ³ S/C 空間：3160 m ³
サブレーション・プール水量	2980 m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整)

表 3-2 3号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定として整理

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所等 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
1	3/11 14:46	地震発生	○	—	
2	14:47	原子炉スクラム	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3	15:05	RCIC 手動起動	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
4	15:25	RCIC トリップ (L-8)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
5	15:38	全交流電源喪失	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
6	16:03	RCIC 手動起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
7	3/12 11:36	RCIC トリップ	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
8	12:06	DDFP による代替 S/C スプレイ開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
9	12:35	HPCI 起動 (L-2)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
10	3/13 2:42	HPCI 停止	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
11	3:05	DDFP による代替 S/C スプレイ停止 原子炉代替注水ラインへ切替の完了を中央制御室に伝達	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 HPCI 停止前から当該の操作を実施していたが、完了時刻が明確ではないため、完了を中央制御室に伝達した時刻を S/C スプレイの停止時刻に設定。また、解析上は、この時期の原子炉圧力が高いため、当該時刻からの注水は原子炉へ届いていなかったものと仮定。	
12	5:08	DDFP による代替 S/C スプレイ開始 (原子炉代替注水ラインからの切替)	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所等 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
13	3/13	7:39	DDFP による代替 D/W スプレイ開始 (代替 S/C スプレイからの切替)	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」
14		7:43	DDFP による代替 S/C スプレイ停止	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」
15		8:40 ～ 9:10	DDFP による代替 D/W スプレイ停止 原子炉代替注水ラインへ切替	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 解析上は、PCV 圧力が大きく上昇する 8:55 に D/W スプレイが停止したものと設定
16		9:08 頃	SRV による原子炉圧力の減圧	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
17		9:20	格納容器ベントについて、格納容器圧力の低下を確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、8:41 圧力抑制室側 AO 弁操作によってベントライン構成が終了しているが、格納容器の圧力低下が確認された 9:20 をベントの開始と設定。
18		9:25	淡水注入開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1 項目 15 の時刻で DDFP による原子炉代替注水ラインが完了しているので、原子炉減圧後に注水が開始されたものと仮定。消防車注水開始後は吐出圧力の高い消防車からのみ注水されたと仮定。
19		11:17	格納容器ベントについて、駆動用空気圧 抜けによるベントライン AO 弁閉確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
20		12:20	防火水槽枯渇により淡水注入停止 淡水注入より海水注入ラインに切替開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 海水注水への切替の間も DDFP は運転を継続していたが、運転状態が不明のため、DDFP からの注水はなかったものと仮定。

No	時系列		分類	備考	○の場合：記録の参照箇所等 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
	日時	事象イベント			
21		12:30	格納容器ベントについて、開操作	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
22	3/13	13:12	海水注入ラインが完了、注水開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
23		14:10	格納容器ベントについて、ベント弁閉を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、3/13 12:30 開始のベントの終了をこの時刻に仮定。
24		21:10	格納容器ベント，AO 弁開判断	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 解析上は PCV 圧力の低下が始まる 20:30 に設定した。
25	3/14	0:50	格納容器ベントについて、閉を仮定	△	DW 圧力の上昇から、項目 24 のベントの終了をこの時刻に仮定。
26		1:10	水源ピットへの水補給のため注水停止	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
27		3:20	水源ピットへの水補給完了、注水開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
28		5:20	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 AO 弁小弁を開操作開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」
29		6:10	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 AO 弁小弁の開操作完了	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 3/14 5:20 に開操作開始、3/14 6:10 に開操作完了であるが、解析上は 3/14 5:20 のタイミングでベントを実施。
30		11:01	原子炉建屋爆発	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
31		11:01	海水注水停止（爆発の影響）	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所 における対応状況について」
32		12:00	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁閉を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、項目 28 のベントの終了をこの時刻に仮定。
33		15:30	海水注水再開	○	H24.6.20 「福島原子力事故調査報告書」 ※1

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所等 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
34		16:00 格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁開操作を仮定	△	D/W 圧力の下降から、当該時刻のベントを仮定	
35	3/14	19:20 ～ 19:54 海水注入中断（19:20 の 30 分から 1 時間 前に消防車が停止していたことが確認さ れた）	○	H25.7.17 プレス「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力 発電所プラントデータの追加・訂正について」※1	
36		21:04 格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁開操作を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、項目 34 のベントの終了をこの時刻に仮定	
37		21:14 ～ 3/15 2:30 海水注入中断	○	H25.7.17 プレス「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力 発電所プラントデータの追加・訂正について」※1	
38	3/15	16:05 格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁開操作	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
39	3/16	1:55 格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁開操作	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは当該の時刻にベントが 実施されたことが記載されているが、D/W 圧力の変動がないことか ら、ベントは実施されなかったものと仮定	
40	3/17	21:00 格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁開確認	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、3/15 16:05 ベント弁開 操作に対する閉確認がなされているものの、D/W 圧力の推移から閉 していないものと仮定	
41		21:30 格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁開操作	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、開操作の記載があるも の、D/W 圧力の推移から閉していないものと仮定	

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所等 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
42	3/18	5:30	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁閉確認	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
43	3/18	5:30 頃	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁開操作	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
44	3/19	11:30	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁閉確認	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
45	3/20	11:25 頃	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 弁開操作	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外

※1 注水流量変更の時期や注水流量については、添付資料 1-4 に記載の消防ポンプの平均吐出流量を超えないように設定。注水流量の解析入力値については、添付資料 3-2 に記載。

3. 2 計測されたプラントデータからの条件設定

① 注水量の設定

3号機については、表 3-2 に記載のとおり全交流電源喪失後も原子炉隔離時冷却系 (RCIC) と高圧注水系 (HPCI) による注水を行っていたが、HPCI の起動に伴い、原子炉圧力は約 1MPa[abs]に低下した。その後原子炉圧力は低い値で推移しているが、この挙動は HPCI を流量調整しながら連続運転していたことで、継続的に原子炉圧力容器から駆動蒸気を取り出していたことに起因すると考えられる (添付資料 3-1 参照)。解析では計測された原子炉圧力・水位をある程度模擬するように注水量を設定した。さらに、HPCI を手動停止する以前に駆動力不足により十分な原子炉注水が出来ていなかった可能性を考慮し、HPCI 注水量を設定した。(添付資料 3-2 参照)

また、3月13日9時25分から淡水注水を開始しているが、以降の注水量については、次の仮定をおいて解析を実施した。

1号機の水位計校正により判明したように、最終的に水位計は正確な水位を示しておらず、原子炉水位は炉心部が冠水するほどには維持できていないものとして、解析で求まる水位が燃料域以下程度を維持するよう、また、計測された格納容器圧力をある程度模擬するように、消防ポンプの平均吐出流量を超えないように設定した (添付資料 3-2 参照)。

② 崩壊熱の設定について

今回の解析では、ANSI/ANS5.1-1979 モデルにおいて、燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した。

3. 3 MAAP 解析の解析結果

表 3-3 に解析結果を示す。

本解析では、別冊 1 に示す従来の MAAP4 による解析結果と比較して、HPCI による原子炉への注水特性が大きく変わっている。これによる解析結果の変更点として、特筆すべきは以下の 3 点である。

- ・ 原子炉水位の低下時間が大幅に早まり、運転員により HPCI が手動停止された 3月13日2時42分頃には概ね水位が TAF 程度と、この頃から炉心が露出するような状態となっていた。
- ・ それに伴い、炉心損傷の時間も大幅に早まり、燃料域水位計の水位低下が止まる 3月13日7時30分頃にはすでに炉心溶融も始まっていた。(解析上の炉心最高温度 2200℃到達時刻は 5時30分)

- 事故進展が早まり、燃料を冷却できない時間が長期化した結果として、原子炉圧力容器も破損するとの結果となった。

表 3-3 3号機 解析結果のまとめ

項目	結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位が TAF に到達した時間)	地震発生後約 36 時間 (3 月 13 日 2 時 30 分頃)
炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が 1200°C に 到達した時間)	地震発生後約 38 時間 (3 月 13 日 5 時 10 分頃)
原子炉圧力容器破損時間	地震発生後約 64 時間 (3 月 14 日 7 時 10 分頃)

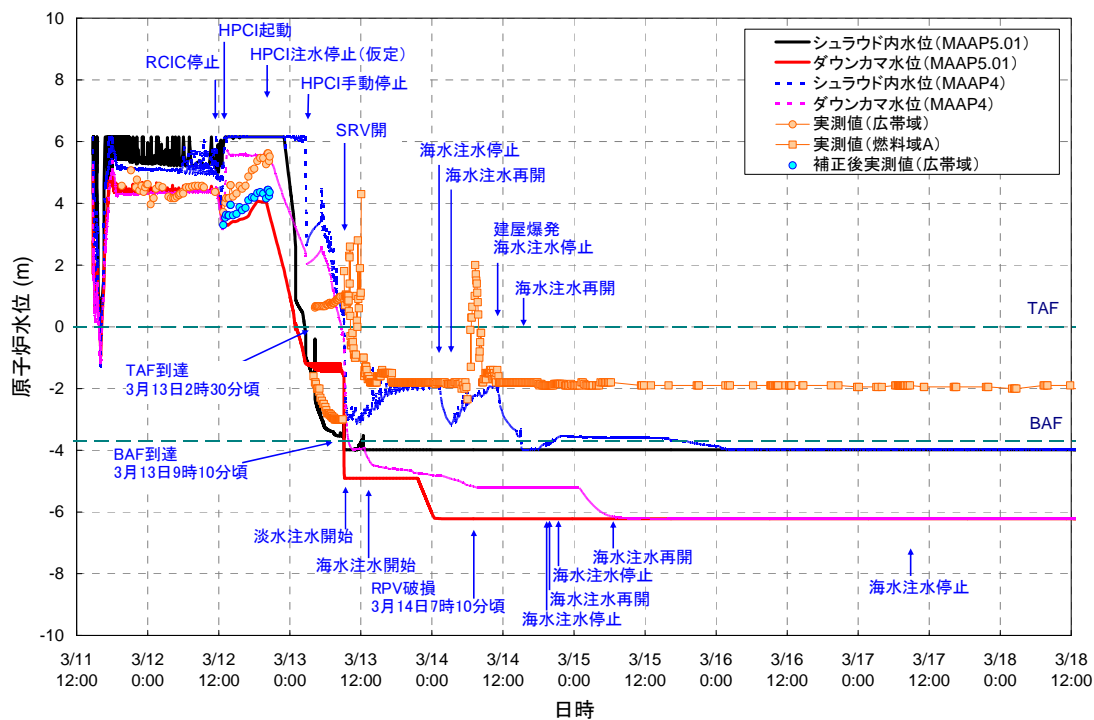


図 3-1 3号機 原子炉水位変化

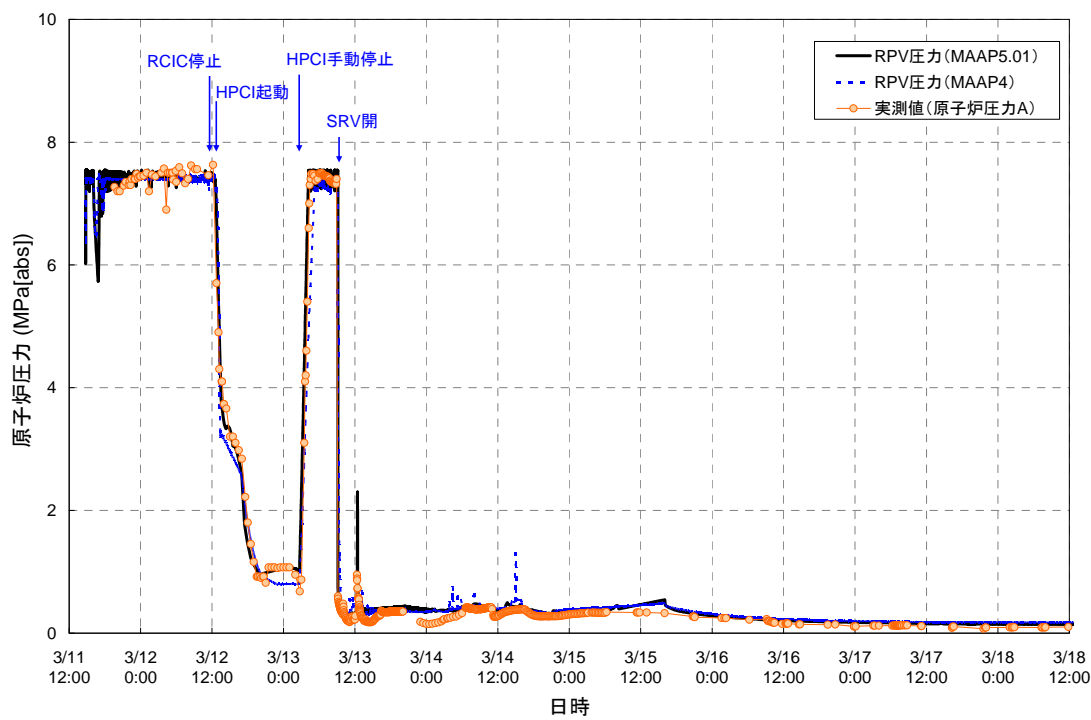


図 3-2 3号機 原子炉压力容器压力変化

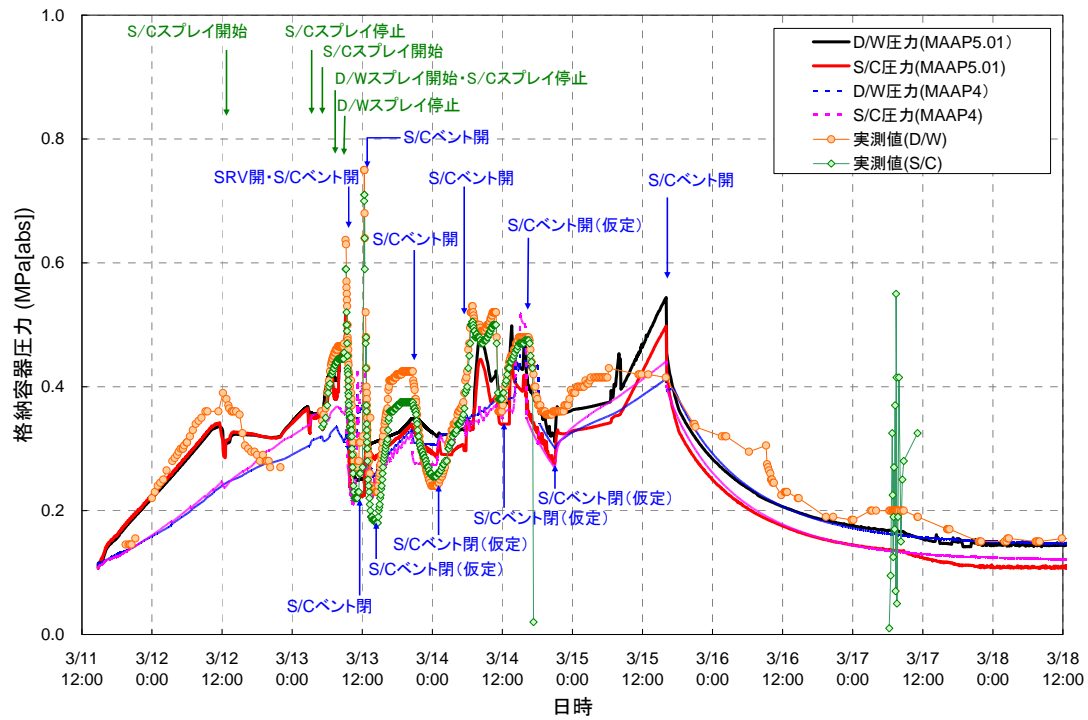


図 3-3 3号機 格納容器圧力変化

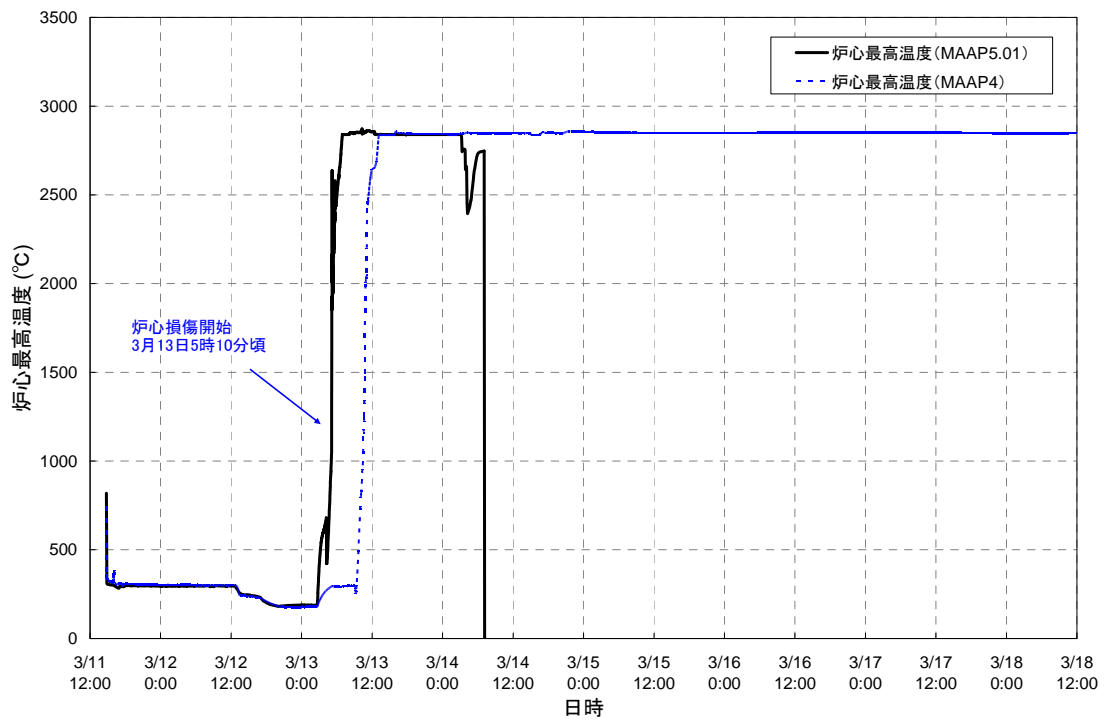


図 3-4 3号機 炉心温度変化

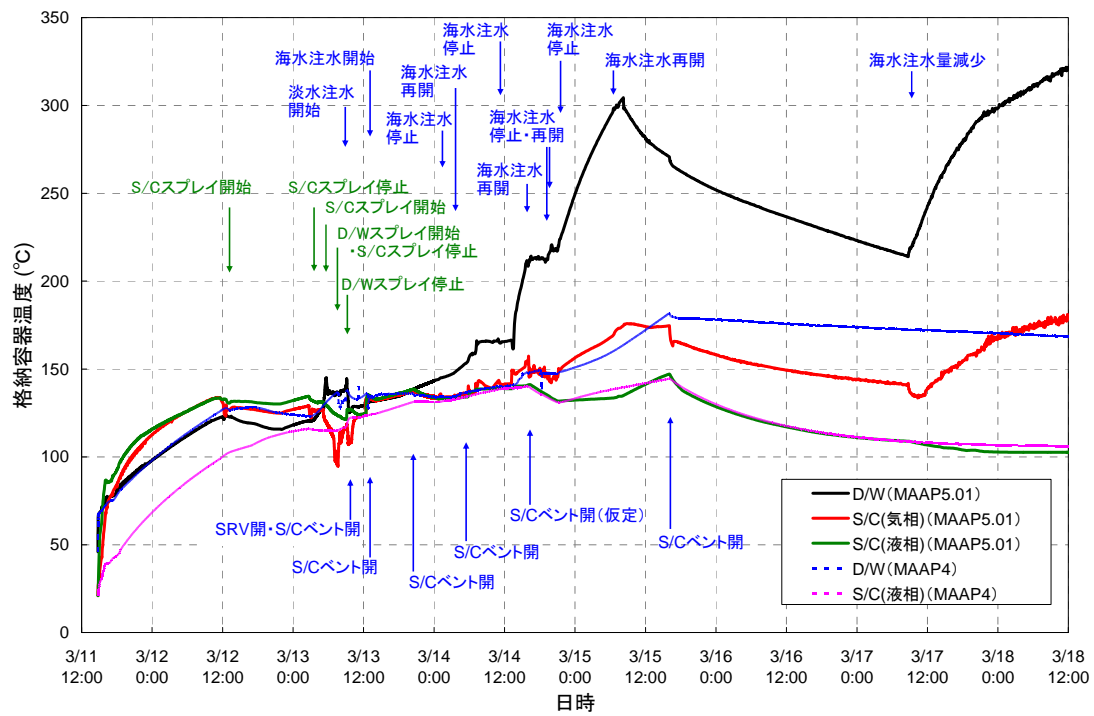


図 3-5 3号機 格納容器温度変化

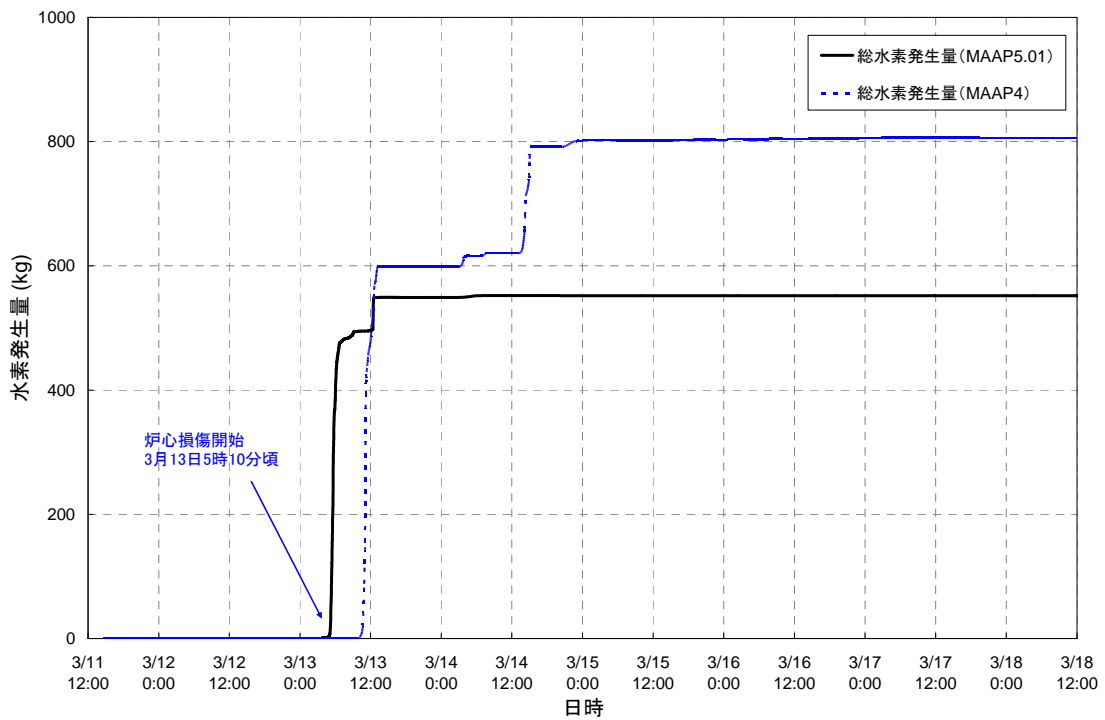


図 3-6 3号機 水素発生量変化

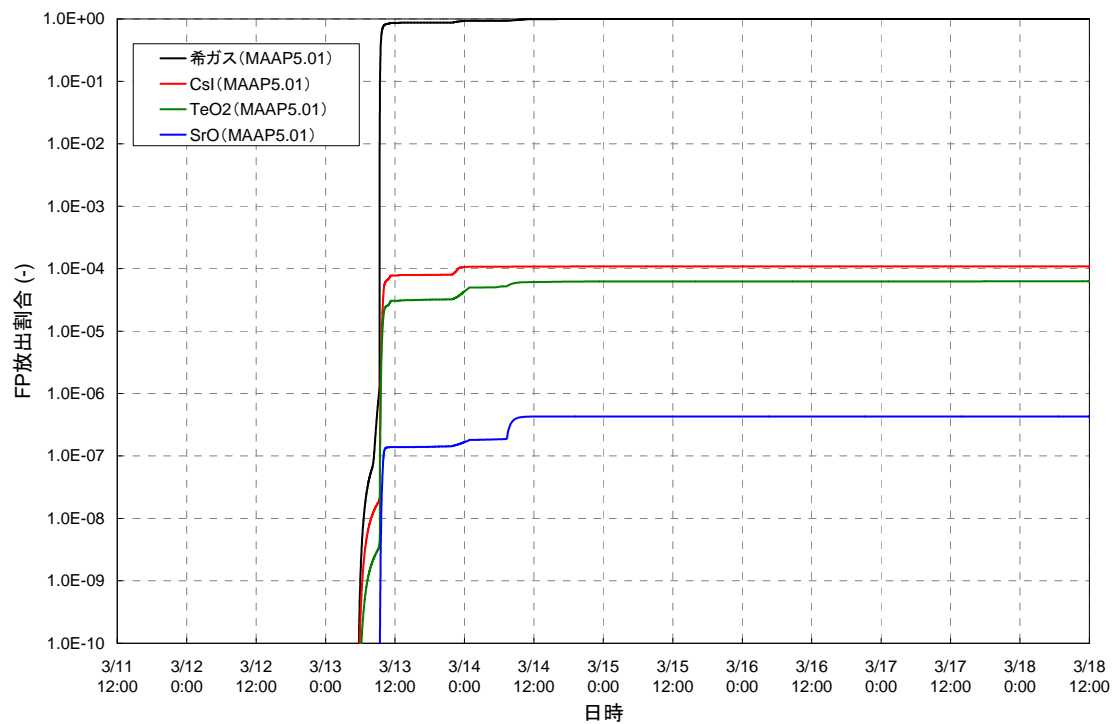


図 3-7 3号機 FP の放出割合 (1/4)

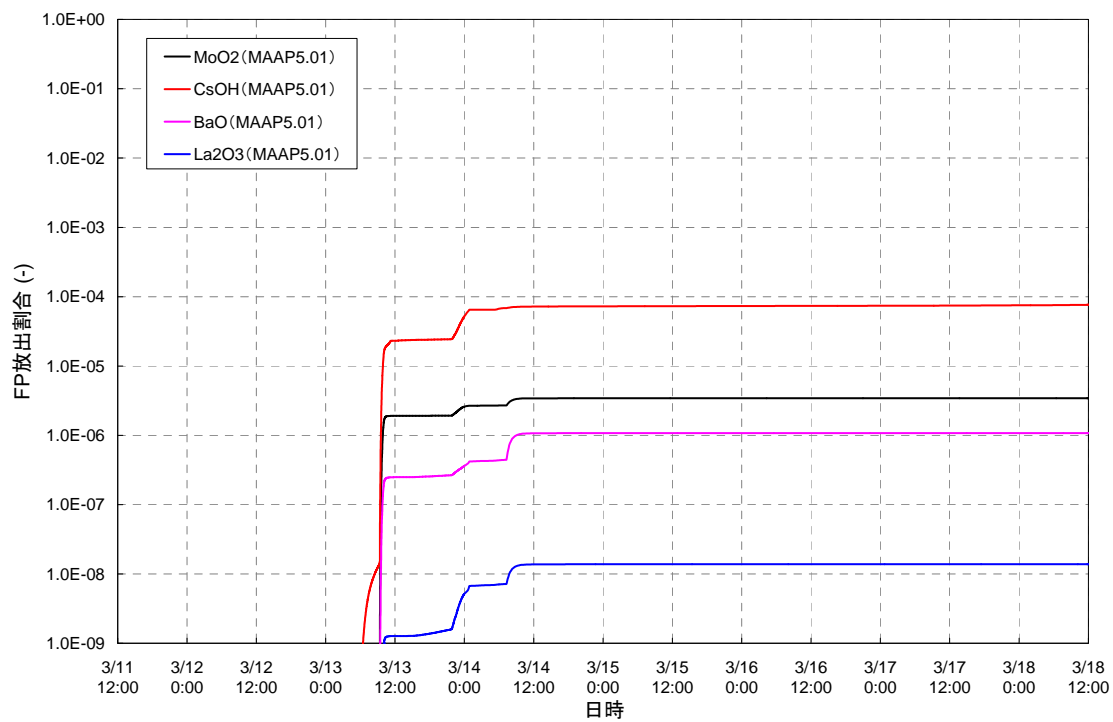


図 3-8 3号機 FP の放出割合 (2/4)

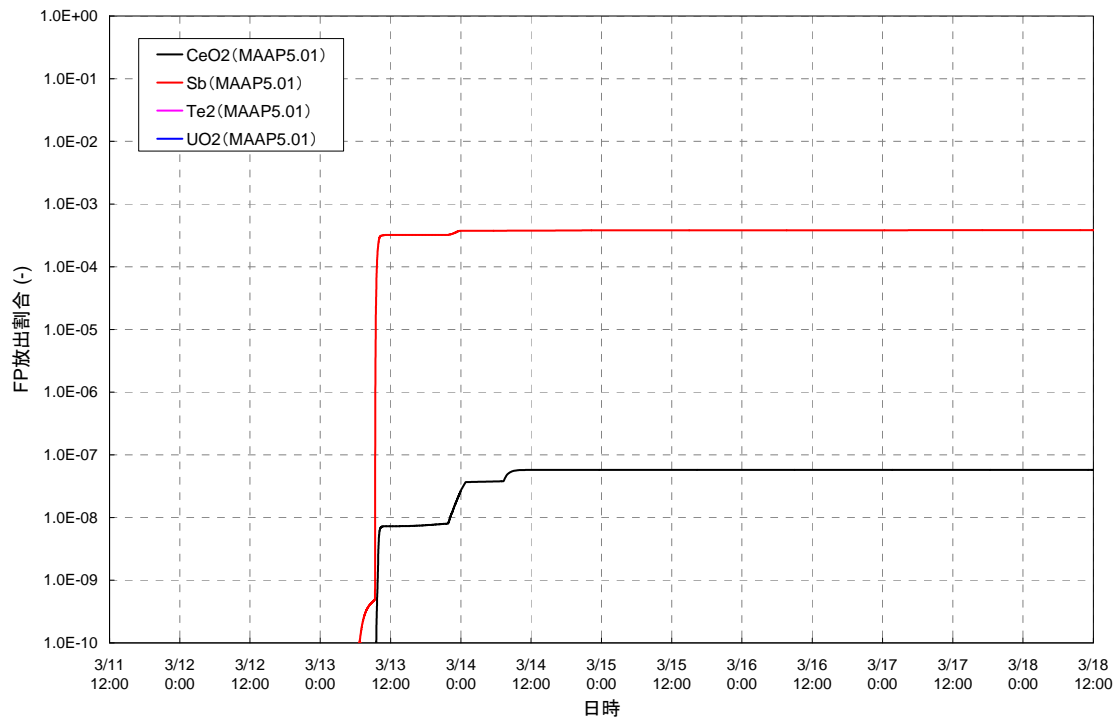


図 3-9 3号機 FP の放出割合 (3/4)

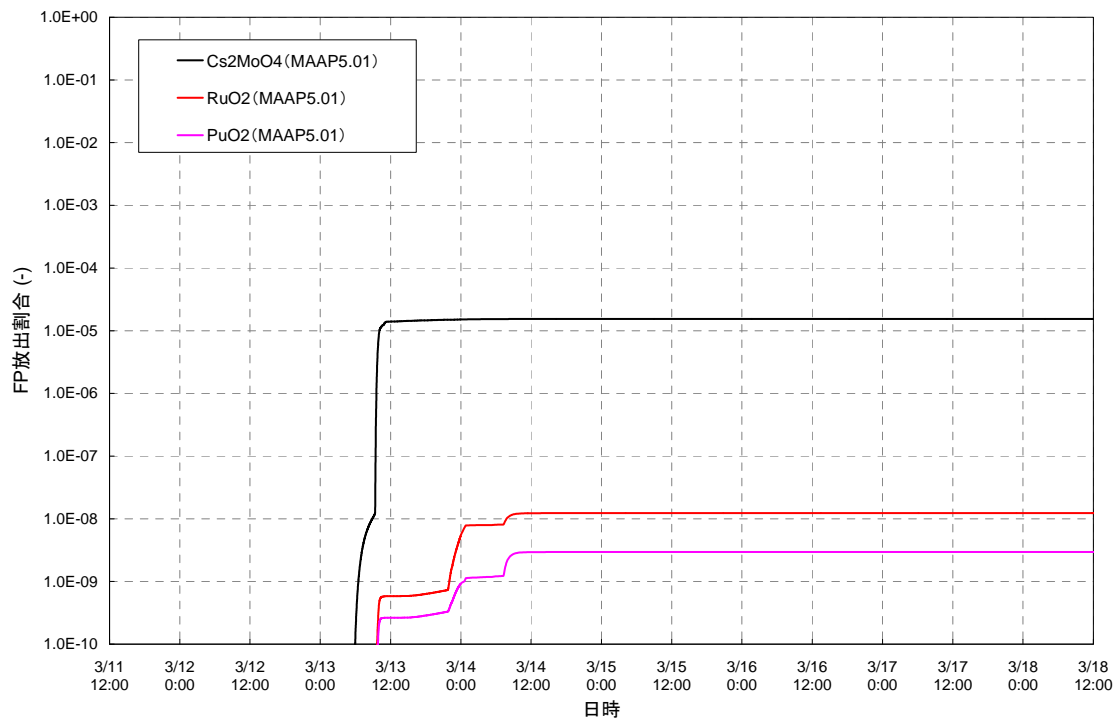


図 3-10 3号機 FP の放出割合 (4/4)

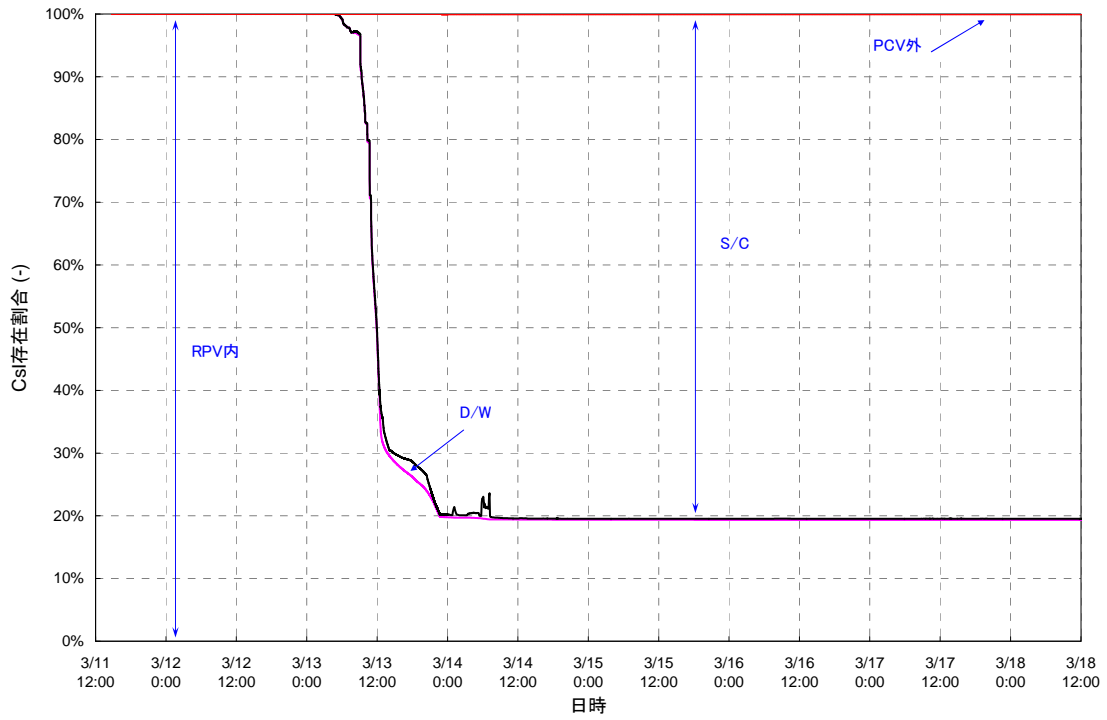


図 3-11 3号機 FP の存在割合 (1/2)

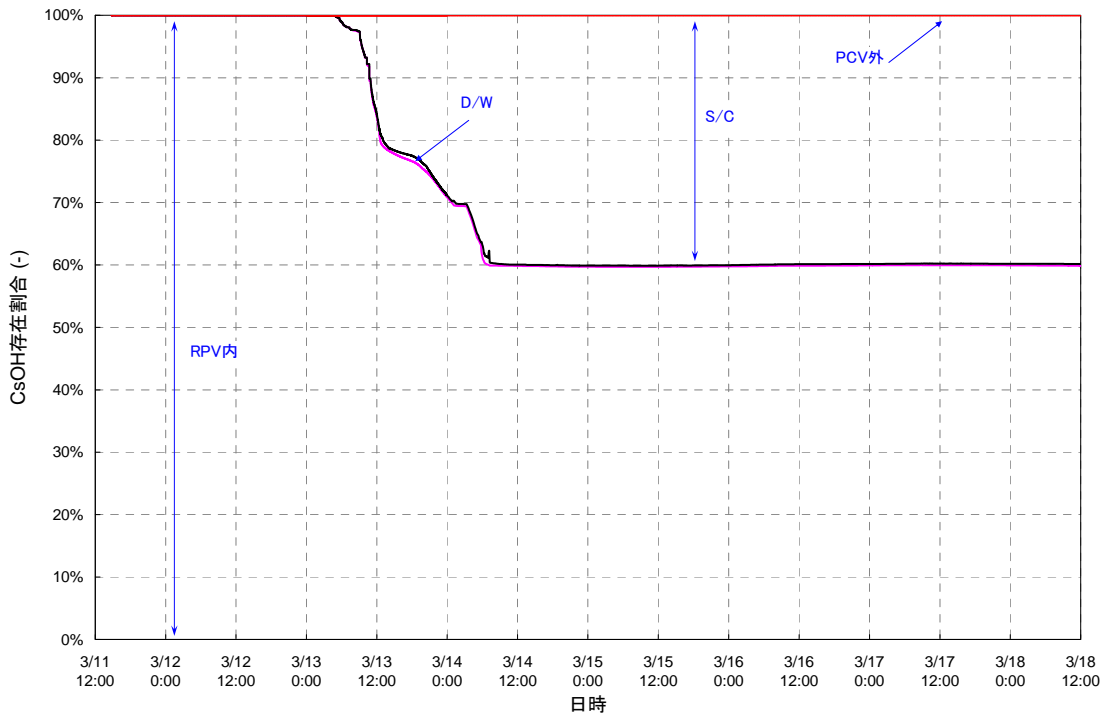
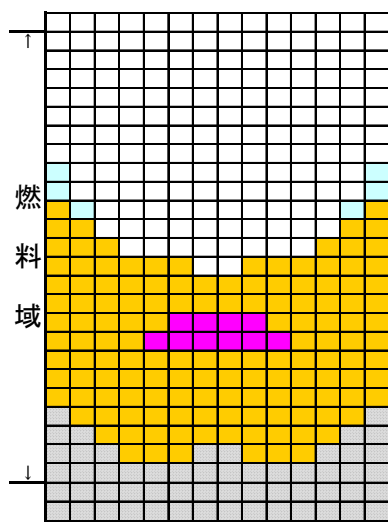
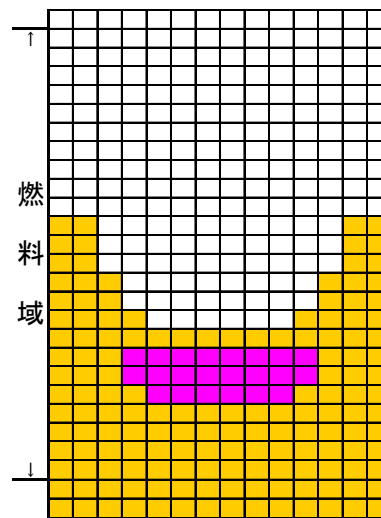


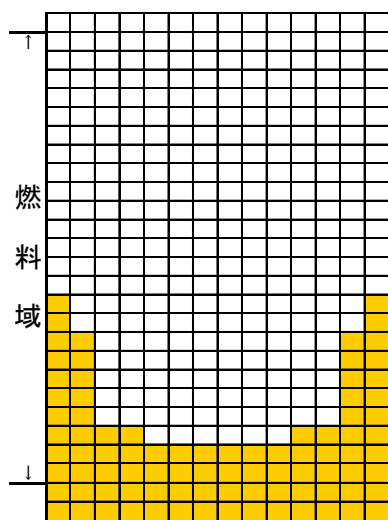
図 3-12 3号機 FP の存在割合 (2/2)



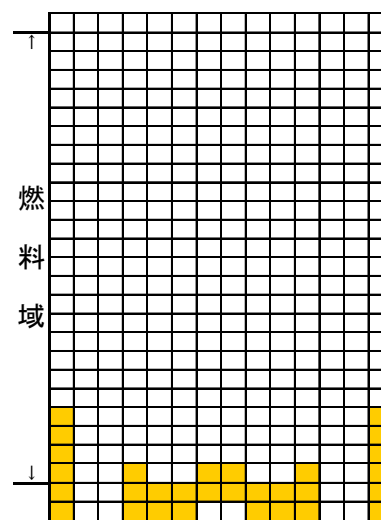
スクラム後 約 42 時間



スクラム後 約 44 時間



スクラム後 約 46 時間



スクラム後 約 64 時間

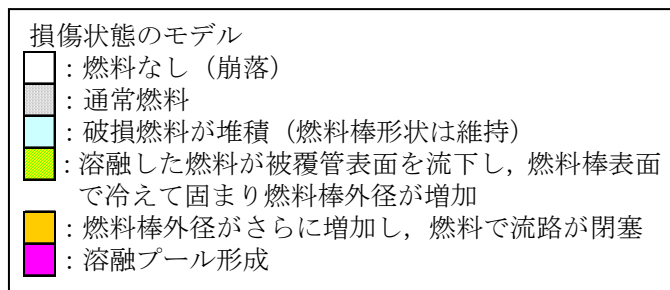


図 3-13 3号機 炉心の状態

炉心・格納容器内の状態推定に関連する調査状況

1. はじめに

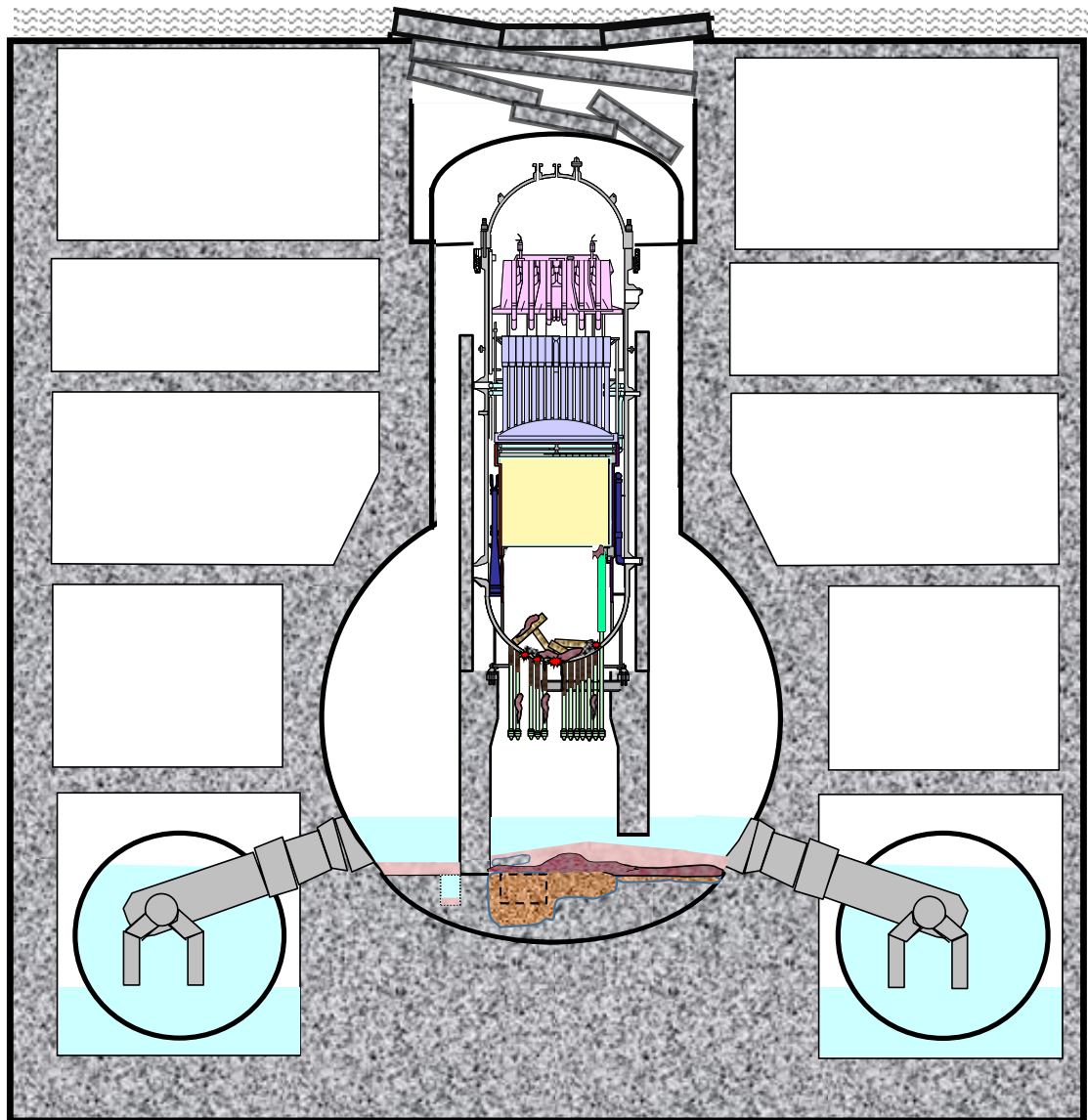
2011年11月30日に開催された、福島第一原子力発電所1～3号機の炉心損傷状況の推定に関する技術ワークショップ（旧原子力安全・保安院）にて、2、3号機の炉心スプレイ系からの注水による温度変化等、その時点までに得られた情報を総合的に判断することにより、圧力容器の状況と損傷・溶融した燃料の落下状態を推定した。

以降、当社は炉心・格納容器内の状態推定を継続し、知見の蓄積等を反映して推定を更新してきた。さらに2016年度からは技術研究組合 国際廃炉研究開発機構（IRID）およびエネルギー総合工学研究所（IAE）が取組む「廃炉・汚染水対策事業費補助金（総合的な炉内状況把握の高度化）」事業と協働で、1～3号機の燃料デブリ分布を推定した。事業終了後も引き続き当社にて検討を進めている。

炉心・格納容器内の状態推定に関して、事故進展にかかる分析や現場調査等により得られた知見を反映した各号機の状態推定図を図1-1～1-3に記載する。

なお、本添付資料の別冊として、2011年11月30日で示した状態推定図からどのように推定を更新してきたか、その変遷をまとめた（別冊2「福島第一原子力発電所事故発生後の原子炉圧力容器内・格納容器内の状態推定について」）。

次節以降では、2011年11月30日以降、現場で取得した情報を整理した。

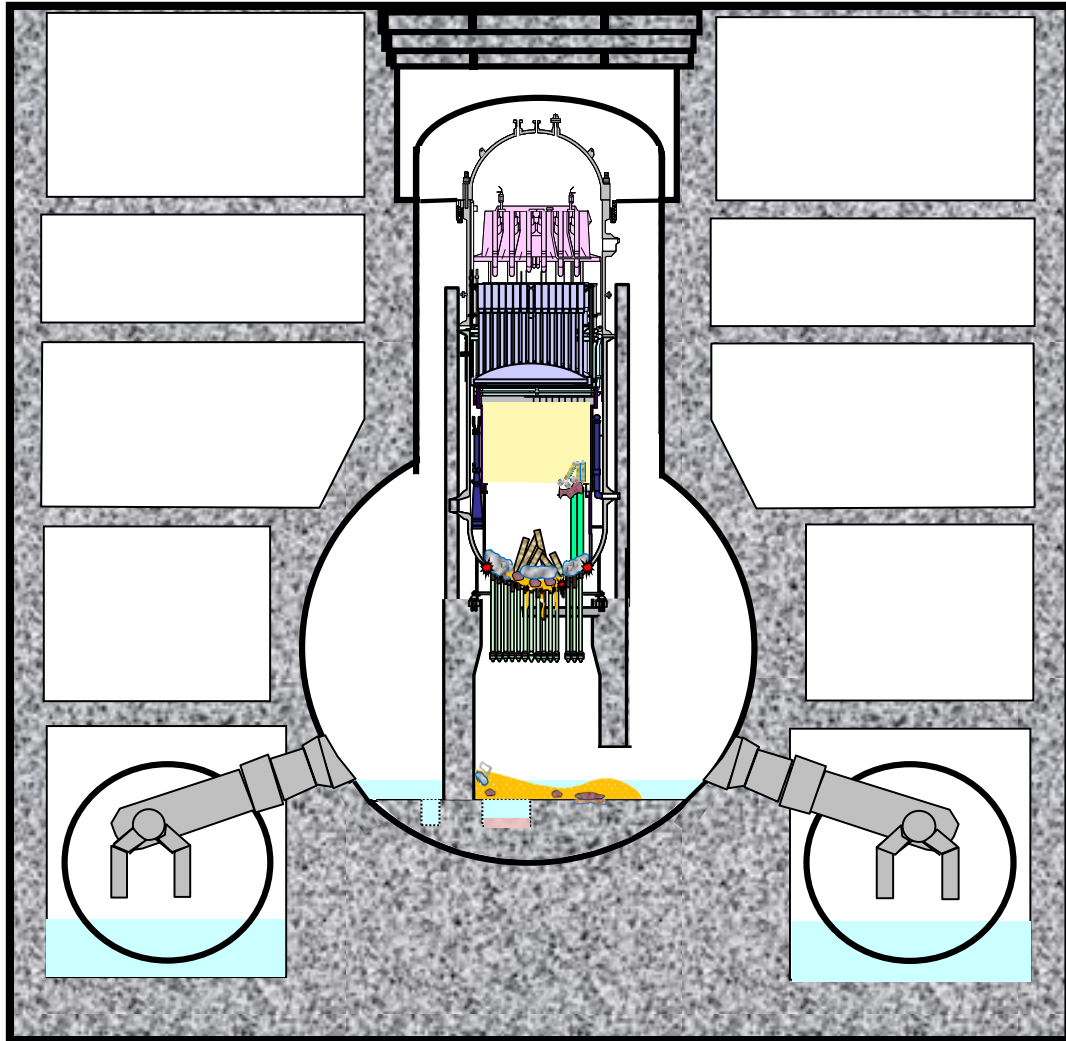


凡例

- | | | |
|--|--|---|
|  酸化物デブリ (多孔質) |  粒子状デブリ |  コンクリート混合デブリ |
|  CRGT |  破損したCRGT |  CRD |
|  CRD (内部にデブリ) |  シュラウド |  破損したシュラウド |
|  RPV破損口 |  堆積物 (材質不明) | |

図 1-1 1号機の炉心・格納容器の状況推定図

(注) なお、ここで示した図はイメージであり、燃料デブリの大きさ等について定量的な実態を表すものではない。

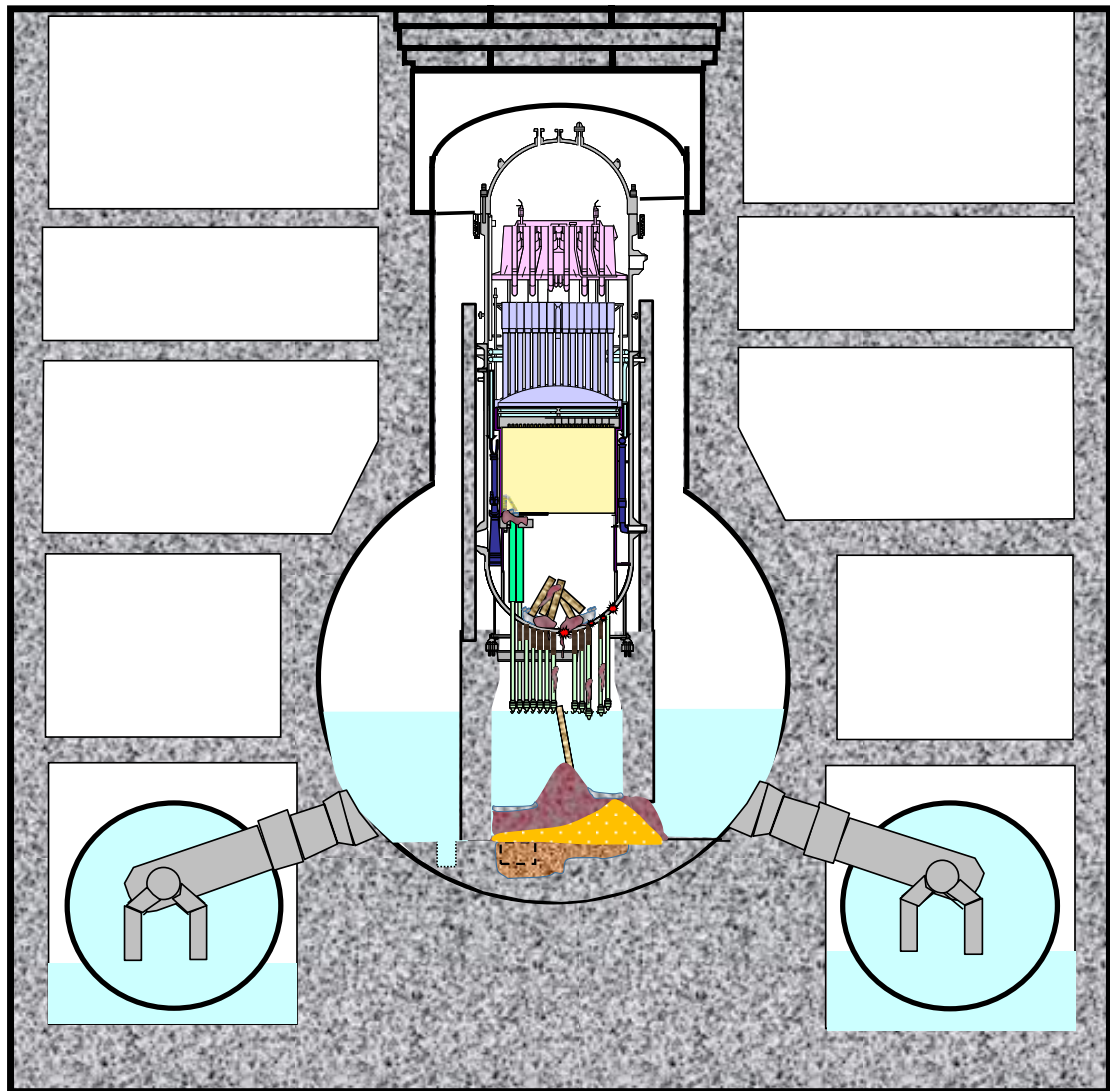


凡例

- | | | |
|-----------------|--------------|--------------|
| 残留燃料棒及びその残骸 | 酸化物デブリ (多孔質) | 粒子状デブリ |
| 燃料デブリ (金属を多く含む) | コンクリート混合デブリ | CRGT |
| 破損したCRGT | CRD | CRD (内部にデブリ) |
| シュラウド | ペレット | RPV破損口 |
| 上部タイプレート | 堆積物 (材質不明) | |

図 1-2 2号機の炉心・格納容器の状況推定図

(注) なお、ここで示した図はイメージであり、燃料デブリの大きさ等について定量的な実態を表すものではない。



凡例

- | | | |
|-----------------|--------------|--------------|
| 残留燃料棒及びその残骸 | 酸化物デブリ (多孔質) | 粒子状デブリ |
| 燃料デブリ (金属を多く含む) | コンクリート混合デブリ | CRGT |
| 破損したCRGT | CRD | CRD (内部にデブリ) |
| シュラウド | ペレット | RPV破損口 |

図 1-3 3号機の炉心・格納容器の状況推定図

(注) なお、ここで示した図はイメージであり、燃料デブリの大きさ等について定量的な実態を表すものではない。

2. 1号機の炉心・格納容器の状態について

(1) 格納容器内水位の測定結果

2012年10月に実施した1号機格納容器内部調査では、格納容器貫通部(X-100B(原子炉建屋1階))に孔を開け、調査装置を挿入することにより、カメラによる内部撮影や、格納容器内滞留水水位の確認、線量率・温度測定、滞留水の採取・分析等を実施した。[2-1]

ここで、格納容器内の滞留水水位は、CCDカメラがグレーチング上部から滞留水水面に接触するまでのケーブル送り長さにより測定し、ドライウェル(D/W)床上約2.8m(2012年10月10日時点)であることが確認された(図2-1)。

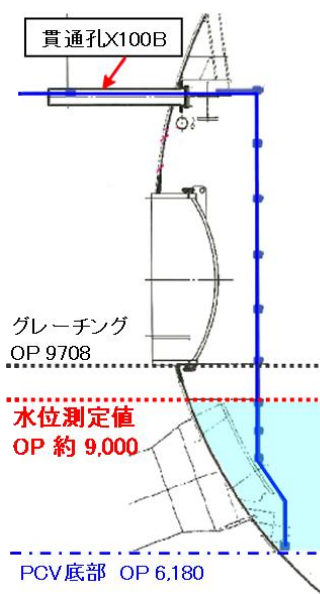


図2-1 1号機格納容器内滞留水水位測定結果

(2) 圧力抑制室への窒素封入試験結果

2012年9月に実施した圧力抑制室(S/C)への窒素封入試験により、S/C内の上部に事故初期のKr-85と水素が残留し、S/C内水位を押し下げると真空破壊装置管を経由してD/Wに放出されるとした推定メカニズムを実証した。これにより、現状のS/C内の水位はほぼ満水(真空破壊装置管下端部付近)であることが確認された。[2-2](図2-2)

当試験は、2012年4月以降、1号機格納容器ガス管理設備で測定する水素濃度及びKr85放射能濃度が間欠的に上昇する事象を受けて、メカニズム検証のため実施したものである。この間欠的上昇は、S/C内水位が低下すると、S/C上部の閉空間内に残留するガスが真空破壊装置管を経てD/Wへ排出され、S/C上部のガスが排出されると、再びS/C内水位が上昇し、

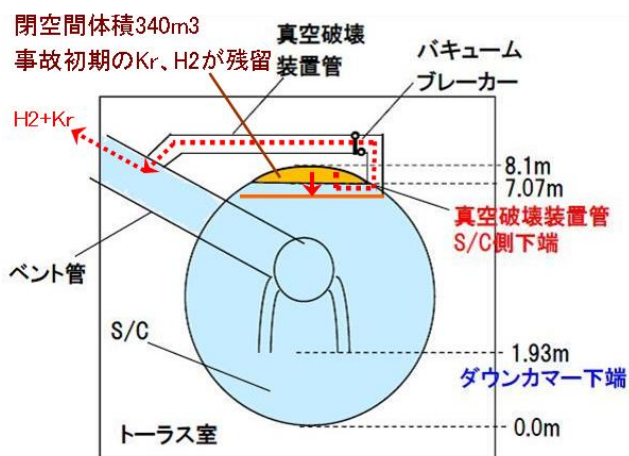


図2-2 1号機S/C内気相部閉空間の状況

[2-1] 1号機原子炉格納容器(PCV)内部調査の結果について、政府・東京電力中長期対策会議運営会議 第11回会合配布資料、2012年10月22日

[2-2] 1号機S/Cへの窒素封入について、政府・東京電力中長期対策会議運営会議 第9,10回会合配布資料、2012年8月27日、2012年9月24日

再度閉空間となって流出が止まることで発生しているものと推定した。ここで、**Kr-85** は長半減期の核分裂性生成物であり、自発核分裂等で新たに生成される量としては説明がつかない量であることから、事故初期の残留物由来であると考えられた。

メカニズム検証のため実施した試験では、**S/C** への窒素封入開始後、**S/C** 圧力（既設計器の測定値）が上昇したのち、時間遅れを伴って格納容器ガス管理設備で測定する水素濃度及び **Kr-85** 放射能濃度が上昇を開始し、窒素封入を停止すると各濃度は低下を始めた。これは、**S/C** への窒素封入により、**S/C** 上部の閉空間内が加圧され **S/C** 内水位を押し下げ、真空破壊装置管から **D/W** へのガスの流れが形成されると、閉空間内の残留ガスが封入された窒素により **D/W** へ押し出されるという挙動を反映したものと考えられる。

なお、2012年10月から実施した **S/C** 内への連続窒素封入により、**S/C** 内の事故初期の残留水素の大部分はページされた。現在は、**S/C** 内での水の放射線分解による水素発生の寄与について検証を行っている。

（3）トールス室調査結果

2013年2月に実施した1号機トールス室調査では、原子炉建屋1階北西床面にあけたφ200の孔より、温度計・線量計・カメラを挿入し、トールス室内の撮影や、線量率・温度測定、滞留水の採取・分析等を実施した。^[2-3]

S/C の液相漏えい箇所については特定されていないが、カメラ映像によると、**S/C** の真空破壊弁（8個あるうちの1個）のフランジからの漏水はないことが確認された（図2-3）。



図2-3 1号機トールス室内 **S/C** 真空破壊弁のカメラ映像（抜粋）

[2-3]福島第一原子力発電所1～4号機の廃炉措置等に向けた取り組みの進捗状況、廃炉対策推進会議事務局打合せ配布資料、2013年3月7日

(4) トーラス室ベント管下部調査結果

2013年11月に実施した1号機トーラス室調査では、原子炉建屋1階北西床面にあけた直径510mmの孔より、カメラ・線量計を搭載した小型ボートをトーラス室内に投下し、ドライウエルと圧力抑制室を接続する箇所にあるベント管スリーブ端部からの水の流れの有無およびサンドクッションドレン管の外観確認、線量率測定を実施した。[2-4]

カメラ映像による確認の結果、以下の箇所からの流水を確認した(図2-4)。

- ・ X-5B ベント管 (図中①) : 外れたサンドクッションドレン管*から水が流出
- ・ X-5E ベント管 (図中④) : ベント管の両脇から S/C 表面をつたって水が流下

※ 図中①のサンドクッションドレン管は塩化ビニル製の配管(ドレン管とドレンファンネルをつなぐ配管で、差込構造の継手にて接続されたもの)が外れていたため流水が確認できたが、②~⑧のドレン管では外れていなかったため流水の有無は判別できなかった。また、サンドクッションドレン配管下のコンクリート継目が全周に渡り濡れている様子が確認された。

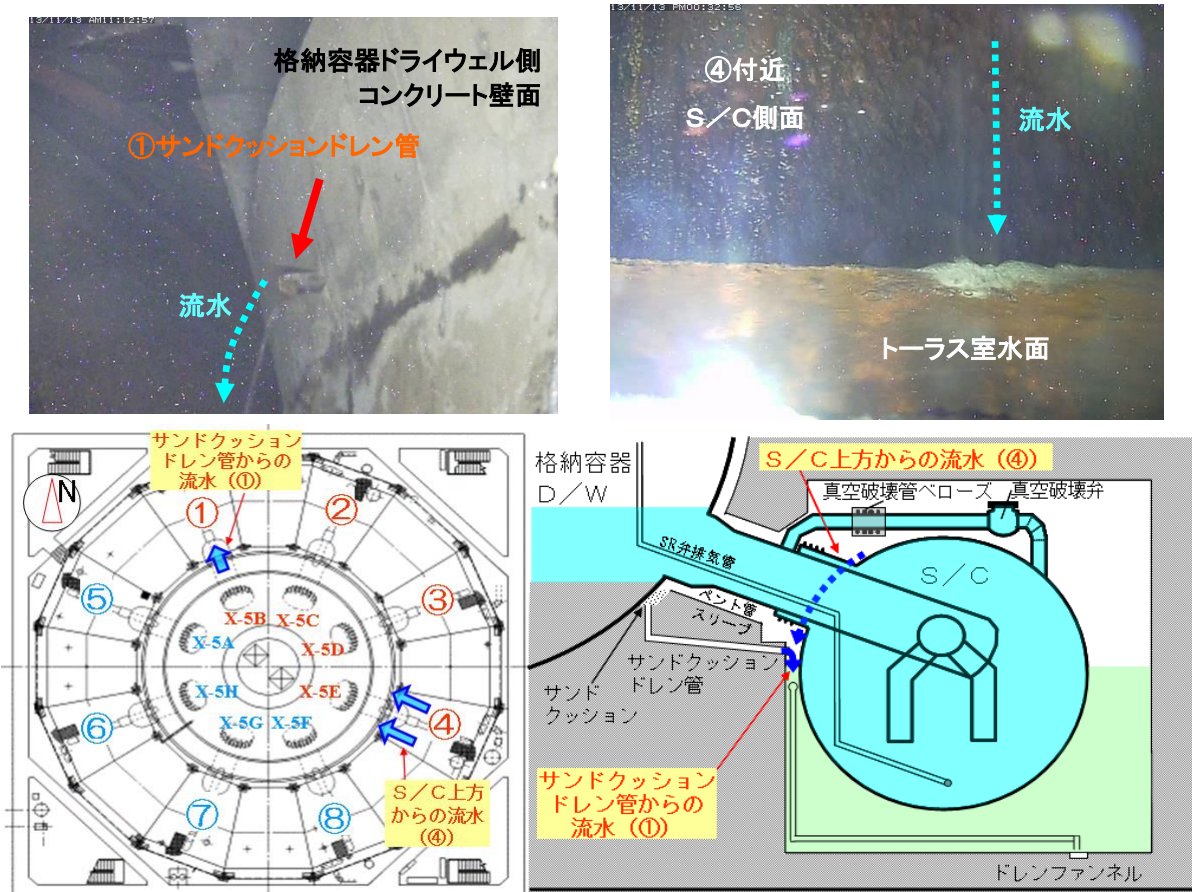


図2-4 1号機トーラス室ベント下部調査でのカメラ映像(抜粋)

[2-4]福島第一原子力発電所 福島第一原子力発電所1号機ベント管下部周辺の調査結果 1号機ベント管下部周辺の調査結果について、廃炉対策推進会議第10回事務局会議配布資料、2013年11月28日

サンドクッション部へ水が浸入するのはドライウェル部から直接の漏えいがある場合であり、その漏えい箇所はドライウェルの水面以下の低い位置（例えば格納容器シェル部や配管貫通部など）にあると考えられる。ドライウェルの低い位置に漏えい箇所があるということは、格納容器に落下した燃料の影響を受けた可能性を示していると考えられることから、炉心・格納容器の状態を推定する上で非常に重要な情報である。

また、X-5E ベント管の両脇から S/C 表面をつたって流水していることから、ベント管の真上にある真空破壊管（例えば真空破壊管ベローズなど）から漏えいしていることが推測される。なお、2011年5月に原子炉への注水量を増加させ格納容器内を冠水させようとした際に、窒素封入圧力から換算した格納容器水位の上昇が止まり横ばい傾向となった高さ（OP.約7500mm）、すなわち漏えい口が存在すると考えられていた高さともほぼ一致している（図2-5）。^[2-5]

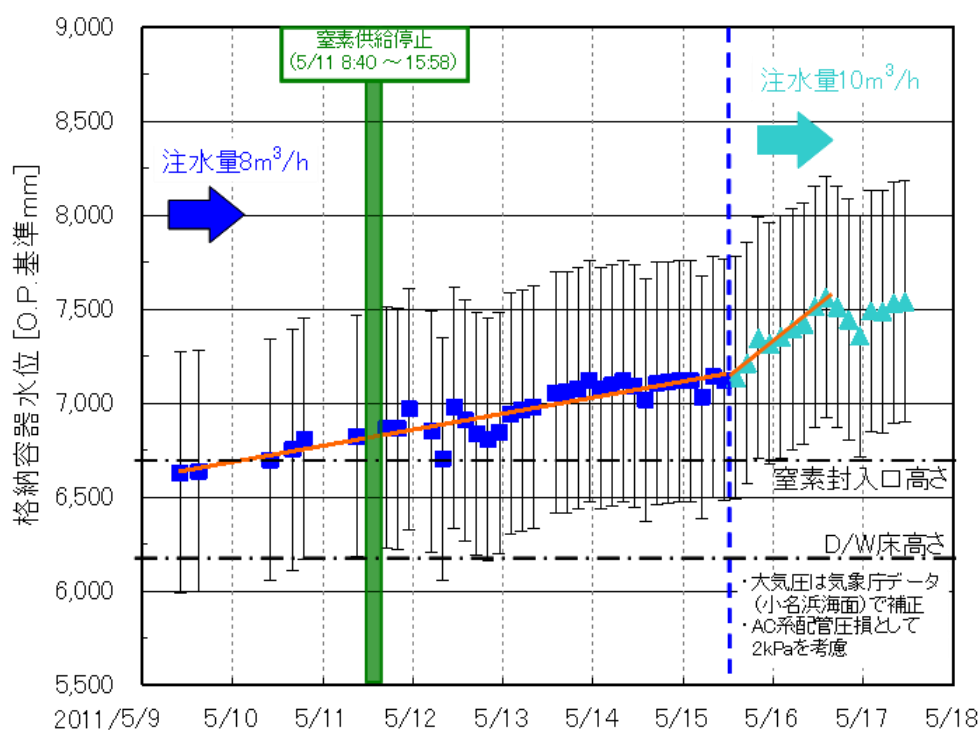


図 2-5 1号機格納容器冠水操作時の格納容器水位（推定）の推移

なお、2013年11月の調査で、ボートを投下した際に測定した高さ方向の線量率分布は、概ね2013年2月に測定した高さ方向の分布（トラス外側位置）と同じ傾向であり、また、航行ルート上の測定線量率は概ね1~2Sv/hで、南東部が最も高い傾向であった（図2-6）。

[2-5]特別プロジェクト長期冷却構築チーム配布資料、2011年5月19日

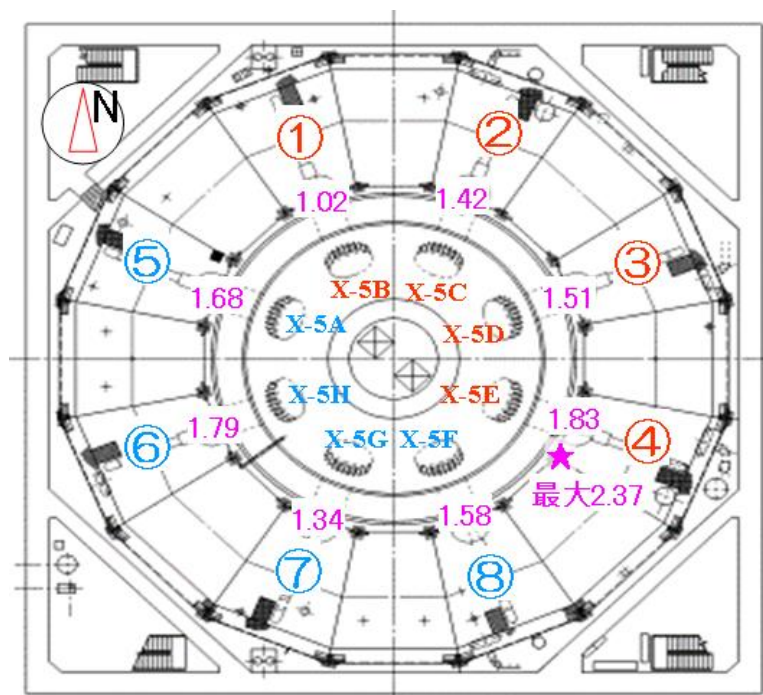


図 2-6 1号機トーラス室ベント下部調査で測定された線量率分布

2011年6月に原子炉建屋1階南東床の配管貫通部から蒸気の噴出を確認していることから推測されるとおり、事故後放射性物質を含む蒸気がトーラス室内に充満したことで、壁や構造物表面に放射性物質が付着していると考えられ、トーラス室内の線量率はこれらの汚染線源の重ね合わせと考えられる。なお、トーラス室内滞留水（2013年2月22日サンプリング測定結果： $\text{Cs-134}=7.3 \times 10^4 \text{Bq/cm}^3$ 、 $\text{Cs-137}=1.5 \times 10^5 \text{Bq/cm}^3$ ）から推定される水面上の線量率は100mSv/h程度であり、滞留水からの放射線は測定値1~2Sv/hの支配因子にはなっていない。[2-6]

つづいて、2014年5月には、流水が確認されたベント管X-5E近傍の漏えい箇所の特定を行うため、S/C上部調査装置を1号機原子炉建屋1階北西床面の穿孔箇所から投入し、外側キャットウォークを走行させベント管X-5E近傍の映像調査を実施したところ、真空破壊ラインの伸縮継手保護カバーのからの漏えいを確認した。また、当該ライン上の真空破壊弁、トーラスハッチ、SHC系配管、AC系配管に漏えいは確認されなかった（図2-7）。[2-7]

[2-6] 1号機トーラス室内線量測定結果に対する考察について、特定原子力施設監視・評価検討会（第7回）配布資料、2013年3月29日

[2-7] 研究開発「格納容器漏えい箇所特定制・補修技術の開発」にて開発中のS/C（圧力抑制室）上部調査装置実証試験の実施について、廃炉・汚染水対策チーム会合第1回事務局会議配布資料、2014年5月29日

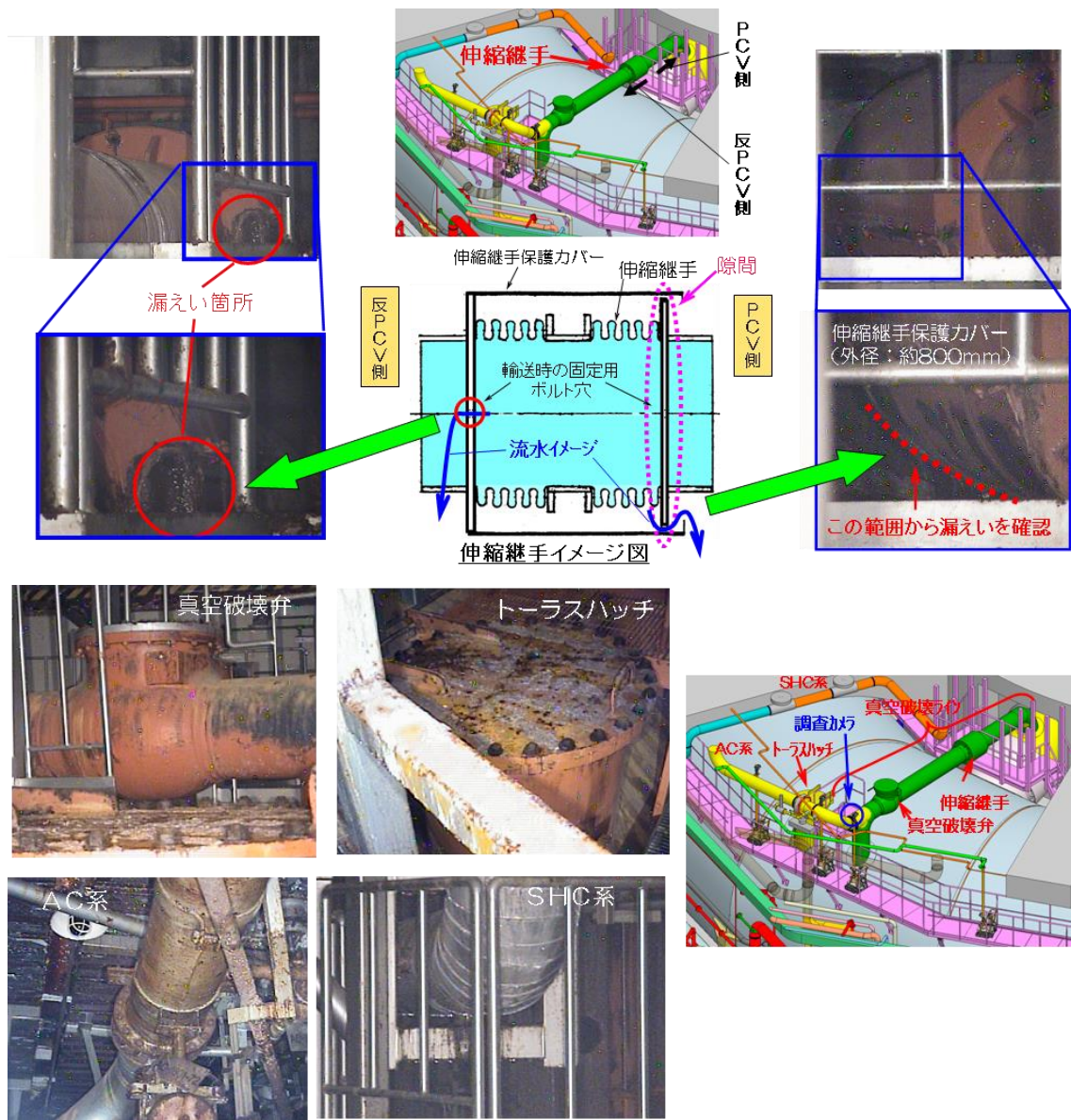
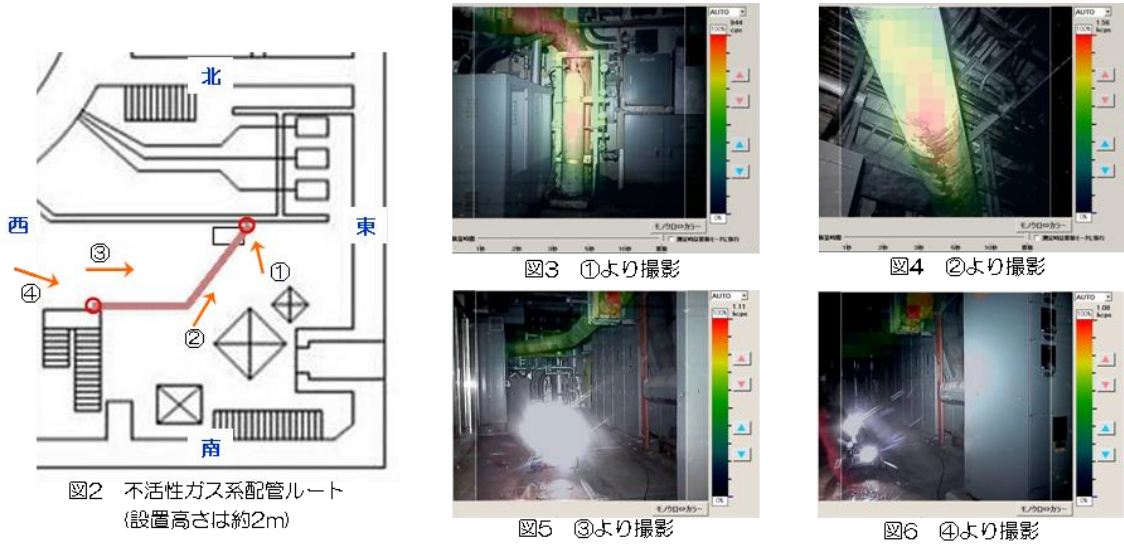


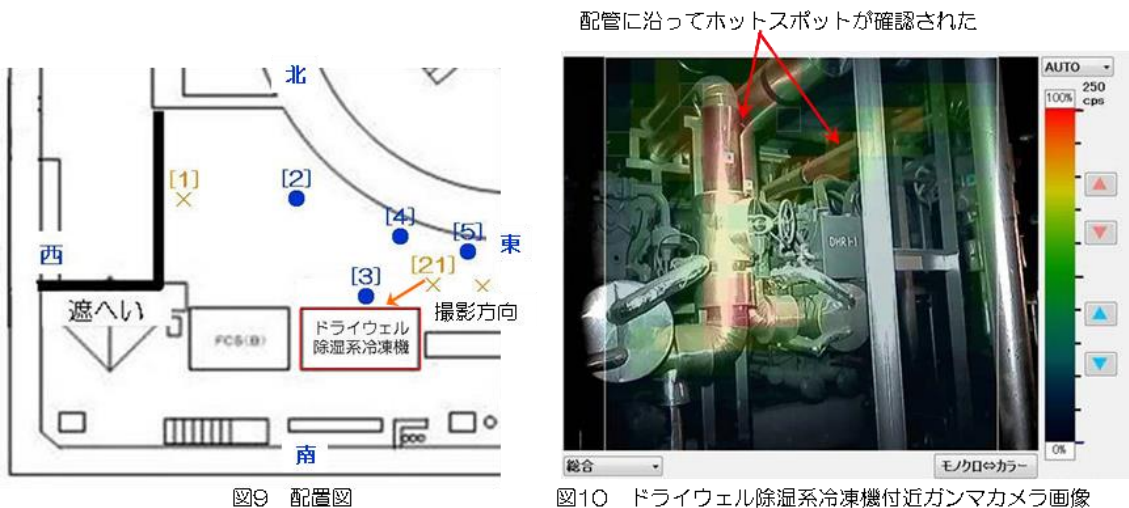
図 2-7 1号機 S/C 上部調査 (ベント管 X5E 周辺) でのカメラ映像 (抜粋)

(5) 原子炉建屋1階汚染状況調査

2013年12月に1号機原子炉建屋1階南側の汚染状況調査として、ロボットにて線量率測定及びガンマカメラ撮影を実施した結果、不活性ガス系（AC）配管やドライウェル除湿系（DHC）配管の汚染レベルが比較的高いことが確認された（図2-8）。^[2-8]



(原子炉建屋1階不活性ガス系配管のガンマカメラ測定結果)



(原子炉建屋1階ドライウェル除湿系配管のガンマカメラ測定結果)

図2-8 1号機原子炉建屋1階南側ガンマカメラ撮影結果（抜粋）

[2-8]国プロ「原子炉建屋内の遠隔除染技術の開発」福島第一原子力発電所1号機原子炉建屋1階南側の調査結果について（速報）、廃炉・汚染水対策チーム会合第2回事務局会議配布資料、2014年1月30日

AC系配管は事故時のウェットウェル (W/W) ベントの実施によって蒸気が通過した配管であり、既に高線量率であることが確認されている非常用ガス処理系 (SGTS) トレイン室入り口付近や、主排気筒につながる SGTS 配管近傍などと同様に、ベント流の影響による汚染と考えられる。

DHC系配管は原子炉補機冷却水系 (RCW) と配管が繋がっており、既に高線量率であることが確認されている RCW 系配管と同様なメカニズムにより汚染している可能性が考えられる。(添付資料 1-9 参照)

(6) 1号機ペDESTAL外側1階グレーチング上調査

2015年4月10日～18日に1号機ペDESTAL外側の1階グレーチング上の調査を行った。格納容器 X-100B ペネトレーションからロボットを挿入し、反時計回りと時計回りに、格納容器の約半周を走行させ、既設設備などの構造物の損傷状況や障害物の有無の確認などを行った。反時計回りと時計回りに走行した際に撮影した写真の一部を図 2-9、図 2-10 に示す。図 2-9 の写真にあるとおり、走行路の一部に落下物が確認されたものの、HVH、PLR 配管、ペDESTAL 壁面、PCV 内壁面などの構造物に大きな損傷は確認されなかった。

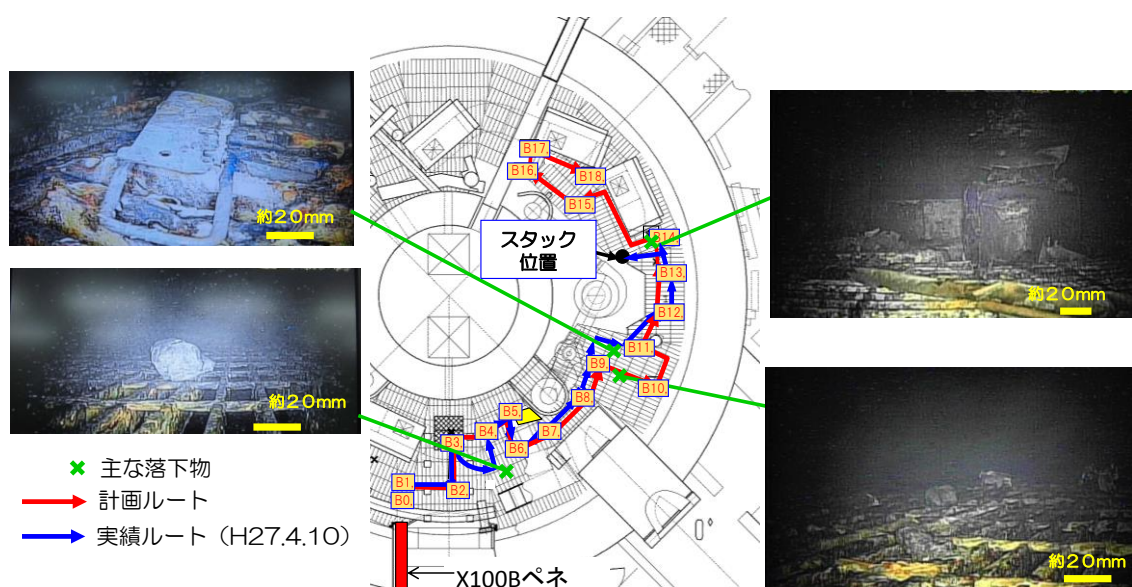


図 2-9 反時計回りに走行した際の写真^[2-9]

[2-9] 「原子炉格納容器内部調査技術の開発」ペDESTAL外側_1階グレーチング上調査 (B1調査) の現地実証試験の結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第17回事務局会議配付資料、2015年4月30日

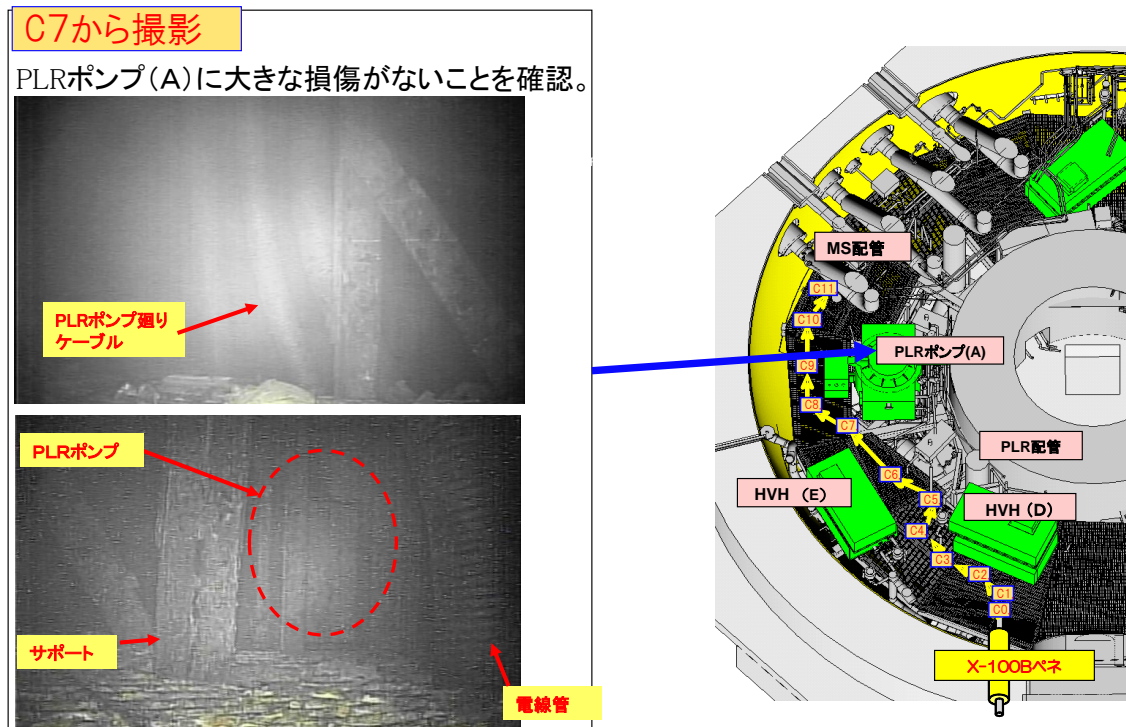


図 2- 10 時計回りに走行した際の写真^[2-9]

(7) 1号機ミュオン測定装置による調査
 資源エネルギー庁の「平成25年度廃炉・汚染水対策事業費補助金」に係る補助事業（原子炉内燃料デブリ検知技術の開発）として、IRID 及び高エネルギー加速器研究機構による、宇宙線由来のミュオンを用いた原子炉透視技術（透過法）の開発が進められた。測定地点 1、2 での測定を、2015 年 2 月 9 日～5 月 21 日の 96 日間、測定地点 3 での測定を 2015 年 5 月 25 日～9 月 7 日の 106 日間実施し、取得したデータから原子炉内の状態についての評価を行った。測定地点について、図 2- 11 に示す。

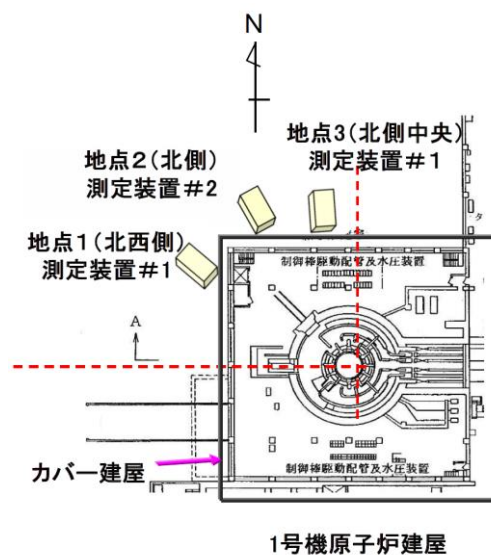


図 2- 11 測定装置設置位置^[2-10]

図 2- 12 に設計図面に基づき算出した、

[2-10]平成 25 年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金（原子炉内燃料デブリ検知技術の開発）完了報告、2015 年 12 月

測定地点 1 におけるシミュレーション画像と、同じ地点での 96 日分のデータを用いた実際のミュオン測定画像を示す。ミュオン透過法による測定の基本的な原理はレントゲンと同じであり、密度の高い物質が存在するところで多くのミュオンが吸収されるため、当該部分は黒く表示される。燃料が健全と仮定した推定画像では、原子炉内の炉心位置に黒い部分が現れている。一方実際に測定した画像では、燃料プールや非常用復水器など、見えることが期待される機器は確認されるものの、元々の炉心位置には高密度の物質、つまり燃料を確認することができなかった。

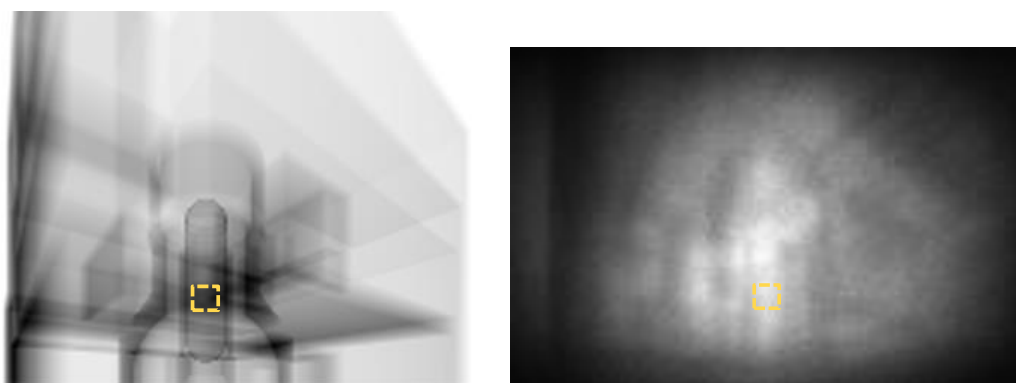


図 2-12 測定地点 1 におけるシミュレーション画像（左）と測定地点 1 の実測値を用いたミュオン測定画像（右）（破線部は炉心位置を示す） [2-11]

複数の測定装置による測定結果を合成すると、3 次元的に再構成した情報が得られる。測定装置 3 台の測定結果に基づく原子炉建屋の各高さ断面における高密度物質の分布図を図 2-13 に示す。分布図において、3 台ともに高密度と推定する場所は赤色を示している。分布図から、燃料プール位置には高密度物質の存在が確認できるが、炉心位置では確認できなかった。

これらの結果から、1 号機の炉心部には燃料が残っていないものと推定され、当社が公表している原子炉・格納容器状態の推定と基本的に一致していることが確認された。

[2-11]原子炉内燃料デブリ検知技術の開発測定作業の完了報告（速報）、廃炉・汚染水対策チーム会合第 18 回事務局会議配付資料、2017 年 5 月 28 日

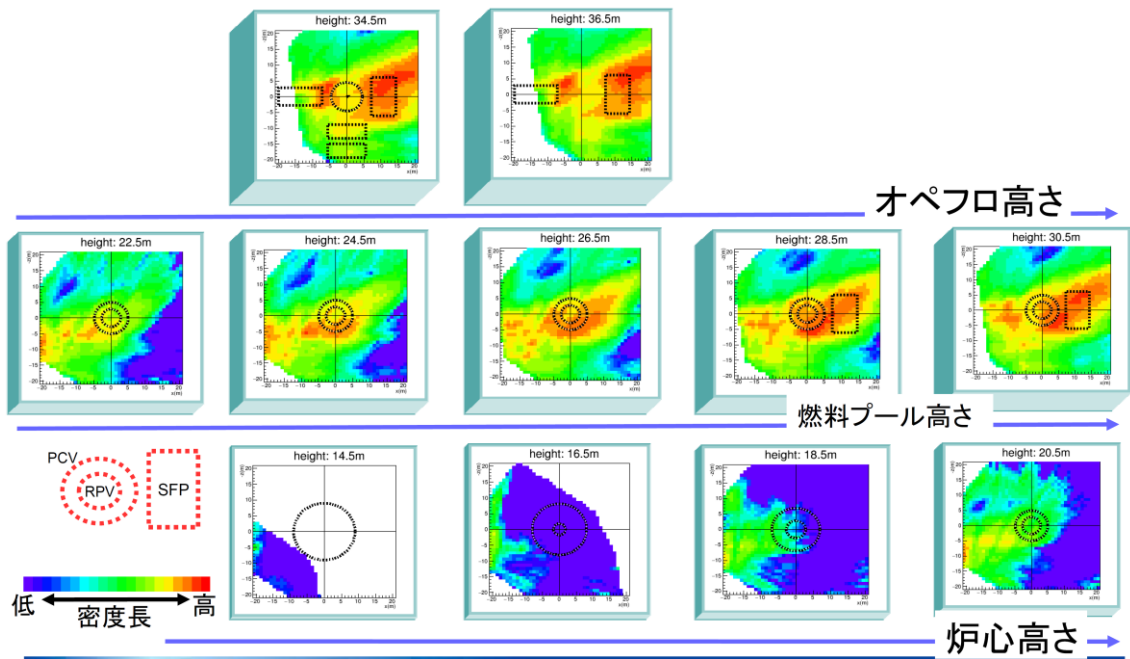


図 2- 13 各高さ断面における高密度物質の分布図^[2-10]

(8) 1号機 TIP 室調査

2015年9月24日～10月2日に1号機原子炉建屋1階にあるTIP(Traversing In-core Probe：移動式炉心内計測装置)室の調査を実施した。格納容器X-6ペネトレーション部周辺の線量低減、格納容器下部の止水、格納容器補修等が実施可能であるかを検討するため、本調査を行った。

TIP室内の空間線量率の測定結果とγカメラの画像を図2-14、図2-15に示す。X-31、32、33ペネトレーション部を中心に、格納容器ペネトレーション近傍で100mSv/h以上の高い線量率が確認された一方で、チェンバーシールドよりタービン建屋側は2mSv/h未満と低い結果が得られた。γカメラの画像から、X-31、32、33ペネトレーション部で線源を確認し(図2-15中Region1)た。また、図2-15中では一部カメラ視野外となっているX-35A～Dのペネトレーション部(図中破線部)も含め、X-31、32、33ペネトレーション部以外の場所では顕著な線源は見られなかった。

光学カメラを用いて格納容器ペネトレーション部や配管等の外観を調査した結果、図2-16に示すX-35Aペネトレーション部から流れ跡のような茶色のしみを確認した。ただし上述の通り、このX-35A～Dペネトレーション部で線源は確認されていない。一方、線源が確認されたX-31、32、33ペネトレーション部を含め、その他のペネトレーション部や配管等では漏えいの痕跡は確認されなかった。

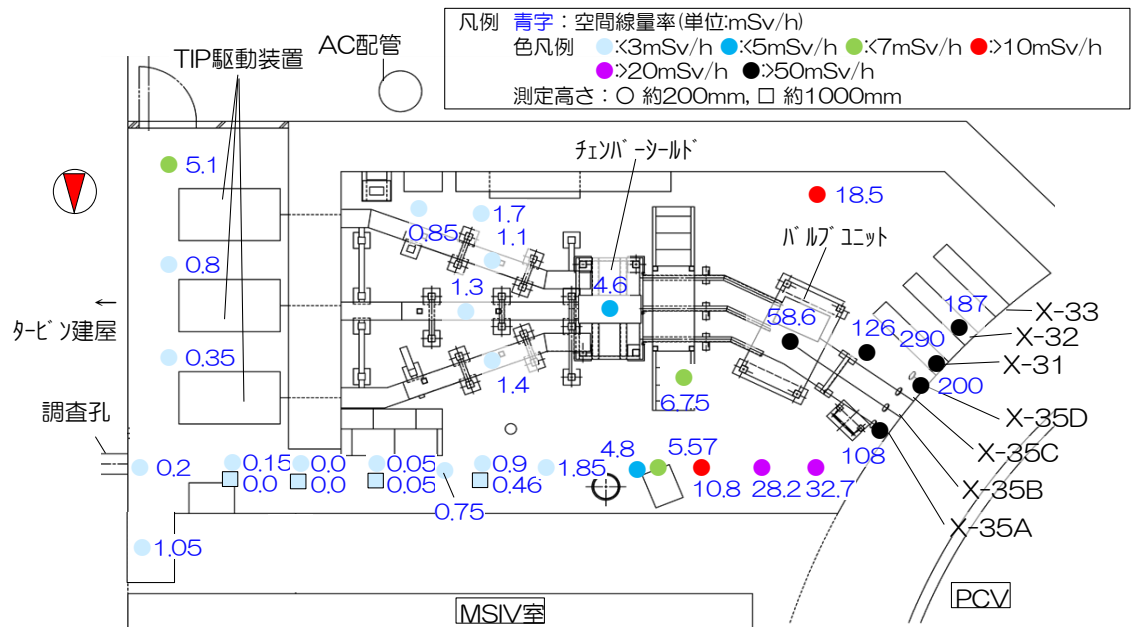


図 2-14 TIP 室内空間線量率測定結果[2-12]

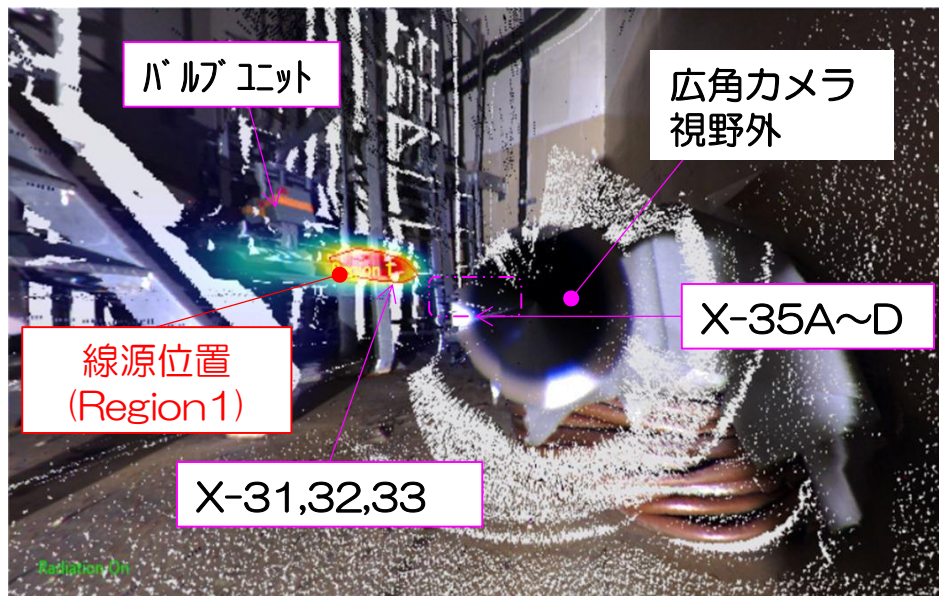


図 2-15 TIP 室内 γ カメラ画像[2-12]

[2-12] 1号機原子炉建屋1階小部屋調査のうちTIP室調査結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第23回事務局会議配付資料、2015年10月29日

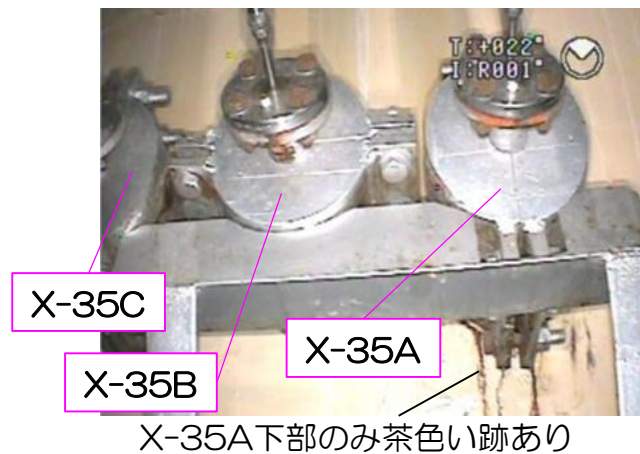


図 2-16 X-35 ペネトレーション部の光学カメラ画像^[2-12]

(9) 1号機格納容器内部（ペDESTAL外地下階）調査

2017年3月にペDESTAL外地下階への燃料デブリの広がり状況及び格納容器シェルへの燃料デブリの到達の有無を確認する目的で、自走式調査装置による調査を実施した。調査範囲及び調査の模式図を図 2-17 に示す。自走式調査装置を1階グレーチング上で移動させ、図 2-18 に示す各点でカメラおよび線量計をつり下ろし、格納容器底部を含むペDESTAL外を調査した。

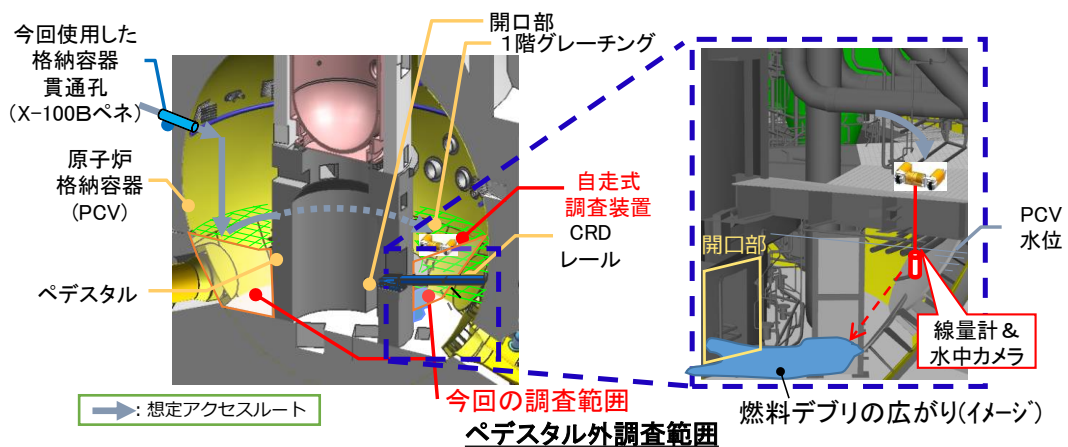


図 2-17 調査範囲及び調査の模式図^[2-13]

[2-13]原子炉格納容器内部調査の計画について、特定原子力施設監視・評価委員会（第 53 回）配付資料、2017 年 5 月 22 日

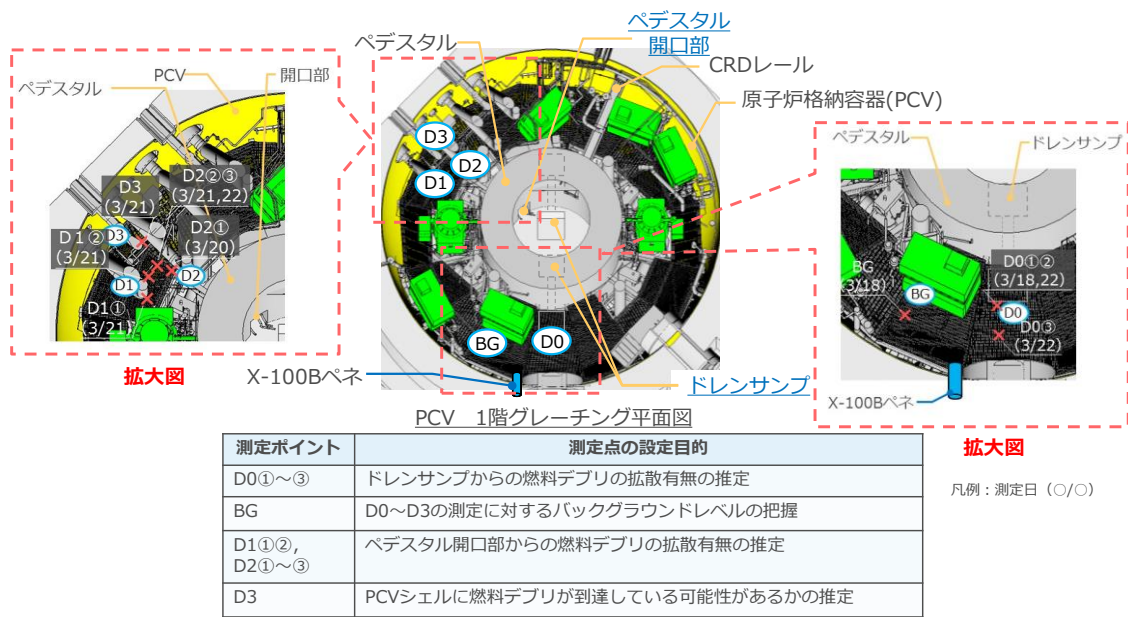


図 2-18 調査ポイント [2-14]

ペDESTAL外のドレンサンプポンプに近い D0 ポイント付近のカメラ観察の結果を図 2-19 に示す。ドレンサンプ周辺の構造物に大きな損傷や倒壊がないことが確認できる。

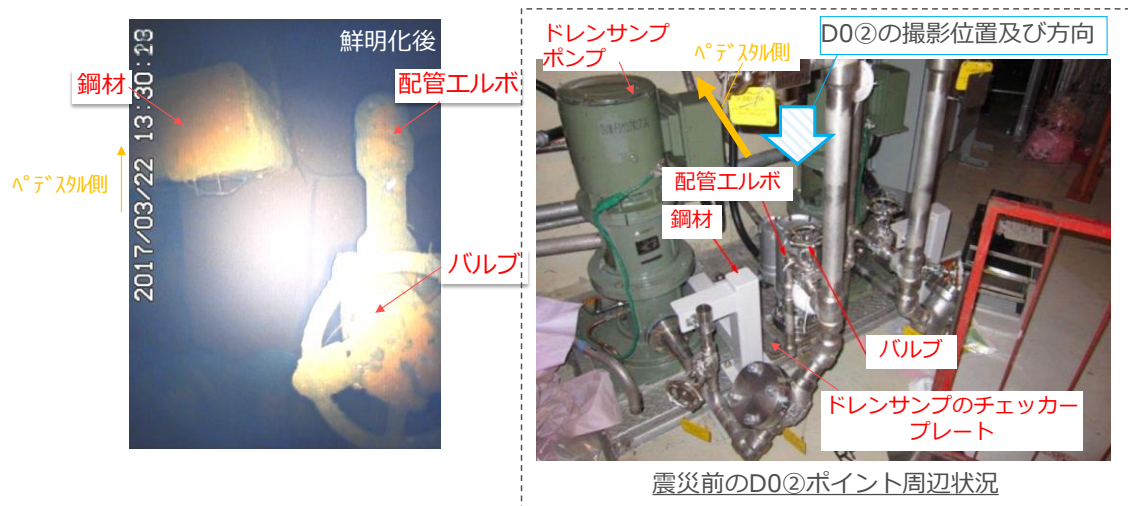
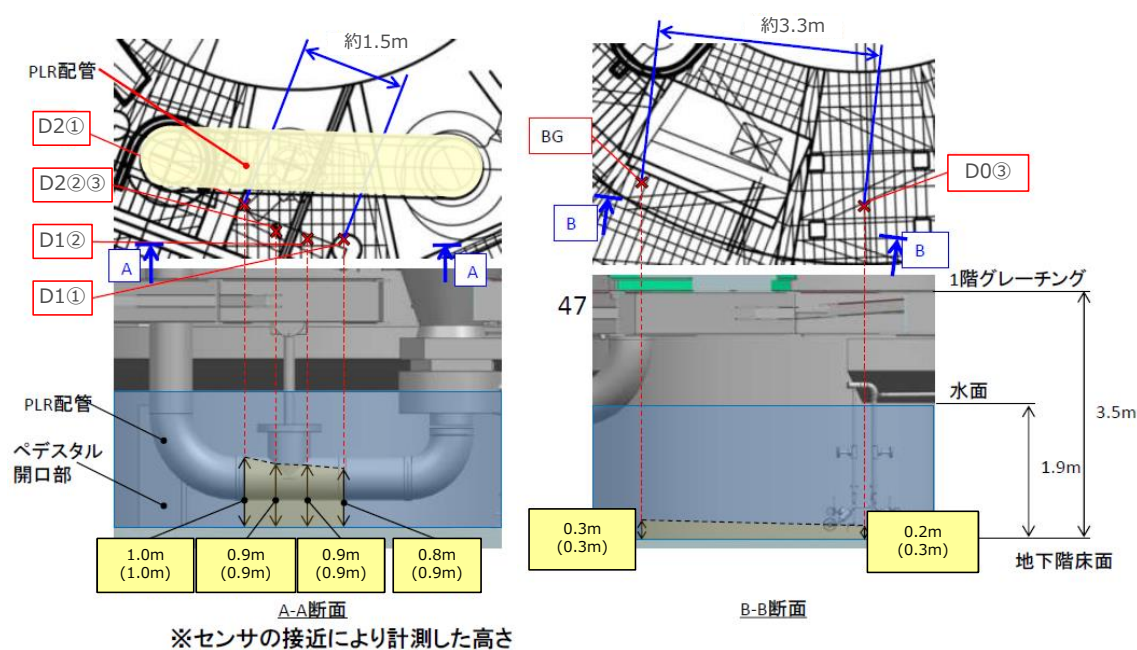


図 2-19 D0②ポイントの観察結果 [2-14]

[2-14] 1号機原子炉格納容器内部調査について～映像データ及び線量データの分析結果～、廃炉・汚染水対策チーム会合第44回事務局会議配布資料、2017年7月27日

自走式調査装置のセンサ降下量と、カメラ画像を分析し算出したセンサと堆積物表面間の距離から、格納容器底部の堆積物表面の高さを評価した(図 2-20)。ペDESTAL開口部に近い、D1、D2 ポイントでは 0.8m~1.0m、開口部から比較的遠い BG、D0 ポイントでは 0.2m~0.3m であり、ペDESTAL開口部に近い測定点ほど堆積物表面高さが高いことが確認された。



※1：SFM(Structure from Motion)により、センサと堆積物表面間の距離を算出し、センサ降下量を合わせて堆積物表面の高さを評価。

- ・黄色枠内の数値は画像解析により算出した堆積物表面の推定高さ
- ・()内の数値はセンサの吊下げ最下点高さ
- ・なお、堆積物表面より下の堆積物厚さについては確認できていない

図 2-20 堆積物高さの評価結果^[2-14]

線量率測定では、格納容器底部の堆積物下部にデブリが存在するかを確認するため、堆積物表面からの距離と、距離により減衰する線量率との関係に着目した測定を実施している。測定結果を図 2-21 に示す。図 2-21 左の BG ポイントでの線量率の測定結果(青点)は、堆積物表面に Cs-137 の線源が存在し、かつ堆積物の下面に燃料デブリが存在しないとした場合の解析結果(赤線)とよく一致していることが確認された。したがって、堆積物の下に燃料デブリは存在しない、又は存在したとしても少量であると推定される。同様の傾向は、D0③ポイントにおいても確認された。

次に、図 2-21 右には D2③ポイントでの線量率の測定結果と燃料デブリの上に堆積物(厚さ 0.9m、0.3m、0.1m)が存在していると仮定した解析結果を示し

ている。解析結果の堆積物厚さの違いによる減衰傾向の変化に注目すると、堆積物厚さを 0.1m と 0.3m と仮定した場合の減衰傾向の違いは顕著であるが、堆積物厚さを 0.3m と 0.9m と仮定した場合の減衰傾向の違いは僅かである。このため、堆積物の下に燃料デブリが存在するかどうかについては判断ができなかった。同様の傾向は、D1、D2 の各測定ポイントにおいても確認された。

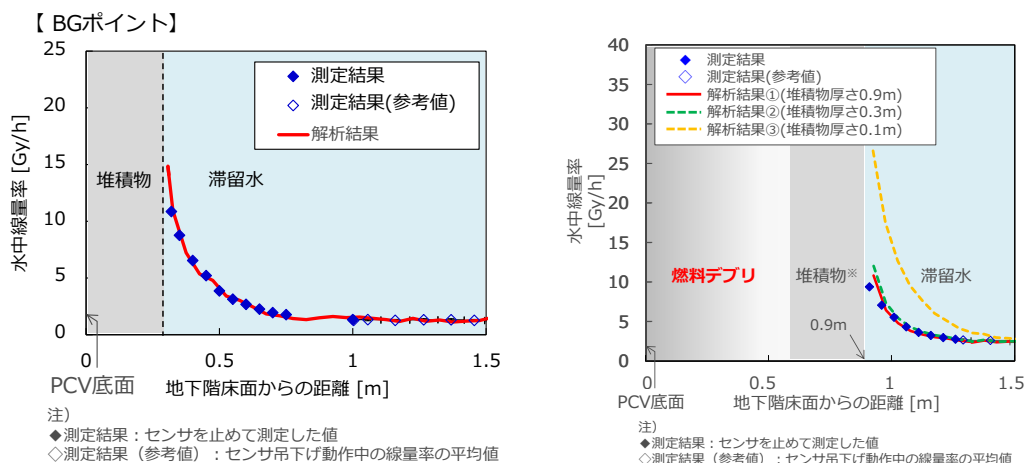


図 2- 21 線量率測定結果 (BG ポイント (左)、D2③ポイント (右)) [2-14]

また、格納容器底部堆積物の採取を実施している (図 2- 22)。 γ 線核種分析の結果を表 2-1 に示す。簡易蛍光 X 線分析を実施した結果、堆積物の成分として、炉内構造物や保温材等に使用されるステンレス鋼に含まれる Fe や Ni、塗装に含まれる Zn、遮へい材に含まれる Pb といった元素が確認された。

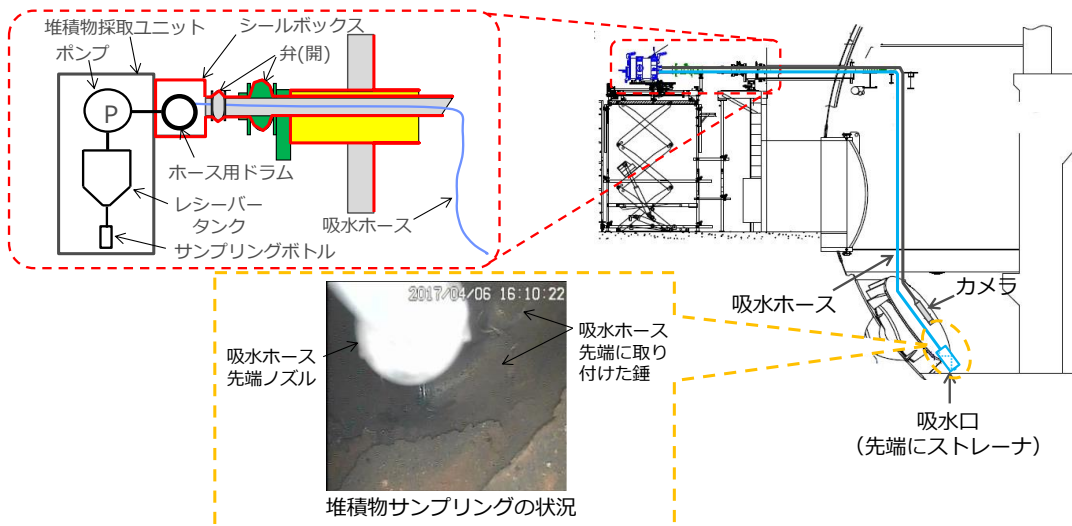


図 2- 22 堆積物採取の概要図[2-15]

[2-15] 1号機原子炉格納容器内部調査について～堆積物の分析結果～、廃炉・汚染水対策チーム会合第 42 回事務局会議配布資料、2017 年 5 月 25 日

表 2-1 γ 線核種分析結果^[15]

検出された γ 線核種	放射エネルギー [Bq/g]
Cs-134	3.5E+06
Cs-137	2.7E+07
Co-60	1.1E+05
Sb-125	7.0E+05

(10) 1号機原子炉建屋オペレーティングフロア調査 (その1)

2016年11月よりオペレーティングフロア北側の調査において原子炉ウェルプラグの調査を実施している。ウェルプラグは上段、中段、下段の3層構造であり、各層は3枚のコンクリート製の板で構成されている。

オペレーティングフロア上でのウェルプラグ損傷状況の確認結果を図 2-23 に示す。調査で取得した画像を分析した結果、各ウェルプラグは、図 2-24 のように移動していると推定された。図 2-25 のとおり、ウェルプラグ上段北が西よりに 720mm 移動していることが確認された。また上段中央のウェルプラグが最大 155mm、上段北側のウェルプラグが最大 84mm 下側へたわんでいることが確認された。



図 2-23 オペレーティングフロア上でのウェルプラグ状況確認結果^[2-16]

[2-16]福島第一原子力発電所 1号機オペレーティングフロア調査結果 (中間) について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 40 回事務局会議配布資料、2017年3月30日



図 2- 24 調査結果を元に作成したイメージ図[2-17]

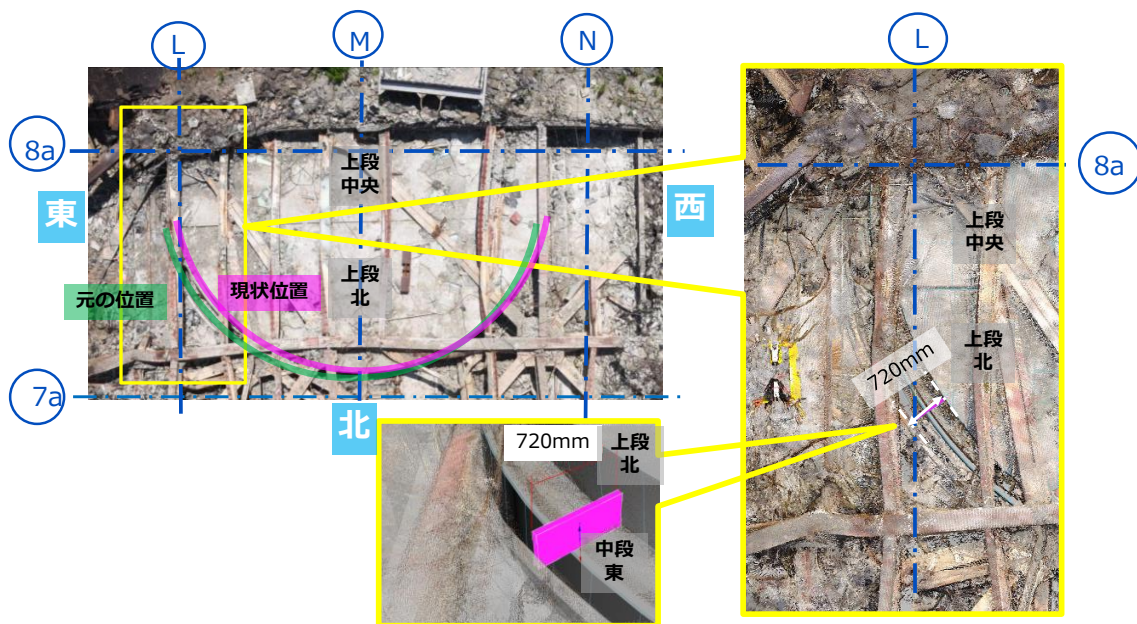


図 2- 25 ウェルプラグのずれの確認状況[2-17]

また、線量率測定を実施しており、結果を図 2- 26 に示す。ウェルプラグ上では中央付近の線量率が高いこと、ウェルプラグ外周では北側の線量率が高いことが確認された。

[2-17]1 号機原子炉建屋オペレーティングフロアにおけるガレキ状況調査結果（追加調査）について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 46 回事務局会議配布資料、2017 年 9 月 28 日

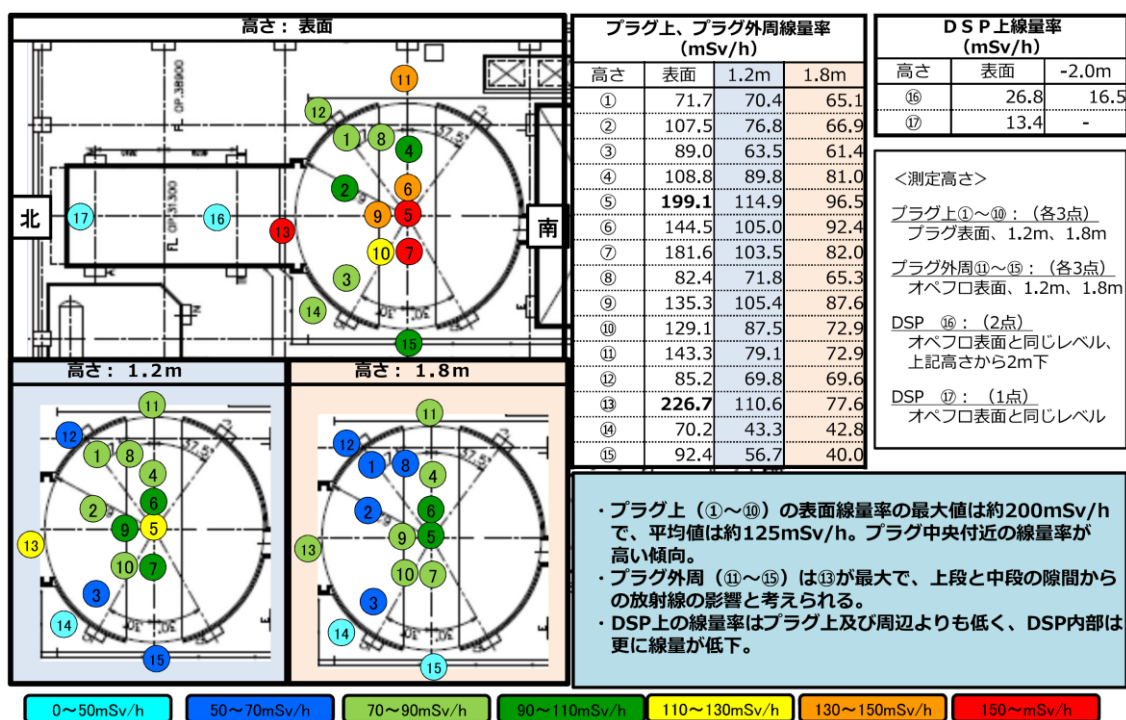


図 2-26 オペレーティングフロア線量率測定結果[2-18]

(11) 1号機原子炉建屋オペレーティングフロア調査 (その2)

【UPDATE】

2019年7月~8月にかけて原子炉建屋オペレーティングフロアで原子炉ウェルプラグの保持状態や汚染状況を確認するため遠隔操作ロボットを用いた調査を実施した (図 2-27)。



図 2-27 遠隔操作ロボット[2-19]

調査はウェルプラグが傾斜している箇所からのカメラの吊り降ろし、3D計測、線量率測定及びスミア採取を実施した。調査の結果、中段プラグ及び下段プラグ

[2-18]1号機原子炉建屋オペレーティングフロアにおける放射線測定結果 (追加調査) について、廃炉・汚染水対策チーム会合第44回事務局会議配布資料、2017年7月27日

[2-19]1号機原子炉建屋 SFP 内干渉物調査及びウェルプラグ調査について、廃炉・汚染水対策チーム会合第69回事務局会議配布資料、2019年8月29日

の状況を確認した。図 2-28 及び図 2-29 の確認結果により、上段プラグと中段プラグの位置関係、プラグが傾斜していること及び下段プラグの状況を確認できた。また、上段プラグ下面、中段プラグ上面及び下段プラグ西側の一部について可能な範囲で 3D 計測を実施した結果、プラグにたわみ等の変形があることを確認した（図 2-30）。

調査ロボットが中段プラグ上面を走行し、アクセス可能な範囲でスミア採取及び線量率測定を実施した（図 2-31、図 2-32、図 2-33）。

空間線量率測定では、中段プラグ中央付近が高く、外周部に向かうにつれて低くなる傾向がある。一方、表面線量率はバラつきが大きい。これは、上段プラグの隙間からがれきが落下したことや雨水侵入によるプラグ下部への流出が寄与したものと推定される（図 2-32、図 2-33）。

図 2-34 では線量計を中段プラグの隙間に吊り下げて空間線量率を測定している。各測定位置共に中段プラグ下方で線量率が高くなる傾向であった。

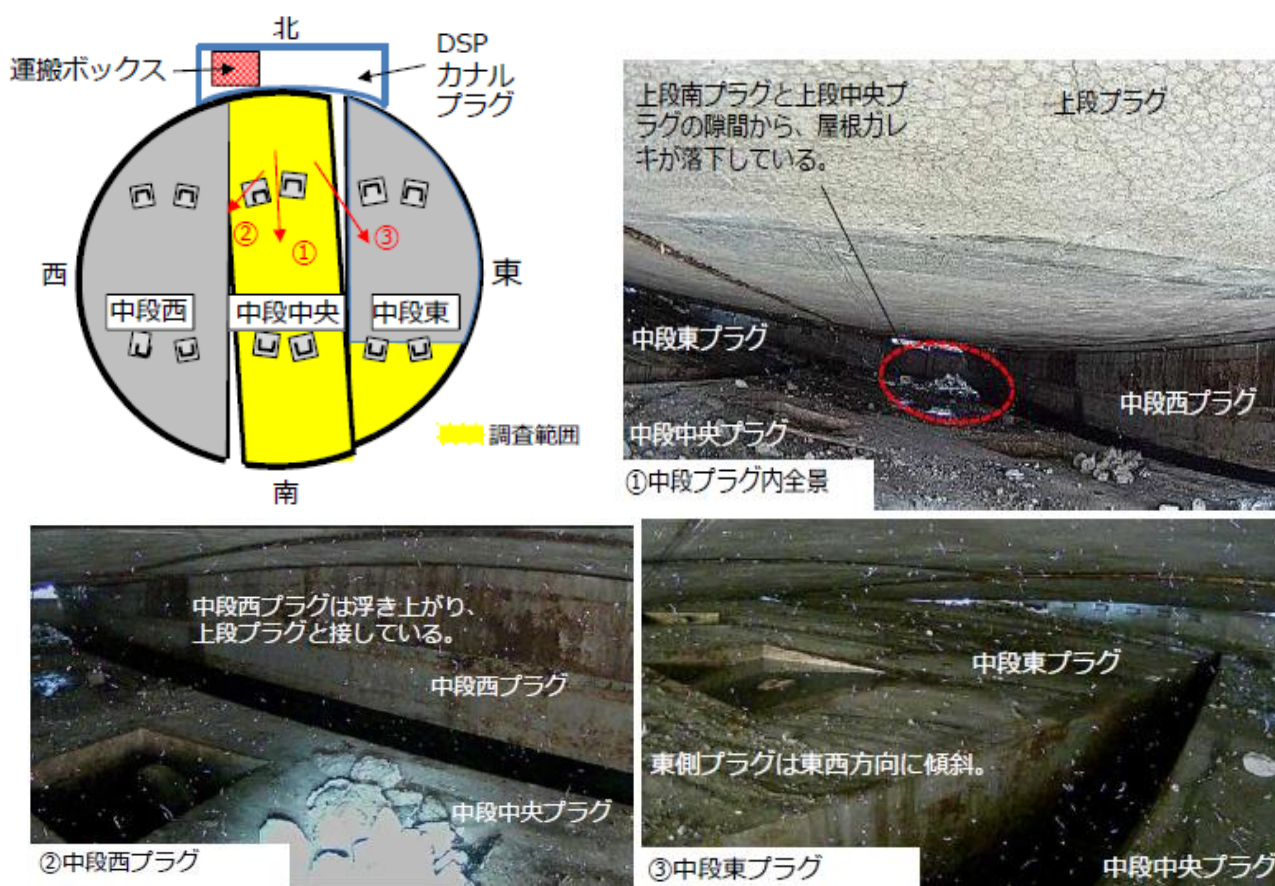


図 2-28 中段プラグ状況確認^[2-19]

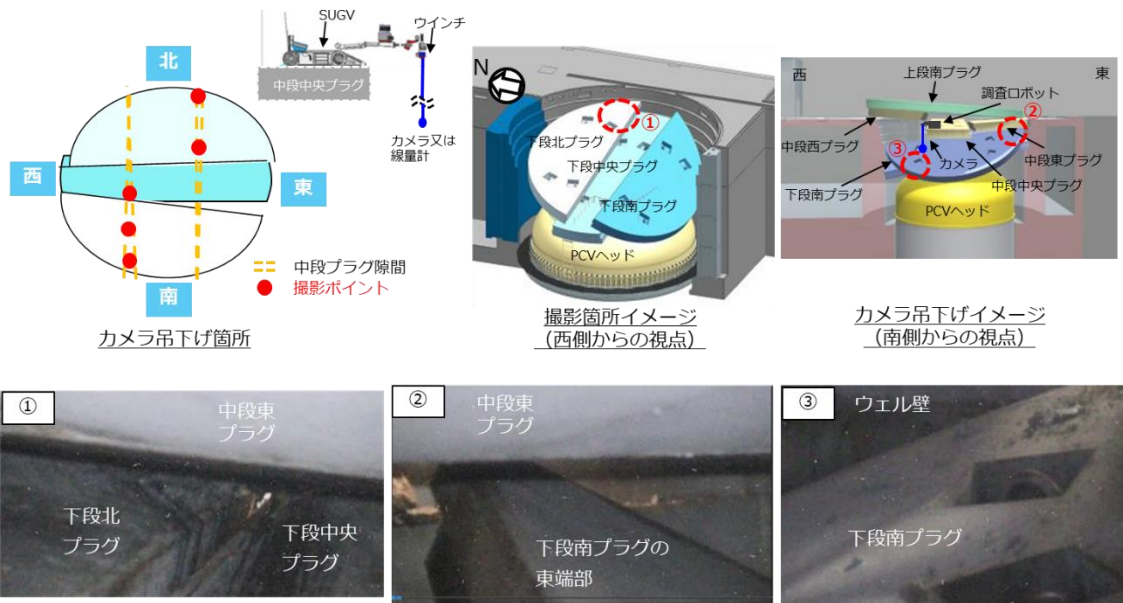


図 2-29 下段プラグ状況確認[2-19]

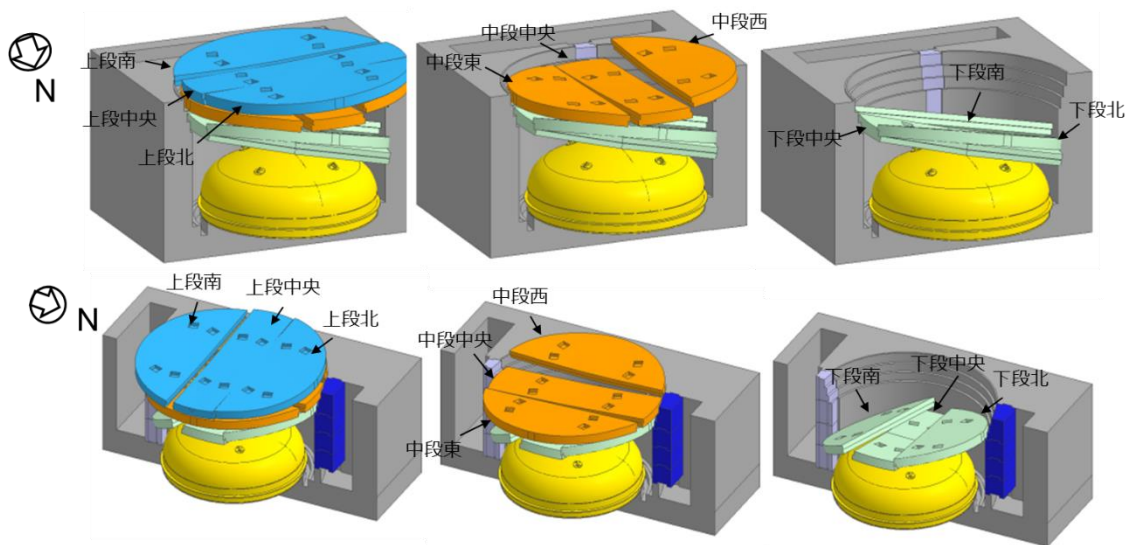


図 2-30 ウェルプラグの 3D 計測結果[2-20]

[2-20] 1号機原子炉建屋ガレキ撤去関連調査結果及び北側屋根鉄骨の切断開始について、廃炉・汚染水対策チーム会合第70回事務局会議配布資料、2019年9月26日

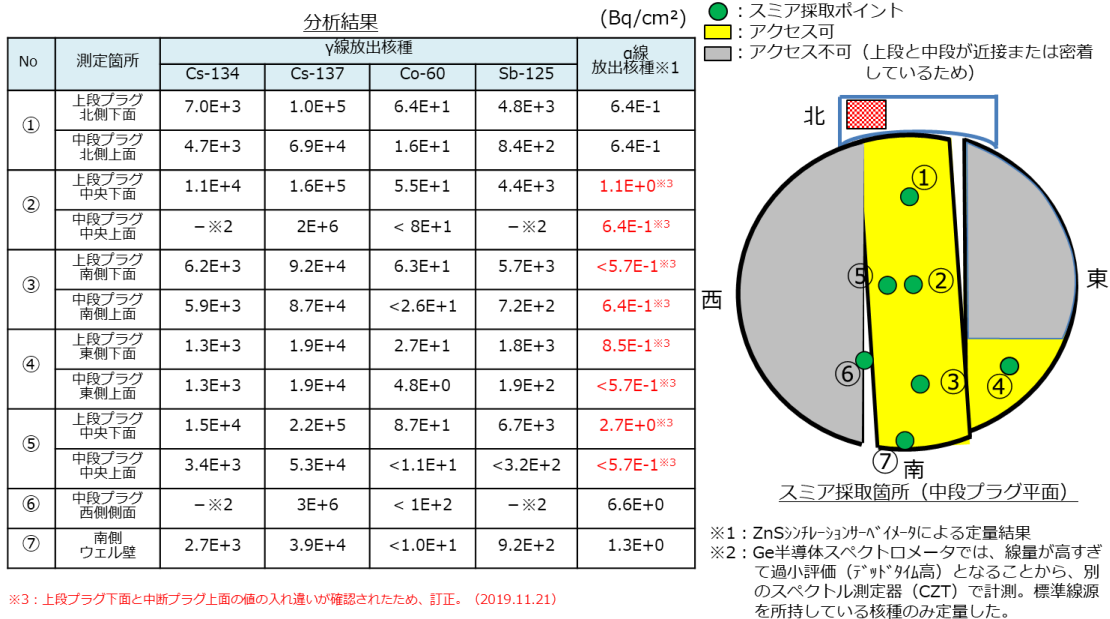


図 2-31 中段プラグ上スミア測定[2-20]

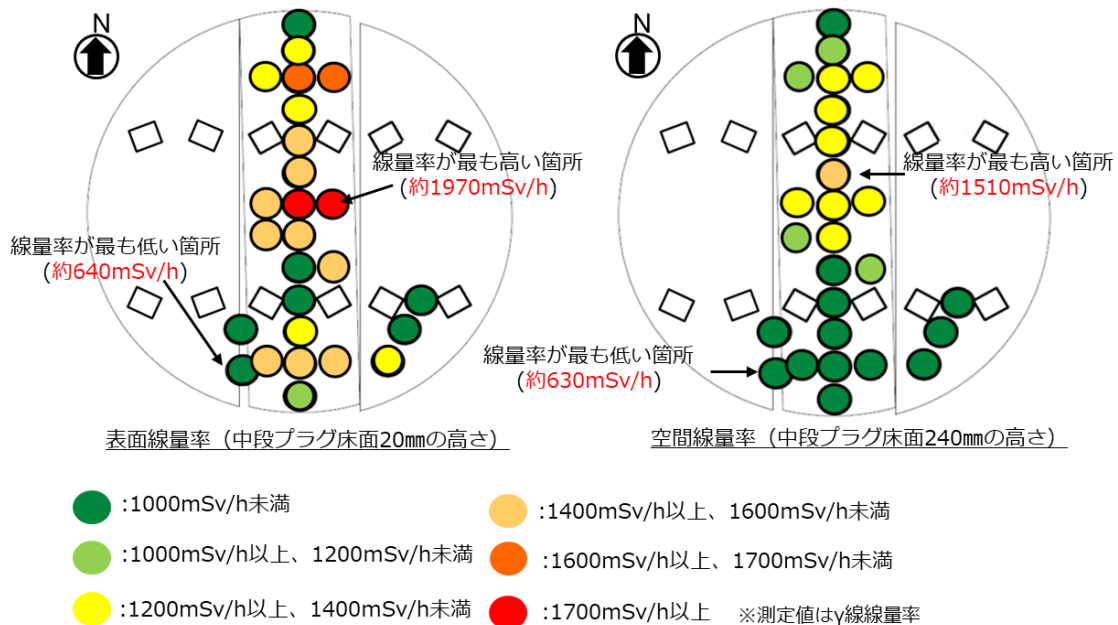


図 2-32 中段プラグ上線量率測定結果[2-20]

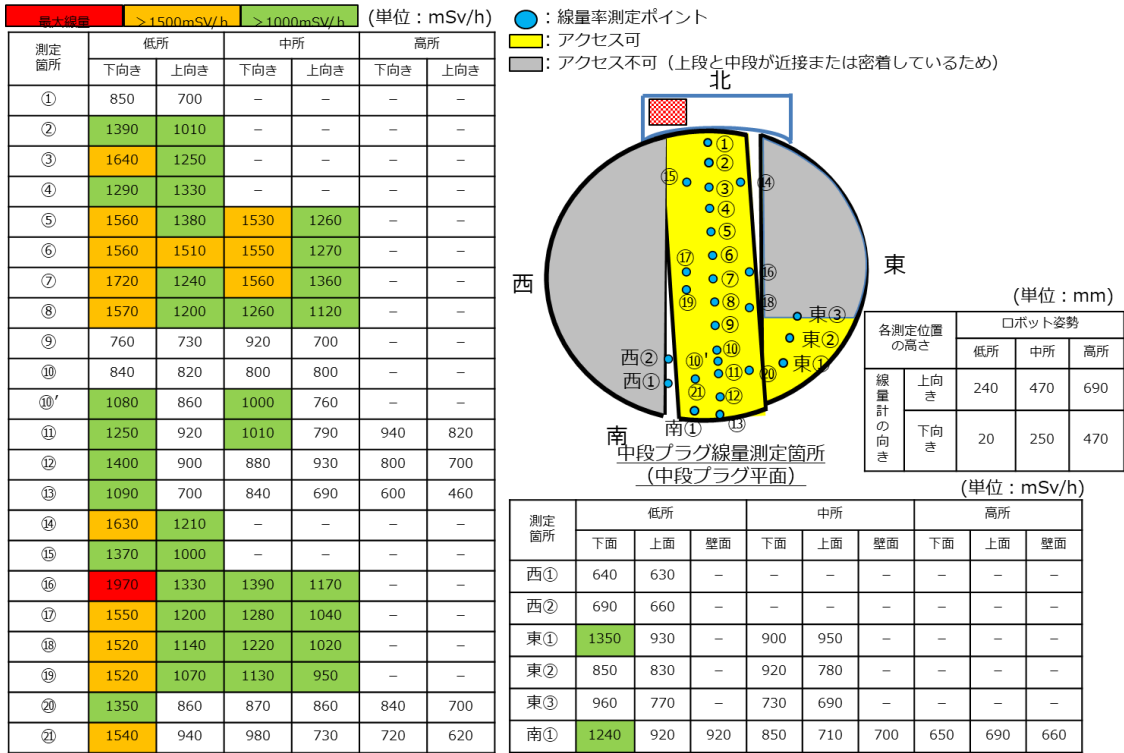


図 2- 33 上段プラグ～中段プラグ間の線量率測定結果[2-20]

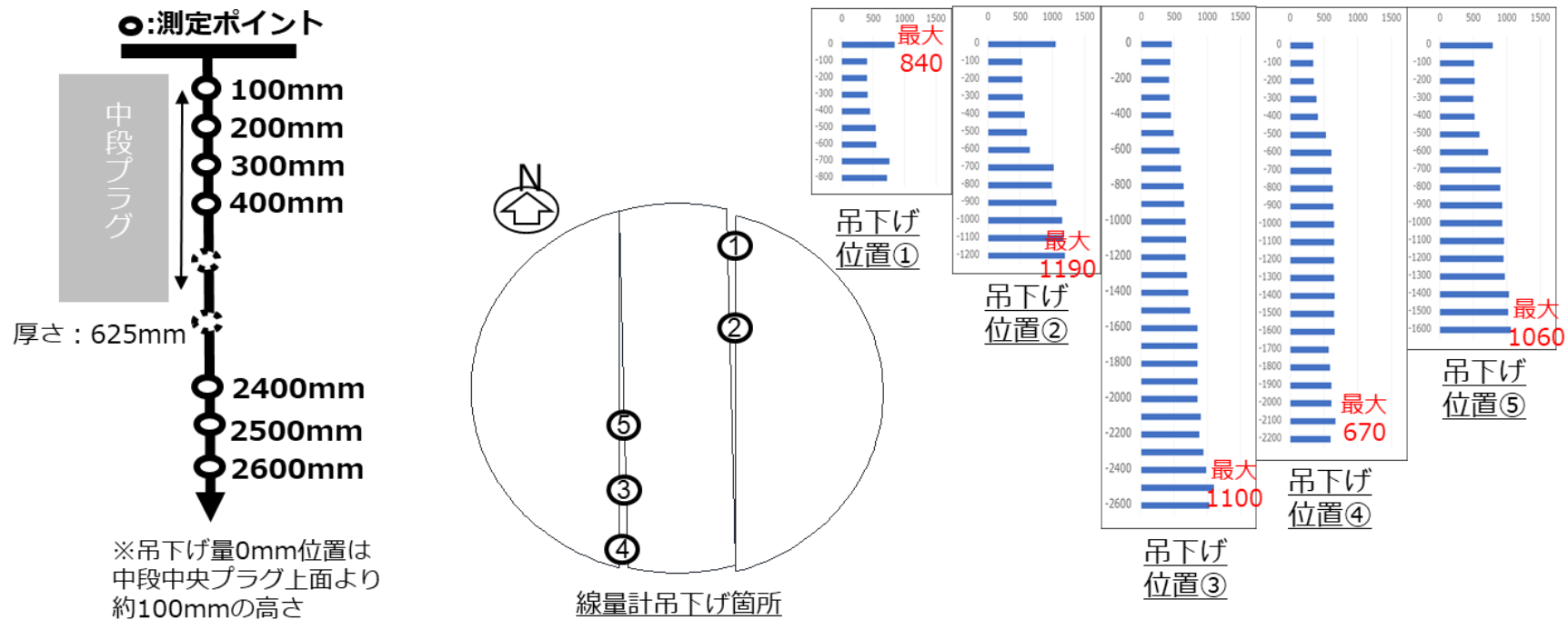


図 2-34 中段プラグ～下段プラグ間の線量率測定結果^[2-20]

(12) 1号機原子炉建屋 X-2 ペネトレーション内部調査結果【UPDATE】

2019年4月～5月にかけて X-2 ペネトレーション外扉の穿孔を実施し、内部の状況を確認した。その結果、X-2 ペネトレーション内扉前には、塗装が剥げて堆積したと推定されるものが確認された (図 2-35)。

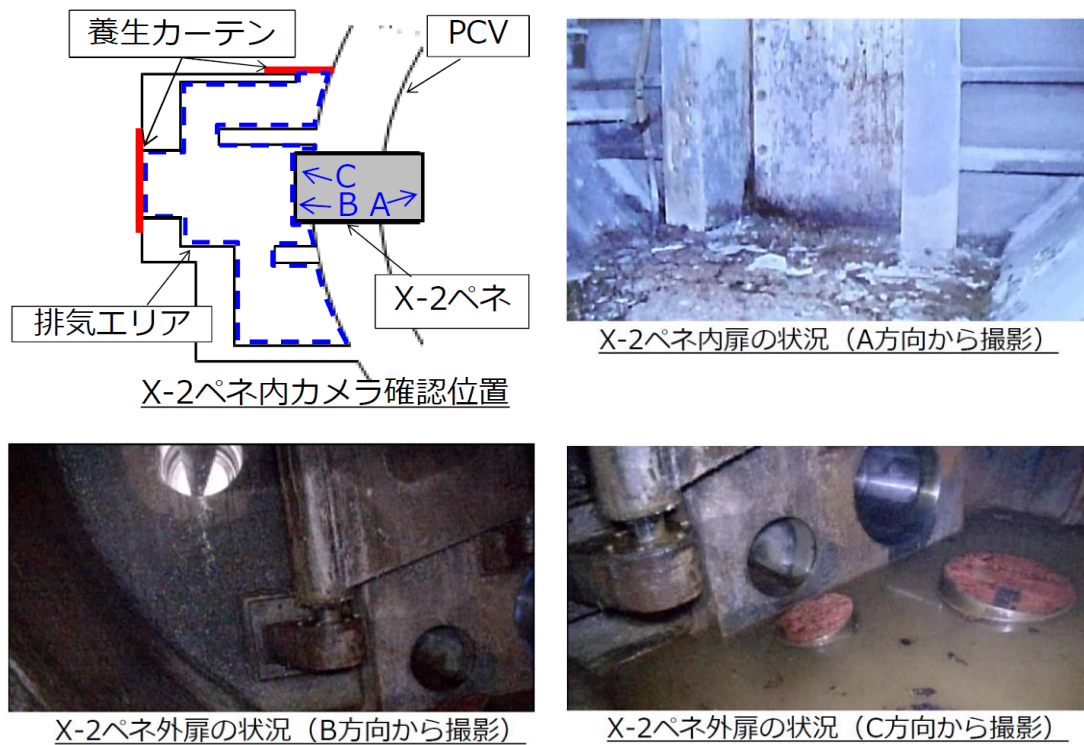


図 2-35 X-2 ペネ内の状況^[2-21]

(13) 1号機格納容器トップヘッドの調査結果【UPDATE】

1号機格納容器内部調査のアクセスルート構築のための作業と並行し、事故時に主要な漏えい経路となったと推定されている PCV 上蓋のフランジ部の状況確認を 2018年11月に実施した。原子炉キャビティ (ウェル) 内の状況について映像を取得し、PCV 上蓋等の著しい損傷は確認されなかった (図 2-36)。フランジ部についても、塗装の劣化はあるものの、著しい損傷や大きな変形は確認されなかった (図 2-37)。また、映像中のホワイトノイズからは高い汚染が推定されるため、事故時の高い PCV 圧力の条件下ではフランジ部からの漏えいがあったものと考えられる。

[2-21]1号機 X-2 ペネトレーションからの原子炉格納容器内部調査 アクセスルート構築作業の実施状況について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 66 回事務局会議配布資料、2019年5月30日

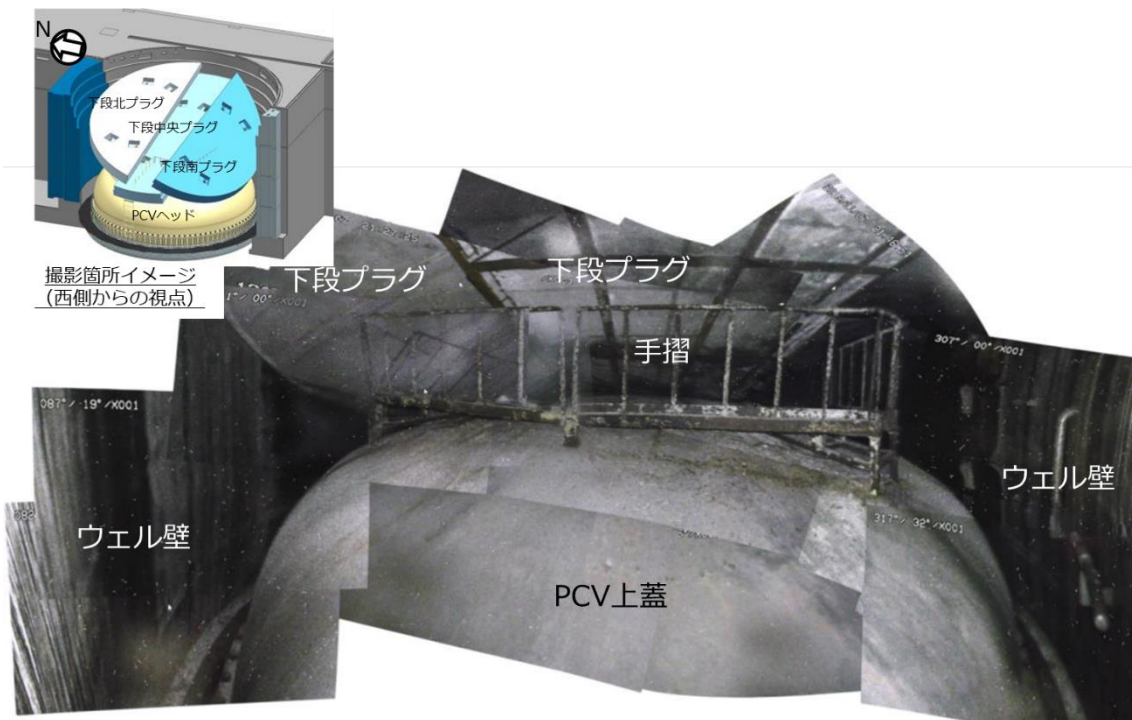


図 2- 36 PCV 上蓋上部状況（複数の写真を重ね合わせたもの）
：東側からの視点[2-22]

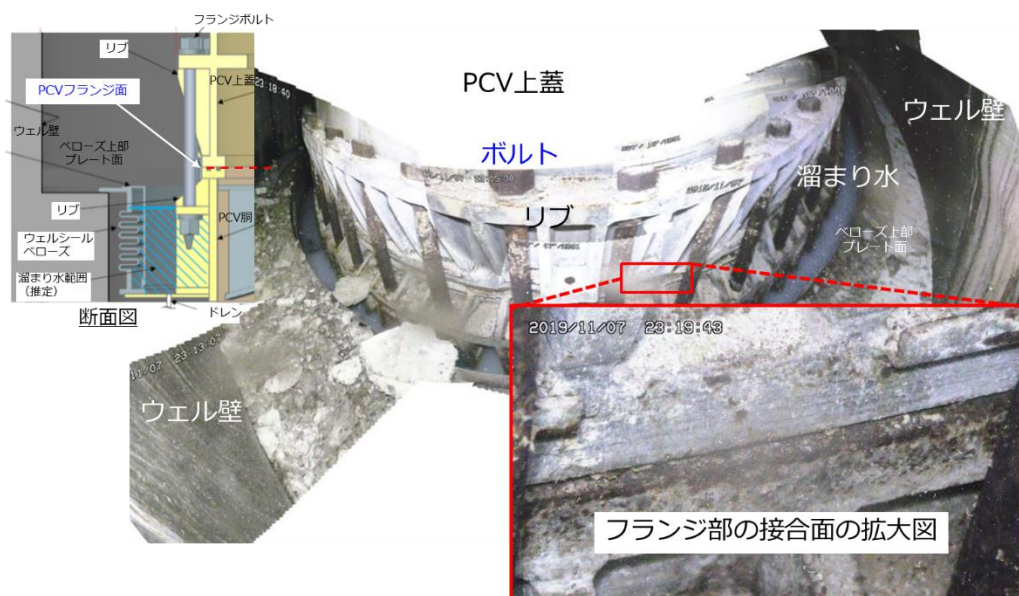


図 2- 37 PCV フランジ状況（複数の写真を重ね合わせたもの） [2-22]

[2-22]1号機原子炉格納容器上蓋の状況確認について、廃炉・汚染水対策チーム会合第72回事務局会議配布資料、2019年11月28日



図 2- 38 事故前の PCV 蓋のフランジ部の状況^[2-22]

(14) 1号機 SGTS 室の調査結果【UPDATE】

課題 1号機-10 に関連した調査として、2020 年 12 月に遠隔操作ロボットを用いて 1号機 SGTS 室内及びフィルタトレインの線量率測定を実施した。室内の線量率測定の結果、フィルタトレイン近傍で 1500mSv/h 程度の高い空間線量率を確認し、フィルタトレイン扉の表面線量率はトレインの下流側に向かうにつれて上昇することを確認した (図 2- 39)。また、γイメージャ測定の結果、ベントラインと接続している SGTS 配管に沿った汚染を確認した (図 2- 40)。これらの結果から、1号機はベントガスの自号機への逆流があったことが明確になった。

なお、2022 年 1 月に原子力規制庁が実施した調査では、SGTS 室内で最大 3380mSv/h、フィルタトレイン近傍で 1140mSv/h の線量率を確認した。^[2-23]

[2-23] 4号機及び5号機原子炉建屋内調査等の状況について (4号機原子炉建屋火災関係、2号機シールドプラグ変形調査関係 (福島第一5号機、島根1号機調査含む)、PCV内ケーブル調査関係 (福島第一5号機、島根1号機調査含む) 等)、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第28回会合配布資料、2022年2月28日

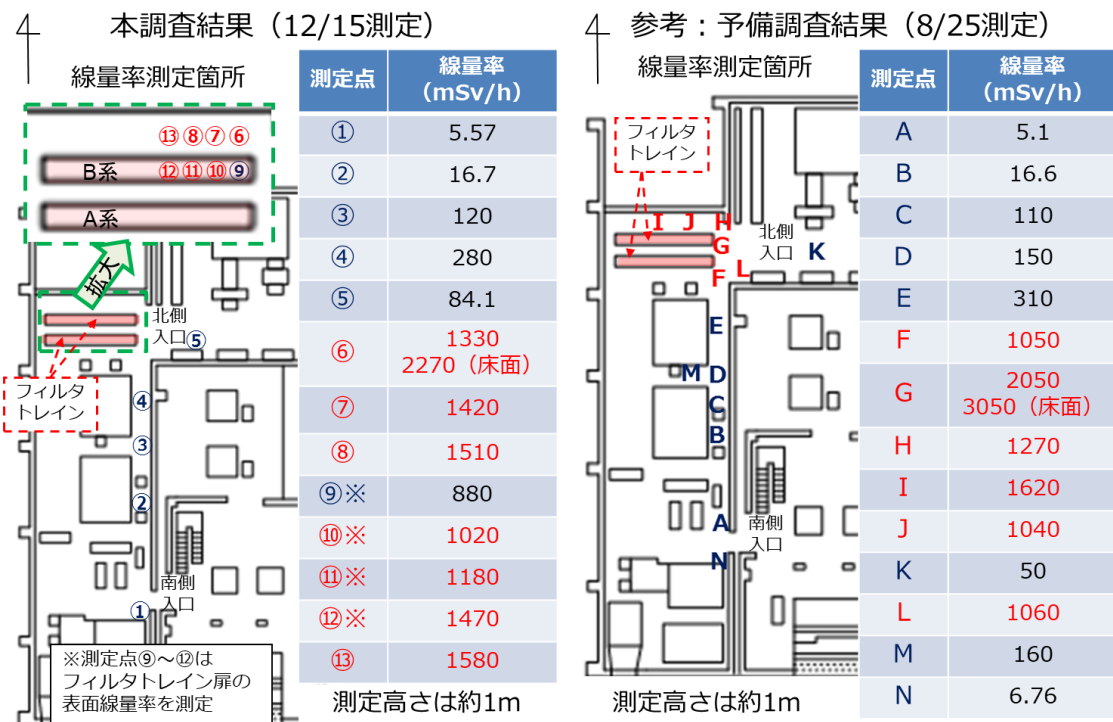


図 2- 39 SGTS 室内の空間線量率測定結果^[2-24]

[2-24]1-4 号機 SGTS 室調査の結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 88 回事務局会議配布資料、2021 年 3 月 25 日

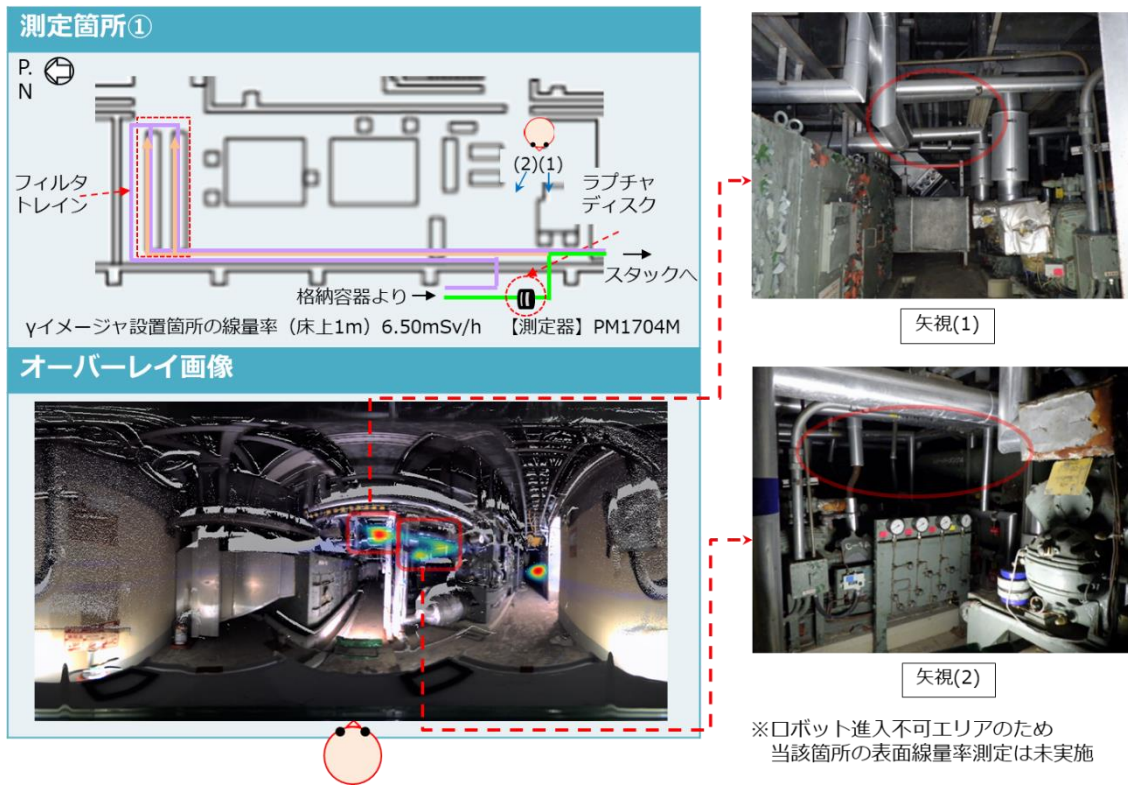


図 2- 40 SGTS 室内のγイメージャ測定結果 (その 1) [2-24]

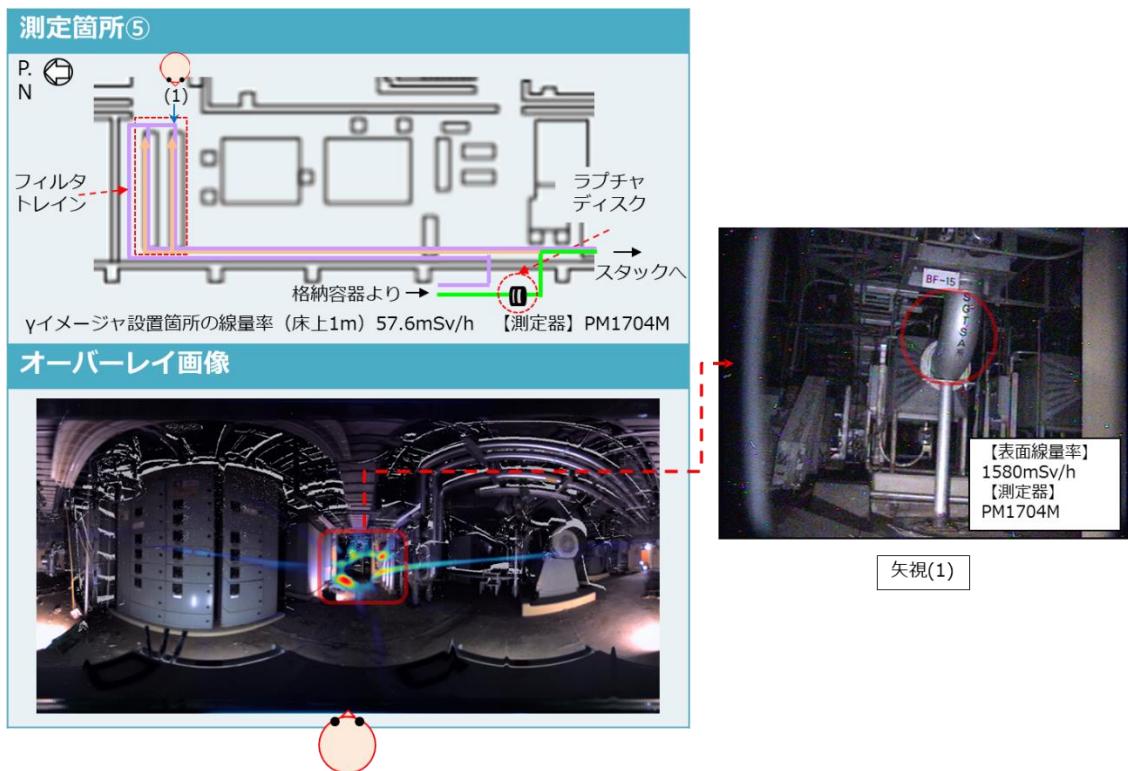


図 2- 41 SGTS 室内のγイメージャ測定結果 (その 2) [2-24]

(15) 1/2号排気筒下部及びSGTS配管の調査結果【UPDATE】

1/2号機排気筒下部及び排気筒下部に接続されているSGTS配管は、廃炉作業との干渉や現場作業の環境改善（線量低減）の観点から、撤去作業を実施中である。2020年4～6月にかけて、撤去工法の検討を行うため、排気筒内部の確認及びSGTS配管近傍の線量率測定を実施した。

排気筒内部を確認した結果、底部にスラッジ等の堆積物を確認した（図2-42）。この堆積物は、経年的に劣化した排気筒内部のライニング辺や錆、砂礫等であると考えられる。



図 2- 42 排気筒底部の状況^[2-25]

SGTS配管近傍の線量率測定の結果、最も高い値として、2号機SGTS配管表面から高さ0.1mの位置で約650mSv/hを確認した（図2-43 測定ポイントNo.13）。高い線量率が確認された測定ポイントNo.13及びNo.14付近はバタフライ弁が設置されているため、放射性物質が止まりやすい環境であると考えられる。一方、次に高い線量率が確認されたNo.8及びNo.9は水平配管部分であった（図2-44）。

[2-25]1/2号機SGTS配管撤去に向けた今後の調査方針について、特定原子力施設監視・評価検討会第82回配布資料、2020年7月20日

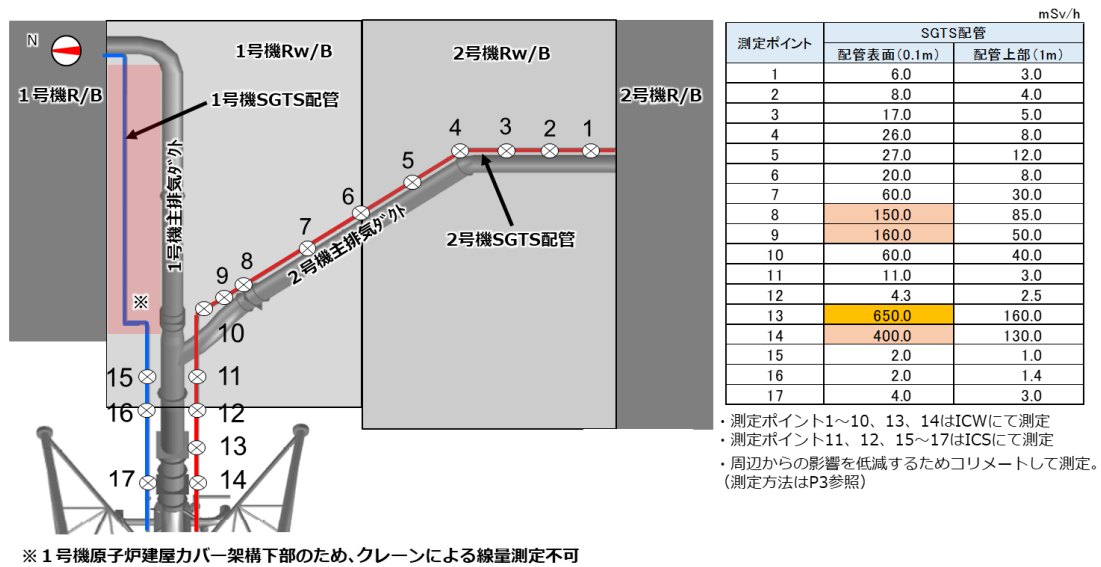


図 2- 43 SGTS 配管近傍線量率調査結果（2020 年に実施） [2-25]



図 2- 44 SGTS 配管近傍で高線量率が確認された箇所
（図中の番号は図 2-43 の測定ポイントと対応） [2-25]

2021 年 5 月に再度 SGTS 配管の線量率調査を実施した結果、2020 年の調査結果と同様に 2 号機側が高く 1 号機側が低い結果となった（図 2- 45）。この傾向は、ベント流速が速かった 1 号機配管より 2 号機は原子炉建屋内の SGTS 系（フィルタ、ラブチャーディスク等）が抵抗となり流速が抑えられ滞留したものと推測している。

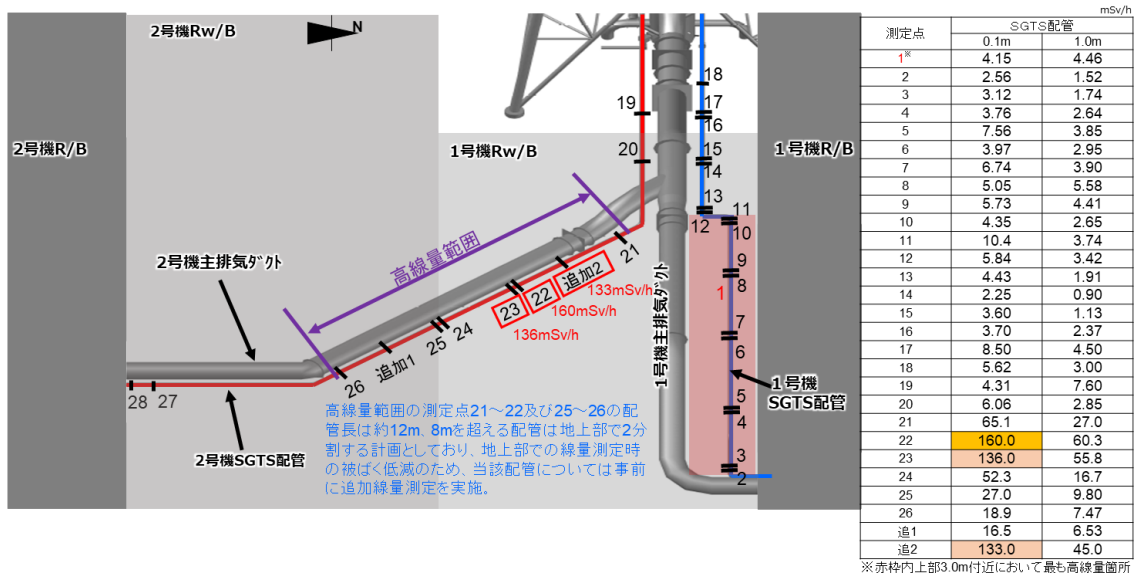


図 2- 45 SGTS 配管線量率調査結果（2021 年に実施） [2-26]

(16) 1号機原子炉建屋内調査結果【UPDATE】

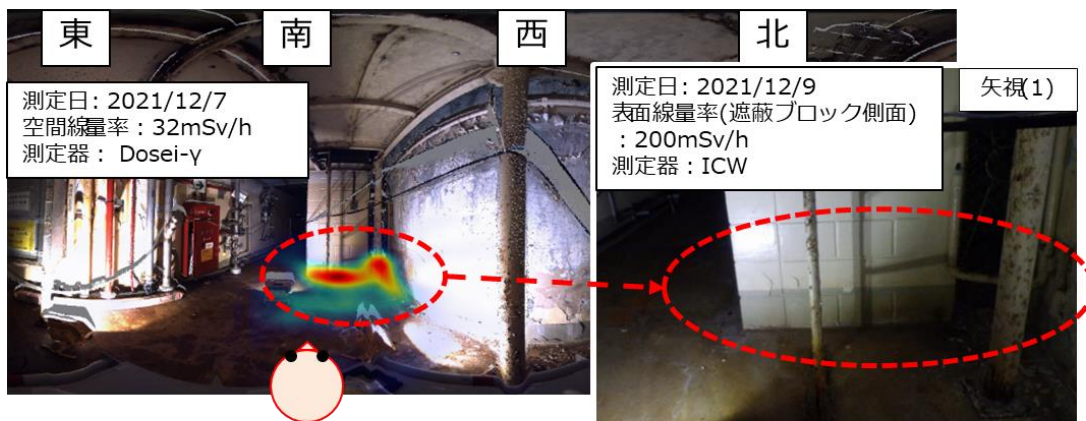
2021年11月～12月にかけて、今後の原子炉建屋内の調査計画立案に向けて原子炉建屋内（地上階）の詳細な空間情報（アクセス性等）や線量率情報を得るため、γイメージャ、3D スキャン装置及び線量計を用いて調査を実施した。

γイメージャによる測定の結果、3階東側のAC配管（D/W ベント配管）及びD/W ベント弁が設置されている遮蔽ブロック内側の床面にホットスポットが確認された（図 2- 46）。ホットスポットとなる原因として、水素発生に伴うD/W 圧力上昇や高温などにより、D/W 内の気体がPCV 貫通部又はD/W ベント弁から建屋側に漏れ出し、遮へいブロック内側で凝縮して放射性物質が床面に付着した可能性が考えられる。

また、3階東側にあるD/W ベント配管は事故時に使用したS/C ベント配管と接続しており、過去の調査で配管表面に錆を確認していることから、配管の状態や汚染の状況を確認した（図 2- 47）。確認の結果、配管に沿って線量率が高いことが確認されたため、配管内が汚染していると推定した。汚染の原因として、D/W ベント弁は閉じていたものの、D/W 圧力上昇や高温の影響などにより、D/W 内の気体の一部が弁の下流側に漏出した可能性や、S/C ベントガスの一部が配管内に流入した可能性があるかと推定した。また、周辺の

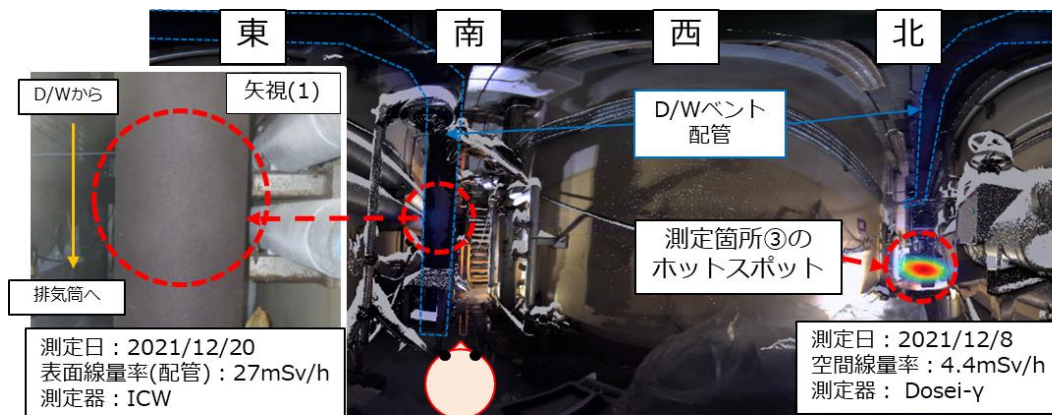
[2-26]福島第一原子力発電所1号機及び2号機非常用ガス処理系配管の一部撤去について、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第21回会合配布資料、2021年7月8日

配管と異なり、D/W ベント配管表面全体に錆を確認した。錆の原因として、高温の気体の通過や内面に付着した放射性物質の発熱により、配管の塗装が劣化して錆が発生した可能性がある」と推定した。



※画像内における線源強度の最大値（赤色）を基準とし、最大値の10%（青色）までの強度分布を相対的に表示。

図 2-46 γイメージャ測定結果（3階東側 遮へいブロック内側） [2-27]



※画像内における線源強度の最大値（赤色）を基準とし、最大値の10%（青色）までの強度分布を相対的に表示。

図 2-47 γイメージャ測定結果（3階東側 AC 配管（D/W ベント配管）） [2-27]

1号機は事故の影響で RCW 系統に汚染が拡大したものと推定しており（添付資料 1-9 参照）、2013 年 4 月～2014 年 2 月の調査において、4 階南西にある RCW サージタンク周辺で 90mSv/h の線量率を確認している [2-28]。

[2-27]1～2号機原子炉建屋上部階調査の結果について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第 99 回事務局会議配布資料、2022 年 2 月 24 日

[2-28]建屋内の空間線量率について、東京電力、2014 年 3 月 27 日

今回、再度 RCW サージタンク周辺の調査を行った結果、改めて周辺の線量率が高いことを確認した（図 2-48）。

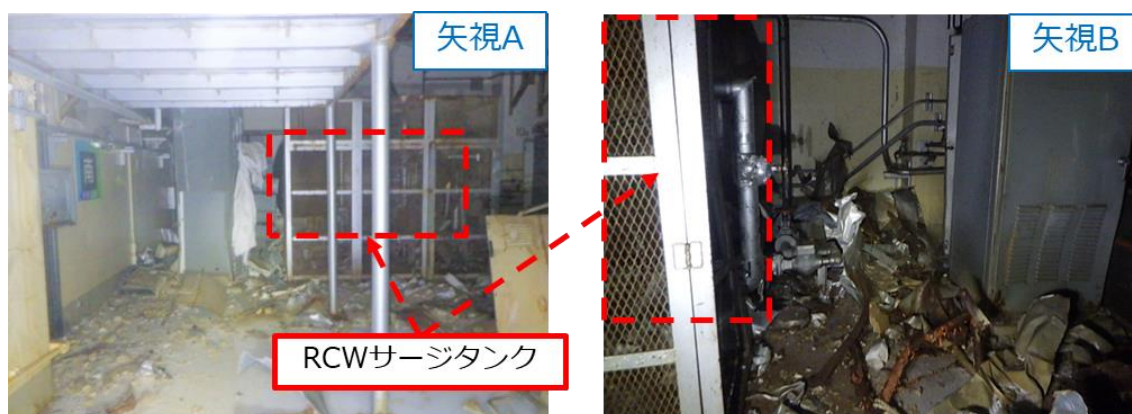
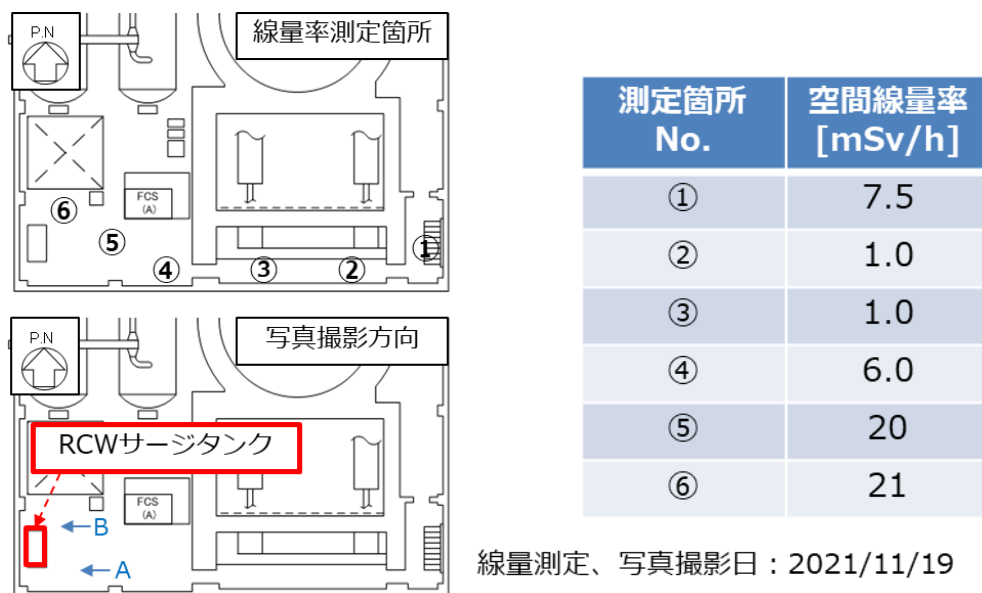
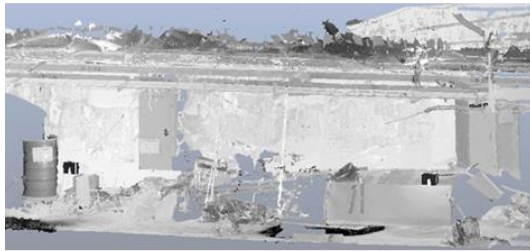


図 2-48 4 階西側 RCW サージタンク周辺の状況^[2-27]

さらに、原子炉建屋の健全性評価に資する情報取得のため、3 階西側、北側、及び東側の原子炉シェル壁並びに 4 階南西側のプール壁において、状況調査や 3D スキャン装置による点群データの取得を実施した（図 2-49）。調査の結果、一部箇所で塗装の剥がれやひび割れが確認されたが、耐震性能の低下に繋がるような損傷、経年劣化の兆候（表面コンクリートの剥落や錆汁等）は確認されなかった。



3階シェル壁北面（点群データ）



3階シェル壁南西面（写真）



4階プール壁西面（写真）

図 2- 49 原子炉シェル壁及びプール壁の調査結果^[2-27]

（17）1号機格納容器内部調査結果【UPDATE】

PCV 内にある堆積物の回収手段ならびに回収する設備の検討を行うこと等を目的に、遠隔操作ロボット（水中 ROV）を用いて堆積物の量や由来などの情報を得る調査を 2022 年に開始した。

2022 年 2 月に、調査に先駆けて水中 ROV-A を用いてガイドリング（水中 ROV のケーブル絡まりを防止するリング）を設置した。その際、水面の浮遊物や PCV 底部の堆積物を確認した（図 2- 50、図 2- 51）。さらに、ペDESTAL 開口部付近から開口部内部の状況を確認したところ、塊状の堆積物および鉄筋らしきものを確認した（図 2- 52）。

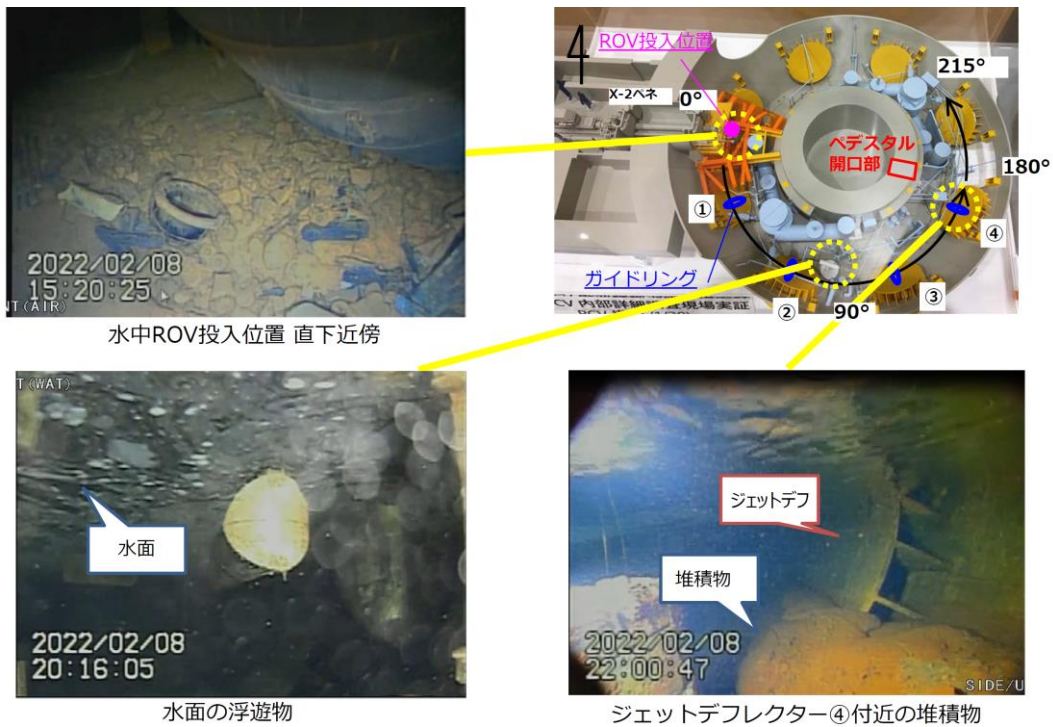


図 2-50 水中 ROV-A で確認した PCV 内部の状況 [2-29]

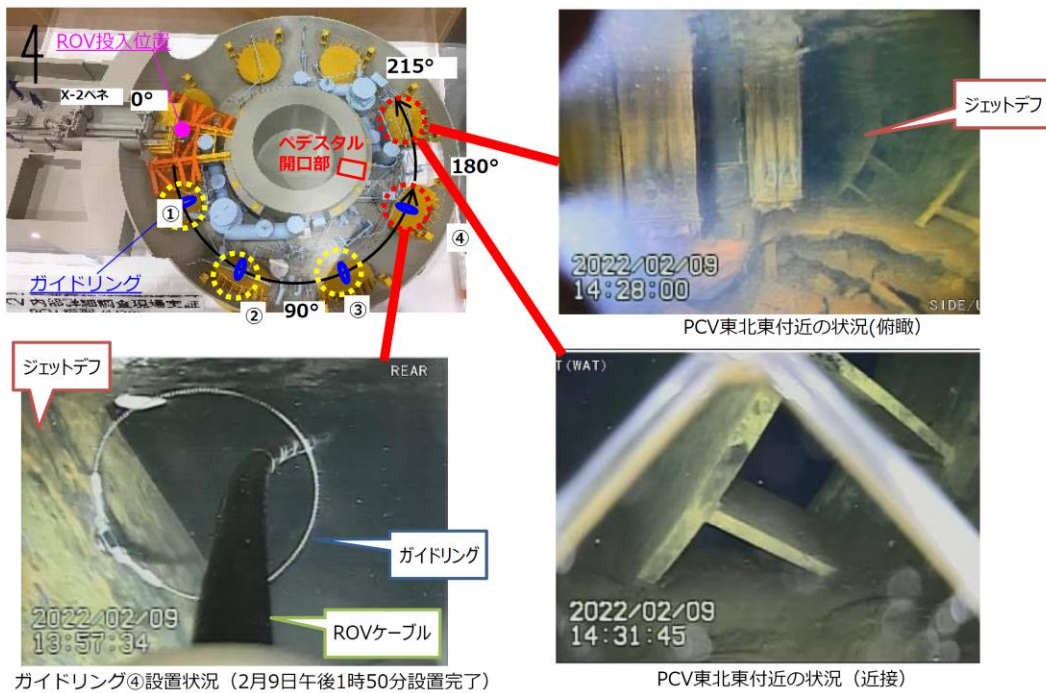


図 2-51 ガイドリング④設置状況および PCV 東北東(215°)付近の状況 [2-30]

[2-29]福島第一原子力発電所 1号機原子炉格納容器内部調査の実施状況 (2月9日時点)、東京電力ホールディングス株式会社、2022年2月9日

[2-30]福島第一原子力発電所 1号機原子炉格納容器内部調査の実施状況 (2月10日時点)、東京電力ホールディングス株式会社、2022年2月10日

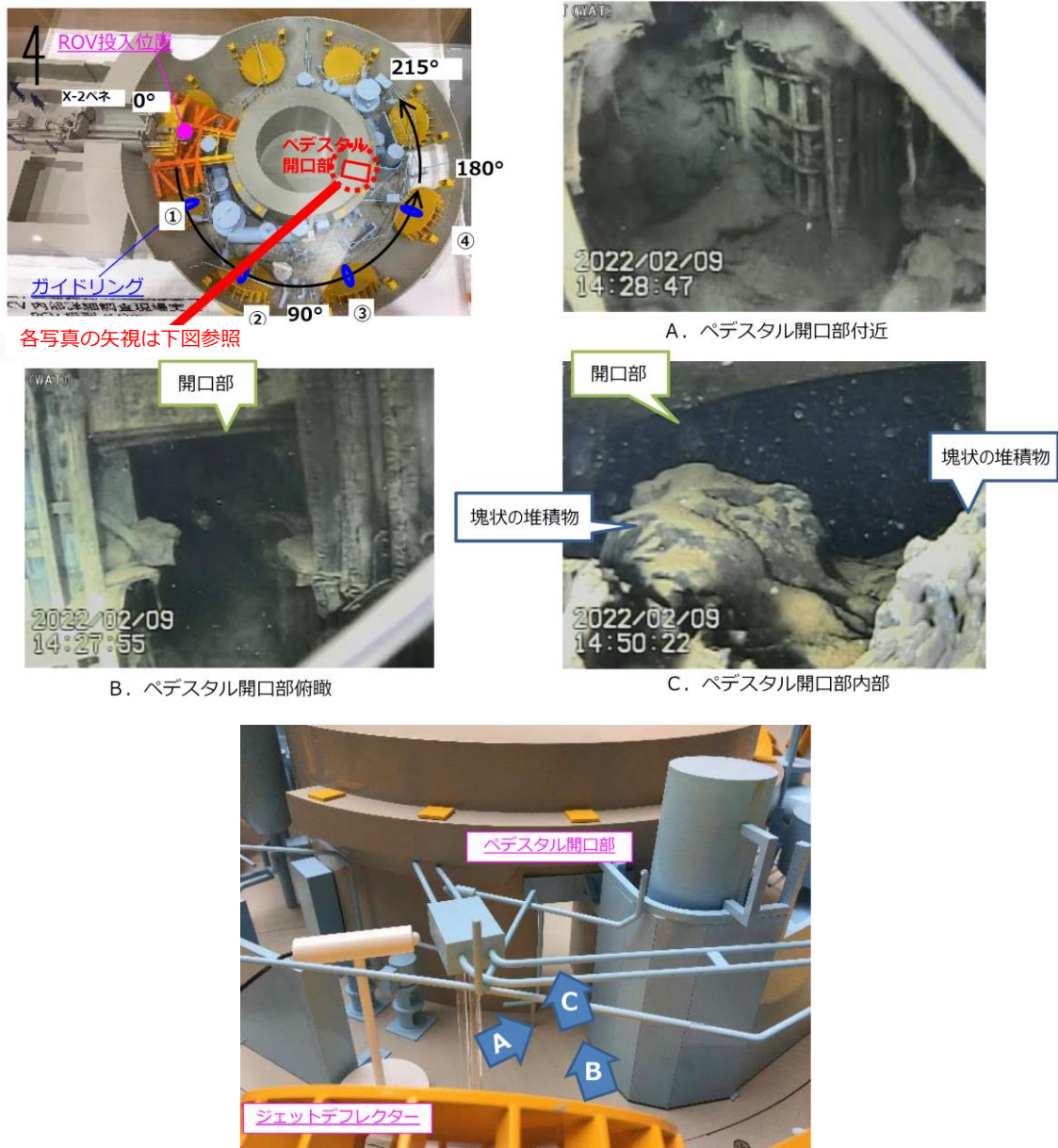


図 2- 52 ペDESTAL 開口部付近調査状況^[2-30]

2022 年 3 月から 5 月にかけて、水中 ROV-A2 を用いてペDESTAL 外周部の既設構造物の状態確認、堆積物の広がり状況等の確認及び堆積物上の中性子束測定を実施した。調査範囲を図 2- 53 に示す。

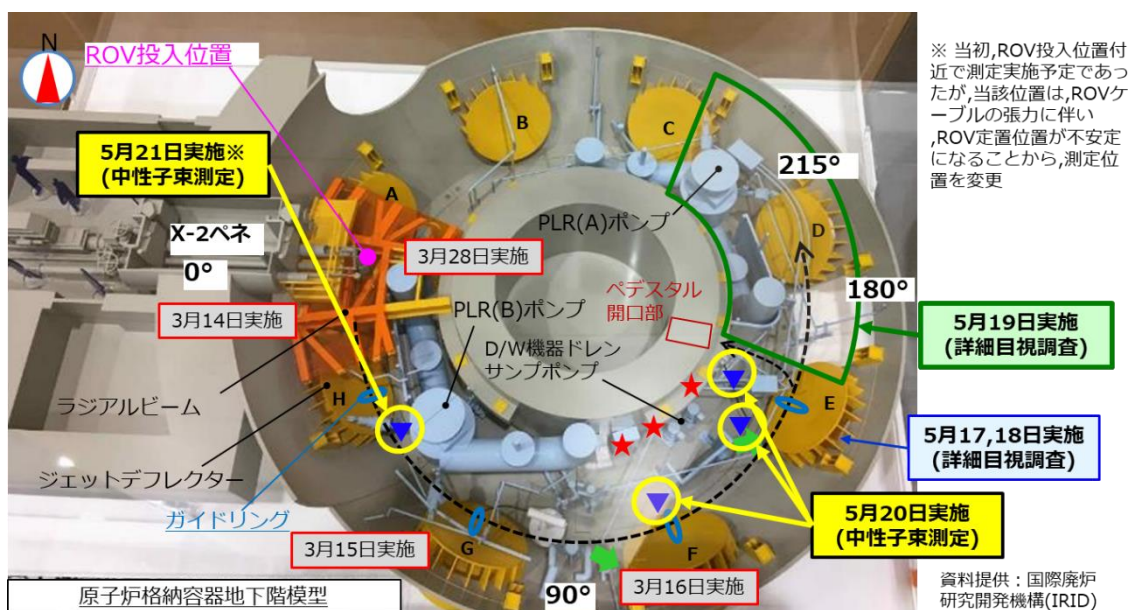


図 2- 53 水中 ROV-A2 による調査範囲[2-31]

水中 ROV-A2 による調査結果から、以下の情報が得られた。

- ・ 原子炉再循環系 (PLR) (B)配管・ポンプやジェットデフレクター、ペDESTAL基礎部等の既設構造物において、外観上で大きな損傷は確認されなかった (図 2- 54～図 2- 61)
- ・ PLR(B)入口弁付近にある鉛毛マットの下部 (PCV 底部) およびジェットデフレクター(F)付近において、塊状の堆積物を確認 (図 2- 54 写真 3、図 2- 59 写真 2)
- ・ ジェットデフレクター(H,G,F,E,D)裏側 (圧力抑制室側) において、堆積物を確認 (図 2- 55、図 2- 56、図 2- 58、図 2- 65、図 2- 70)
- ・ ジェットデフレクター(F)裏側 (圧力抑制室側) において、圧力抑制室と繋がるベント管から、気泡のようなものが連続的に出てくる状況を確認 (図 2- 58 写真 2)
- ・ ジェットデフレクター(G)付近において干渉物を確認 (図 2- 56、図 2- 57)
- ・ ジェットデフレクター(A)は下面が見えており、付近の堆積物の高さは作業員アクセス口と比較して低いことを確認 (図 2- 60 写真 2)
- ・ ペDESTAL開口部付近において、RCW 系統配管が設置されていたと推定される位置に配管がなくなっていることを確認 (図 2- 62)

[2-31]1 号機 PCV 内部調査の状況について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第 102 回事務局会議配布資料、2022 年 5 月 26 日

- ・ 機器ドレンサンプ付近にある PCV 底部の堆積物が上下の層を形成し、内部が空洞になっていることを確認 (図 2- 63、図 2- 64、図 2- 66～図 2- 68)
- ・ ペデスタル開口部 (基礎部) 付近のコンクリートについて、ペデスタルの鉄筋およびインナースカートがむき出しになっていることを確認 (図 2- 64、図 2- 66～図 2- 69)
- ・ ペデスタル開口部 (基礎部) にある堆積物は上下の層をなし、内部が空洞となっているが、その空洞部分においてペデスタル基礎部の鉄筋がむき出しとなっている状況。堆積物の上層より上では、ペデスタル基礎部が残った状態であることを確認 (図 2- 59、図 2- 64、図 2- 68)
- ・ ペデスタル開口部 (内部手前) において、塊状の体積物を複数確認 (図 2- 69)
- ・ ジェットデフレクター(C)付近において、堆積物を確認 (図 2- 70)

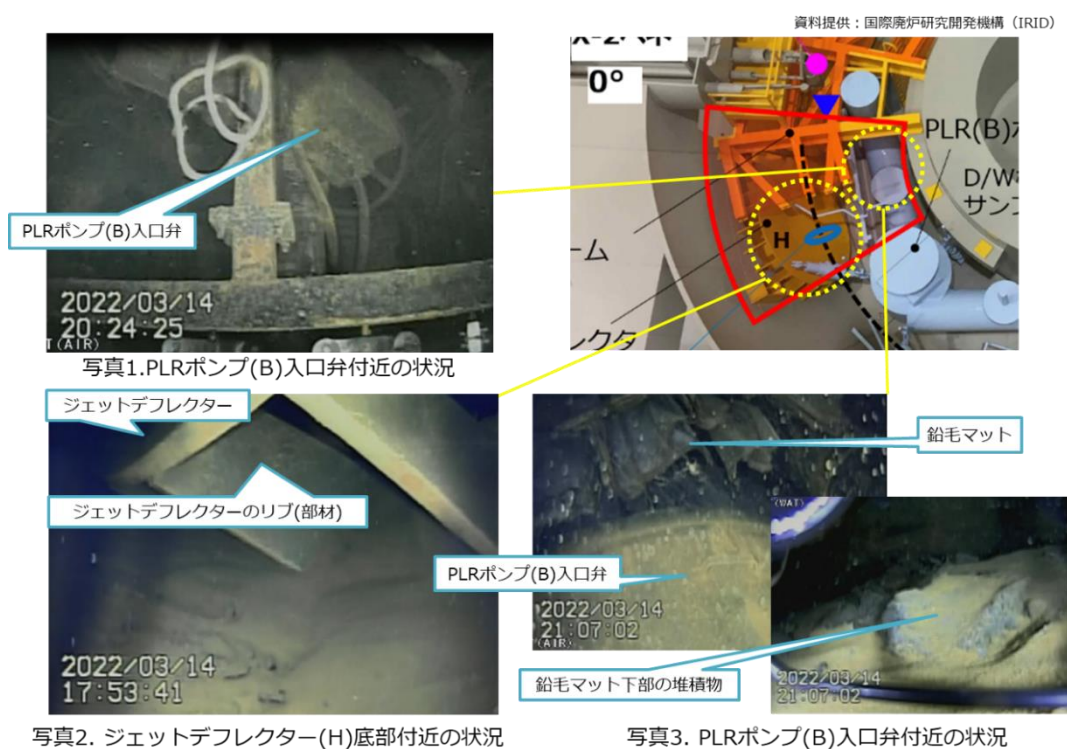


図 2- 54 PLR ポンプ(B)付近およびジェットデフレクター(H)付近の状況^[2-32]

[2-32]福島第一原子力発電所 1 号機原子炉格納容器内部調査 (ROV-A2) の実施状況 (3月14～16 日の作業状況)、東京電力ホールディングス株式会社、2022 年 3 月 24 日

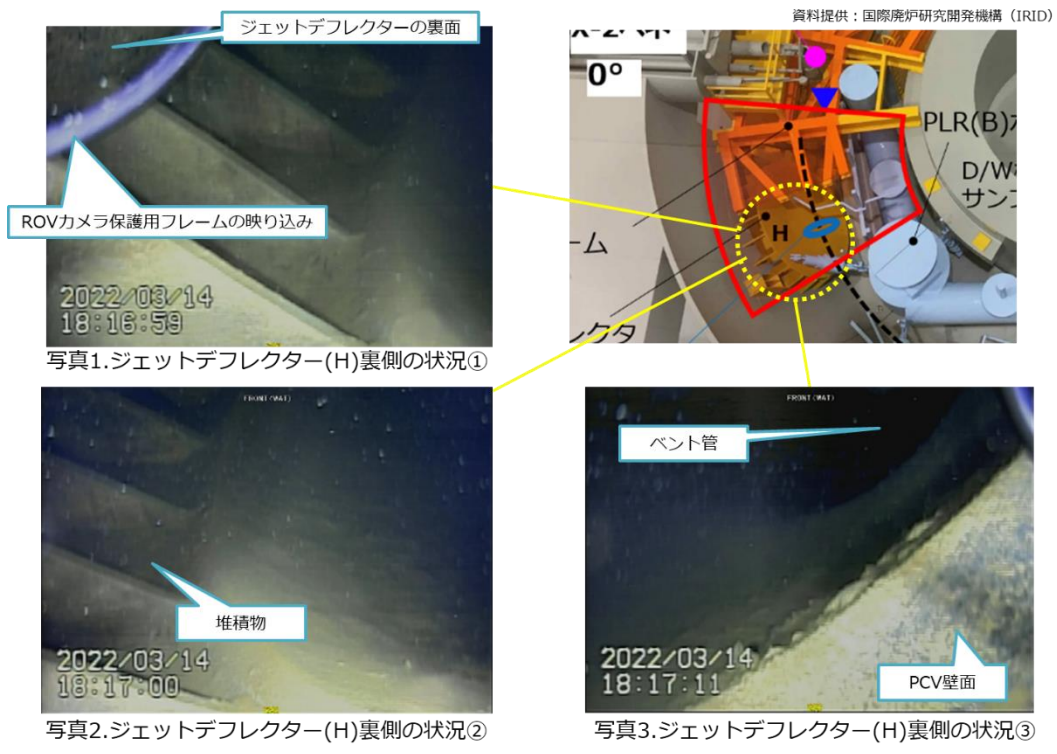


図 2- 55 ジェットデフレクター(H)付近の状況 [2-32]

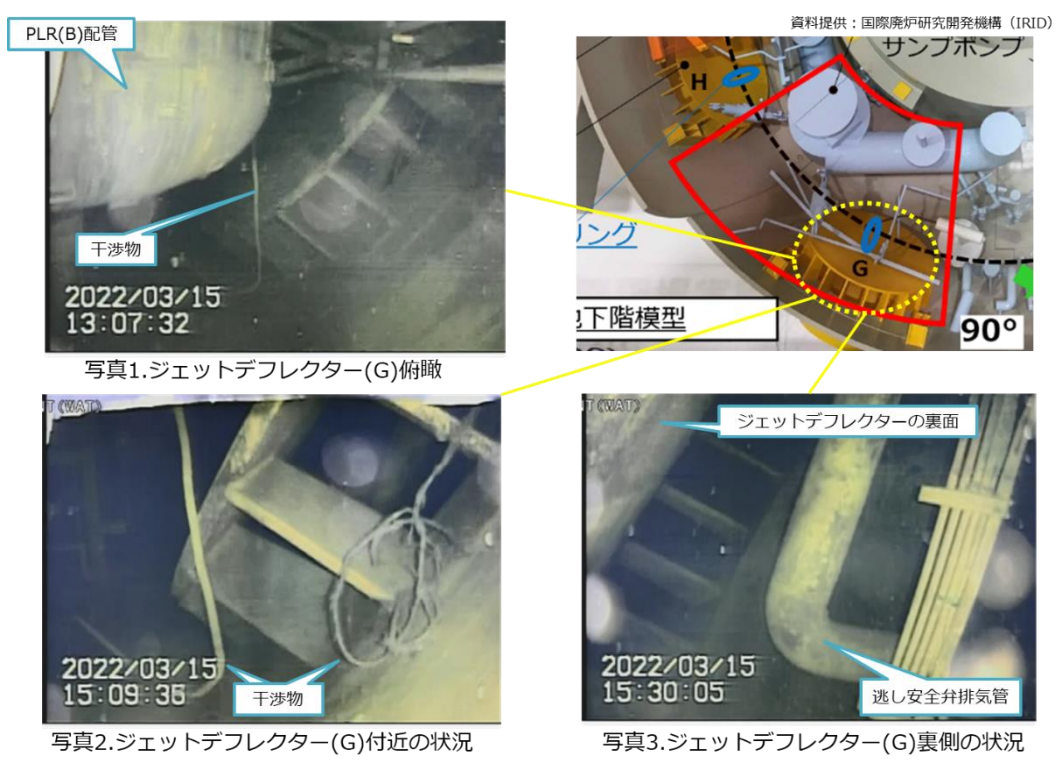


図 2- 56 ジェットデフレクター(G)付近の状況 [2-32]



図 2-57 PLR ポンプ(B)付近および
ジェットデフレクター(G)付近の状況[2-32]

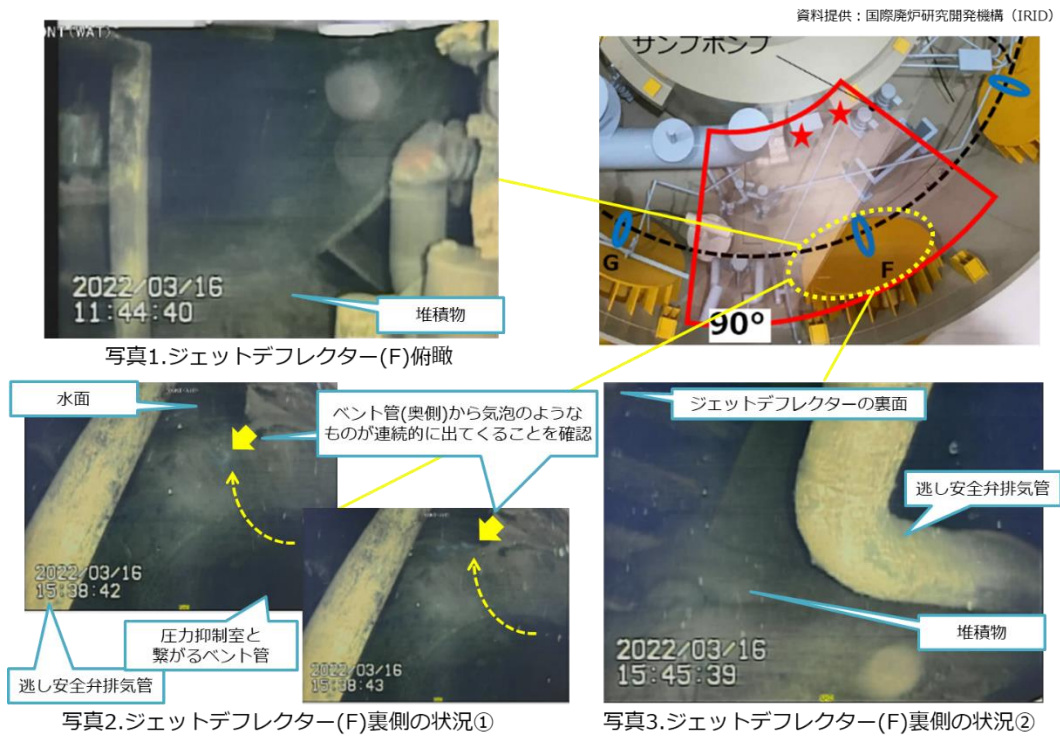


図 2-58 ジェットデフレクター(F)付近の状況[2-32]



図 2-59 ペDESTAL付近およびジェットデフレクター(F)付近の状況[2-32]

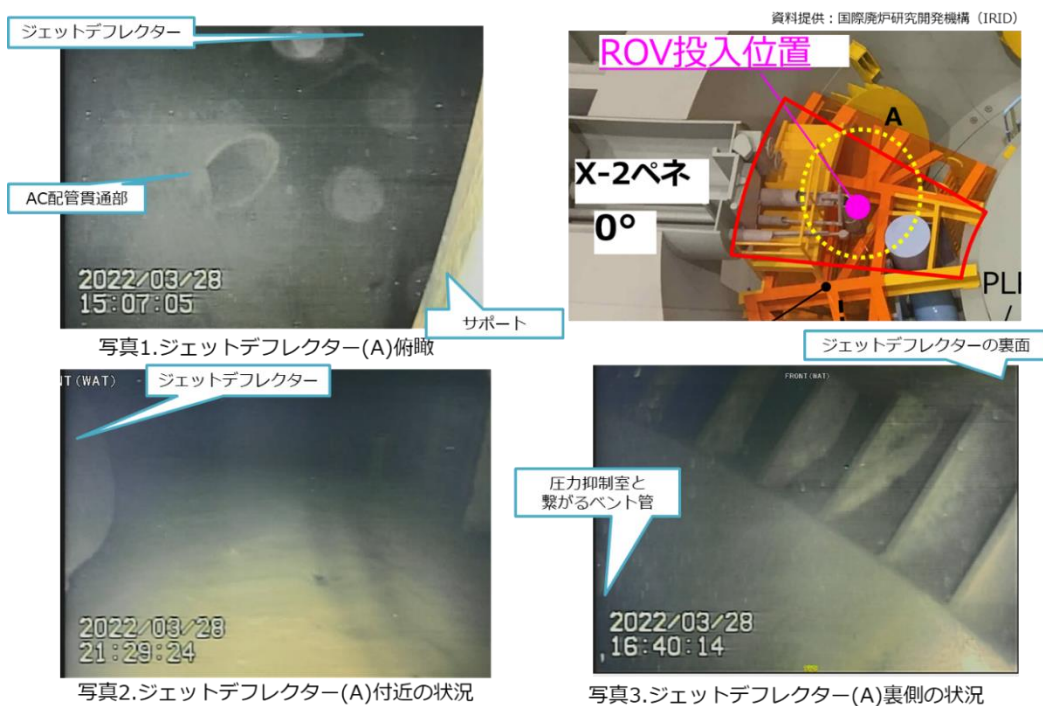


図 2-60 ジェットデフレクター(A)付近の状況[2-33]

[2-33] 1号機 PCV 内部調査の状況について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第100回事務局会議配布資料、2022年3月31日

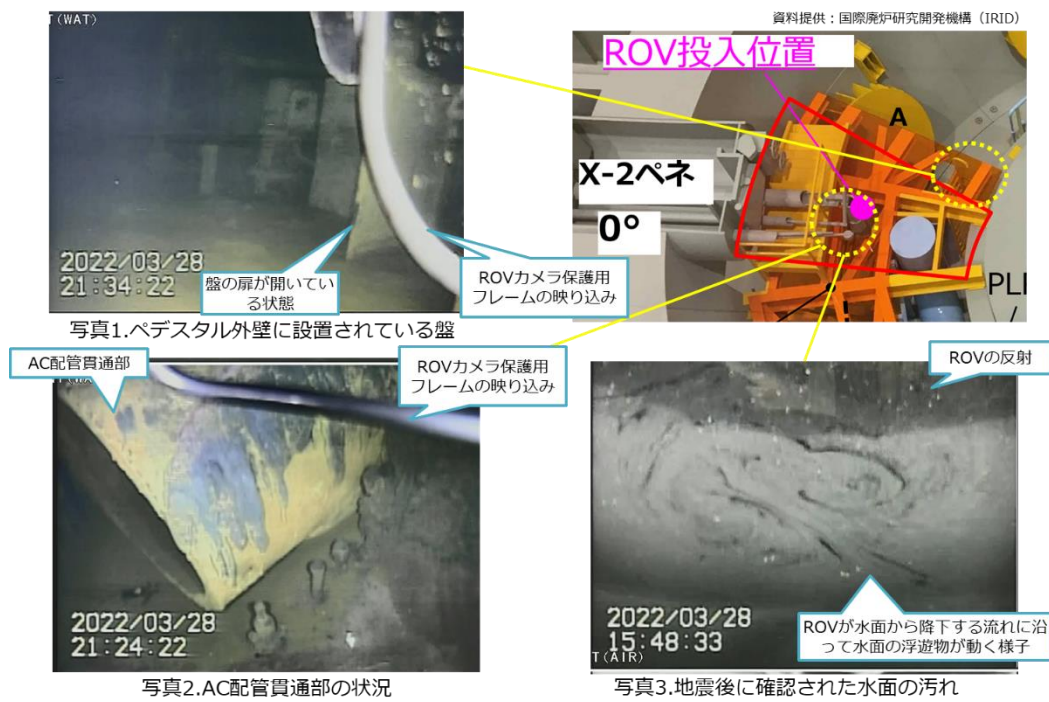


図 2- 61 ジェットデフレクター(A)付近の既設構造物等の状況[2-33]

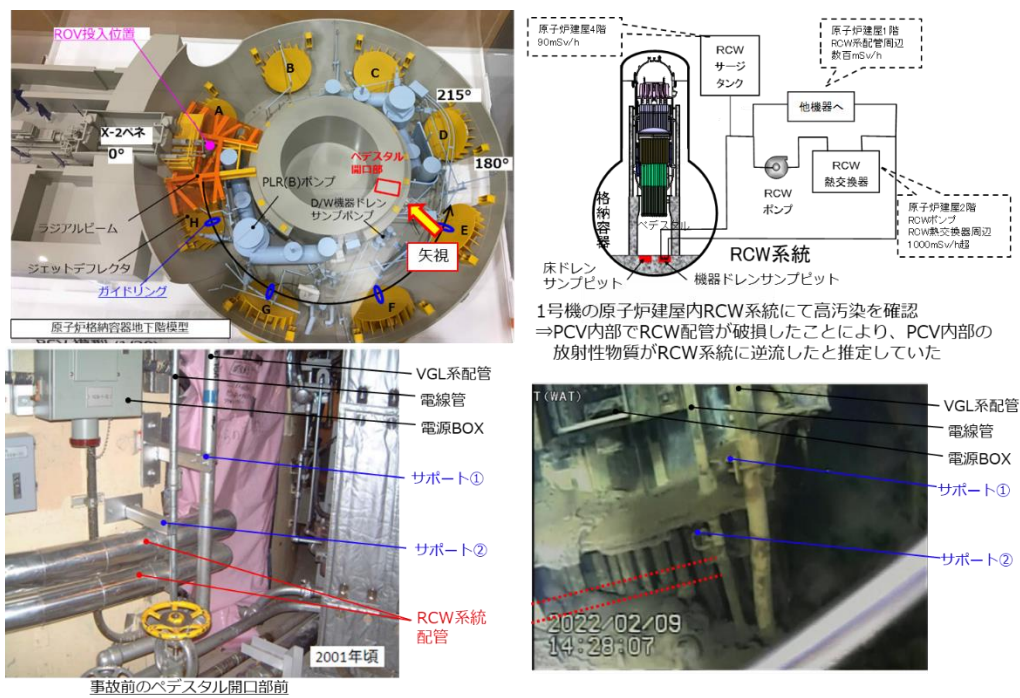


図 2- 62 ペDESTAL開口部付近の RCW 系統配管[2-34]

[2-34]1号機 PCV 内部調査の状況について、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第 29 回会合配布資料、2022 年 4 月 26 日

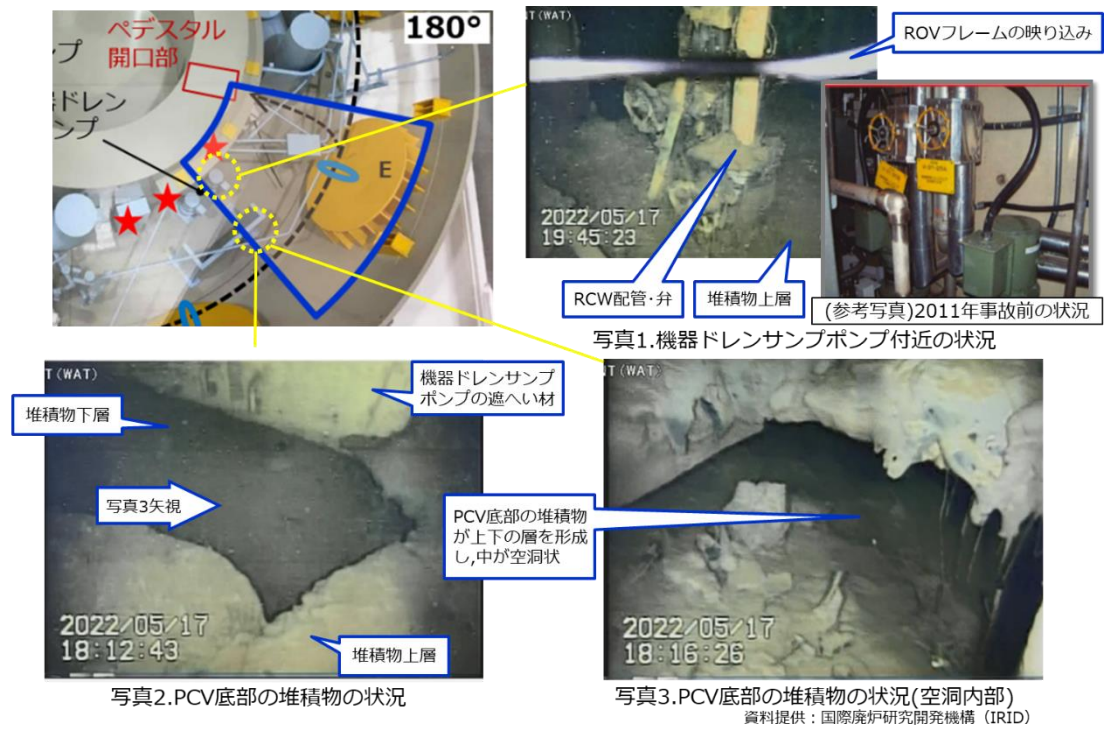


図 2- 63 機器ドレンサンプ付近および PCV 底部の状況[2-31]

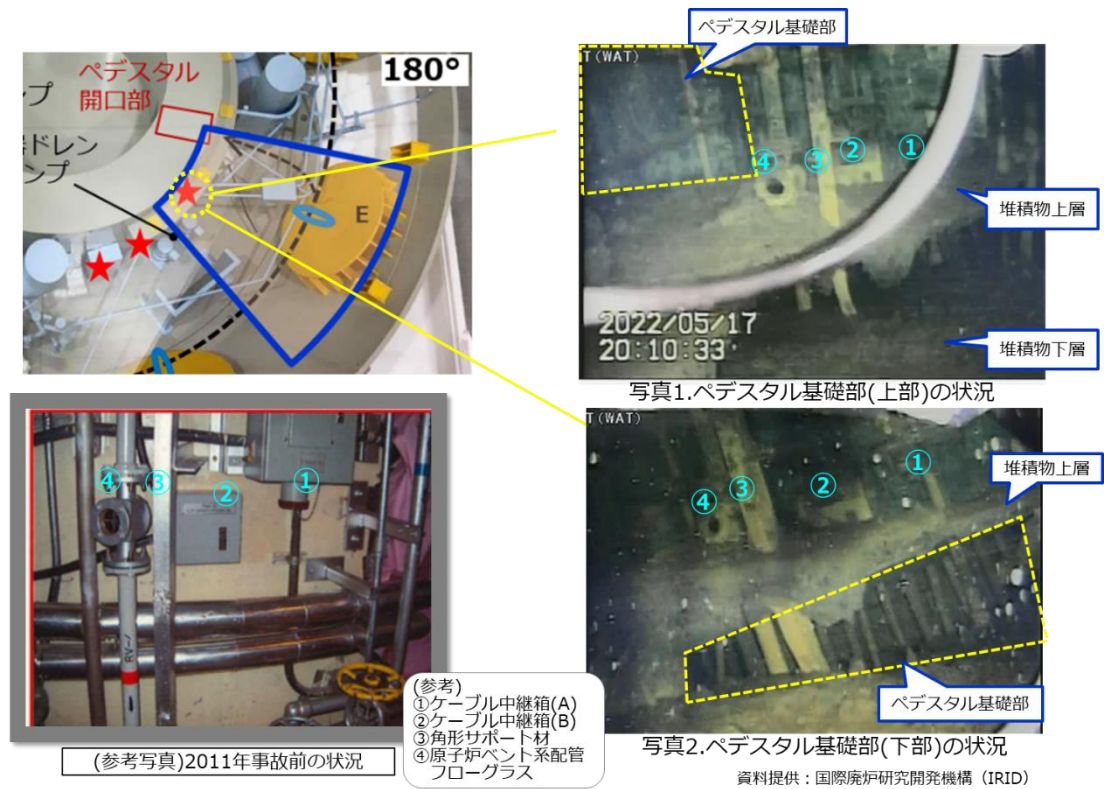


図 2- 64 ペDESTAL付近の状況[2-31]

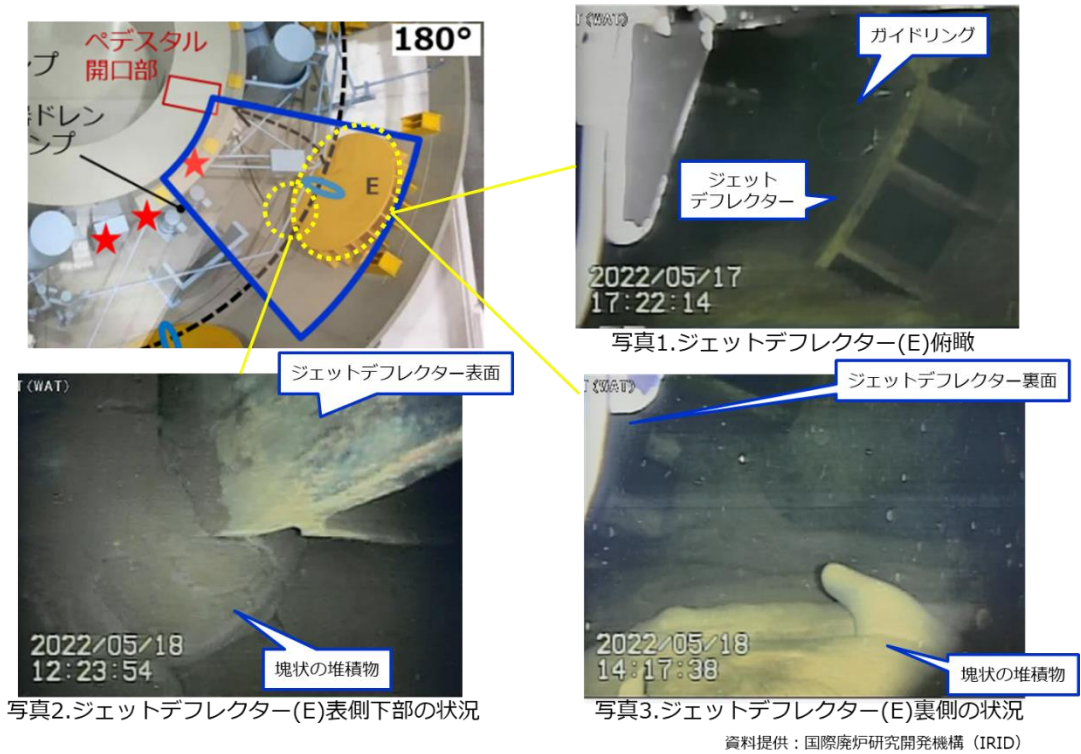


図 2-65 ジェットデフレクター(E)付近の状況[2-31]

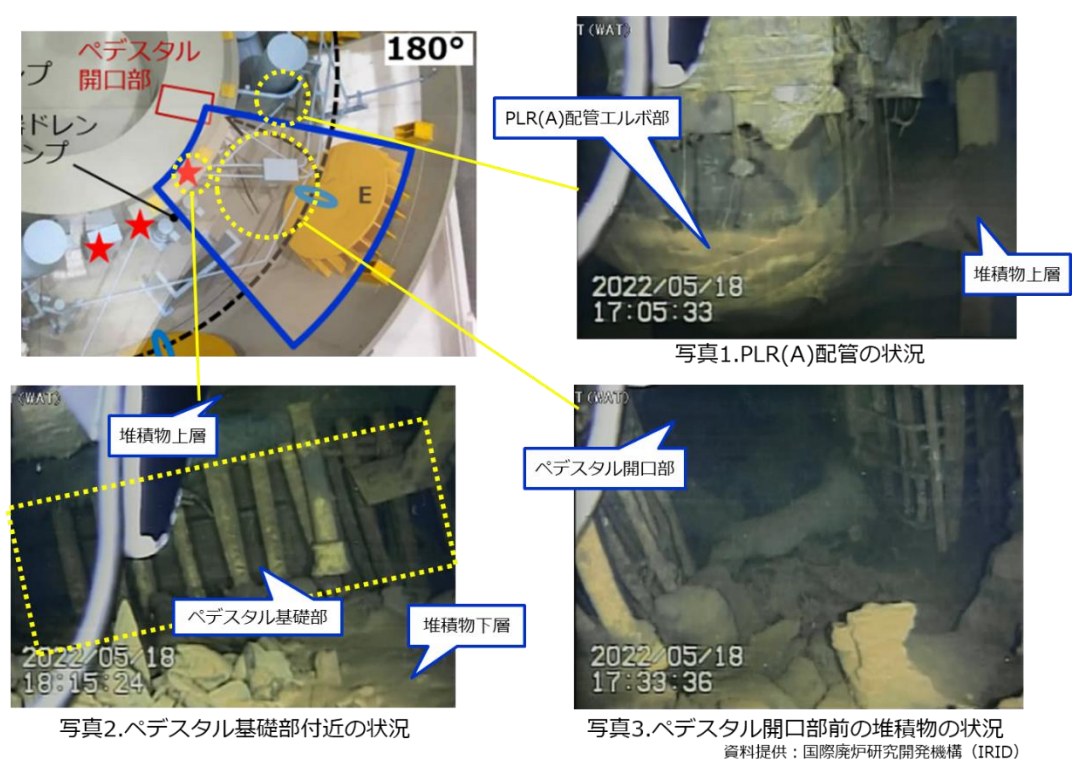


図 2-66 PLR(A)配管およびペDESTAL付近の状況[2-31]

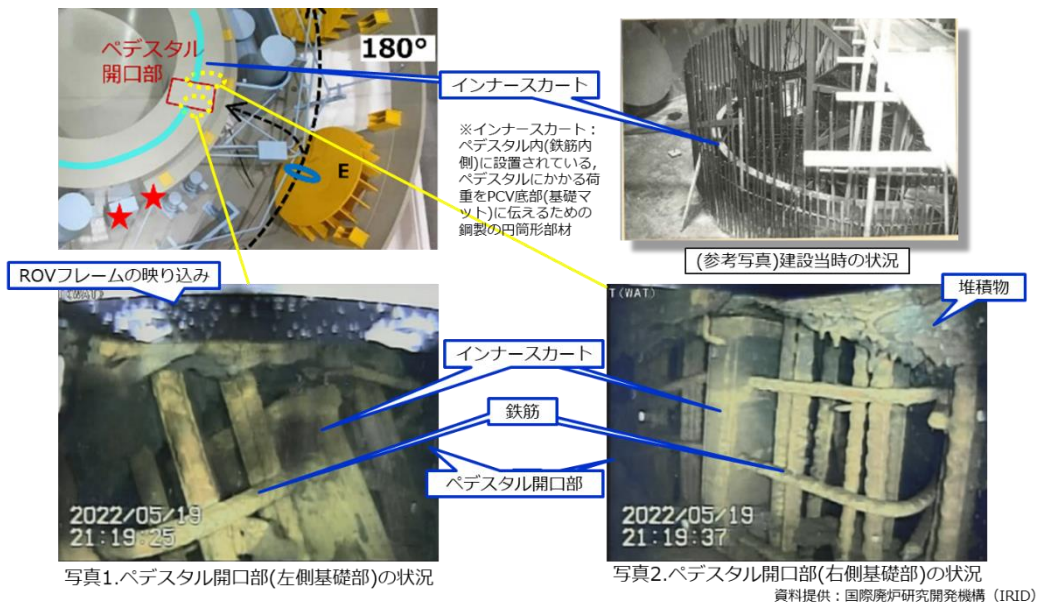


図 2- 67 ペDESTAL開口部 (基礎部) の状況[2-31]



図 2- 68 ペDESTAL開口部 (基礎部) 付近の状況[2-31]

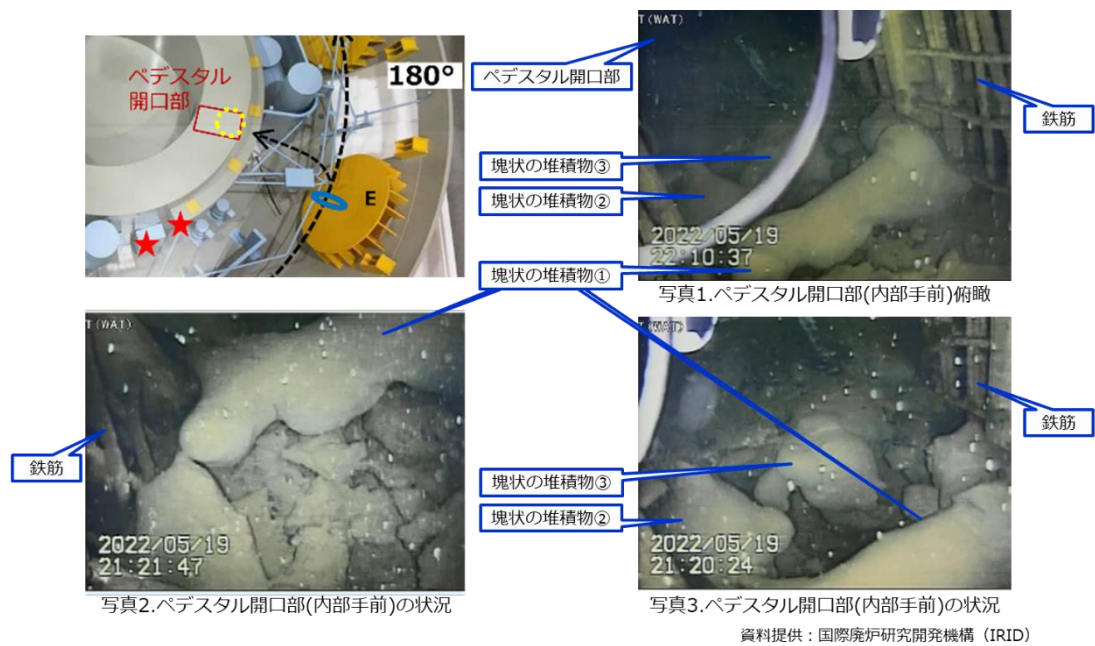


図 2- 69 ペデスタル開口部（内部手前）付近の状況^[2-31]

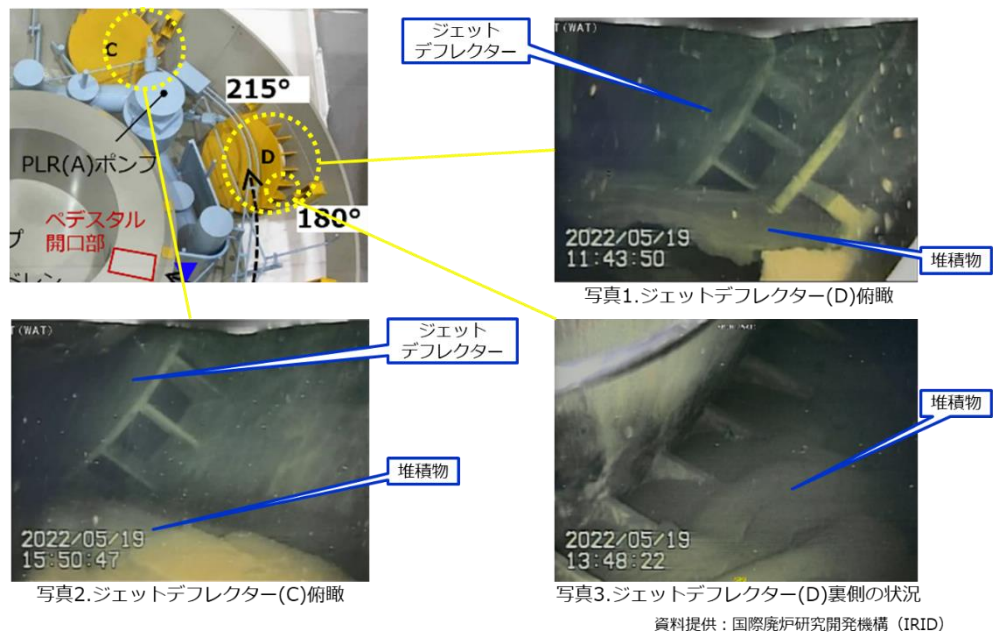


図 2- 70 ジェットデフレクター(C,D)付近の状況^[2-31]

2022年5月に水中 ROV-A2 に搭載した中性子検出器を用いて堆積物上の中性子束測定を実施し、測定ポイント全てにおいて熱中性子束を確認した。(図 2- 71)。

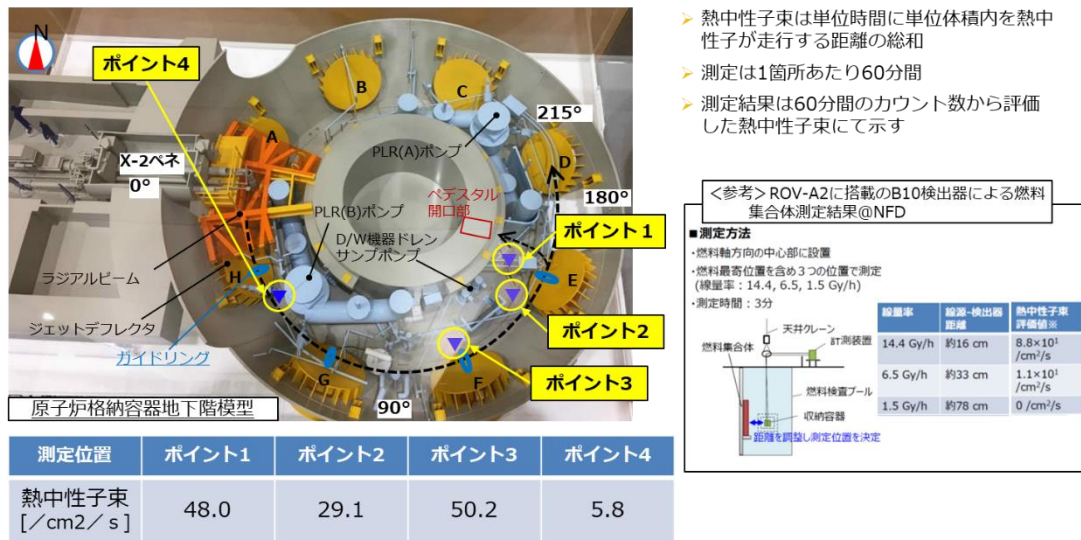


図 2- 71 中性子束測定結果[2-31]

2022年6月には水中 ROV-C を用いて取得した超音波測定データと、測定位置の映像・既設構造物の位置情報を比較し、水面から堆積物までの距離や堆積物厚さを推定した。推定結果を図 2- 72 に示す。

超音波測定データ及び水中 ROV-C・A2 の調査時の映像から、粉状・泥状の堆積物厚さは想定より薄いと評価した。また、堆積物（粉状・泥状および板状・塊状の堆積物含む）内部の状態（空洞の存在等）については、この調査結果からは評価できなかった。PCV 底部からの堆積物厚さについては、ペデスタル開口部付近が比較的高く、水中 ROV 投入位置である X-2 ペネ付近に近づくにつれて徐々に低くなっていることを確認した。

なお、ペデスタル開口部前の堆積物が一部低くなっている（図 2- 72 青点線囲い部）が、調査時の映像から、堆積物が崩れているためと推定した。

堆積物の状態が特徴的な調査ポイントとして、図 2- 72 図中⑬-⑭では調査映像より空洞部が確認されており、測定結果についても空洞部の段差を確認した（図 2- 73）。図 2- 72 図中⑯-⑰では調査映像より堆積物が崩れた状態が確認されており、測定結果についても崩れた堆積物の凹凸を確認した（図 2- 74）。

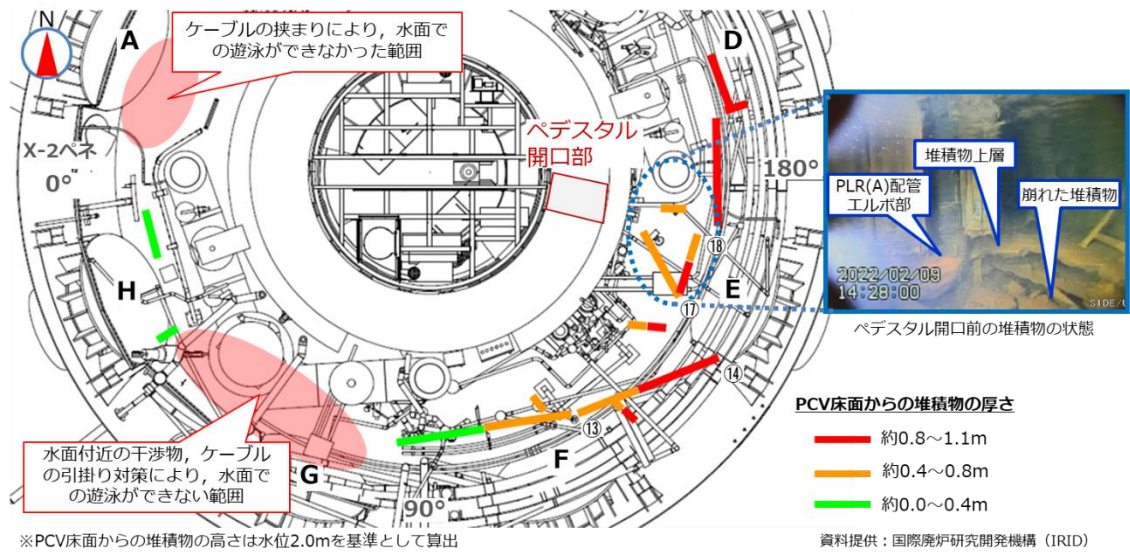


図 2-72 ROV-C による堆積物厚さ推定結果[2-35]

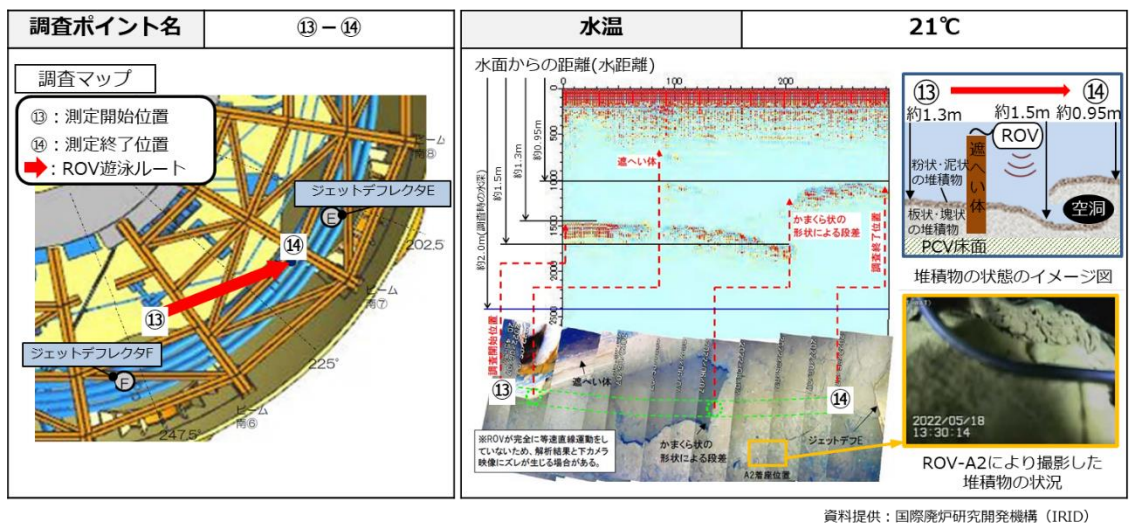


図 2-73 調査ポイント⑬-⑭の評価結果[2-35]

[2-35]1号機 PCV 内部調査の状況について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第 104 回事務局会議配布資料、2022 年 7 月 28 日

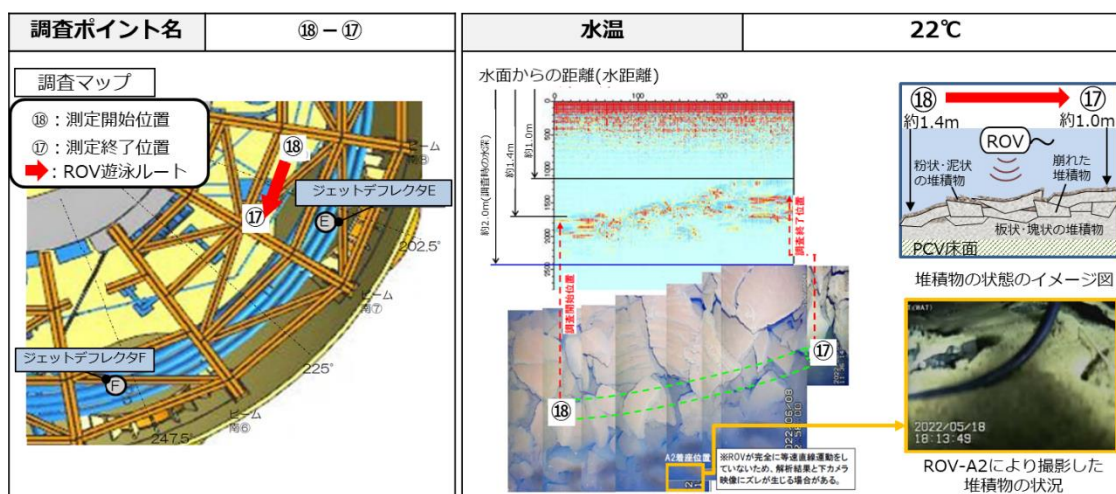


図 2-74 調査ポイント⑱-⑰の評価結果[2-35]

(18) 1号機 CS (A) 系テストライン他の配管表面線量率の測定結果【UPDATE】

1号機 S/C 取水設備設置に向けた S/C 内包水のサンプリングのため、2022年6月に取水口の候補である CUW 配管及び周辺の線量率測定等の現場調査を実施した。CUW 配管に近接する CS 配管の表面線量率を測定したところ、CS (A) 系テストライン (CS-24) で約 50mSv/h、CS (A) 系ポンプ出口ライン (CS-9) で約 25mSv/h を確認した (図 2-75)。

当該配管が高線量率である要因として、RPV または S/C からの核分裂生成物 (FP) の移行が想定されるが、RPV から FP が移行しやすい CS-9※より CS-24 が高線量率であるため、S/C からの FP 移行が考えられる (図 2-76)。

※：CS-9・CS-24 分岐部から CS-9 の線量率測定箇所までは、仕切弁が無い

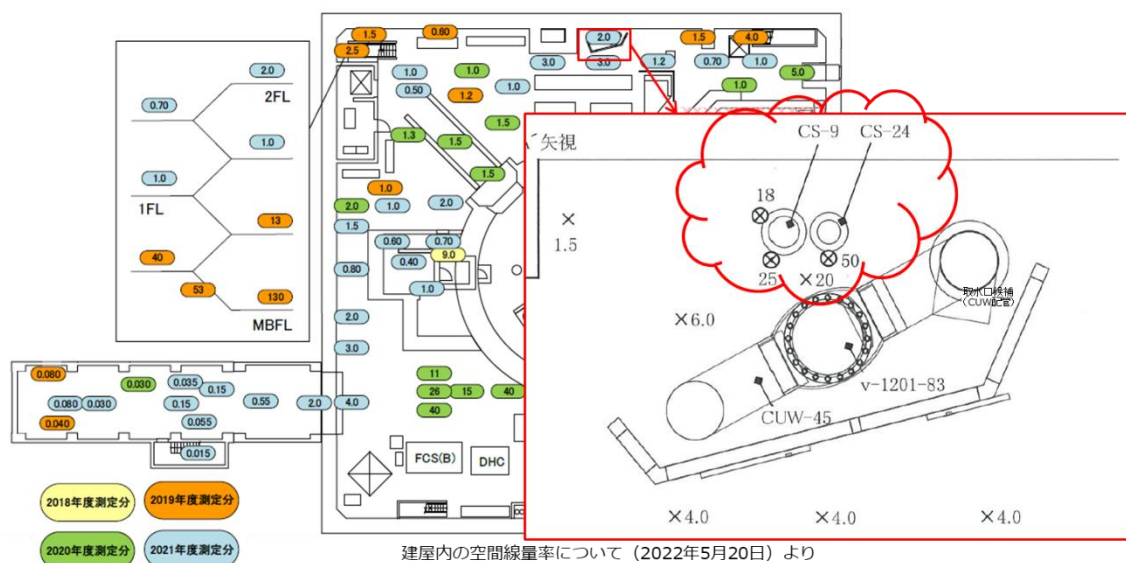


図 2-75 CUW 配管及び周辺の線量測定結果[2-36]

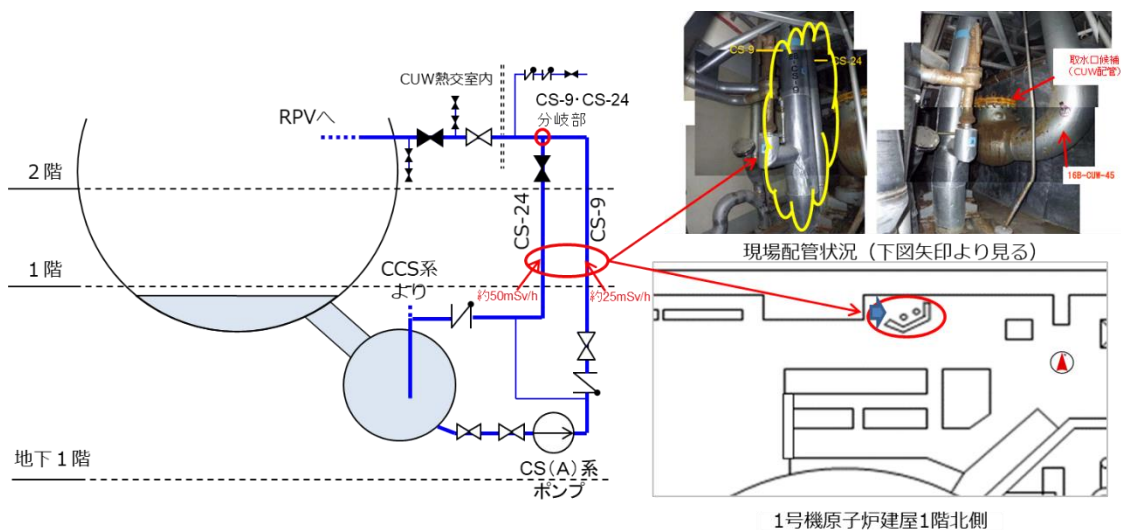


図 2-76 CS (A) 系配管の系統状態[2-36]

[2-36]1号機 CS (A) 系テストライン他の配管表面線量の測定結果について、東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会第30回会合配布資料、2022年3月30日

3. 2号機の炉心・格納容器の状態について

(1) 格納容器内水位の測定結果

2012年3月に実施した2号機格納容器内部調査では、格納容器貫通部(X-53(原子炉建屋1階))に孔を開け、調査装置を挿入することにより、カメラによる内部撮影や、格納容器内滞留水水位の確認、線量率・温度測定等を実施した。[3-1]

ここで、滞留水水位は、ビデオイメージスコープにより、D/W 床上約60cm(2012年3月26日時点)であることが確認された(図3-1)。

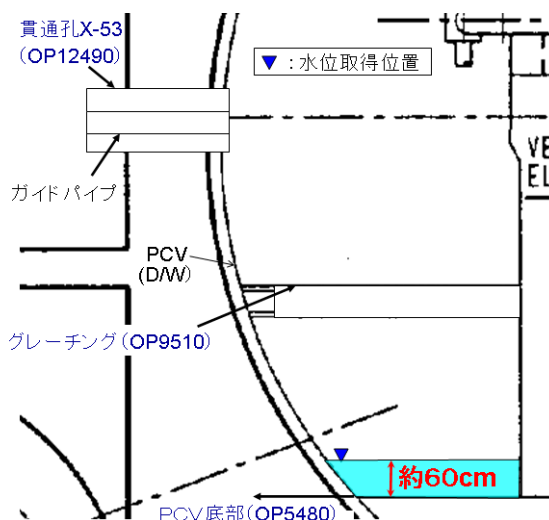


図3-1 2号機格納容器内滞留水水位測定結果

(2) 格納容器内ペDESTAL開口部付近の調査結果

2013年7、8月に実施した2号機格納容器内部調査では格納容器貫通部(X-53(原子炉建屋1階))から調査装置を挿入し、制御棒駆動機構(CRD)交換レール及びペDESTAL開口部近傍について、カメラによる内部撮影、線量率・温度測定を実施した(図3-2)。[3-2]

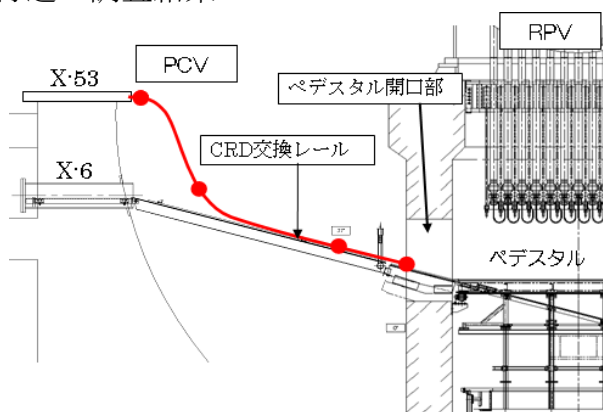


図3-2 2号機格納容器内部調査範囲

ペDESTAL開口部からペDESTAL内部を撮影した画像について、ノイズ除去ならびにコントラスト強調のための画像処理をした結果、ペDESTAL開口部から奥の上部に制御棒位置指示系(PIP)用ケーブルが確認されたが、開口部下部の状況は不鮮明であった(図3-3)。

また、線量計によりCRD交換レール上部までの線量率データが得られ、測定できた範囲では約45~80Sv/hであった。参考としてカメラの画像ノイズからの線量率推定を実施したところ、CRD交換レール着座位置で約30Sv/h、ペDESTAL開口部近傍で約36Sv/hであり、CRD交換レール上ペDESTAL開口部に近づ

[3-1]格納容器内部調査結果及び漏洩経路の特定に向けた調査計画、東京電力(株)福島第一原子力発電所事故に関する技術ワークショップ、2012年7月24日

[3-2]2号機PCV内部再調査結果について、廃炉対策推進会議第7回事務局会議配布資料、2013年8月29日

いても、燃料デブリへの接近を示唆するような急激な線量率上昇はみられなかった。



(参考) 5号機ペDESTAL開口部

図 3-3 ペDESTAL開口部からのペDESTAL内部の画像(画像処理後)

(3) 圧力抑制室への窒素封入試験結果

2013年5月に実施したS/Cへの窒素封入試験により、S/C圧力が3kPag(2013年5月14日時点)であることが確認された。S/C内水位が満水に近い状況であれば相応の水頭圧がかかることから、S/C内水位の正確な絶対値は不明であるが、窒素封入口(OP.3780)程度であることが示された。D/W内水位が低いことと合わせて、原子炉への注水はD/Wからベント管を経由してS/Cへ流入、S/C下部から原子炉建屋へ漏れいしていると推定され、この場合、現状のS/C内水位はトラス室内の滞留水水位と同程度と推定される(図3-4)。^[3-3]

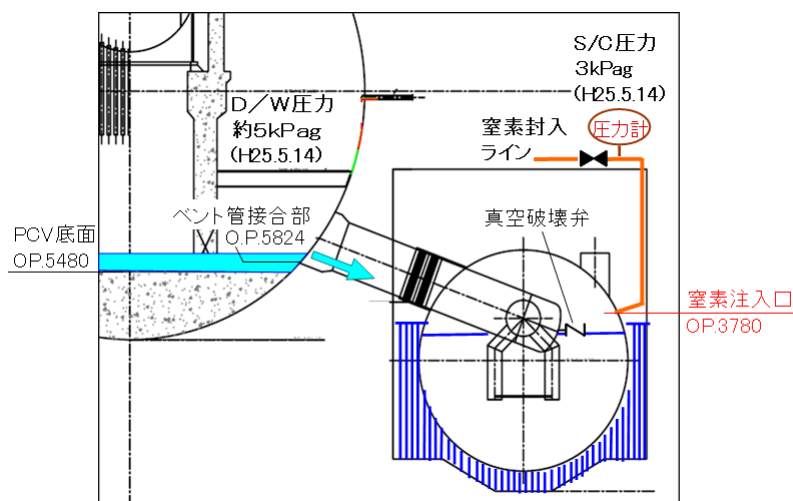


図 3-4 2号機 S/C 内気相部閉空間の推定

[3-3] 【資料3】個別の計画毎の検討・実施状況、廃炉対策推進会議第3回事務局会議配布資料、2013年

当試験は、2011年12月以降、D/W 圧力減少操作に伴い、2号機格納容器ガス管理設備で測定する水素濃度及びKr-85放射能濃度が上昇する事象を受けて、1号機と同様に、S/C 内に事故初期の水素と Kr-85 が残留するかどうかを確認するために実施した。

なお、試験の結果、窒素封入前後の S/C 圧力は、封入開始前の 3kPag から封入終了後に 7kPag となり、封入する毎に徐々に加圧され、S/C へ窒素が封入されていることが確認されたものの、格納容器ガス管理設備で測定する水素濃度、Kr-85 放射能濃度に応答は見られなかった。S/C から D/W へ流れが形成されていない可能性と、流れが形成されたものの既に S/C 内の残留水素の濃度が低く、応答が出なかった可能性とが考えられ、検証のための追加試験を実施した。

2013年7月には D/W へ窒素を封入し、D/W 圧力の上昇とそれに追従して S/C 圧力が僅かに上昇することを確認した。また、2013年10月には再度 S/C へ窒素を封入し、S/C 圧力が上昇し D/W 圧力と一致した後は、両圧力は連動して上昇する傾向を示した。また、S/C への窒素封入停止後に、S/C 圧力が D/W 圧力に追従して低下した。^[3-4]

以上から、S/C へ封入した窒素は D/W へ流れていること、一方格納容器ガス管理設備で測定する水素濃度には応答が見られなかったことから、既に S/C 内に水素は残留していないことを確認した。なお、試験期間中の原子炉建屋地下階水位は OP.3400 程度以下であり、S/C 内水位はトーラス室水位と連動（トーラス室水位－内圧押し込み分）すると考えられることから、この際、S/C 内の真空破壊弁（OP.3305）は水没しておらず、当該弁を経由して窒素が流れているものと推定される。

（4）トーラス室調査結果

2013年4月に実施した2号機トーラス室調査では、ロボットによりトーラス室内の回廊にアクセスし、可能な範囲内で、動画撮影や、線量率測定、音響確認等を実施した。^[3-5]

S/C の液相漏えい箇所については特定されていないが、カメラ映像によると、S/C のマンホールのフランジ等からの漏水はないことが確認された（図 3-5）。

5月30日

[3-4]福島第一・2号機 S/C 水素パージのための窒素封入試験（2回目）の実施状況について（結果）、廃炉・汚染水対策チーム会合第1回事務局会議配布資料、2013年12月26日

[3-5]2号機原子炉建屋地下階トーラス室内調査、政府・東京電力中長期対策会議第5回運営会議配布資料、2012年4月23日

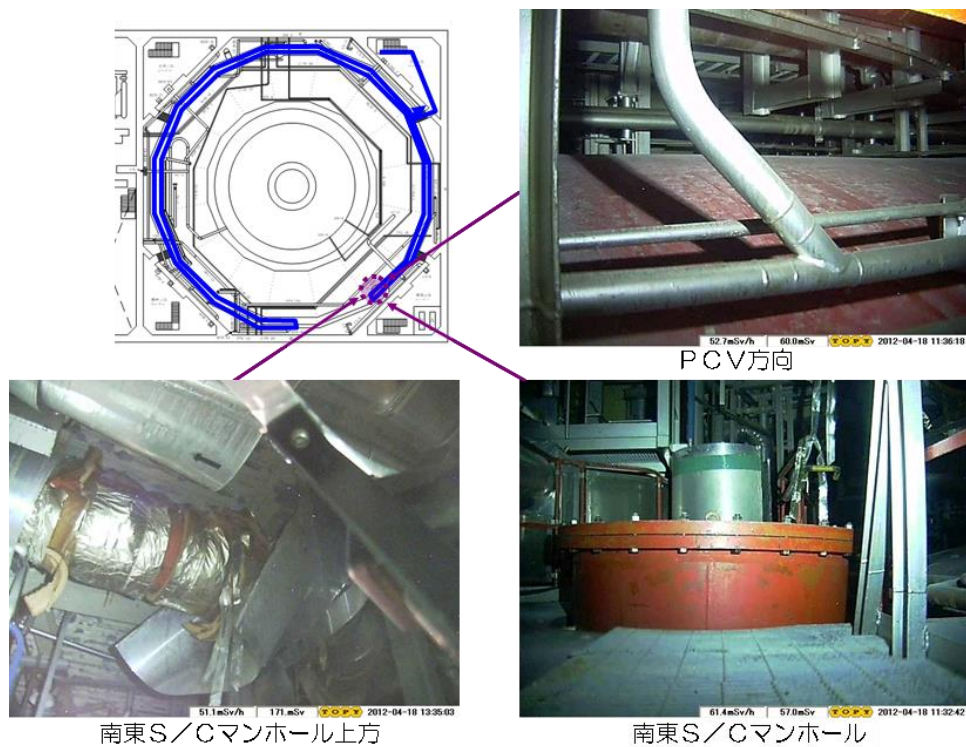


図 3- 5 2号機トーラス室内カメラ映像（抜粋）

(5) トーラス室ベント管下部調査結果

2012年12月、2013年3月に実施した2号機トーラス室調査では、ロボットによりベント管下部周辺の調査を行った。ここでは、4足歩行ロボットのアーム先端に取り付けた小型走行車をS/C上に着座させて、ベント管付近まで移動し、画像を取得している。[3-6]

S/Cの液相漏えい箇所については特定されていないが、確認できる範囲内ではベント管下部からの漏水はないことが確認された（図3-6）。

[3-6]2号機ベント管下部周辺調査結果について、廃炉対策推進会議第1回事務局会議配布資料、2013年3月28日

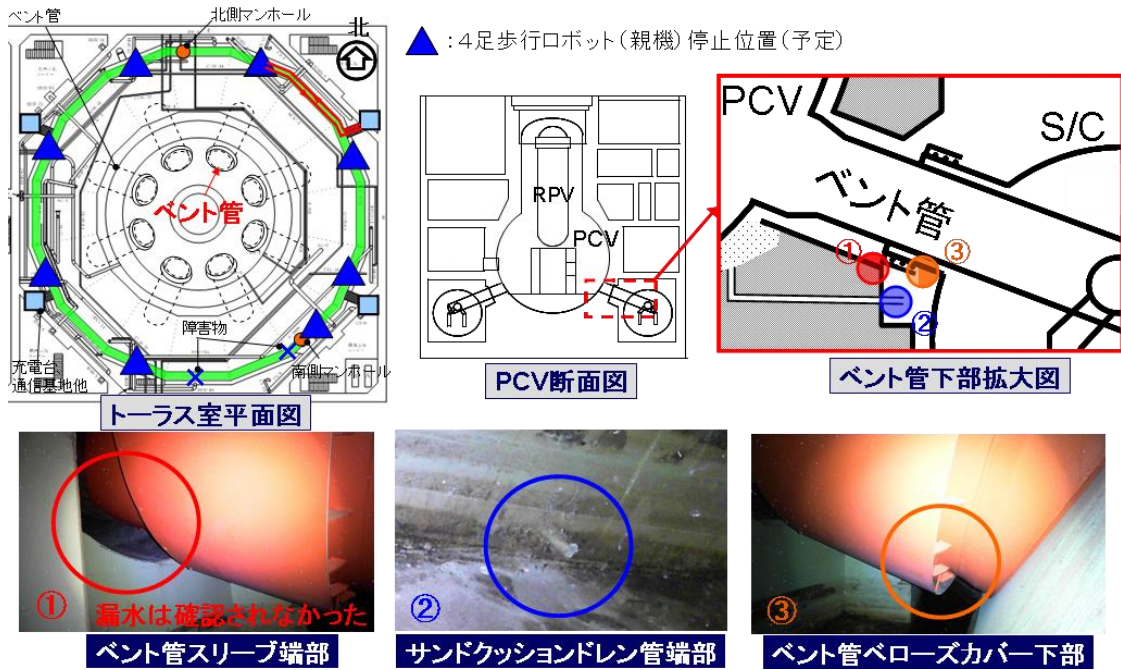


図 3- 6 2号機トラス室内ベント管下部カメラ映像（抜粋）

(6) S/C内水位測定結果

2014年1月に、遠隔操作でS/C内水位をS/C外面より超音波で測定する技術を用いて、S/C内部構造物（反対側壁面を含む）の反射波を連続的に測定し、その消失位置から水位を特定する方法によりS/C内水位を測定した（図3-7）。[3-7]

S/C内水位は、S/Cへの窒素封入試験により推測されたとおり、トラス室内滞留水とほぼ同レベルで連動しており、S/C内の下部（配管含む）から液相漏えいが発生していることが確認された。

測定日	1月14日	1月15日	1月16日
S/C内水位	約OP3, 210	約OP3, 160	約OP3, 150
トラス室滞留水水位(参考)	約OP3, 230	約OP3, 190	約OP3, 160
水位差	約20mm	約30mm	約10mm
測定方法	水中構造物の直接距離計測		

【補足】S/C内の水位は、トラス室滞留水水位の変化の影響を受けると考えられる。

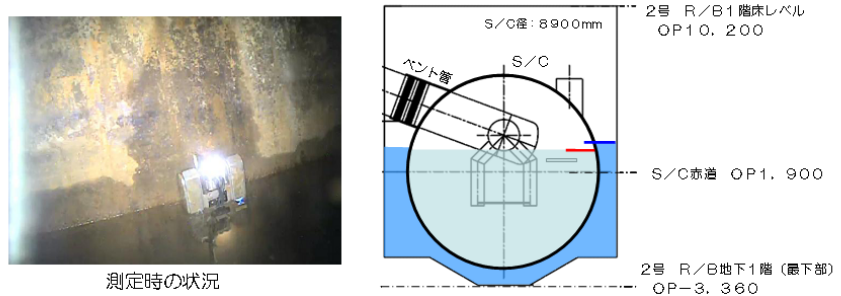


図 3- 7 2号機 S/C 内水位測定結果

[3-7] 2号機S/C内水位測定結果、廃炉・汚染水対策チーム会合第2回事務局会議配布資料、2014年1月30日

(7) 2号機 SGTS 室ラプチャディスク関連調査【UPDATE】

課題 2号機-9 を解明するための調査として、2014年11月に2号機 SGTS 室内に設置されているラプチャディスク、および、非常用ガス処理系 (SGTS) フィルタの線量率測定を実施した

図 3-8 に格納容器から 1・2 主排気筒へと繋がるベント関連の配管系統図を示す。緑で示すラインは、格納容器圧力が設計圧力以上となった場合に格納容器から気体を放出するベントラインである。ベントラインは建設時から設置されている非常用換気空調系ラインの SGTS フィルタをバイパスする形で設置されている。また、この系統はパージライン、原子炉建屋内換気空調系ラインとも接続されている。図中のそれぞれの弁の開閉状態については、全閉の場合は黒、全開の場合は白と書き分けている。なお、ラプチャディスクの直上流の弁 (MO-271) は 3月13日に 25%中間開状態に操作されたことが記録されており、現在もその状態が保持されている。また、格納容器の S/C 側の直下流の弁は、3月14日までに大弁小弁の開操作がなされたものの、ラプチャディスクの設定圧に到達した時点での開閉状態は不明となっている。

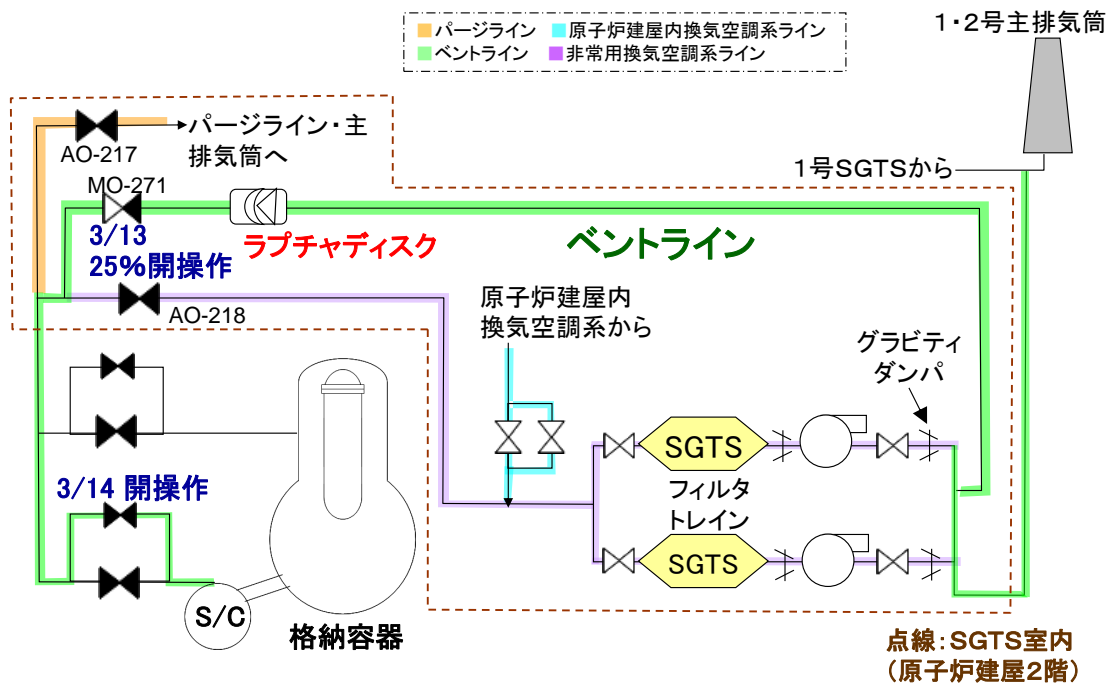


図 3-8 ラプチャディスク関連系統図

図 3-9 に 2014年10月8日に実施した、ラプチャディスク周辺の線量率調査結果を示す。ラプチャディスクの線量率測定結果は北面から測定した場合 0.30mSv/h、南面から測定した場合 0.08mSv/h であった。これは、ラプチャデ

ディスク上流の 0.30mSv/h(北面),0.12mSv/h(南面)、および、同下流の 0.30mSv/h(北面),0.16mSv/h(南面)と比較してほぼ同等であり、また、1号機のベントラインで観測されたような、多量の放射性物質を含むガスが通過した場合に予想される汚染状態にはなっていないものと考えられる。

また、北面が高く南面が低いという特徴が周辺の線量率に一貫してあらわれていることが確認できた。これは、北側に存在している高線量の物体の影響を受けている可能性を示唆していると考えられる。すなわち、配管が遮へい体として機能し、北面では高線量物体を遮へいなしで、南面では高線量物体を配管により遮へいした状態で測定しているものである可能性が高い。したがって、ラプチャディスク周辺配管は、ラプチャディスクも含めて、ほとんど汚染していない可能性が高い。

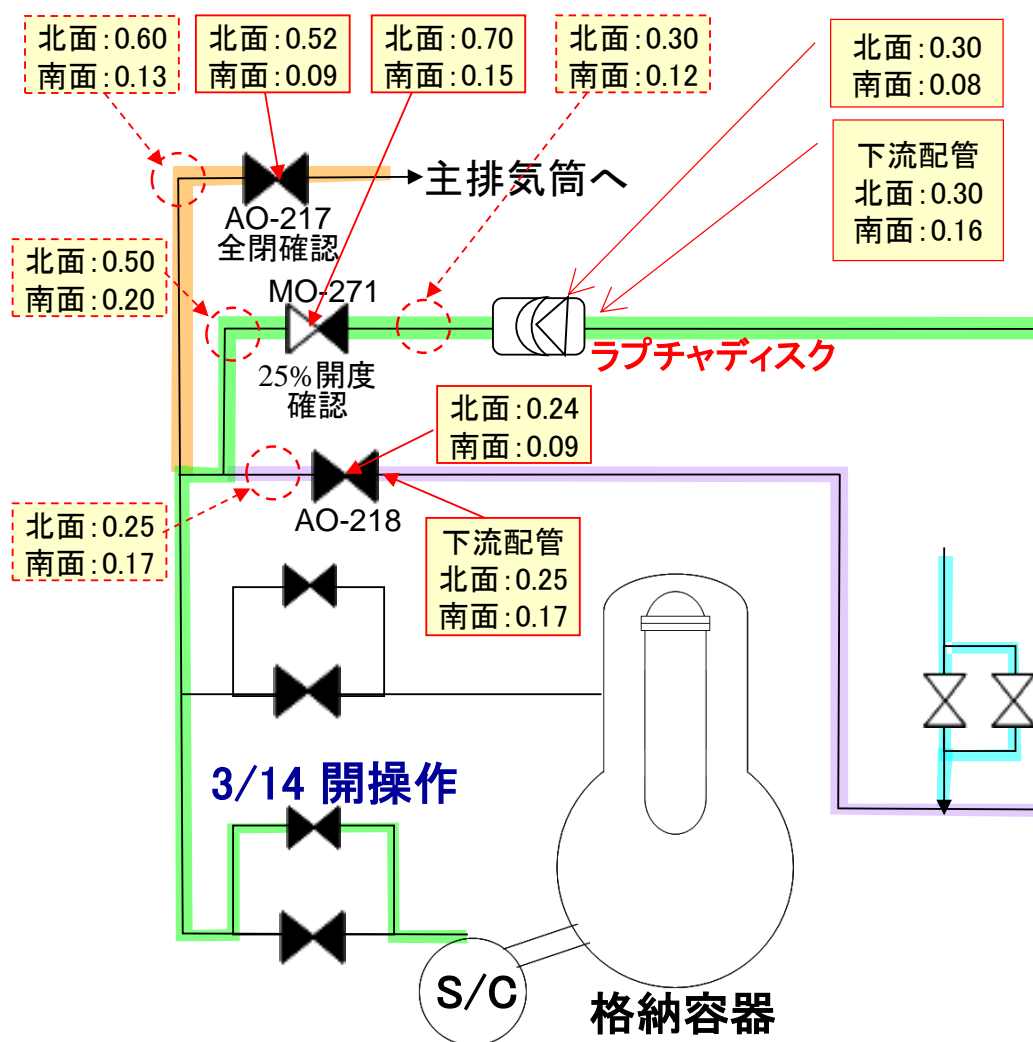


図 3-9 ラプチャディスク周辺線量率測定結果 (単位: mSv/h)

前述の通り、北側に存在している高線量物体の線量率は相当高いことが予想されたため、SGTS 室北側についてはロボットを用いた線量率測定を実施した（2014年11月12日）。

図 3-10、図 3-11 にそれぞれ SGTS フィルタ (A) (B) 周辺の線量率測定結果を示す。(A) (B) とともに、最大約 1Sv/h の非常に高い線量率となっていることが確認された。また、その汚染の最大値は SGTS フィルタ出口側の HEPA フィルタで観測されている。通常、SGTS フィルタは入口に近いところから放射性物質を捕捉していくものであるため、この観測結果は、放射性物質を含む気体が SGTS フィルタを逆流したことを示唆している。図 3-8 から明らかなように、SGTS フィルタを逆流する経路は、2号機のベントラインから逆流する経路と1号機のベントラインから逆流する経路（3号機から4号機へと水素が逆流したのと同じ状況）の2つが考えられる。

今回の調査では、ラブチャディスク周辺では汚染は確認できなかったものの、2号機ラブチャディスクの作動の有無を特定することはできなかった。

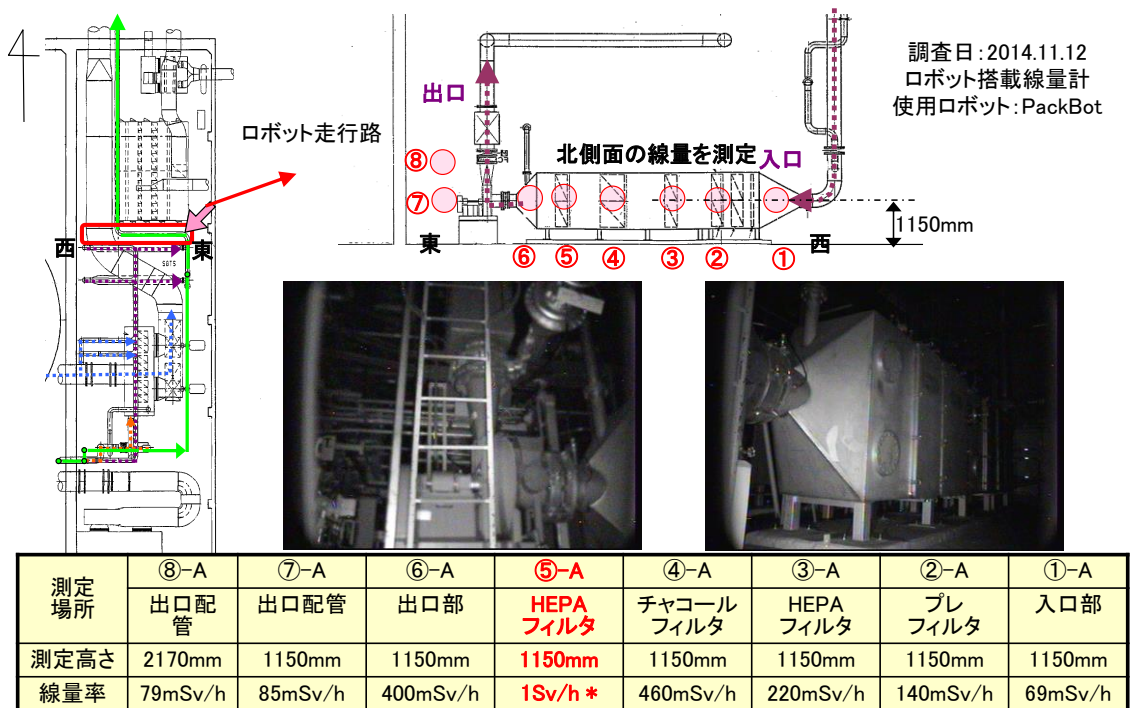
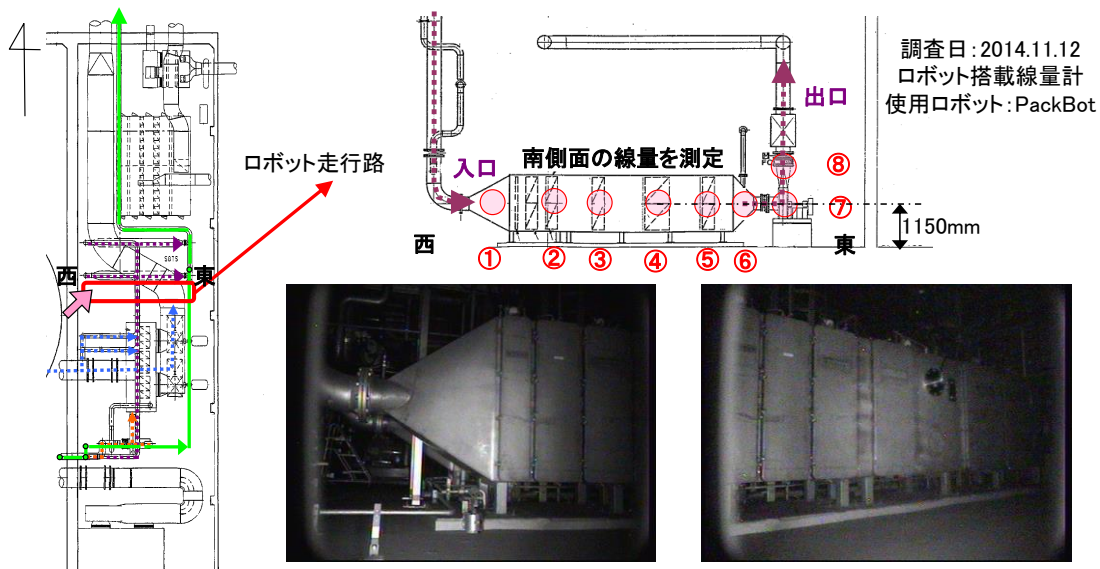


図 3-10 SGTS フィルタ (A) の線量率測定結果



測定場所	①-B	②-B	③-B	④-B	⑤-B	⑥-B	⑦-B	⑧-B
	入口部	プレフィルタ	HEPAフィルタ	チャコールフィルタ	HEPAフィルタ	出口部	出口配管	出口配管
測定高さ	1150mm	1150mm	1150mm	1150mm	1150mm	1150mm	1150mm	2170mm
線量率	15mSv/h	29mSv/h	44mSv/h	160mSv/h	850mSv/h *	500mSv/h	210mSv/h	120mSv/h

*) フィルタトレイン表面から約20cm離れた位置(フィルタ中心面より約65cm)で測定した線量値

図 3- 11 SGTS フィルタ (B) の線量率測定結果

そのため、2020年12月～2021年1月にかけて、遠隔操作ロボットを用いて2号機SGTS室内、フィルタトレイン、及びラプチャディスク周辺の線量率測定を実施した。室内の線量率測定の結果、フィルタトレインの下流側近傍で空間線量率が高くなり、最大640mSv/hを確認した(図3-12)。γイメージャ測定の結果から、フィルタトレインの下流側に汚染があることを確認した(図3-13、図3-14)。ラプチャディスク周辺の線量率測定の結果、ラプチャディスク周辺にはほとんど汚染が見られないことを確認した(図3-15)。これらの結果から、2号機はラプチャディスクが作動しておらずベントは成功していないものと判断した。また、フィルタトレインの汚染は排気筒を共有している1号機からの逆流によるものであることが明らかになった。

フィルタトレインB系下流側の通路上に漏えい痕と思われる箇所を確認した(図3-16)。確認時点では漏えいは発生しておらず、漏えい痕自体も湿った状態ではなかった。3,4号機ではフィルタトレイン内に溜まり水が確認されたことから、2号機も同様に、フィルタトレイン内に溜まり水が残存しそれが通路上に漏えいした可能性があると考えられる。なお、2021年7～8月に原子力規制庁も同室の調査を実施しており、漏えい痕とフィルタトレインのドレン配管が位置的に異なっていることから、フィルタトレインからの漏えいではない可能性

が高いとの見解が示されている。[3-8]

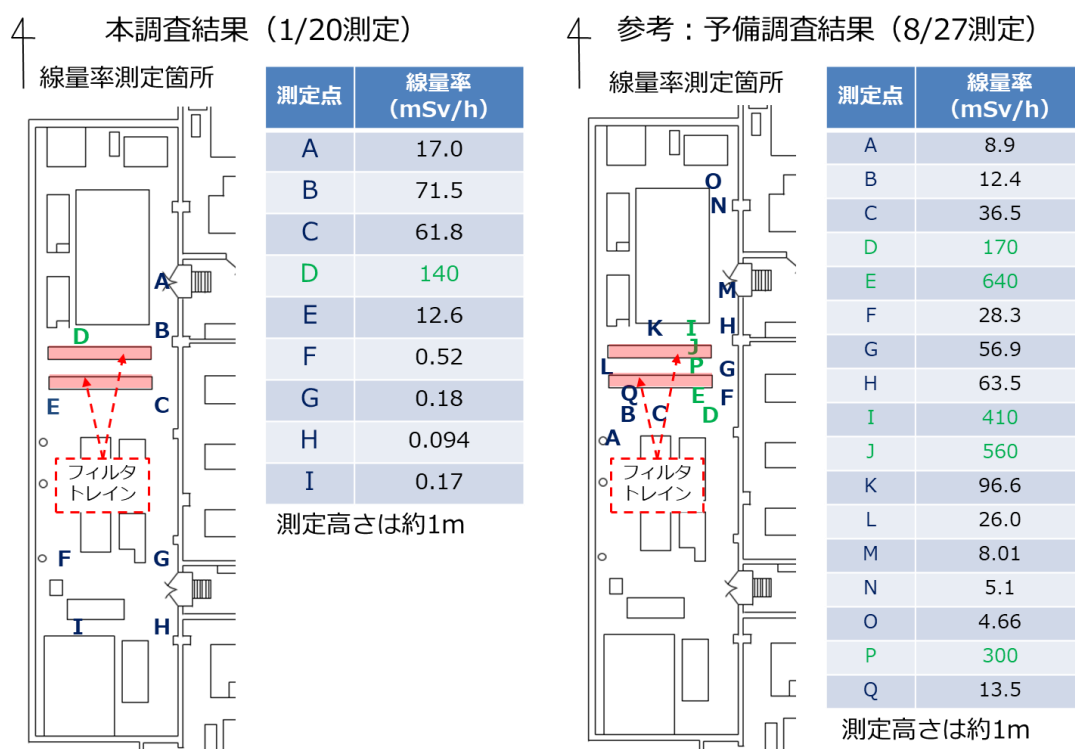
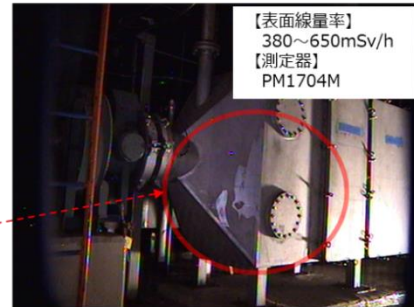
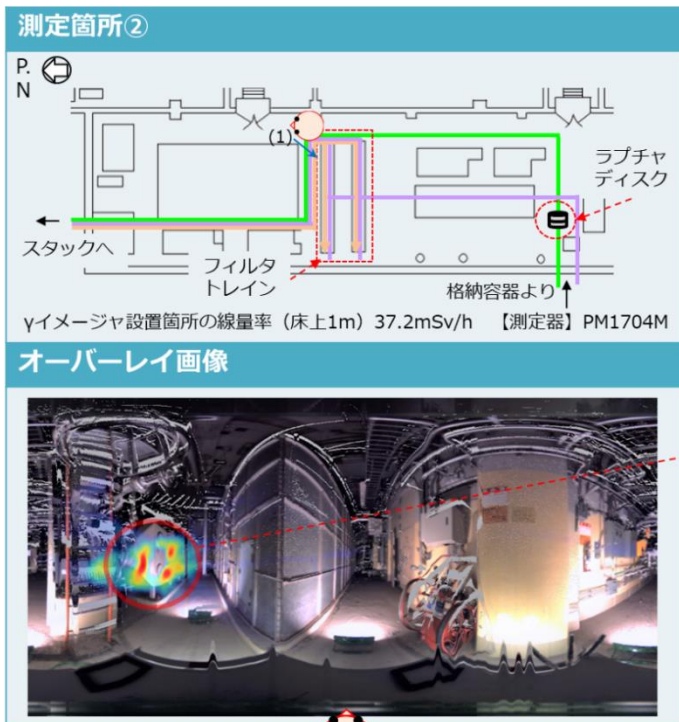


図 3-12 SGTS 室内の空間線量率測定結果[3-9]

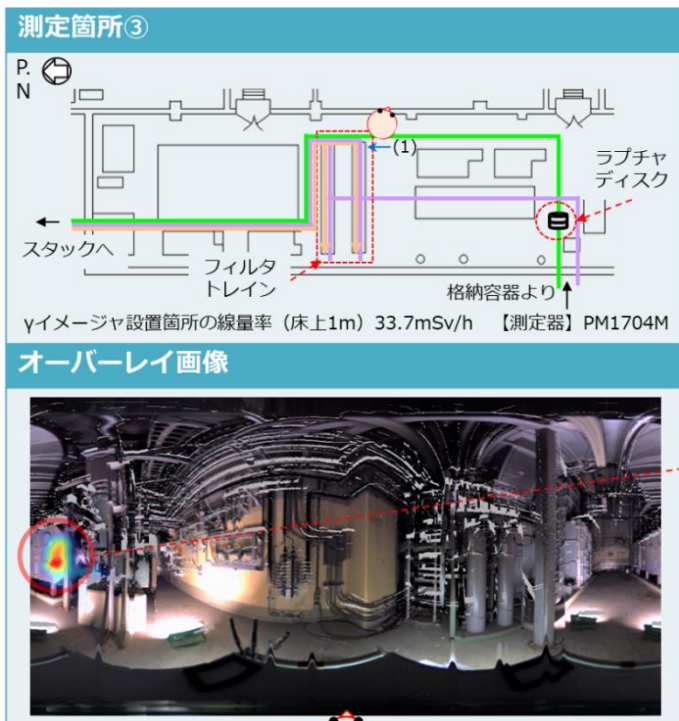
[3-8]現地調査の実施状況について、東京電力福島第一原子力発電所における事故分析に係る検討会第 22 回配布資料、2021 年 9 月 14 日

[3-9]1-4 号機 SGTS 室調査の結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 88 回事務局会議配布資料、2021 年 3 月 25 日



矢視(1)

図 3- 13 SGTS 室内のγイメージャ測定結果 (その 1) [3-9]



矢視(1)

図 3- 14 SGTS 室内のγイメージャ測定結果 (その 2) [3-9]

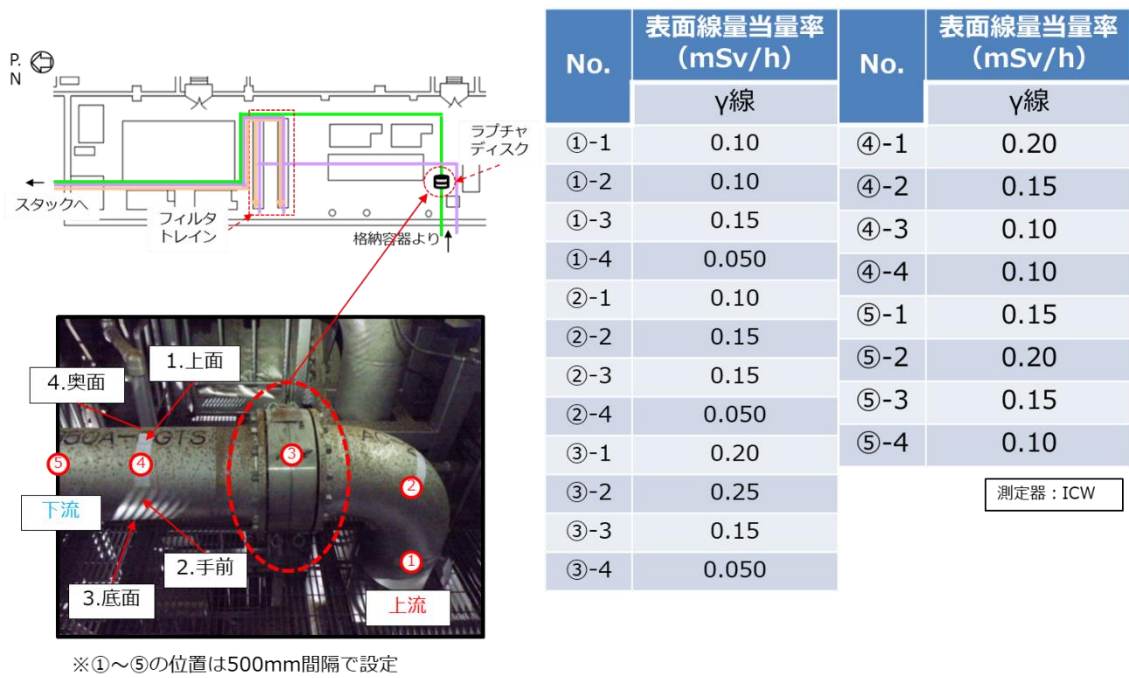


図 3-15 ラプチャディスク周辺の線量率測定結果^[3-9]



図 3-16 フィルタトレイン B 系下流側で確認された漏えい痕^[3-9]

(8) 格納容器 X-6 ペネトレーション部の調査結果【UPDATE】

格納容器・ペデスタルの内部調査に先立ち、アクセス経路として選定している X-6 ペネトレーション部（図 3-17 建屋配置図参照）の前に設置している遮蔽用ブロックおよび鉄板の撤去作業を行った（2015 年 6 月 11 日～10 月 1 日）。撤去作業時にペネトレーション部の調査を行ったところ、ペネトレーションフランジ部と床面に何らかの溶融物と 1000mSv/h を超える高い線量率が確認された。

確認された溶融物の写真を図 3-18 に示す。溶融物はペネトレーションのフランジ部から垂れ下がり、床面に広がって存在している。溶融物は、ペネトレーション内部に保管されていた CRD 交換機用のケーブル被覆材か、ペネトレーションフランジシール用の O リングと推定している。床面の溶融物のはぎ取りを実施したところ、溶融物は固化しており、ヘラ等で容易にはぎ取れることが確認された。

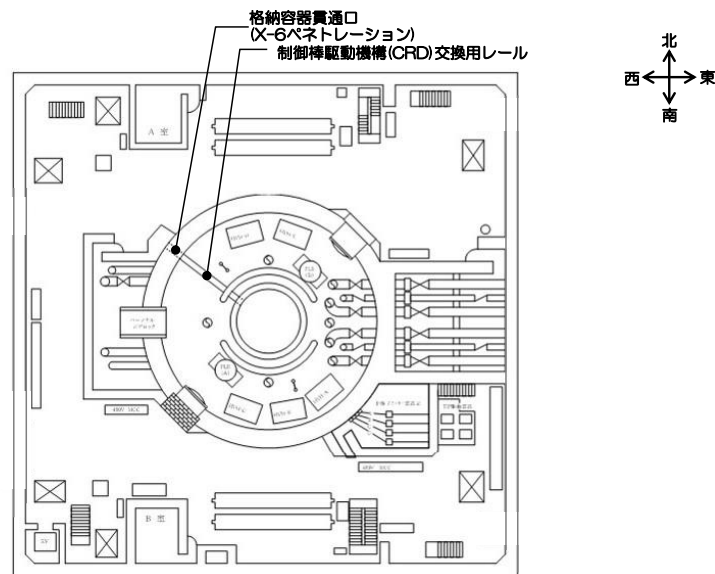


図 3-17 2号機原子炉建屋1階 配置図（抜粋） [3-10]

[3-10] 「原子炉格納容器内部調査技術の開発」 2号機原子炉格納容器内部調査(A2 調査) X-6 ペネ用遮へいブロック撤去の進捗状況について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 19 回事務局会議配付資料、2015 年 6 月 25 日



図 3-18 ペネトレーションフランジ部の溶融物の写真^[3-11]

表面線量率測定結果を図 3-19 に示す。表面線量率は、天井<中央<床面の順で大きくなる傾向があり、特にブロック撤去後の溝部で高い線量率が確認された。汚染は溶融物付近から溝に向かって形成されていると考えている。X-6 ペネトレーション部と壁面の表面線量率の差を X-6 ペネトレーション内部からの線量率寄与と仮定すると、X-6 ペネトレーション内部からの寄与は最大 1Sv/h 程度と推定している。

[3-11]2号機原子炉格納容器内部調査 ペDESTAL内側 プラットホーム上調査(A2 調査) X-6 遮へいブロック撤去の検討状況および X-6 周辺調査の実施について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 21 回事務局会議配付資料、2015 年 8 月 27 日

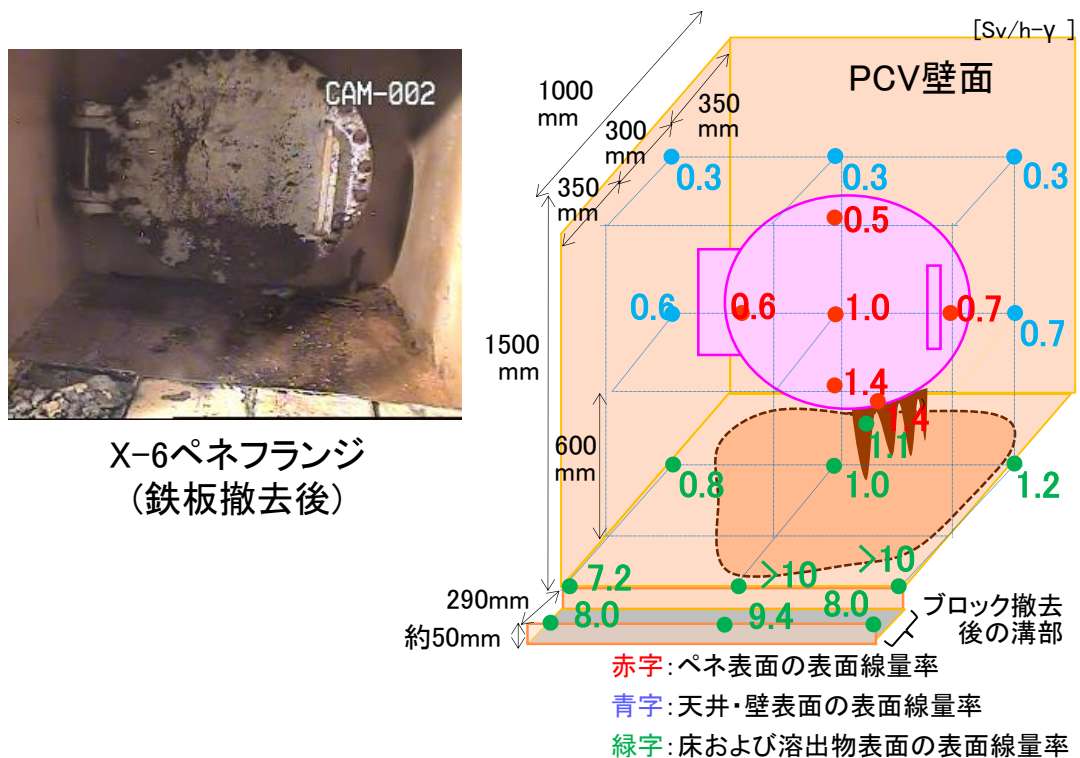


図 3-19 表面線量率測定結果^[3-12]

また、PCV 内部調査及び試験的取り出し作業において干渉物となる X-6 ペネ内堆積物の除去に向けて詳細な堆積状況に関する情報を取得するため、2020 年 10 月に X-6 ペネ蓋の貫通孔から調査装置を挿入し、堆積物の接触調査及び 3D スキャンを実施した。調査の概要を図 3-20 に示す。

接触調査の結果、堆積物は接触により形状が変化すること、ケーブルは固着しておらず持ち上がることを確認した (図 3-21)。また、堆積物、ケーブルの状況及び X-6 ペネハッチくり抜き部を映像により確認した (図 3-22)。3D スキャンの結果、X-6 ペネ内の堆積物は、原子炉建屋側からペDESTAL に向かって斜面上に堆積していることを確認した (図 3-23)。

[3-12]2 号機 X-6 ペネ汚染調査結果並びに今後の対応について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 23 回事務局会議配付資料、2015 年 10 月 29 日

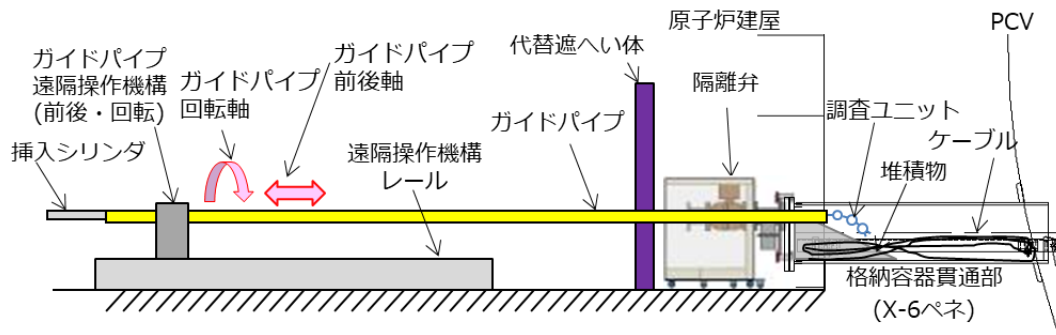


図 3-20 表面線量率測定結果^[3-13]

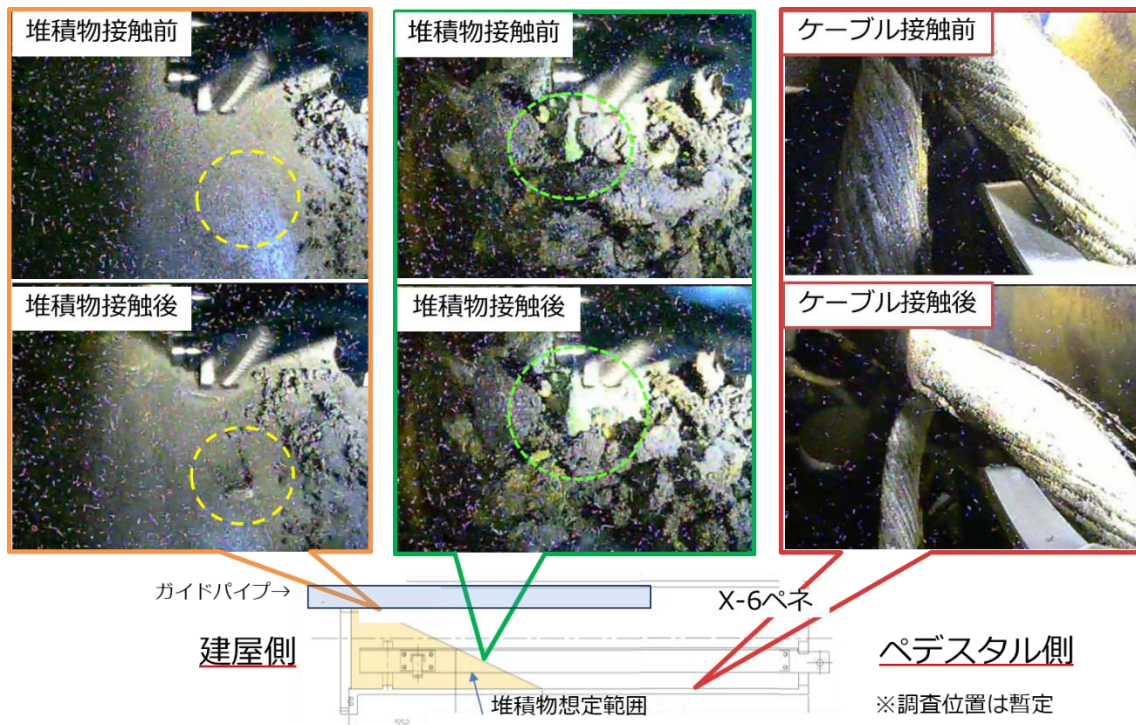


図 3-21 X-6 ペネ内堆積物の接触調査結果①^[3-13]

[3-13]2号機 PCV 内部調査及び試験的取り出しの準備状況 X-6 ペネ内堆積物調査の結果、廃炉・汚染水対策チーム会合第 84 回事務局会議配付資料、2020 年 11 月 26 日



図 3-22 X-6 ペネ内堆積物の接触調査結果②^[3-13]

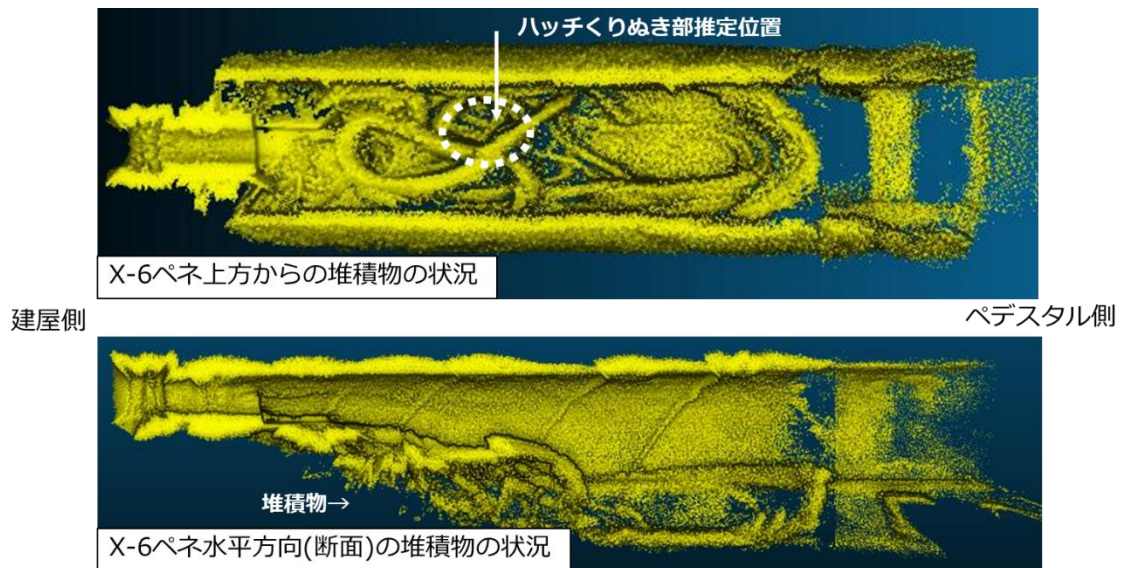


図 3-23 X-6 ペネ内堆積物の 3D スキャン調査結果^[3-13]

(9) 2号機ミュオン測定装置による調査

2016年3月～7月に小型ミュオン測定装置を用いたミュオン測定を実施し、原子炉内の状態についての評価を行った。ミュオン測定は、1号機のものと同様の測定原理を用いる小型装置を用いた。図3-24にミュオン測定装置の写真、図3-25にミュオン測定装置の設置位置を示す。



ミュオン測定装置設置
(小型装置, 約1m×1m×高さ1.3m)

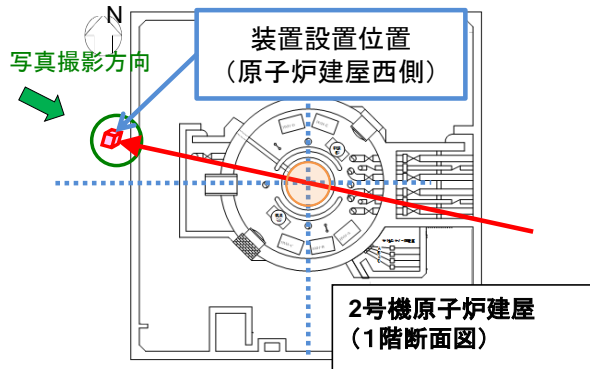


図3-25 測定装置設置位置^[3-14]

図3-24 ミュオン測定装置^[3-14]

ミュオン測定結果から物質質量(密度長)の分布を評価したものを図3-26左に、圧力容器下部を拡大したものを図3-26右に示す。格納容器や使用済燃料プール内の燃料などに加え、原子炉圧力容器下部にも高密度物質を示す影が確認された。なお、検出方法の特性として、O.P.約15m以下の低い部分では検出されるミュオンの数が減少し、評価が難しくなる領域ではあるものの、圧力容器の下部の影については、同程度の高さの格納容器の影が確認されていることから、有意なものと考えられる。

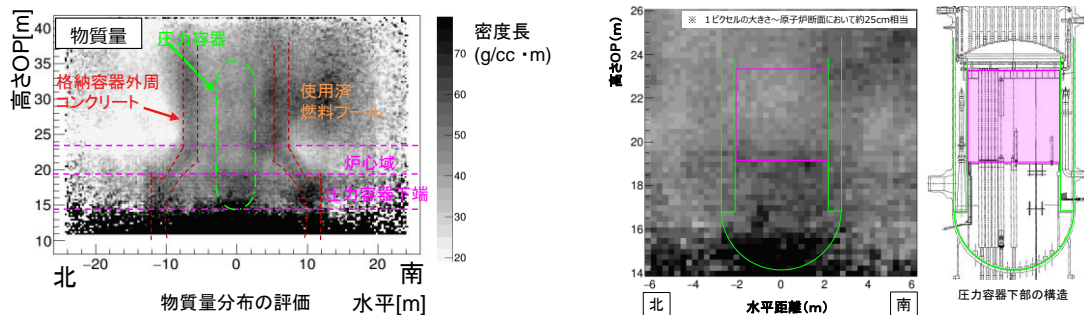


図3-26 ミュオン測定による物質質量分布図
(左：全体図、右：原子炉圧力容器下部) ^[3-14]

[3-14]福島第一原子力発電所 2号機ミュオン測定による炉内燃料デブリ位置把握について、廃炉・汚染水対策チーム会合第32回事務局会議配布資料、2016年7月28日

また、測定結果とシミュレーションの結果の比較を図 3-27 に示す。シミュレーションでは、評価領域毎に原子炉压力容器内に燃料を模した高密度物質 (2g/cc, 6g/cc) を設定した場合と設定しない場合の評価を実施した。シミュレーション結果と実測値の比較により、実測値が高密度物質の存在を仮定したシミュレーション結果に近い領域である、炉心下部の外周部、压力容器下部に燃料が存在するものと推定した。

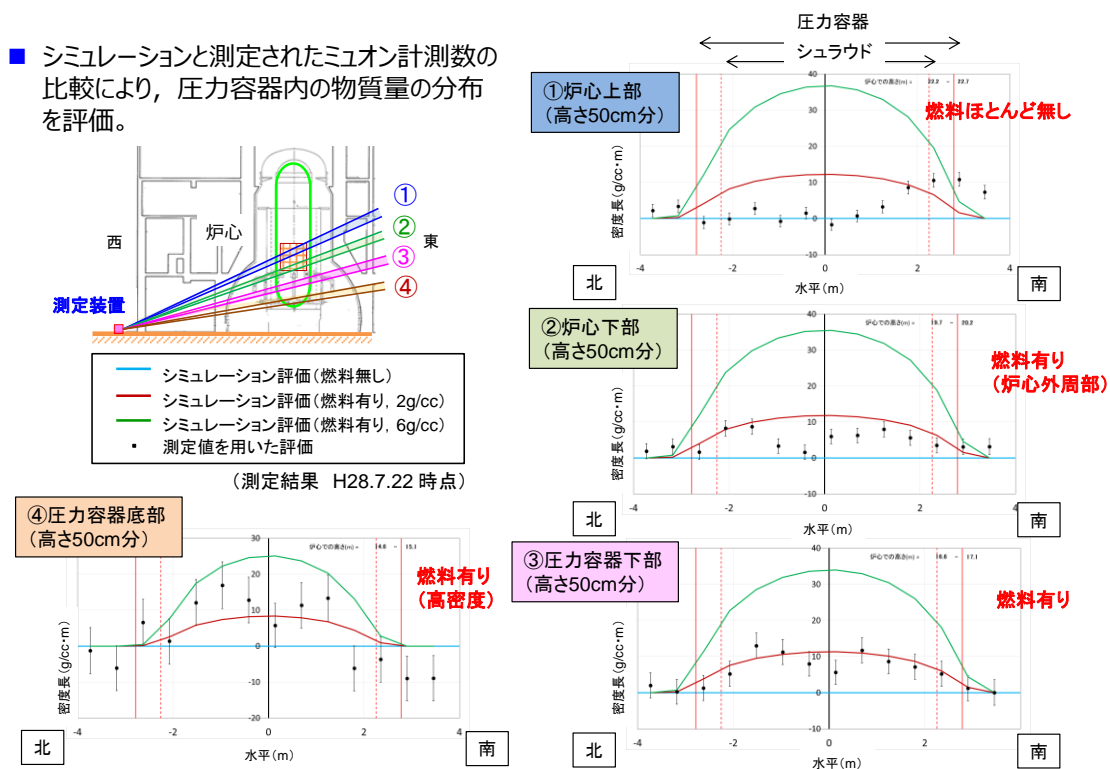
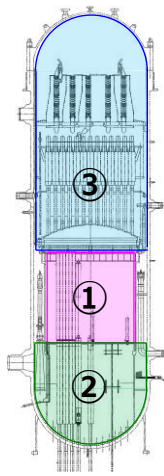


図 3-27 原子炉压力容器内の物質分布^[3-14]

压力容器内の定量評価結果を図 3-28 に示す。事故前の物質量との比較により、燃料デブリの大部分が原子炉压力容器底部に存在していると推定した。



<定量評価結果>

(測定結果 H28.7.22 時点)

	評価結果 [ton]		(参考) 事故前の物質質量※ [ton]
① 炉心域 (シュラウド内)	約20~50	評価結果の 不確かさ ~数十トン程度	約160 (燃料集合体) 約15 (制御棒)
② 圧力容器底部	約160		約35 (構造物) 水の影響は非考慮
合計 (①+②)	約180~210		約210
(参考) ③ 圧力容器上部	約70~100		約80 (構造物)

※ 設計上の重量。簡便のため、一部考慮していない構造物あり。
また、ミュオン測定は実際には斜めに見上げる方向に測定して
いるため、正確に一致するものではない。

図 3-28 原子炉圧力容器内の物質質量分布の定量評価結果^[3-14]

(10) 2号機格納容器内部調査の結果(その1)

2015年1月30日に、自走式調査装置での調査のための事前調査として、ガイドパイプに取り付けたパンチルトカメラによるペDESTAL内の観察を実施した。撮影された写真を画像処理して鮮明に見えるようにし、つなぎ合わせたものを図3-29に示す。同図左側に掲載した5号機の写真と比較すると、グレーチングが脱落している箇所を確認できる。またグレーチング上には、ケーブル状の落下物や移動式炉心内計装(TIP)案内管と思われる落下物が確認されている。

ペDESTAL内上部の写真を図3-30に示す。局所出力領域モニタ(LPRM)又は制御棒位置指示装置(PIP)ケーブルが損傷している部位が確認され、またPIPケーブルやLPRMケーブルの位置が特定出来る範囲と特定出来ない範囲があることが確認された。これら、ペDESTAL内の損傷状況、ペDESTAL内上部のケーブルの確認状況などをまとめたものを図3-31に示す。

その後、2017年2月7日～9日に堆積物除去装置により制御棒駆動機構(CRD)交換用レール上の堆積物の除去を試みた。堆積物除去装置のカメラで撮影された画像を図3-32に示す。堆積物は、黒いペースト状のものと、薄い破片状の物体や小石状の物体が混ざり合っており、格納容器壁側からペDESTAL側に進むにつれ固着が強く除去が困難であった。また、2017年2月16日には自走式調査装置による調査を実施し、ペDESTAL内には到達しなかったものの、温度、線量率、周辺構造物の状況を調査した。

図3-33に、本調査で測定した4点の線量率を示す。ペDESTAL開口部周辺では、ペDESTAL外に比べ、ペDESTAL内の線量率が低いことが確認された。



図3-29 ペDESTAL内確認結果^[3-15]

[3-15]2号機原子炉格納容器内部調査について～画像解析による追加報告～、廃炉・汚染水対策チーム会合第40回事務局会議配布資料、2017年3月30日

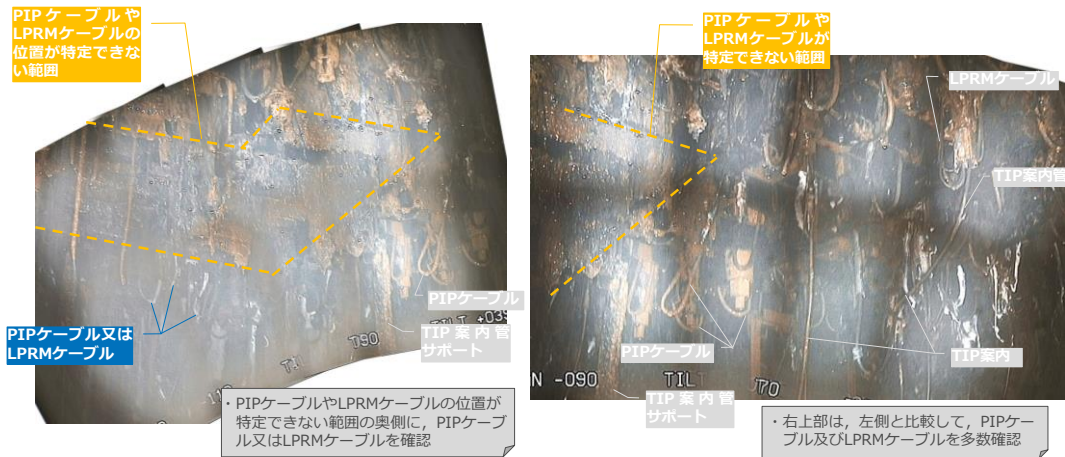


図 3-30 ペDESTAL内確認結果（上部） [3-15]

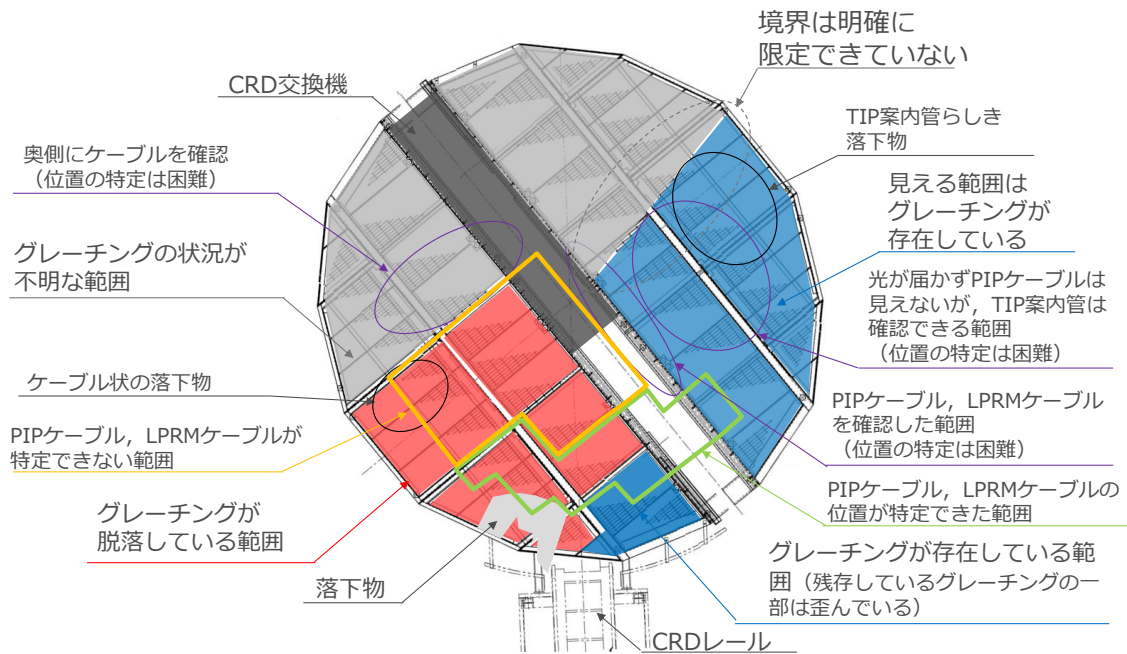


図 3-31 ペDESTAL内確認結果（集約） [3-15]

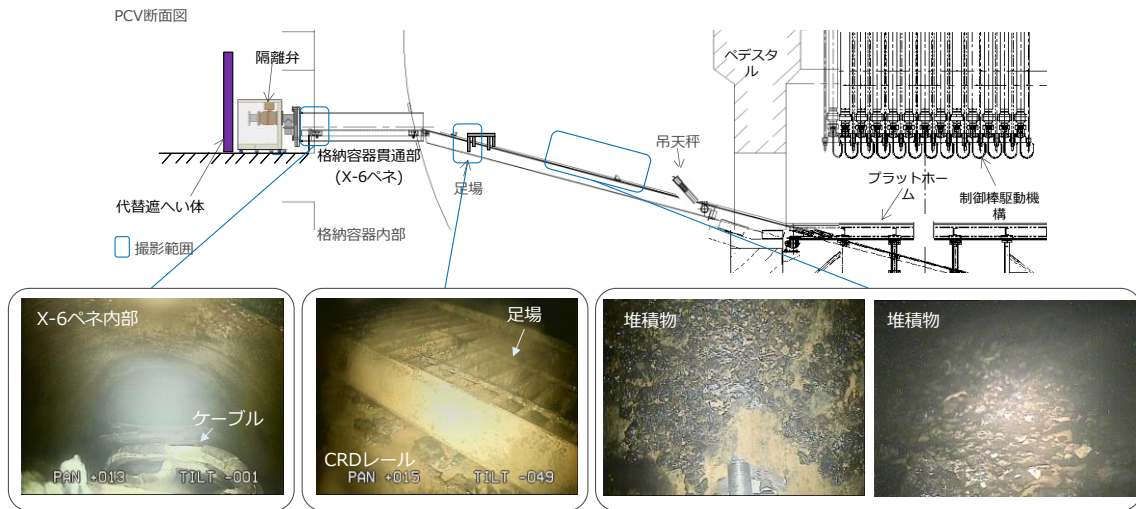


図 3-32 X-6 ペネトレーション～CRD レール上の画像^[3-16]

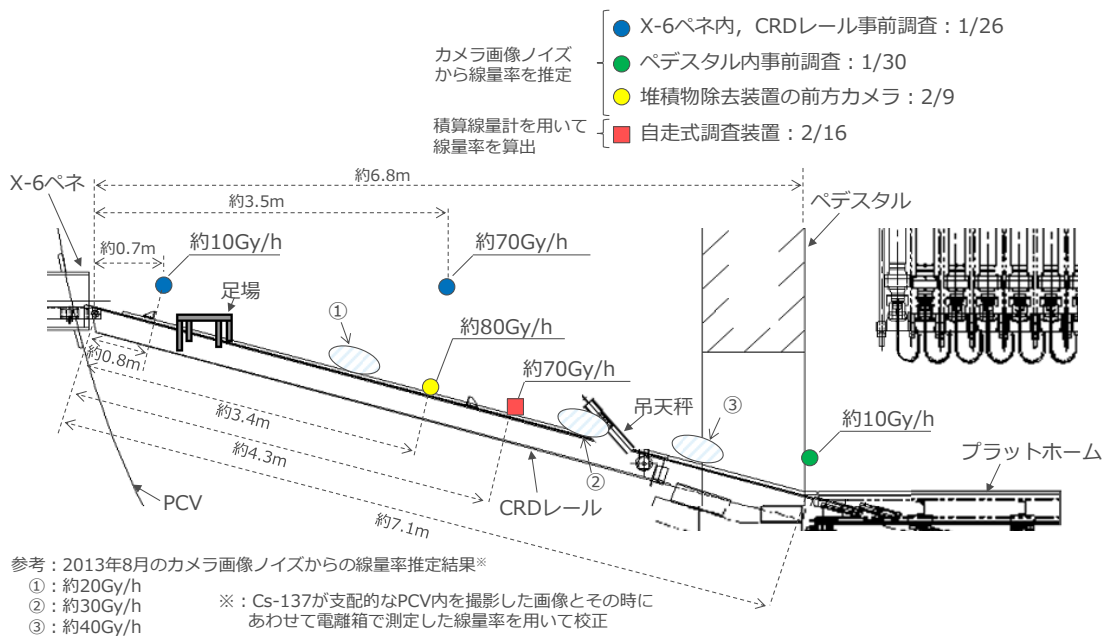


図 3-33 線量率確認結果^[3-17]

(11) 2号機格納容器内部調査の結果 (その2) 【UPDATE】

2018年1月19日に、PCV内部調査として格納容器貫通孔X-6ペネよりペデスタル内へアクセスし、グレーチングの脱落部からカメラ、線量計及び温度計を吊り降し、ペデスタル底部までの調査を実施した。グレーチング脱落部から吊り

[3-16]2号機原子炉格納容器内部調査について、廃炉・汚染水対策チーム会合第39回事務局会議配布資料、2017年2月23日

[3-17]2号機原子炉格納容器内部調査～線量率確認結果について～、廃炉・汚染水対策チーム会合第44回事務局会議配布資料、2017年7月27日

降ろした線量計及び温度計の計測結果は、測定高さに係わらず、ほぼ一定の値であった。また線量率については、ペDESTAL外よりペDESTAL内が低い傾向であった（図 3- 34、図 3- 35）。使用した調査装置の概要について図 3- 36 に示す。

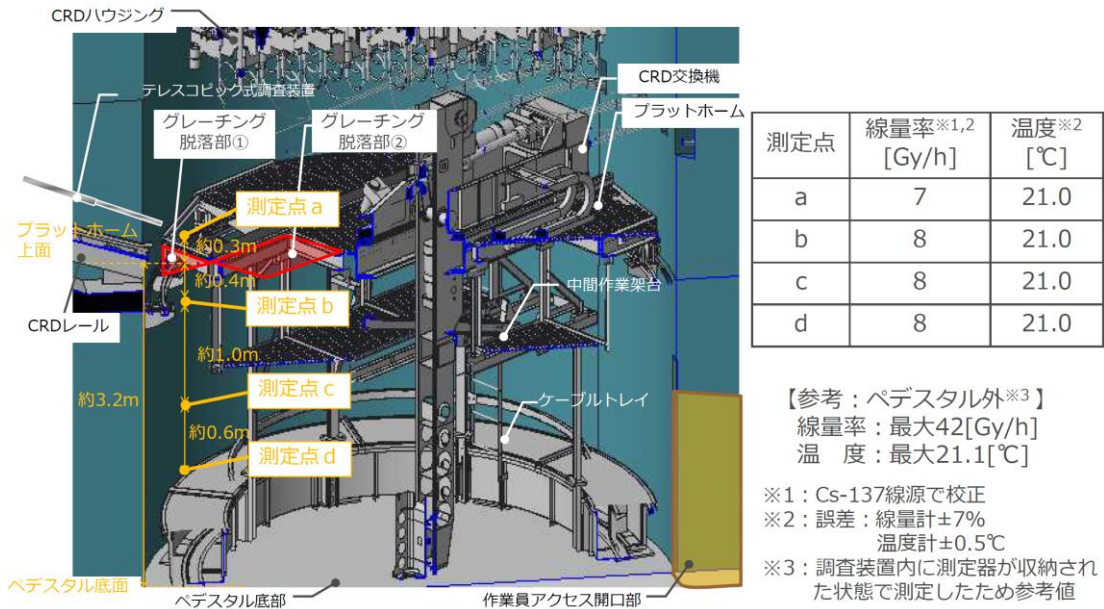


図 3- 34 PCV 内部調査範囲[3-18]

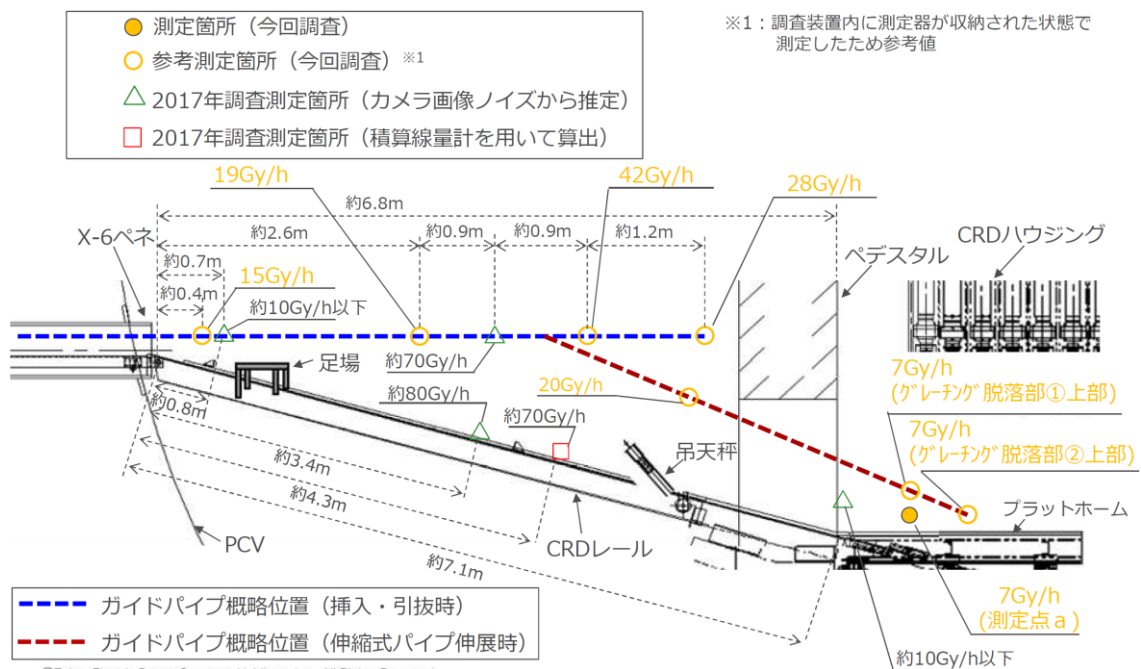


図 3- 35 ペDESTAL挿入前線量率[3-18]

[3-18]福島第一原子力発電所 2号機 原子炉格納容器内部調査 実施結果、廃炉・汚染水対策チーム会合第50回事務局会議配布資料、2018年2月1日

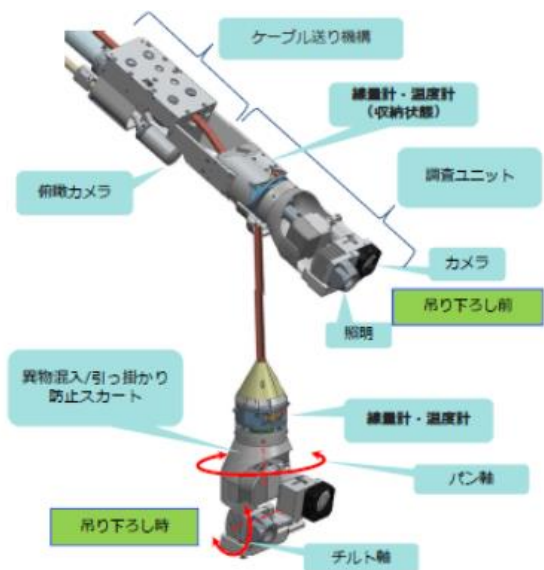


図 3-36 調査装置先端部概要^[3-18]

①プラットホーム上調査結果

2017年1月の調査と同様に、CRD交換機、プラットホームフレーム等の構造物に大きな変形や損傷は見られなかった。また、ペDESTAL内壁面損傷は確認されなかった。カメラ手前側のTIP案内管、PIPケーブル及びグレーチング等の損傷や脱落が確認されており、プラットホームフレーム上の付着物も比較的多いため、燃料デブリの落下経路となった可能性がある。プラットホーム上の調査結果について取得された画像を加工したものを図3-37に示す。

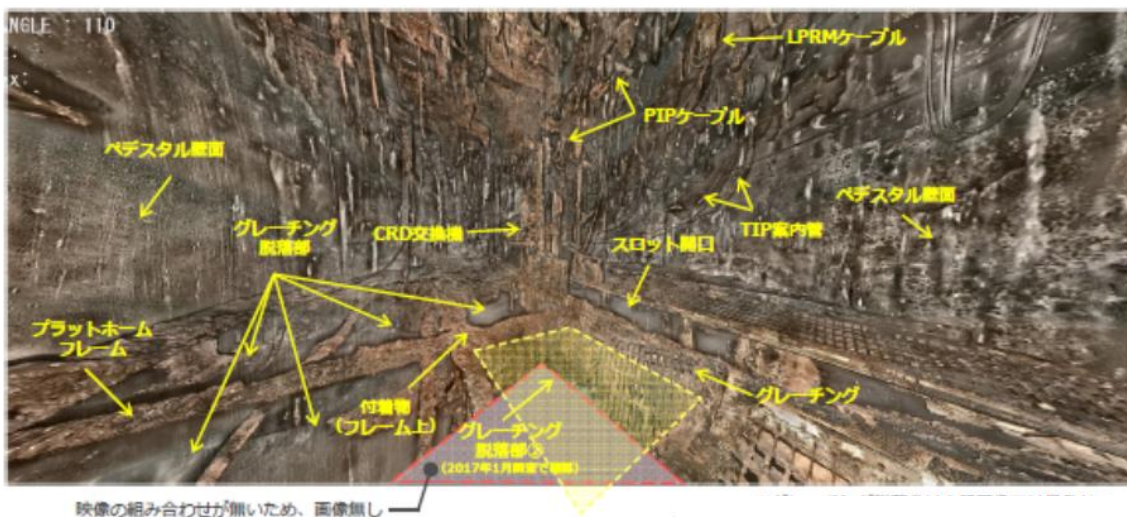


図 3-37 プラットホーム上調査結果^[3-19]

[3-19]福島第一原子力発電所 2号機原子炉格納容器内部調査結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合 第53回事務局会議配布資料、2018年4月26日

②CRDハウジング周辺調査結果

確認できる範囲では CRD ハウジングサポートの脱落は見られなかった。しかし付着物により TIP 案内管及び PIP ケーブル、LPRM ケーブルが確認できない箇所があり、その直下のグレーチングは脱落していることが確認された。取得した画像を加工したものを図 3-38 に示す。

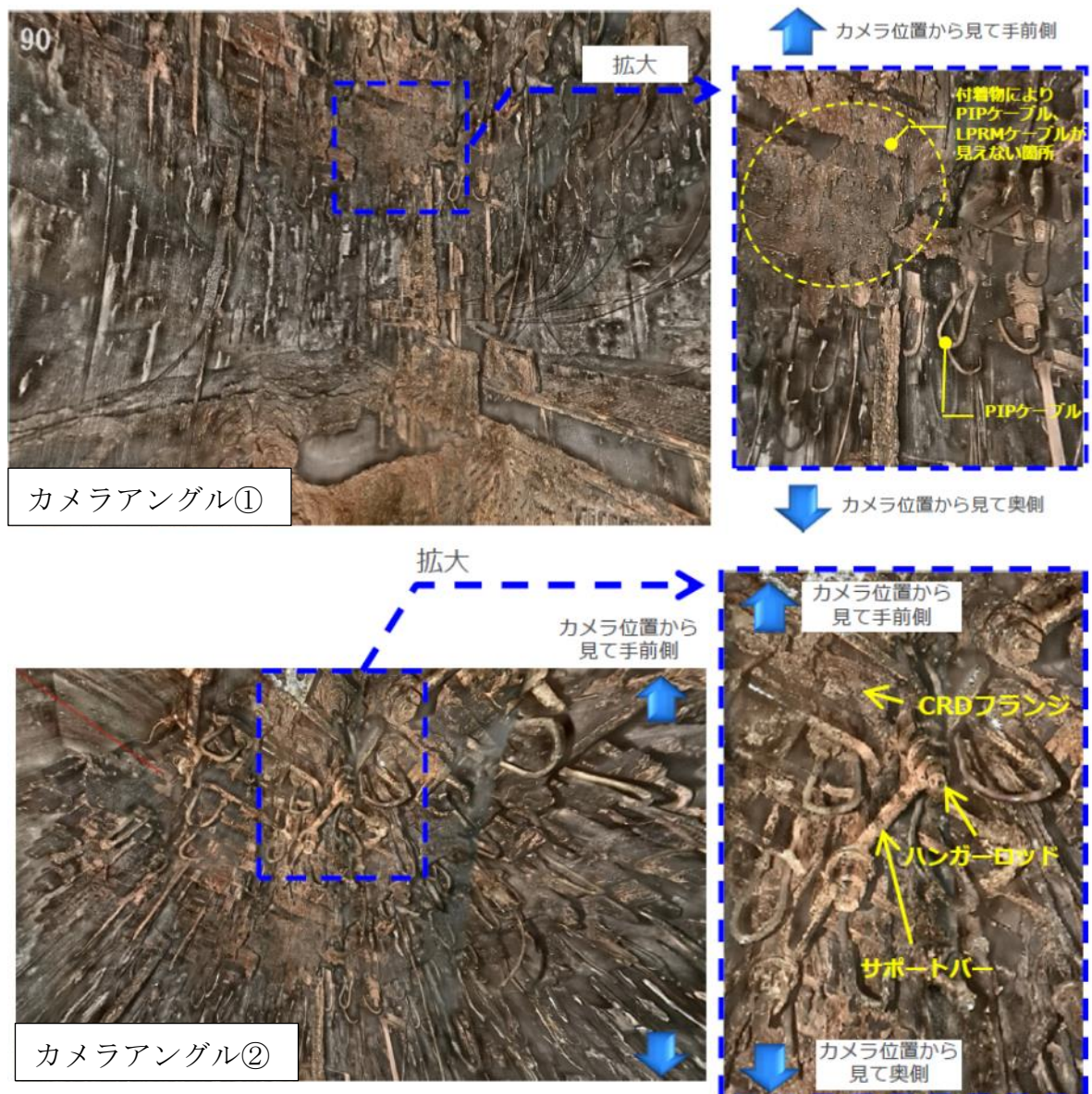


図 3-38 CRD ハウジング周辺調査画像^[3-19]

③中間作業架台調査結果

カメラ吊り降り位置から見て中間作業架台の位置ではプラットフォームと同様にグレーチングは脱落している箇所が確認されたが、中間作業架台フレームの大きな損傷は見られなかった（図 3-39）。

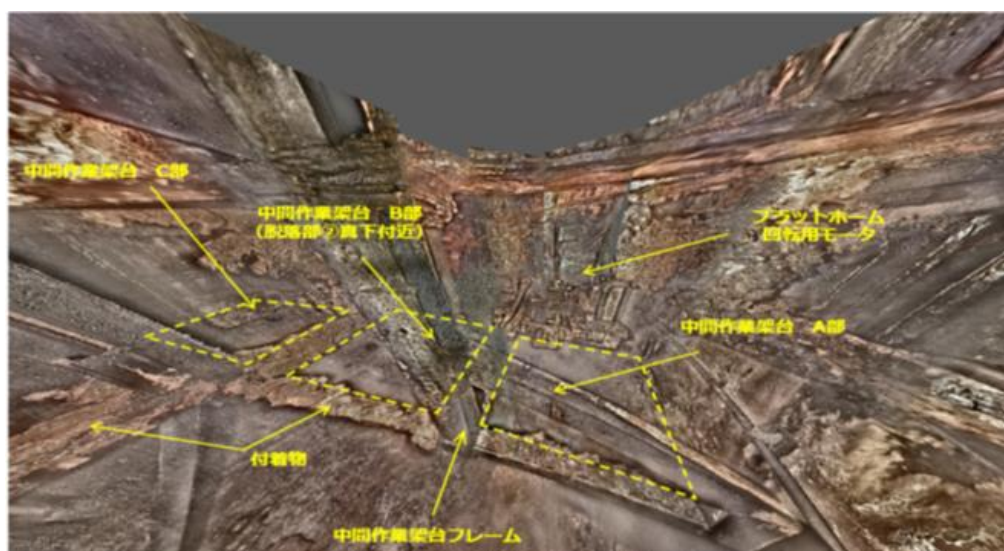


図 3-39 中間作業架台調査画像^[3-19]

④ペDESTAL底部調査結果

カメラによるペDESTAL底部の調査の結果、CRD 交換機回転フレーム、中間作業架台フレーム、支柱、ケーブルトレイ等の構造物について、大きな変形や損傷がないことを確認した（図 3-40）。また、小石状、岩状に見える堆積物がペDESTAL底部全体に堆積していることを確認した。ケーブルトレイの変形が確認されていないため、ケーブルトレイ（ステンレス鋼、厚さ 4mm）の上に堆積し始めた際の堆積物温度は、ケーブルトレイに熱変形を生じさせる温度ではなかった可能性がある。堆積物の高さはカメラから左側のケーブルトレイ付近で 70cm を超える程度、CRD 交換機昇降台車周辺で、40~50cm 程度と考えられる。

さらに、堆積物の中に上部タイプレート等の落下物が確認された（図 3-41）。圧力容器内部の構造物が落下してきているため、圧力容器底部は損傷しており、上部タイプレートが落下するほどの穴が開いたものと考えられる。

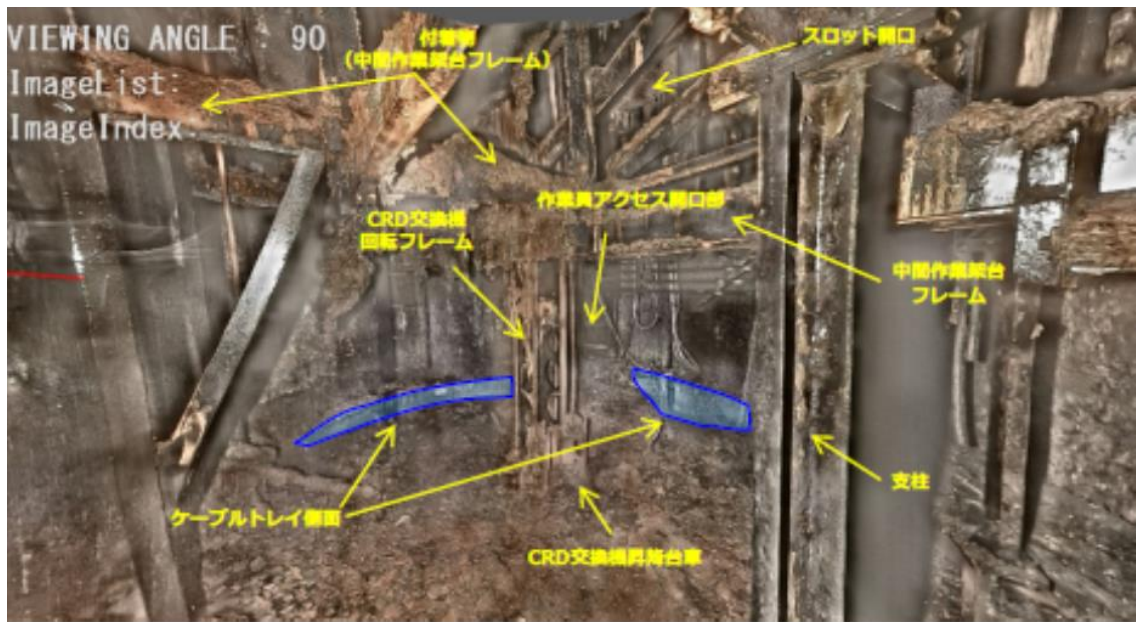


図 3- 40 ペデスタル底部堆積物^[3-19]



図 3- 41 堆積物と上部タイププレート^[3-19]

2号機ペデスタル内の全体像を把握しやすくするため、取得した映像からパノラマ合成を実施した。合成したグレーチング上の画像を図 3- 42 に、合成したペデスタル底部の画像を図 3- 43 に示す。

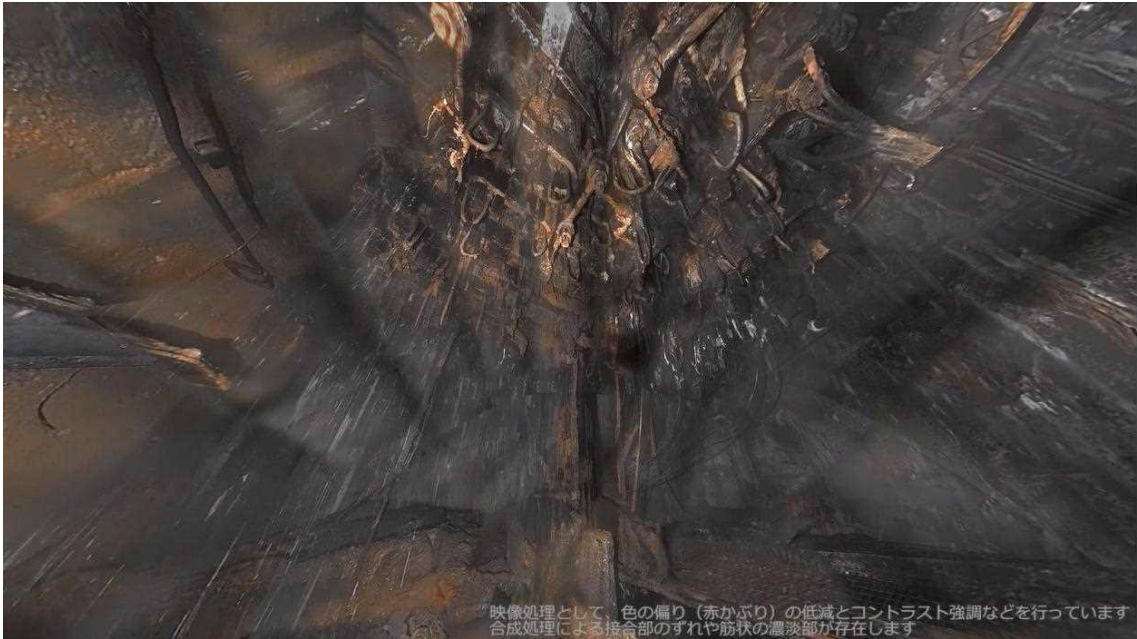


図 3- 42 合成したグレーチング上の画像[3-20]



図 3- 43 合成したペDESTAL底部の画像[3-20]

[3-20]福島第一原子力発電所 2号機 原子炉格納容器内部調査（2018年1月）取得映像の画像処理について、廃炉・汚染水対策チーム会合第63回事務局会議配布資料、2019年2月28日

(12) 2号機格納容器内部調査の結果(その3)【UPDATE】

2019年2月に、2018年1月の調査と同じ箇所に調査ユニットを吊り降し、ペDESTAL底部の堆積物に接触する調査を行った。この時の温度及び線量率について図3-44に、接触調査をした範囲を図3-45に示す。温度については測定高さに係わらずほぼ一定の値であったが、線量率についてはペDESTAL底部に近づくとも上昇する傾向を確認した。堆積物については小石状のもの、岩状のもの、構造物の一部と推定されるものの3つに分類し、それぞれの接触調査の結果を図3-46～図3-48に示す。今回の調査により、小石状、構造物状の堆積物を把持して動かせること、把持できない硬い岩状の堆積物が存在する可能性があることを確認した。また、堆積物にカメラをより接近させることで、堆積物の輪郭や大きさの推定に資する映像を取得することが出来た。

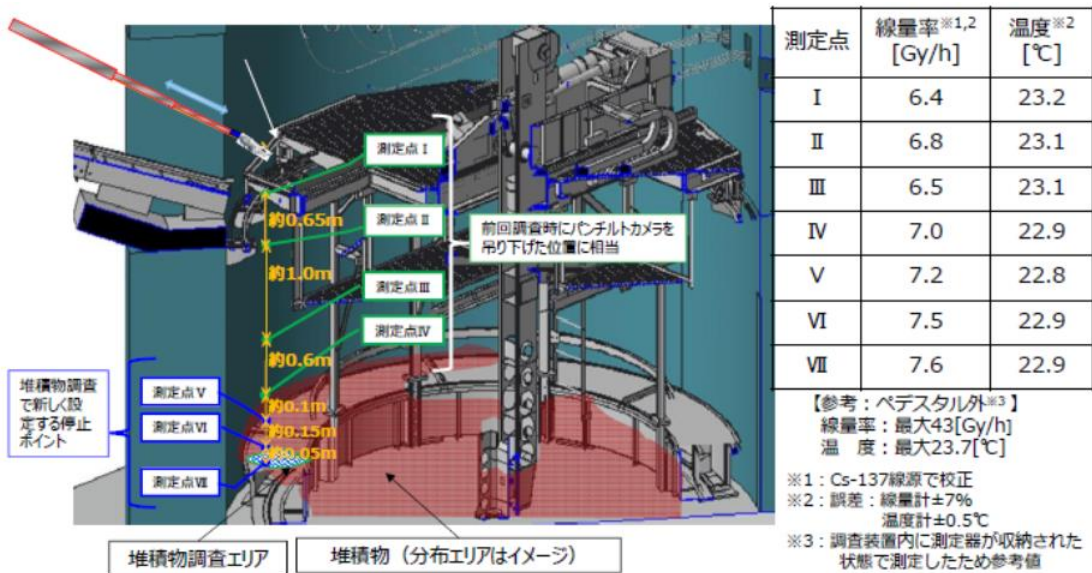


図3-44 堆積物調査時の線量率及び温度[3-21]

[3-21]福島第一原子力発電所 2号機 原子炉格納容器内部調査 実施結果、廃炉・汚染水対策チーム会合第63回事務局会議配布資料、2019年2月28日

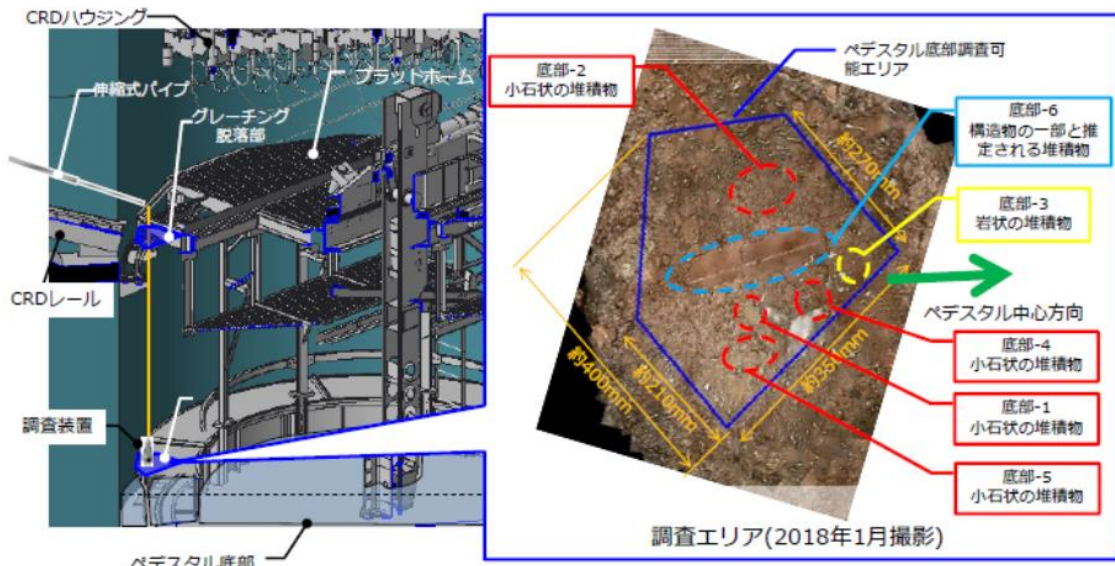


図 3-45 ペDESTAL底部堆積物接触調査範囲[3-21]

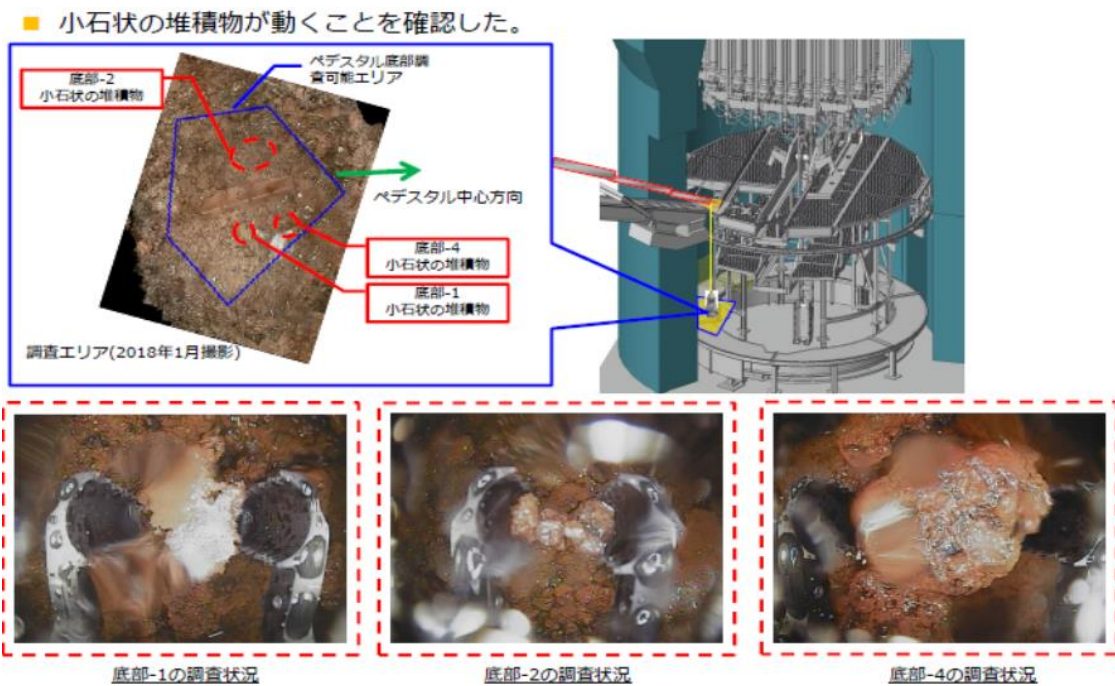


図 3-46 ペDESTAL底部堆積物接触調査結果（1）[3-21]

■ 小石状の堆積物、構造物の形状をした堆積物が動くことを確認した。

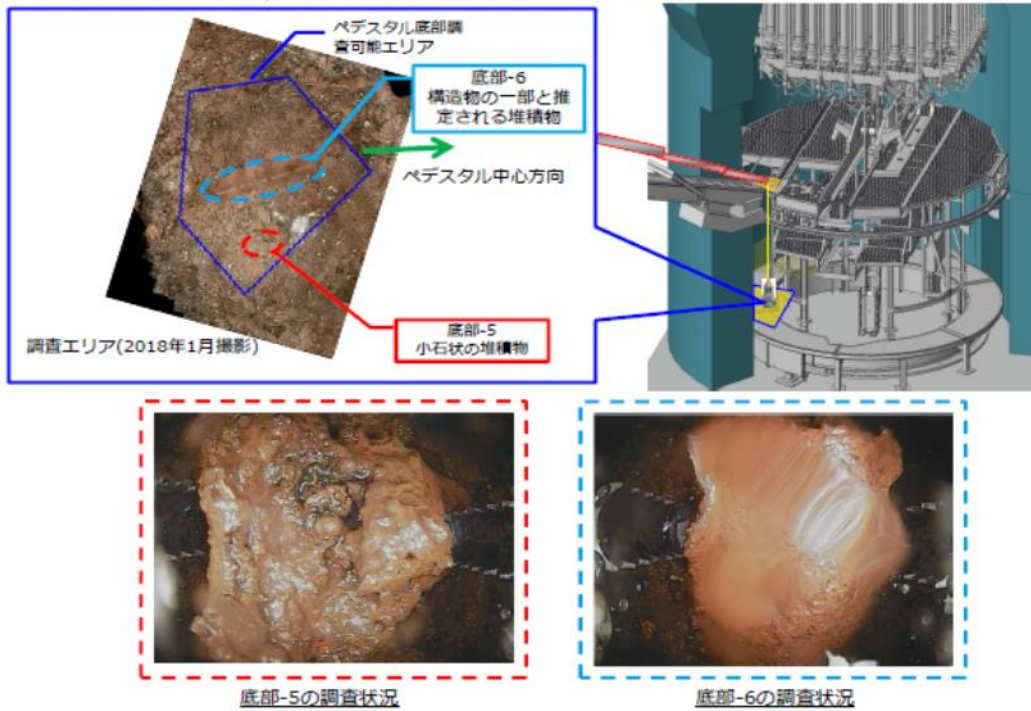


図 3-47 ペDESTAL底部堆積物接触調査結果（2） [3-21]

■ 岩状の堆積物は動かないことを確認した。また映像上、接触痕は確認できなかった。

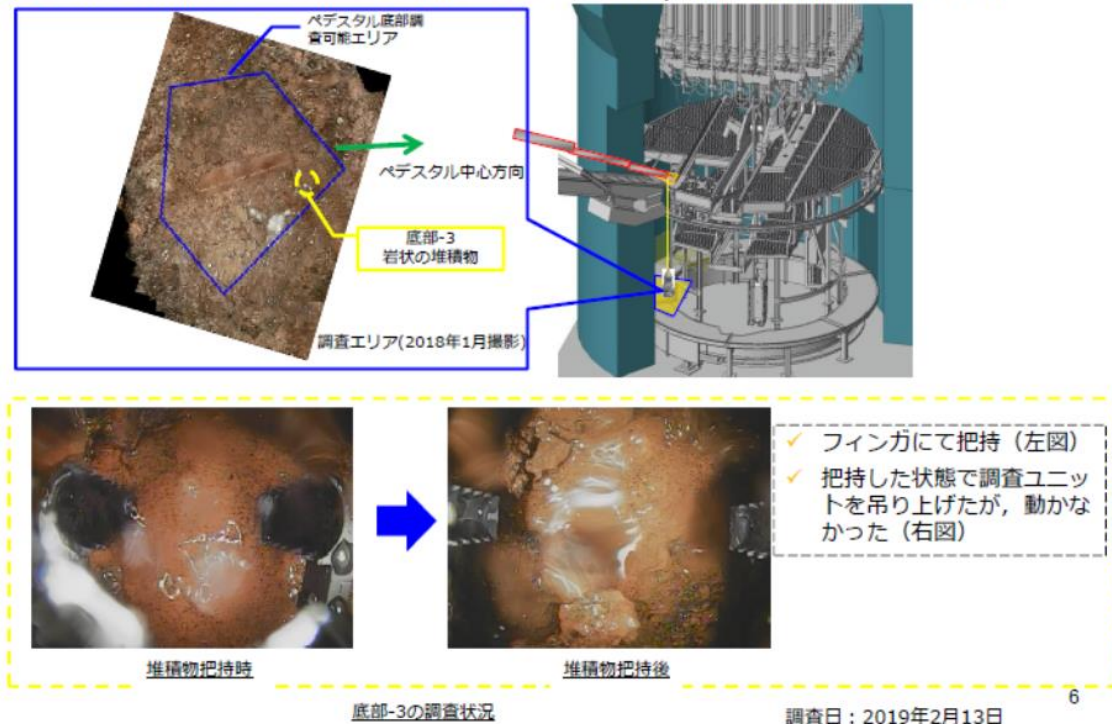


図 3-48 ペDESTAL底部堆積物接触調査結果（3） [3-21]

また、ペデスタル底部と同様にプラットフォーム上にある堆積物についても接触調査を実施した（図 3- 49～図 3- 51）。

■ 小石状の堆積物，構造物の形状をした堆積物が動くことを確認した。

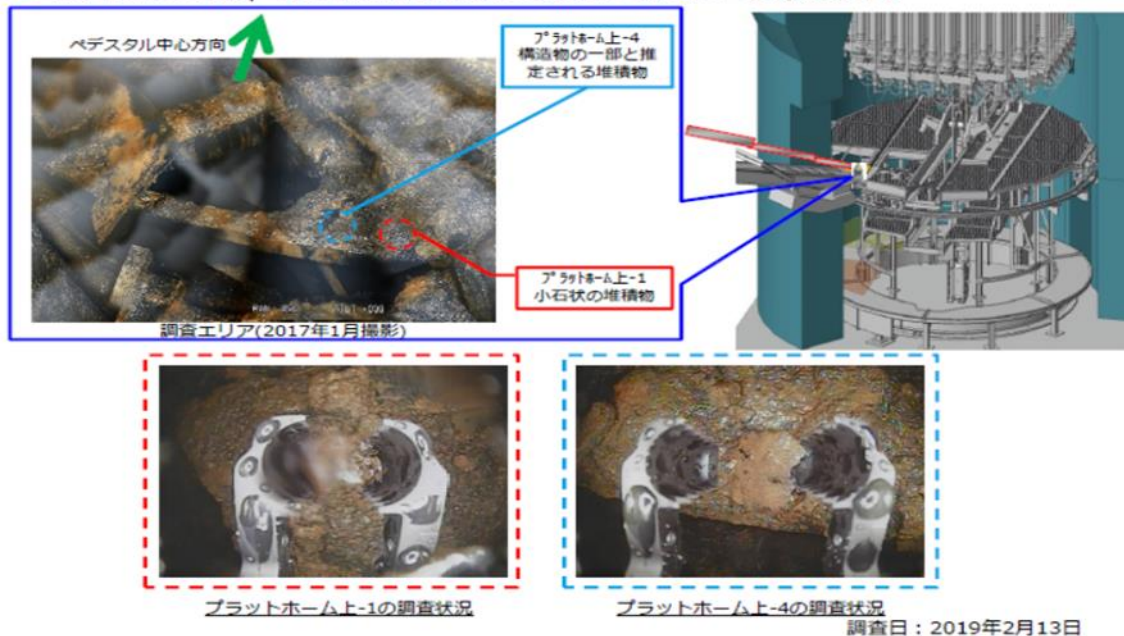


図 3- 49 プラットホーム上堆積物接触調査結果（1） [3-21]

■ 岩状の堆積物は動かないことを確認した。また映像上，接触痕は確認できなかった。

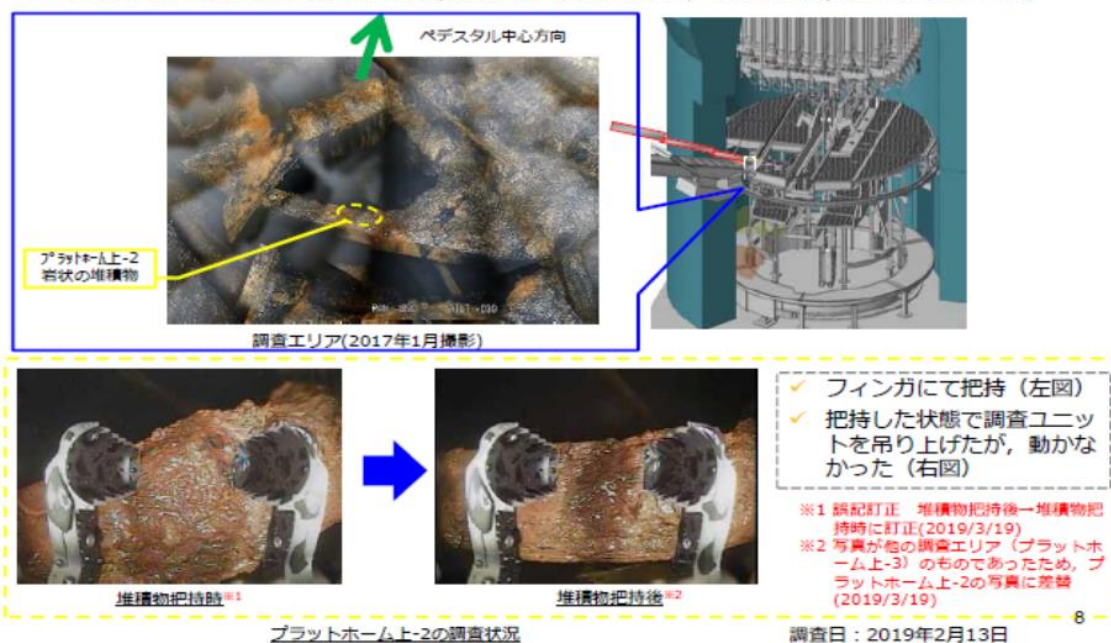


図 3- 50 プラットホーム上堆積物接触調査結果（2） [3-21]

■ 岩状の堆積物は動かないことを確認した。また映像上、接触痕は確認できなかった。

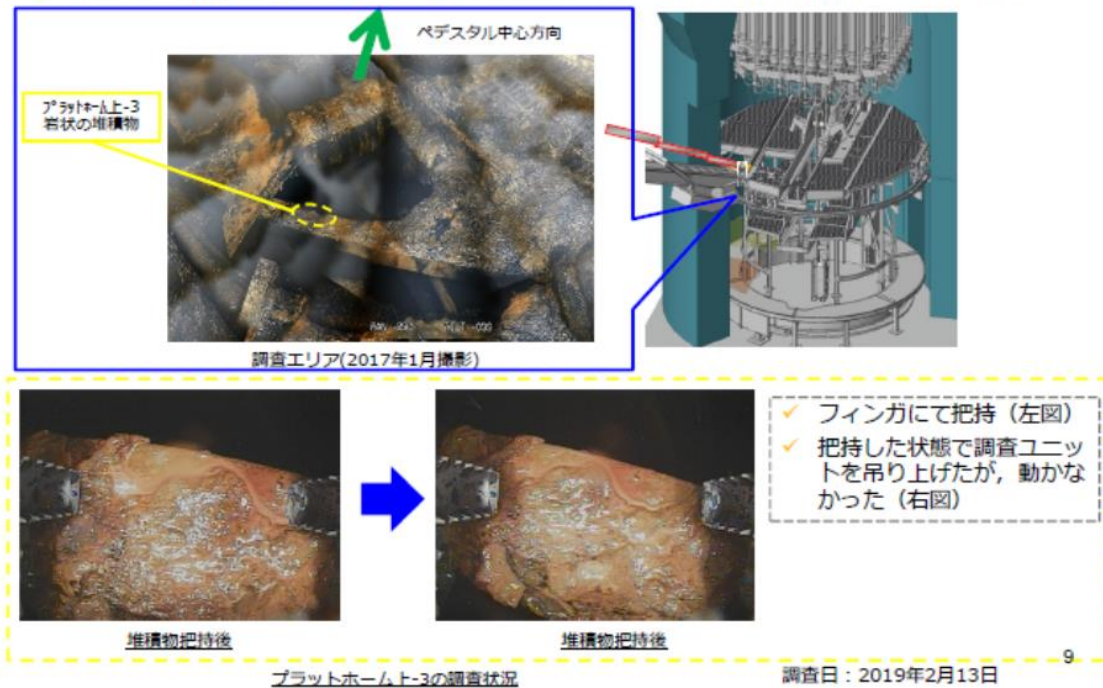
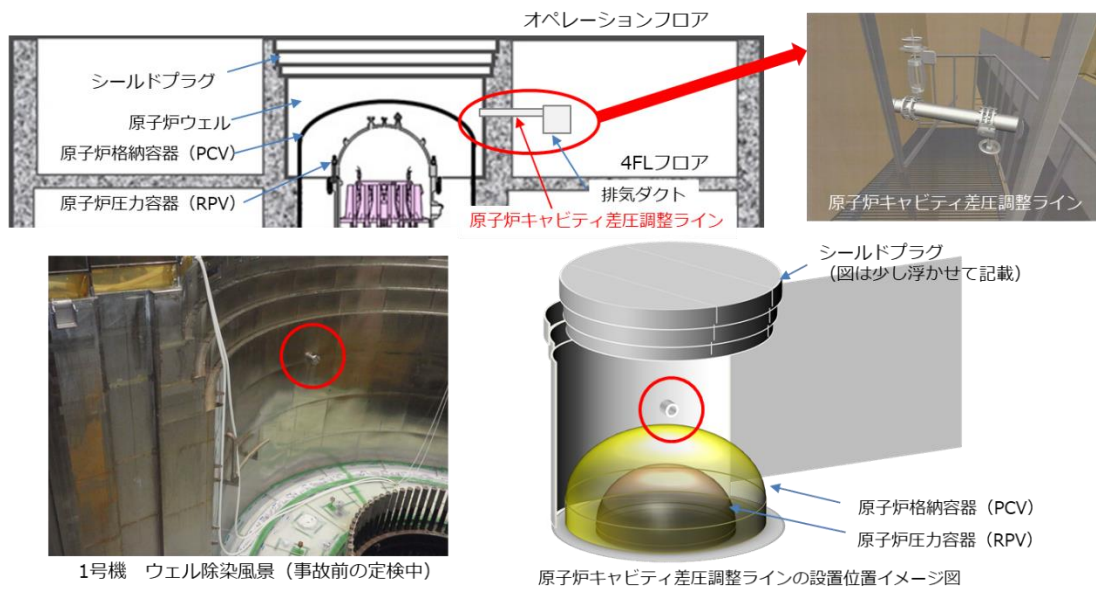


図 3- 51 プラットホーム上堆積物接触調査結果 (3) [3-21]

(1 3) 2号機原子炉キャビティ差圧調整ライン及び原子炉ウェル内調査結果【UPDATE】

2号機シールドプラグ下部の原子炉ウェル内調査に向けて西側の原子炉キャビティ差圧調整ラインを用いた調査を計画するため、2021年1～3月にかけて現場調査を実施した。図 3- 52 に原子炉キャビティ差圧調整ラインの概略図を示す。

現場調査の結果、西側の原子炉キャビティ差圧調整ラインに設置されている弁は開いており、排気ダクトへの直線上の部分が劣化していることが確認された (図 3- 53)。また、ダクト内部の底部及び側面には黄色の付着物が確認された (図 3- 54)、配管内部に堆積物が確認された (図 3- 55)。線量率測定の結果、ダクト下部には高線量箇所が存在し (図 3- 56)、ダクト下部 (4m 下) の床面付近にも高線量箇所を確認した (図 3- 57)。



※原子炉キャビティ差圧調整ライン：運転中に原子炉キャビティ（原子炉ウェル）とオペレーションフロアの差圧を調整するラインで、原子炉建屋換気空調系の排気ダクトに接続されている

図 3- 52 原子炉キャビティ差圧調整ラインの概略図^[3-22]

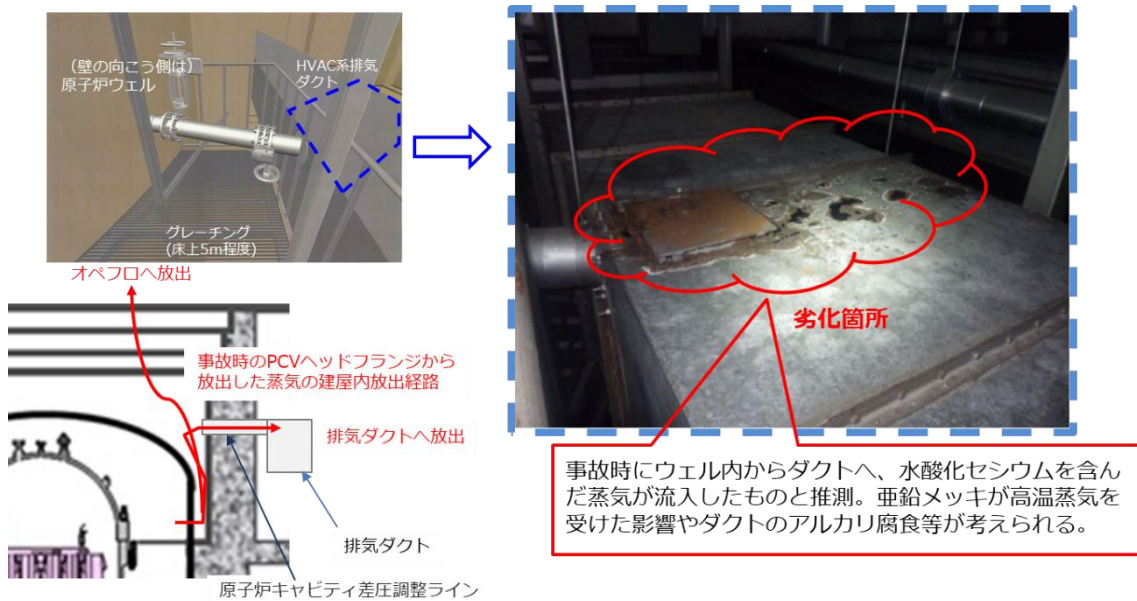


図 3- 53 排気ダクトの劣化箇所^[3-22]

[3-22]2号機のシールドプラグ高濃度汚染の調査について（作業箇所の線量測定結果等の速報）、廃炉・汚染水対策チーム会合第88回事務局会議配布資料、2021年3月25日

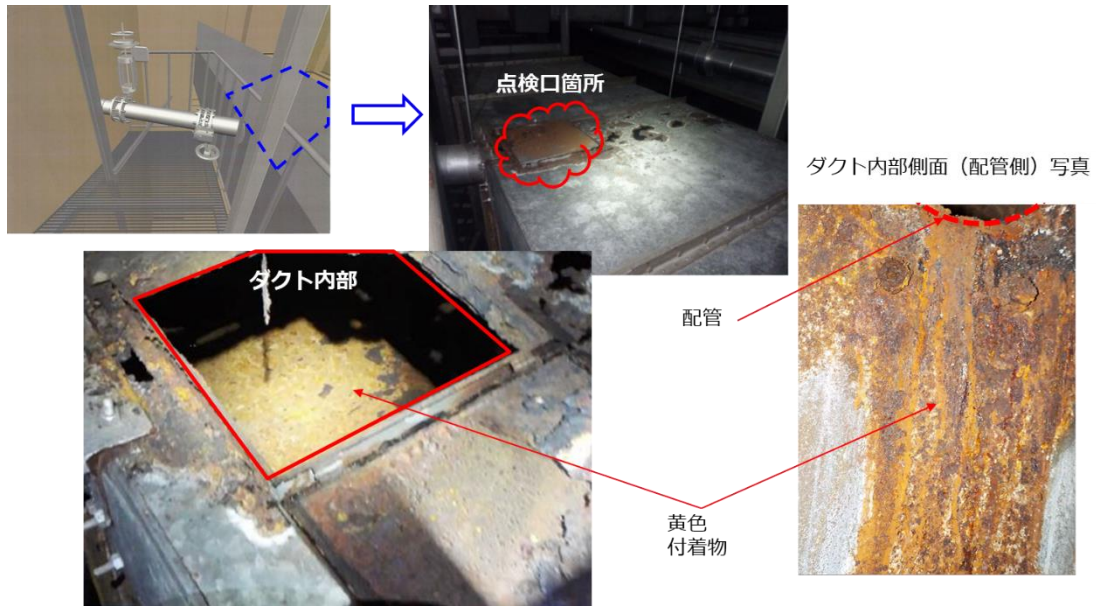


図 3-54 排気ダクトの劣化箇所^[3-23]

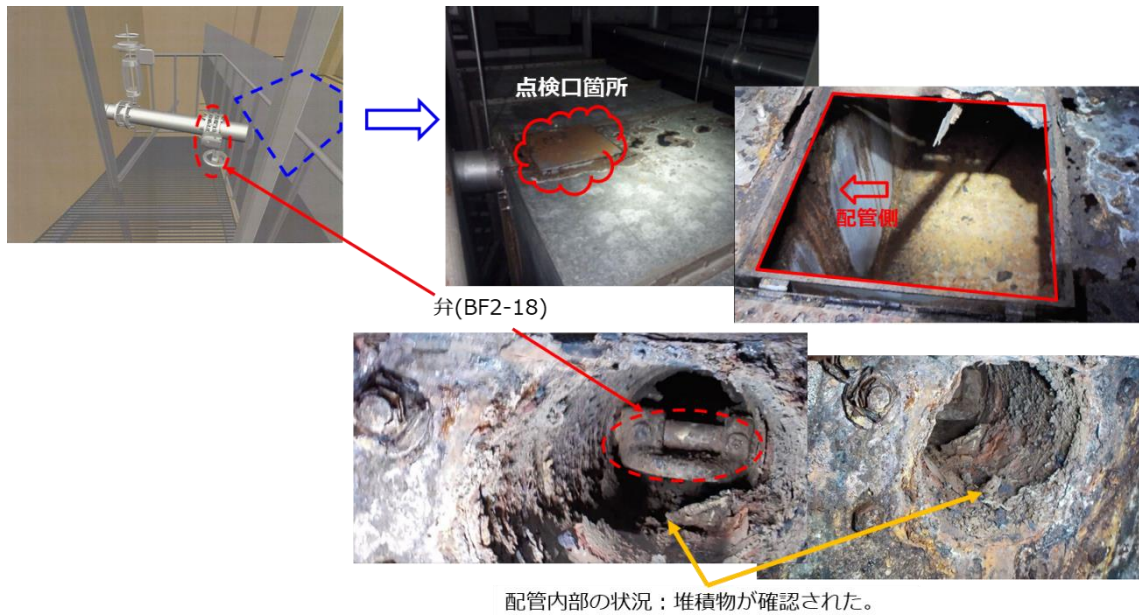
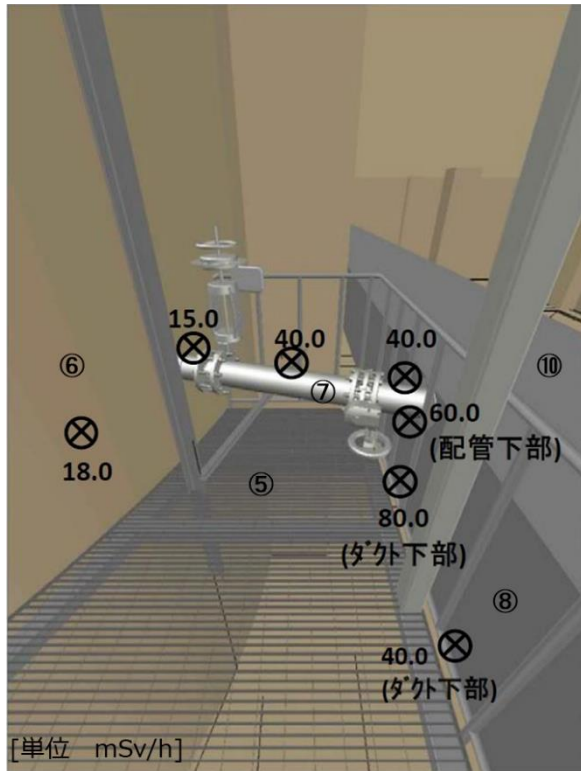


図 3-55 配管内の堆積物^[3-23]

[3-23]2号機シールドプラグ高濃度汚染への対応状況および今後の計画について、特定原子力施設監視・評価検討会（第90回）配布資料、2021年4月19日

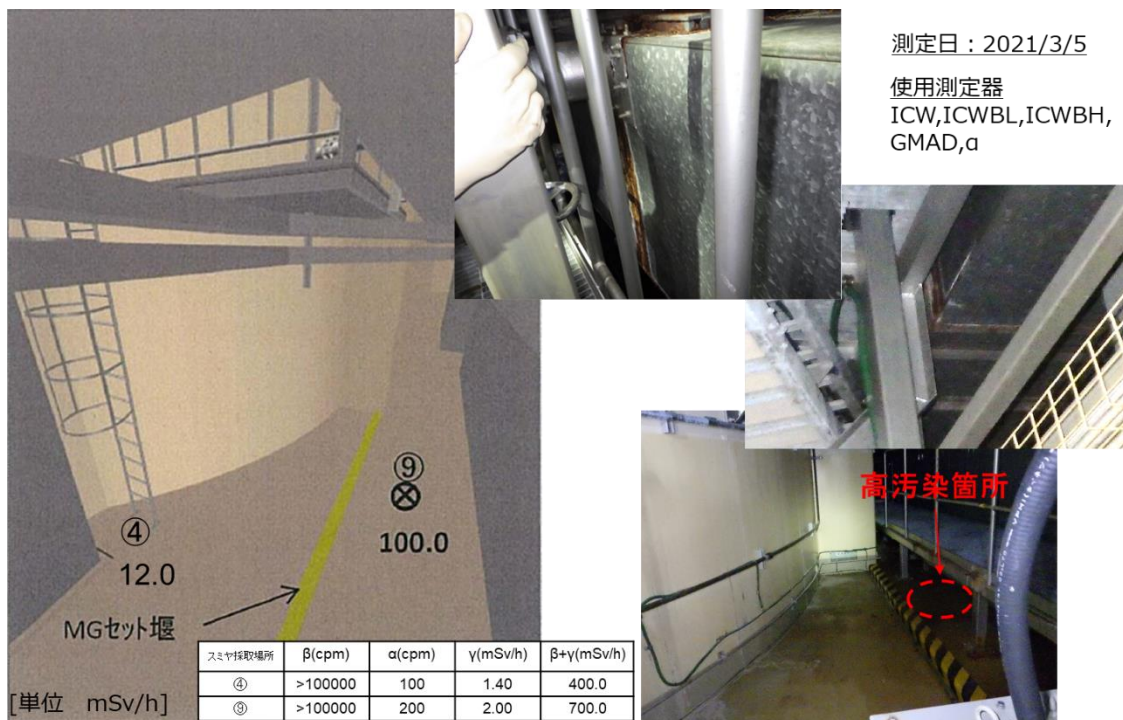


測定日 : 2021/3/5

使用測定器
ICW,ICWBL,ICWBH,GMAD, α

スミヤ採取場所	β (cpm)	α (cpm)	γ (mSv/h)	$\beta+\gamma$ (mSv/h)
⑤	>100000	0	0.15	10.0
⑥	>100000	30	0.14	5.0
⑦	>100000	50	0.16	12.0
⑧	>100000	0	0.15	8.0
⑩	>100000	0	0.14	7.0

図 3- 56 原子炉キャビティ差圧調整ライン周辺の線量率測定結果[3-23]



測定日 : 2021/3/5

使用測定器
ICW,ICWBL,ICWBH,
GMAD, α

スミヤ採取場所	β (cpm)	α (cpm)	γ (mSv/h)	$\beta+\gamma$ (mSv/h)
④	>100000	100	1.40	400.0
⑨	>100000	200	2.00	700.0

図 3- 57 ダクト下部の床面の線量率測定結果[3-23]

続いて、2021年5月に、西側の原子炉キャビティ差圧調整ラインから線量計やカメラを原子炉ウェル内に入れ、ウェル内の線量率、状況等の調査を実施した。図3-58に調査の概要図を示す。

ウェル内の状況をカメラで確認した結果、PCV上蓋等に大きな損傷がないことを確認した(図3-59、図3-60)。線量率測定の結果、PCVフランジ付近で最大530mS/hを確認した(図3-61)。また、原子炉キャビティ差圧調整ラインの配管内部の調査を実施し、BF-2-12弁が開状態であり、弁の上流側配管(SUS)には、配管・弁箱(炭素鋼)で見られた肌荒れや堆積物がないことを確認した(図3-62)。

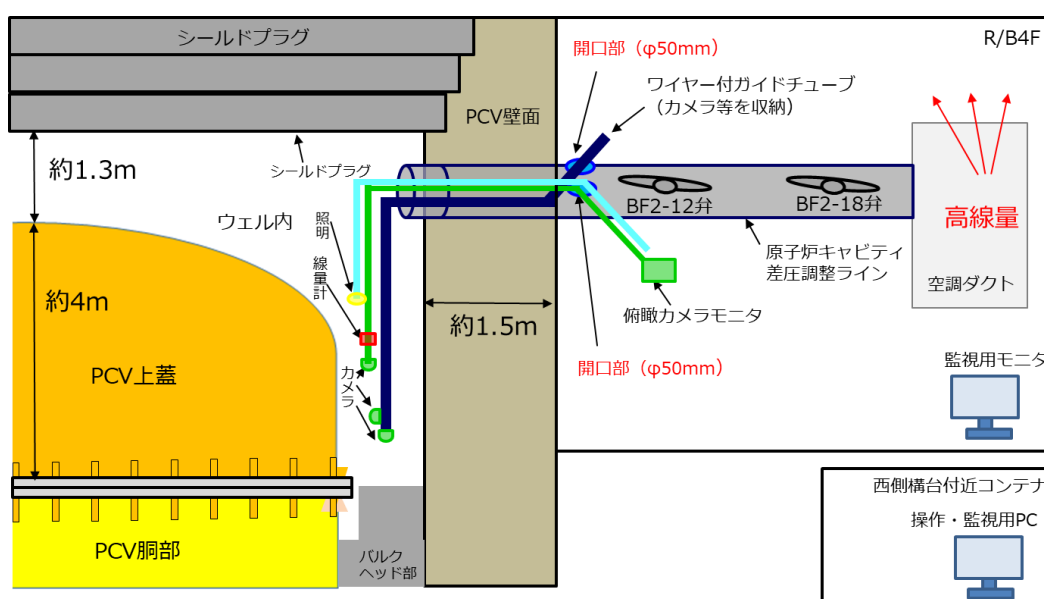


図3-58 原子炉ウェル内調査の概要[3-24]

[3-24] 【速報】2号機シールドプラグ高濃度汚染への対応状況について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第90回事務局会議配布資料、2021年5月27日

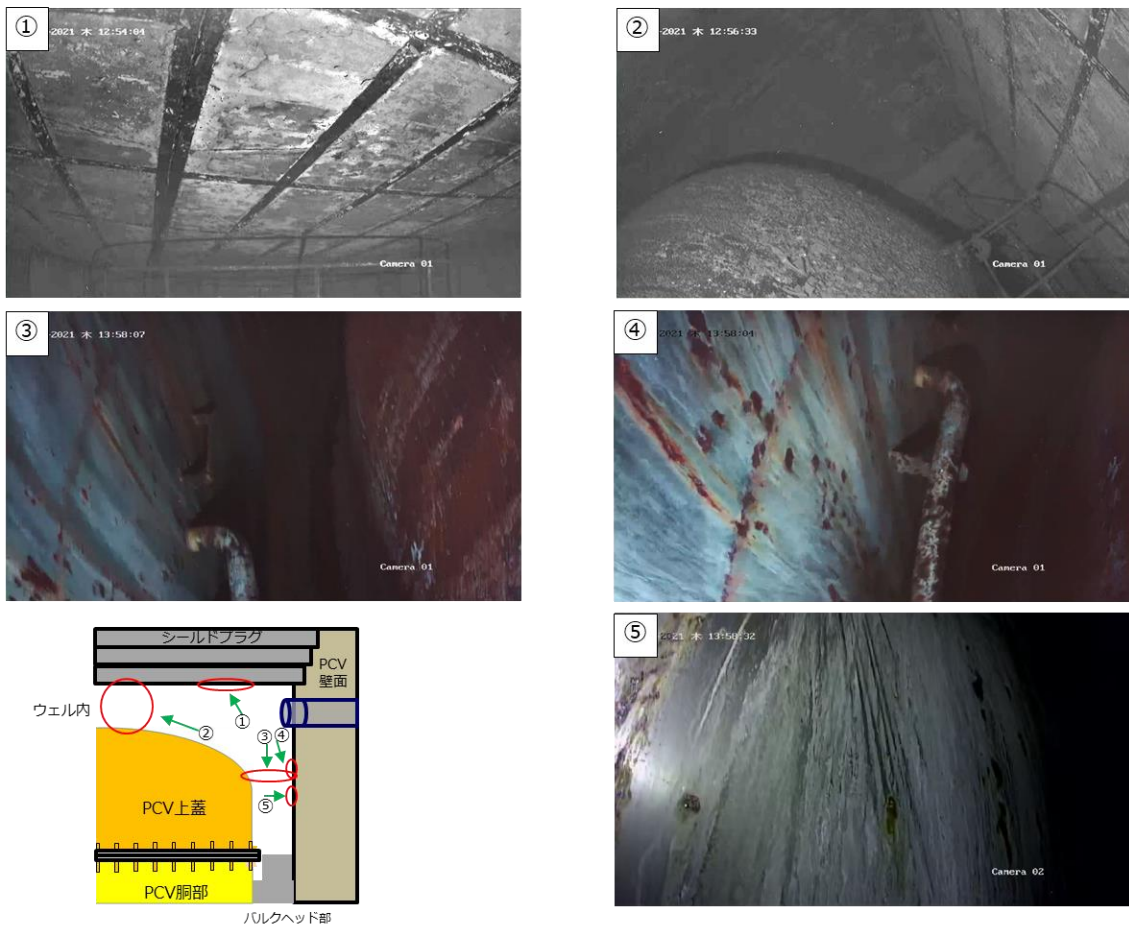


図 3- 59 原子炉ウェル内の状況①[3-24]

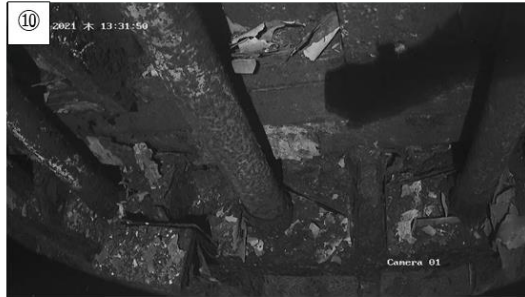
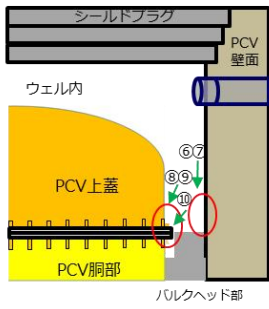
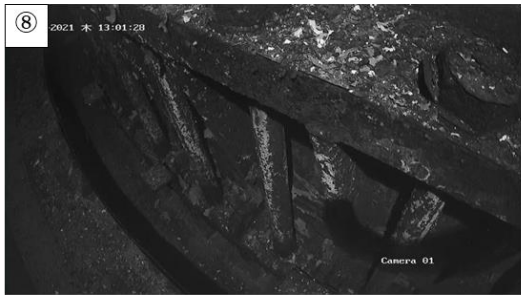


図 3- 60 原子炉ウェル内の状況②[3-24]

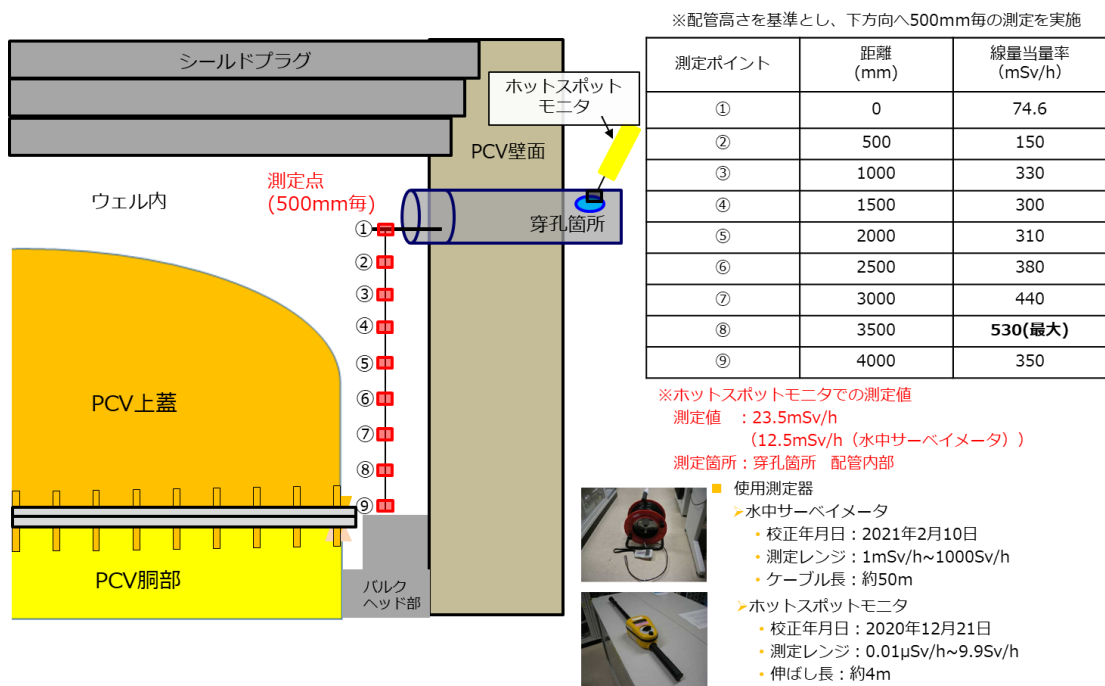


図 3- 61 原子炉ウェル内の線量率測定結果[3-24]

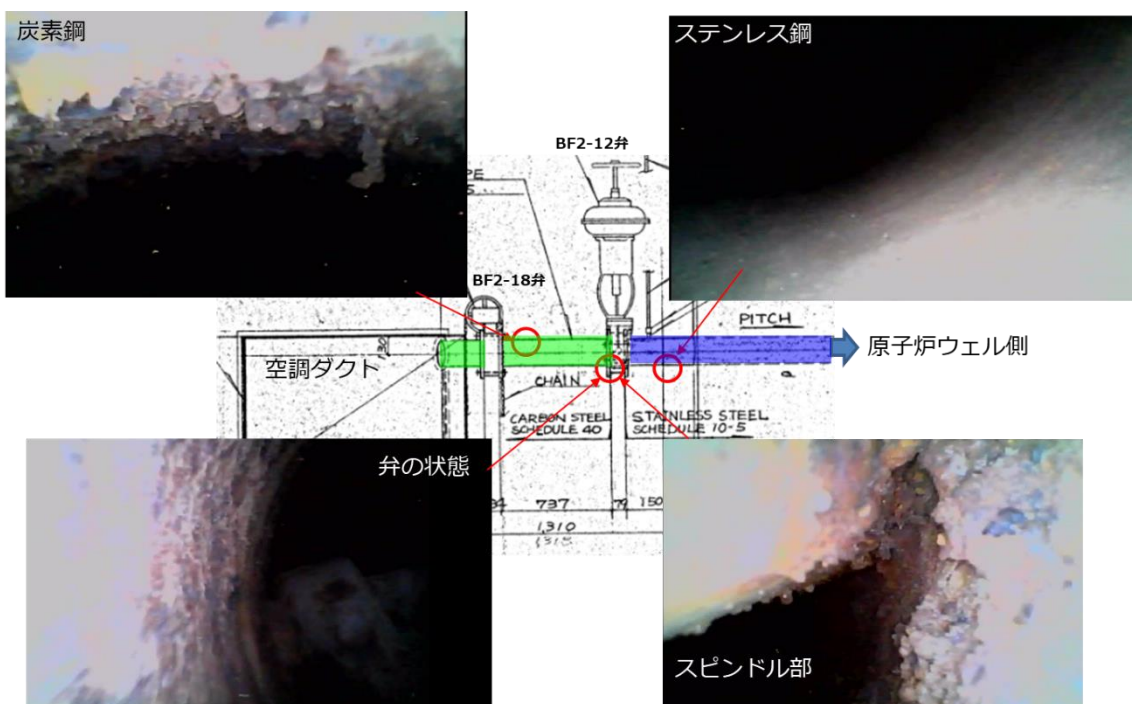


図 3- 62 原子炉キャビティ差圧調整ライン配管内部の状況[3-24]

さらに、東側に敷設された原子炉キャビティ差圧調整ラインの現場調査を実施した。BF-2-13 弁は西側と同様に開状態であり、ダクト側面、下部および点検口に顕著な劣化は確認されなかった (図 3- 63)。配管周辺の線量率測定の結果、最大で 51mSv/h を確認した (図 3- 64)。

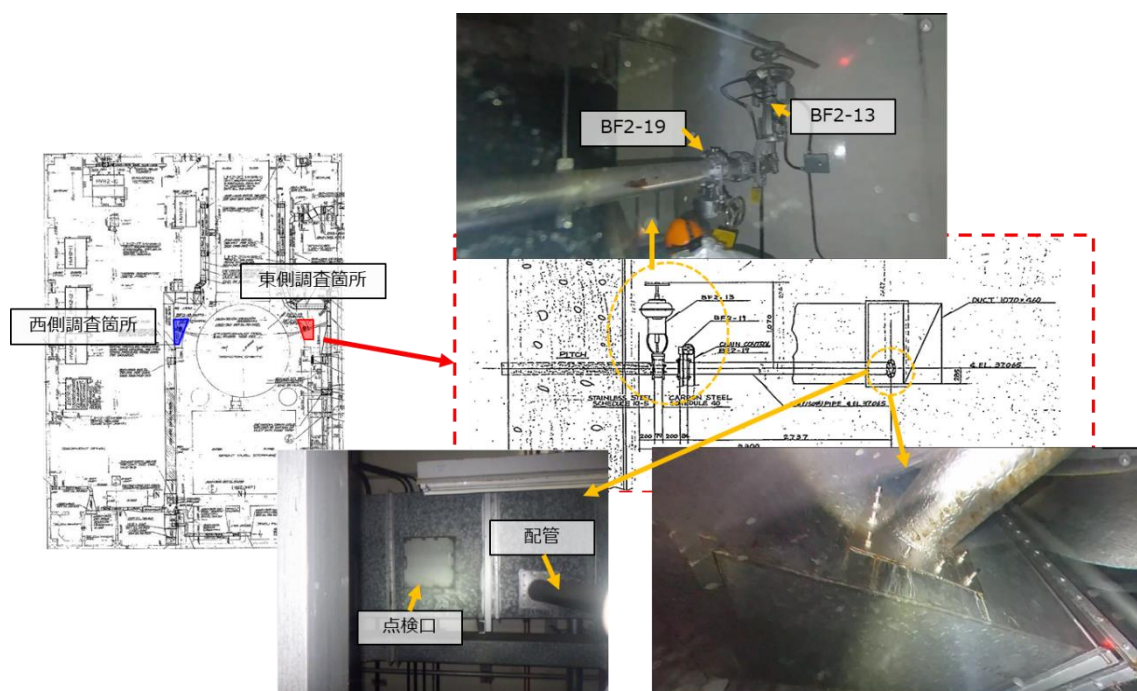
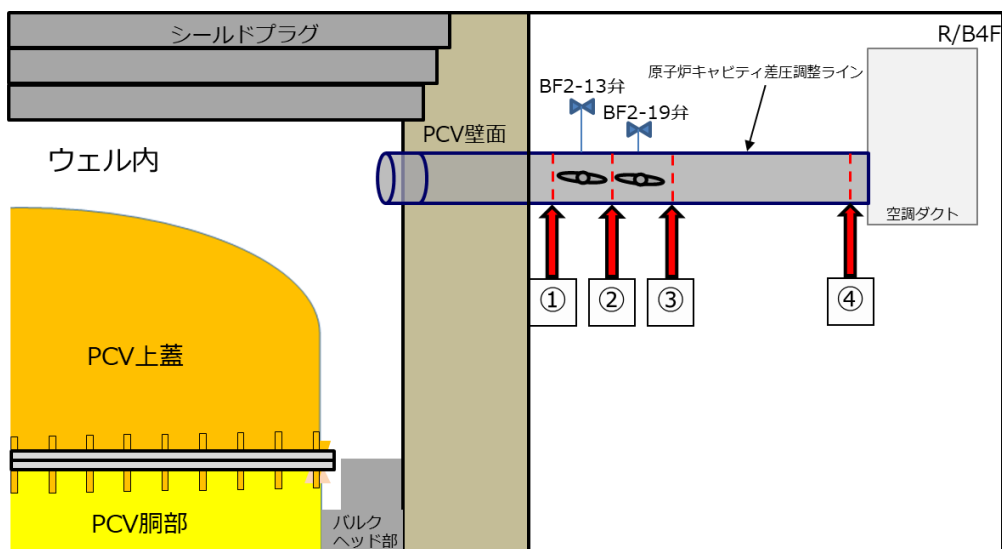


図 3- 63 原子炉キャビティ差圧調整ライン (東側) の外観調査^[3-24]



測定ポイント		①	②	③	④
		PCV壁面～BF2-13弁間	BF2-13～BF2-19弁間	BF2-19弁～ダクト間	ダクト近傍
配管	上部(mSv/h)	13	41	25	18
	下部(mSv/h)	13	51	37	20

図 3- 64 原子炉キャビティ差圧調整ライン（東側）周辺の線量率測定結果^[3-24]

(14) 2号機オペフロ・シールドプラグ調査結果【UPDATE】

2018年6月に原子炉建屋西側外壁開口工事が完了したことを踏まえ、今後のオペフロ内作業を円滑に進めるため、2018年7月にオペフロ西側壁開口近傍の線量率等の調査を実施した。空間線量率の測定結果、ウェルプラグ近傍の線量率が高く、そこから離れるにしたがって線量率が低くなる傾向があるため、主な線源はウェルプラグであると推定した(図3-65)。

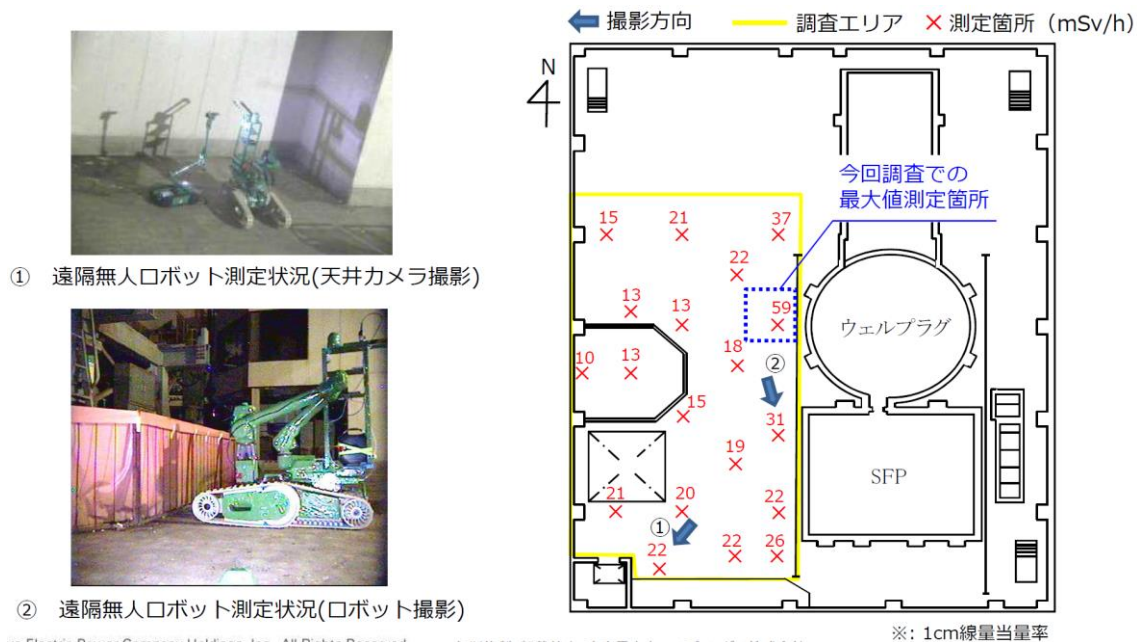


図 3- 65 オペフロ西側の線量率測定結果 (2018 年 6 月実施) [3-25]

2018 年 11 月～2019 年 2 月にかけて、オペフロ全域の汚染状況及び設備状況等の調査を実施した。空間線量率の測定結果から (図 3- 66)、ウエル上の線量率が高く、主な線源はウエルプラグと推定した。また、過去の調査結果と比較して線量率が下がっており、自然減衰、建屋に流入した雨水の影響、残置物の移動・片付実施による影響が要因と推定した。表面線量率の測定結果 (図 3- 67) から、ウエル上の表面線量率が高く、ウエル上面の汚染は、蒸気がウエルと養生シートの上に滞留し、その後乾燥したものと推定した。ウエル上の $\beta + \gamma / \gamma$ 比は床面と同程度であることから、表面汚染の影響が大きく、原子炉内部からの γ 線の影響は小さいと推定した。

[3-25]2 号機原子炉建屋西側外壁開口後のオペフロ調査の実施について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 56 回事務局会議配布資料、2018 年 7 月 26 日

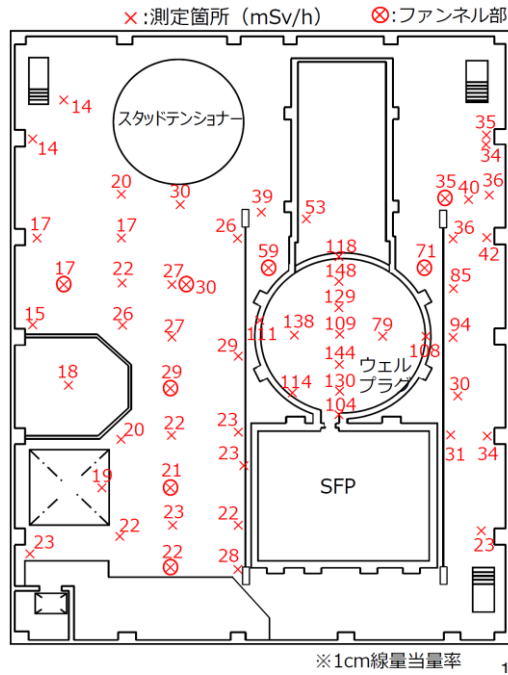
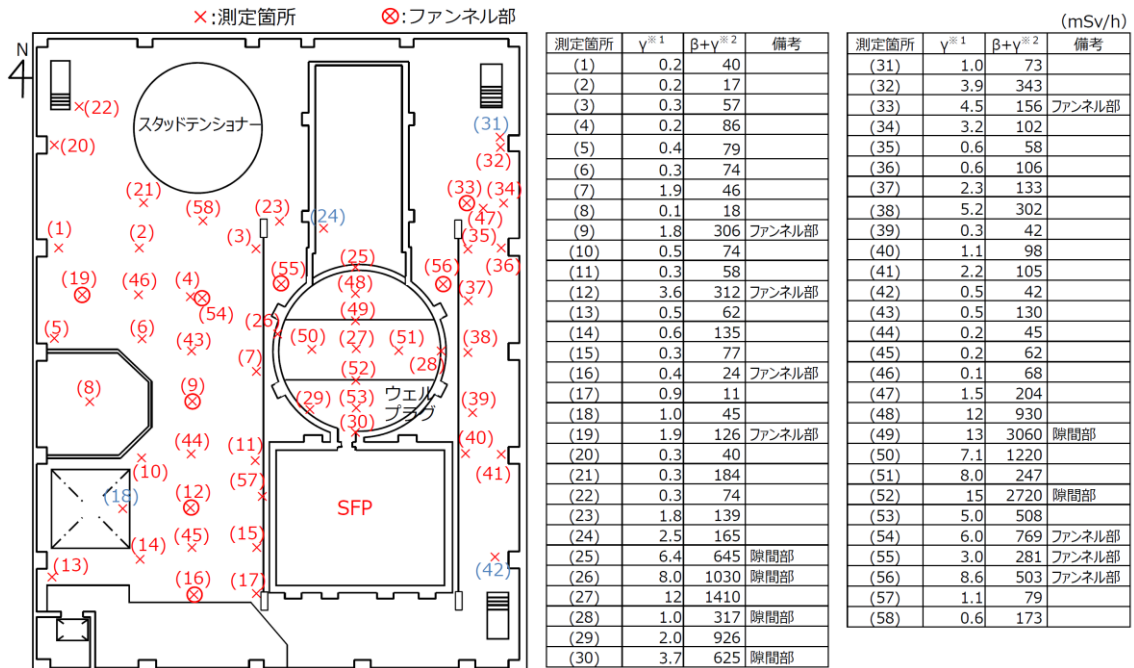


図 3-66 オペフロの空間線量率の測定結果
(2018年11月～2019年2月実施) [3-26]



※ 1 : 1cm線量当量率、床上@30.5cmコリメート付線量計で測定
 ※ 2 : 70 μ m線量当量率、床上@0.5cmコリメート付線量計で測定
 注 : 青字は既設機器との干渉により測定箇所から離れて測定した箇所

図 3-67 オペフロ床面の表面線量率の測定結果
(2018年11月～2019年2月実施) [3-26]

[3-26]2号機原子炉建屋オペフロ内残置物移動・片付後調査の結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第63回事務局会議配布資料、2019年2月28日

2020年12月にオペフロ内の残置物移動・片付け作業が完了したことから再度オペフロの空間線量率を測定したところ、2018年の測定結果と比較し、全体で2割程度の線量率低減を確認した(図3-68)。線量率低減の要因として、残置物移動・片付けによる線量率低減の寄与が1割程度、自然減衰の寄与が1割程度と推定した。

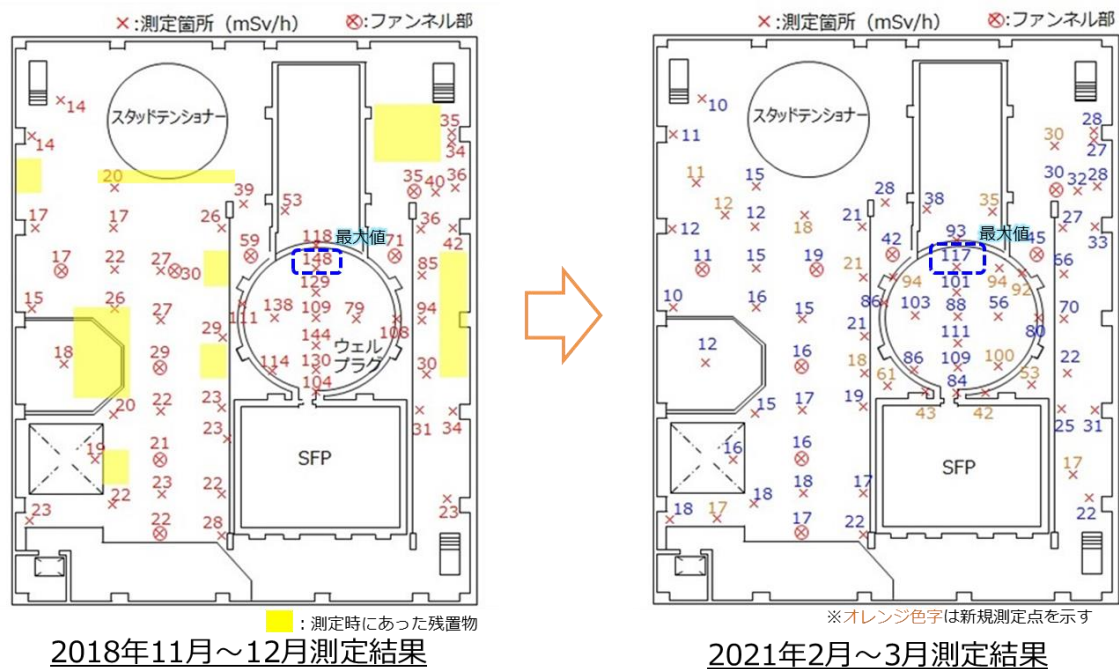
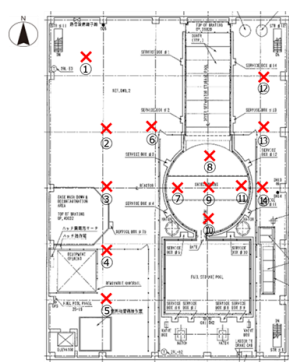


図3-68 オペフロの空間線量率の測定結果の比較(2020年12月実施) [3-27]

2021年4月に、遠隔操作ロボットを用いたオペフロの床面及び天井面の線量率調査を原子力規制庁と協働で実施した。調査の結果、オペフロ内床面(東側、西側、シールドプラグ上)の表面汚染密度はほぼ同様であることを確認した(図3-69)。2021年3月に実施したオペフロ空間線量率測定結果のシールドプラグ上における空間線量率が、他の領域より高かった原因は、シールドプラグの隙間及び下部に蓄積されているセシウムからの散乱線の影響と評価した。また、天井面の汚染が一様に存在した場合の床面高さ1mの位置における天井面からの線量率寄与は、0.9mSv/h程度であると評価した(図3-70)。

[3-27]2号機原子炉建屋オペフロ調査の速報について、廃炉・汚染水対策チーム会合第88回事務局会議配布資料、2021年3月25日



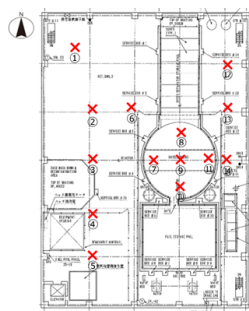
×：測定点

※1 黄色ハッチング箇所のみを有効とした。
1cm線量当量率のアクリル遮蔽ありとアクリル遮蔽なしで、差が10%以上ある測定点については、線量計の近くに局所的な高濃度汚染が存在している可能性があるため評価対象外とした。

※2 表面汚染密度換算式
表面汚染密度 = (アクリル遮蔽なし(70μm)-アクリル遮蔽あり(70μm)) ÷ 換算定数
・換算定数：7.2E-04[(mSv/h)/(Bq/cm²)]
(測定値を基に高工ネ研にて評価)

測定点	1cm線量当量率 (測定値)		70μm線量当量率 (測定値)		Cs-137表面汚染密度 (評価値) ^{※2}
	mSv/h		mSv/h		Bq/cm²
	遮蔽なし	遮蔽あり	遮蔽なし	遮蔽あり	
①	6.72	6.76	32.3	8.58	3.3E+04
②	14.2	25.7	29.8	40.3	- ※1
③	5.92	5.84	15.1	6.80	1.2E+04
④	8.26	7.78	36.3	9.42	3.7E+04
⑤	19.2	14.2	42.7	16.8	- ※1
⑥	17.5	16.3	65.0	20.6	6.2E+04
⑦	38.0	36.3	107	46.8	8.3E+04
⑧	229	254	362	353	1.2E+04
⑨	265	365	567	485	- ※1
⑩	147	123	472	156	- ※1
⑪	22.2	23.3	142	30.5	1.6E+05
⑫	50.3	49.1	132	60.5	1.0E+05
⑬	113	85.8	189	102	- ※1
⑭	50.3	49.1	92.0	66.4	3.6E+04

図 3-69 オペフロ床面の測定結果及び評価結果 (2021年4月実施) [3-28]



×：測定点

※1 14箇所の天井の平均表面汚染密度 (2.3E+05Bq/cm²) が、天井に一樣に存在した場合の床面高さ 1 m の位置における天井からの線量寄与(測定値を基に高工ネ研にて評価)

※2 表面線量率 換算式
表面線量率 = コリメータ値 × 換算定数 - 空間線量率 × 鉛減衰率
・換算定数：8.20E-04[(mSv/h)/cps]
・鉛減衰率：1.81E-03

※3 表面汚染密度 換算式
表面汚染密度 = 表面線量率 × 換算定数
・換算定数：1.38E+06[(Bq/cm²)/(mSv/h)]
(測定値を基に高工ネ研にて評価)

測定点	測定開始時間	測定終了時間	コリメータ値 (測定値) (cps)	空間線量率 (測定値) (mSv/h)	表面線量率 ^{※2} (評価値) (mSv/h)	表面汚染密度 ^{※3} (評価値) (Bq/cm²)
①	11:03:00	11:04:00	113	8.78	0.08	1.1E+05
②	11:07:00	11:08:00	410	13.60	0.31	4.3E+05
③	11:10:00	11:11:00	263	11.08	0.20	2.7E+05
④	11:13:15	11:14:15	126	11.52	0.08	1.1E+05
⑤	11:15:35	11:16:35	155	13.68	0.10	1.4E+05
⑥	11:20:00	11:21:00	229	20.88	0.15	2.1E+05
⑦	11:27:45	11:28:45	299	61.27	0.13	1.8E+05
⑧	11:31:15	11:32:15	293	102.2	0.06	7.5E+04
⑨	11:34:30	11:35:30	379	117.2	0.10	1.4E+05
⑩	11:37:10	11:38:10	262	70.34	0.09	1.2E+05
⑪	11:41:20	11:42:20	346	61.27	0.17	2.4E+05
⑫	11:48:40	11:49:40	147	33.62	0.06	8.2E+04
⑬	11:52:20	11:53:20	343	31.32	0.22	3.1E+05
⑭	11:58:20	11:59:20	865	53.56	0.61	8.4E+05

図 3-70 オペフロ天井面の測定結果及び評価結果 (2021年4月実施) [3-28]

上記調査の結果を踏まえ、シールドプラグ上段と中段の隙間に蓄積していると推定している放射線量評価の確度向上を目的として、オペフロ床面の表面汚

[3-28]原子力規制庁と協働で実施した2号機オペレーティングフロア調査結果について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第90回事務局会議配布資料、2021年5月27日

染影響を受けにくいシールドプラグ既存穿孔箇所（中央、東の2箇所）を用いた調査を2021年8～9月に実施した。調査の概要を図3-71に示す。調査結果（図3-72）を踏まえてシールドプラグの隙間に蓄積したCs-137、Cs-134による穿孔箇所内部の線量当量率の算出を実施し、隙間にはセシウムを含む放射性物質が付着、堆積している可能性が高く、中央及び東側の測定結果から、シールドプラグ全体では汚染状況のばらつきが大きい可能性があるとして評価した（図3-73）。

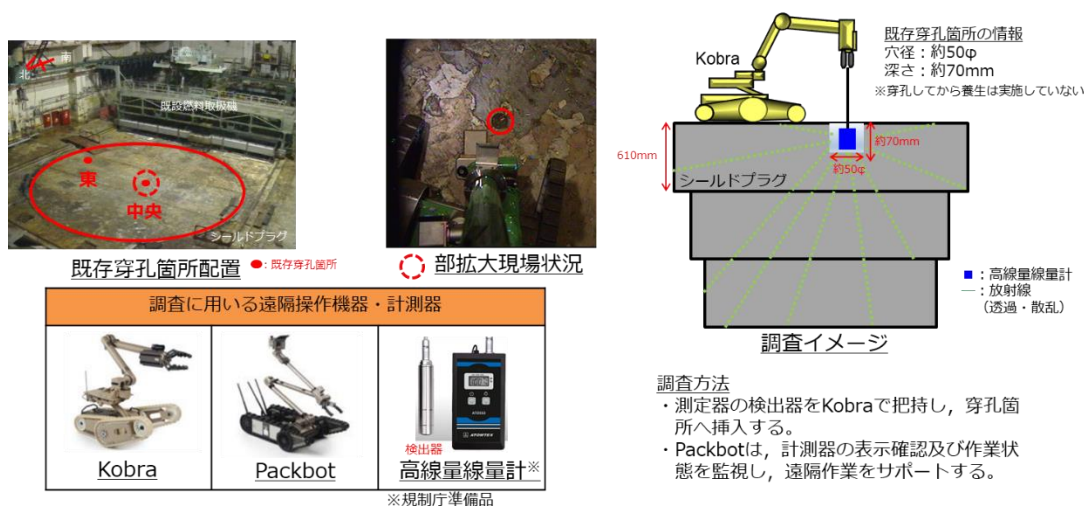


図3-71 調査の概要[3-29]

単位：mSv/h

測定箇所	床表面から筒底の距離 [cm]	計測器①	計測器②
東	7.0	255	52.5
	6.0	277	51.5
	5.0	290 - 300	52.1
	4.0	292	50.9
	3.0	255	50.7
	2.0	225	51.9
	1.0	172	51.9
	7.0	255	51.5
中央	6.0	1169	230
	5.0	1070	236
	4.0	944	235
	3.0	825	225
	2.0	682 - 690	226
	1.0	600	225
	0.0	532	225

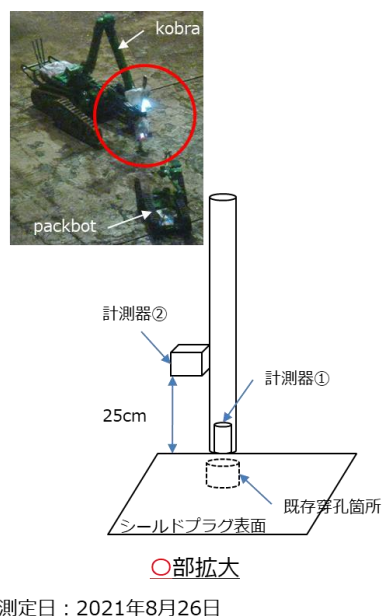


図3-72 測定結果（2021年8月実施）[3-29]

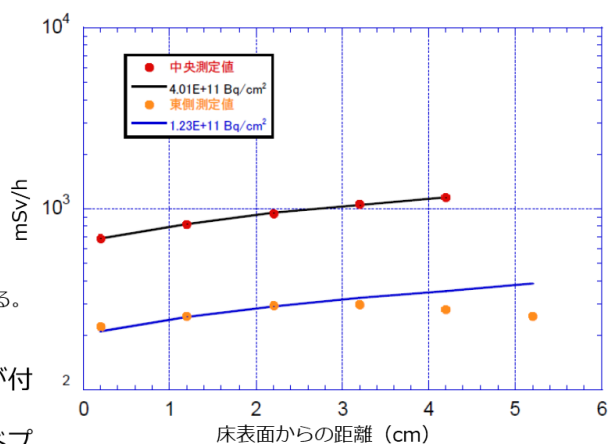
[3-29]2号機オペフロ内シールドプラグ穿孔部調査について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第94回事務局会議配布資料、2021年9月30日

【測定結果との比較】

- ✓ 原子炉ウエル中央の穿孔箇所
Cs-137の汚染密度が $4.01E+11$ Bq/cm²の場合の計算値と合致している
- ✓ 原子炉ウエル東側の穿孔箇所
Cs-137の汚染密度が $1.23E+11$ Bq/cm²の場合の計算値と4.2cm及び5.2cm以外では合致している※1
※1:穿孔箇所底面の形状による影響の可能性がある。



- 隙間には、セシウムを含む放射性物質が付着、堆積している可能性が高い
- 中央及び東側の測定結果から、シールドプラグ全体では汚染状況のばらつきが大きい可能性がある



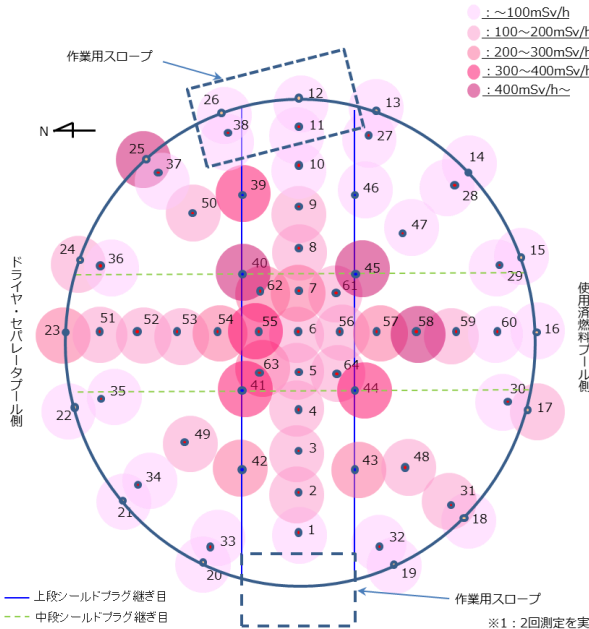
測定値と計算値(注1)の比較

注1: 線量計の実効中心位置である治具底部(筒底)より1.8cm上部で評価

図 3-73 測定値と計算値の比較による評価[3-29]

シールドプラグの汚染状況の更なる把握に向け、新規穿孔箇所による調査を計画した。新規穿孔箇所検討のため、シールドプラグ上の線量率調査を2021年10月に実施し、中央部及び継ぎ目部で線量率が高く、シールドプラグ上部の線量率にバラつきがあることを確認した(図3-74)。シールドプラグ上の線量率調査結果を踏まえ、新規穿孔箇所を13箇所選定して穿孔作業を行い、2021年11~12月に新規穿孔箇所の線量率調査を実施した。線量率調査の状況を図3-75に示す。調査の結果、既存穿孔箇所の線量率測定結果と比較し、低い測定結果が得られた。シールドプラグ外周部に近い測定点No.①,②,⑩,⑪では線量率が低く、No.④,⑨,⑫,⑬では100mSv/hを超える結果が得られた(図3-75)。また、シールドプラグ内配筋の影響を確認するため、再度穿孔箇所の測定及び穿孔箇所周辺床面の線量率測定を実施した(図3-76)。調査結果をもとに、原子力規制庁にてシールドプラグ上段と中段の隙間に蓄積した総汚染量の評価を実施し、従来の評価結果(数十PBqのCs-137が存在)と同レベルであるとの結果が示された(図3-77)。

➤ 中央部・継ぎ目部で線量が高く、シールドプラグ上部の線量にバラつきがあることを確認。

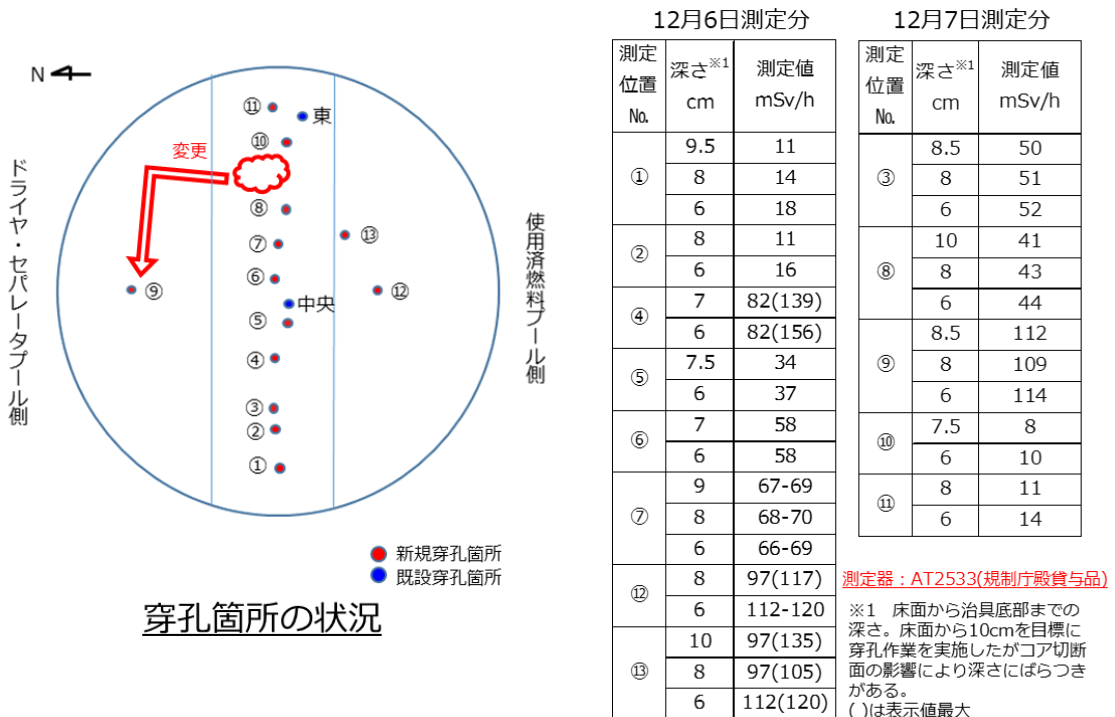


単位:mSv/h

No.	測定値	No.	測定値	No.	測定値
1	44.8	23	270	45	524
2	107	24	126	46	93.2
3	175	25	521 ^{※2}	47	59.3
4	136	26	23.0	48	143
5	152	27	17.0	49	105
6	104,144 ^{※1}	28	96.5	50	105
7	294	29	73.0	51	139
8	117	30	78.0	52	157
9	134	31	105	53	138
10	76.2	32	23.0	54	259
11	14.4	33	51.5	55	390
12	37.5	34	36.0	56	123
13	58.8	35	36.3	57	228
14	50.0	36	73.5	58	420,385 ^{※3}
15	62.6	37	59.6	59	113
16	82.0	38	12.9	60	61.5
17	103	39	340	61	165
18	92.1	40	560	62	270
19	40.0	41	391	63	262
20	72.4	42	266	64	148
21	70.3	43	241	-	-
22	71.0	44	343	-	-

※1: 2回測定を実施 ※2: 近傍に残材あり。残材を選けた箇所ので約70mSv/h。 ※3: 2回測定を実施

図 3-74 シールドプラグ上部の線量率調査結果 (2021年10月実施) [3-30]



12月6日測定分			12月7日測定分		
測定位置 No.	深さ ^{※1} cm	測定値 mSv/h	測定位置 No.	深さ ^{※1} cm	測定値 mSv/h
①	9.5	11	③	8.5	50
	8	14		8	51
	6	18		6	52
②	8	11	⑧	10	41
	6	16		8	43
④	7	82(139)	6	44	
	6	82(156)	⑨	8.5	112
⑤	7.5	34		8	109
	6	37		6	114
⑥	7	58	⑩	7.5	8
	6	58		6	10
⑦	9	67-69	⑪	8	11
	8	68-70		6	14
	6	66-69	⑫	8	97(117)
12	97(117)	6		112-120	
⑬	10	97(135)	8	97(105)	
	8	97(105)	6	112(120)	
	6	112(120)			

測定器: AT2533(規制庁設備与品)

※1 床面から治具底部までの深さ。床面から10cmを目標に穿孔作業を実施したがコア切断面の影響により深さにばらつきがある。
()は表示値最大

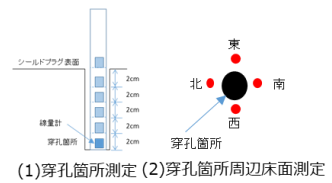
図 3-75 新規穿孔箇所の測定結果 (その1) (2021年12月実施) [3-30]

[3-30]2号機オペフロ内シールドプラグ穿孔部調査について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第97回事務局会議配布資料、2021年12月23日

測定位置No.	穿孔箇所床面からの挿入深さに対する線量[mSv/h]						穿孔箇所周辺床面表面線量[mSv/h]			
	最大挿入深さ※	挿入深さ8cm	挿入深さ6cm	挿入深さ4cm	挿入深さ2cm	挿入深さ0cm	東	西	南	北
①	(9.5) 7.37	7.35	10.2	12.0	24.1	35.3	35.7	35.9	33.5	41.6
②	(9.0) 8.65	8.15	8.23	10.4	18.5	41.4	52.0	41.1	44.2	43.9
③	(8.5) 32.3	34.7	43.3	43.7	65.5	101	176	104	105	99.4
④	(7.0) 72.2	-	66.3	86.4	110	147	157	207	161	159
⑤	(7.5) 24.5	-	25.1	26.2	70.1	125	132	169	107	142
⑥	(7.0) 42.8	-	44.4	45.9	78.1	169	145	196	191	169
⑦	(9.0) 52.0	51.5	52.7	53.9	72.9	112	243	95.8	147	154
⑧	(10.0) 36.5	40.4	45.6	40.5	65.5	137	176	119	138	135
⑨	(8.5) 70.2	69.5	91.5	93.6	97.4	176	157	314	222	183
⑩	(7.0) 4.83	-	5.34	6.37	12.7	24.0	22.9	30.5	25.9	30.0
⑪	(8.0) 5.90	-	8.41	10.6	15.6	26.8	26.4	26.5	26.0	26.6
⑫	(8.0) 87.3	-	92.4	95.6	111	228	440	138	222	213
⑬	(10.0) 75.4	76.2	77.6	88.4	91.3	182	264	175	182	278
既設穿孔箇所(中央部)	(5.0) 950	-	-	807	773	529	304	512	307	302
既設穿孔箇所(東側)	(5.0) 293	-	-	289	221	136	126	101	74.7	102

※上段()内の数値は最大挿入深さ(cm)

測定器: Polimaster PM1703MO-1(規制庁殿改良貸与品)



(1)穿孔箇所測定 (2)穿孔箇所周辺床面測定

【変更点】

- (1)シールドプラグ穿孔箇所床面(0cm)の測定を追加
- (2)穿孔箇所周辺床面の4点測定を追加(東西南北方向)



測定器: Polimaster PM1703MO-1



規制庁殿にて測定器に検出器を取付

図 3-76 新規穿孔箇所の測定結果 (その 2) (2021 年 12 月実施) [3-30]

【評価手順】

- 新規穿孔箇所13箇所の線量率^{※3}と計算コードegs5の計算結果より,当該線量率を与えうる隙間部の汚染密度を算出
- 新規穿孔箇所13箇所の床面線量率^{※4}と上記 i より,床面線量率と隙間部の汚染密度の相関式を求める
- シールドプラグ上部の線量調査結果(参考4参照)と上記 ii より,隙間部の汚染密度分布を推定し,隙間部の総汚染量を算出

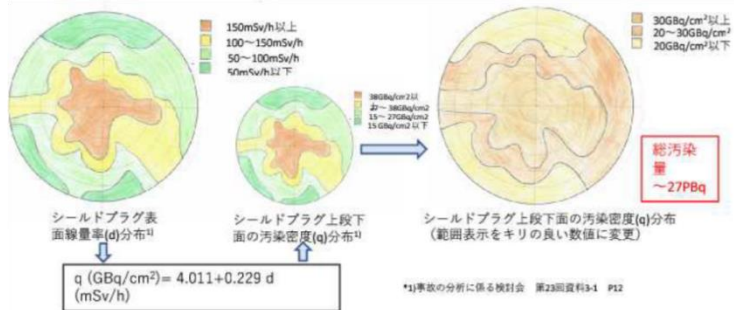


図 3-77 総汚染量の評価結果[3-30]

(15) 2号機原子炉建屋内調査結果【UPDATE】

2021年11月~12月にかけて、今後の原子炉建屋内の調査計画立案に向けて原子炉建屋内(地上階)の詳細な空間情報(アクセス性等)や線量率情報を得るため、γイメージャ、3Dスキャン装置及び線量計を用いて調査を実施した。

γイメージャによる測定の結果、2階北東側のCS(A系)配管にホットスポットが確認された(図3-78)。配管に沿った汚染分布となっているため、配管内面が汚染していると推定している。当該配管は事故当時から現在まで注水等での使用実績はなく、汚染の原因は現時点では不明である。

また、2階東側にある原子炉計装配管（原子炉圧力、原子炉水位）にホットスポットが確認された（図 3-79）。配管に沿った汚染分布となっているため、配管内面が汚染していると推定している。汚染の原因として、圧力計及び水位計は共に原子炉内水を測定対象としているため、配管内に熔融燃料と接触した原子炉内水又は原子炉内で発生した気体の流れ込み、放射性物質が付着した可能性が考えられる。

さらに、原子炉建屋の健全性評価に資する情報取得のため、1階（北西側及び南西側）、2階（北側、東側及び南西側）及び3階（北東側及び南西側）の原子炉シェル壁及びプール壁の状況調査や 3D スキャン装置による点群データの取得を実施した（図 3-80）。調査の結果、一部箇所では塗装の剥がれやひび割れが確認されたが、耐震性能の低下に繋がるような損傷、経年劣化の兆候（表面コンクリートの剥落や錆汁等）は確認されなかった。

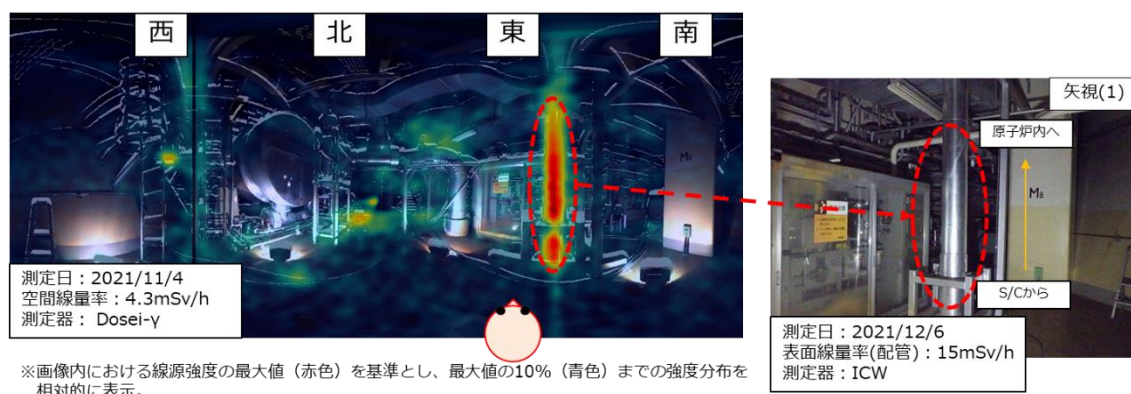


図 3-78 γ イメージャ測定結果（2階北東側 CS（A系）配管） [3-31]

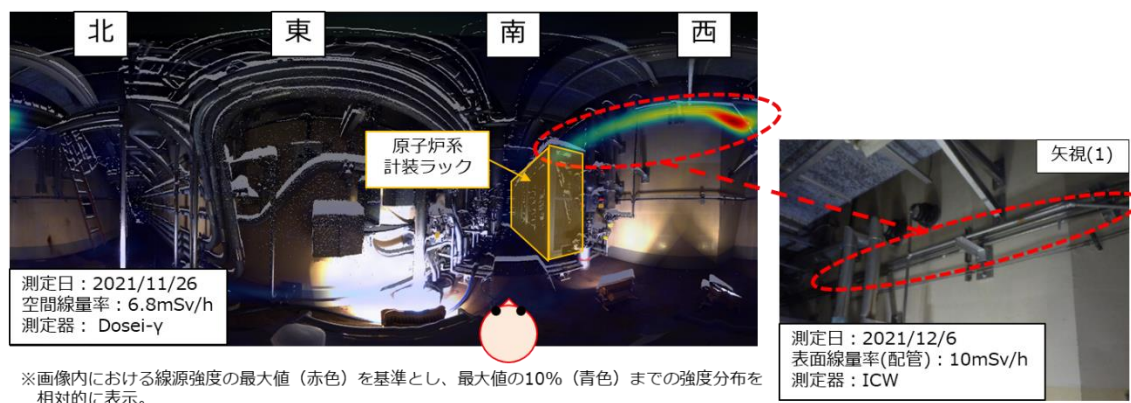


図 3-79 γ イメージャ測定結果（2階東側 原子炉計装配管） [3-31]

[3-31]1～2号機原子炉建屋上部階調査の結果について、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第99回事務局会議配布資料、2022年2月24日



2階シェル壁東面（点群データ）



3階シェル壁北東面（写真）



3階プール壁西面（写真）

図 3- 80 原子炉シェル壁及びプール壁の調査結果^[3-31]

4. 3号機の炉心・格納容器の状態について

(1) トーラス室調査結果

2012年7月に実施した3号機トーラス室調査では、ロボットによりトーラス室内の回廊にアクセスし、可能な範囲内で、動画撮影や、線量率測定、音響確認等を実施した。[4-1]

S/Cの液相漏えい箇所については特定されていないが、カメラ映像によると、S/Cのマンホールのフランジ等からの漏水はないことが確認された(図4-1)。

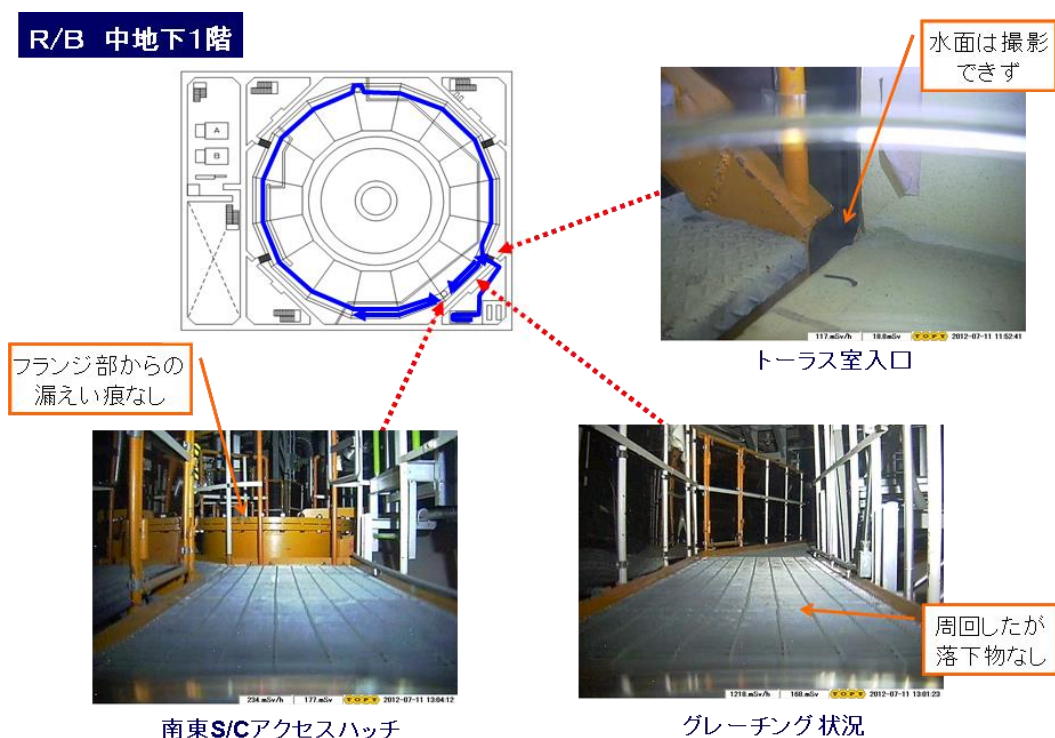


図4-1 3号機トーラス室内カメラ映像(抜粋)

(2) 格納容器内酸素濃度の状況

現在、格納容器へは不活性雰囲気維持のため窒素を封入するとともに、格納容器ガス管理設備により窒素封入量と同程度のガスを排気している。排気ガスの測定により格納容器内の酸素濃度を分析したところ、1、2号機の酸素濃度はほぼ0%である一方、3号機の酸素濃度は8%程度であることが確認された(2012年7月[4-2]、2013年3、4月に再分析)。1、2号機の格納容器圧力が数kPagで正圧を維持している一方、3号機の格納容器圧力はほぼ大気圧で変動がないこと

[4-1]3号機原子炉格納容器内部調査について、廃炉・汚染水対策チーム会合第48回事務局会議配付資料、2017年11月30日

[4-2]雰囲気ガス測定結果に基づく原子炉格納容器内の状況について、東京電力(株)福島第一原子力発電所事故に関する技術ワークショップ、2012年7月23日

と合わせて、現状の格納容器気相部の漏えいの程度は 3 号機が最も大きいことが確認された。

(3) MSIV 室の漏えい水調査結果【UPDATE】

2014 年 1 月に、3 号機原子炉建屋瓦礫撤去用ロボットのカメラ画像を確認していたところ、原子炉建屋 1 階北東エリアの主蒸気隔離弁 (MSIV) 室の扉付近から、その近傍に設置されている床ドレンファンネルに向かって水が流れていることを確認した (図 4-2)。^[4-3]

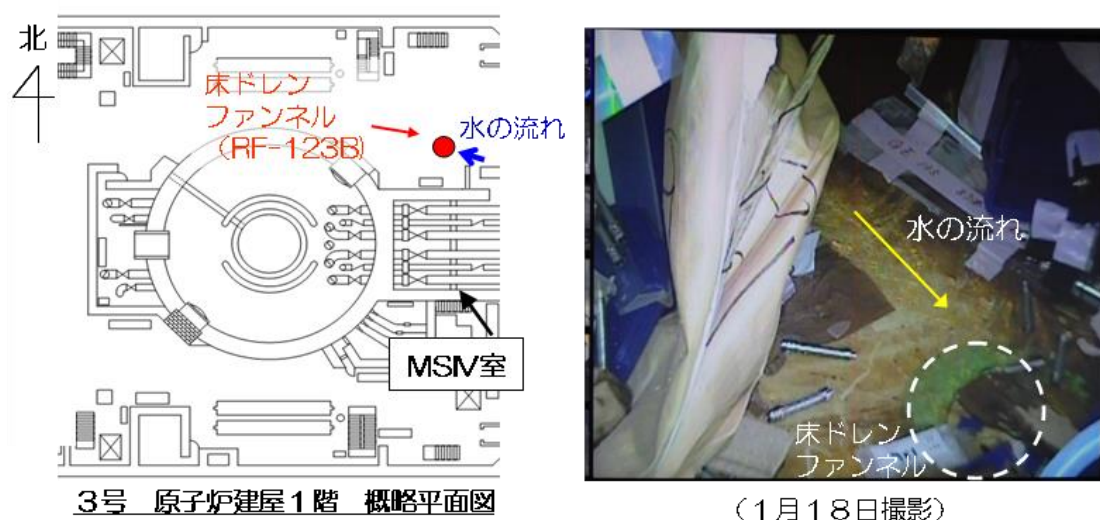


図 4-2 3 号機 MSIV 室扉付近からの漏水の確認

既設の S/C 圧力計の測定値を水頭圧に換算することで求めた格納容器内水位はおよそ OP.12m (原子炉建屋 1 階から 2m 程度上) で、主蒸気配管の格納容器貫通部と同程度の高さであり、流水の発生源として MSIV 室内の格納容器貫通部からの液相漏えいの可能性が推定される。そこで、2014 年 4、5 月に、MSIV 室内の流水箇所の特定のため、上階に位置する原子炉建屋 2 階空調機室から装置を挿入し、室内のカメラ撮影及び線量率測定を実施したところ、主蒸気配管 D の伸縮継手周辺からの漏えいを確認した。また、主蒸気配管 A、B、C、主蒸気系ドレン配管からの漏えいは確認されず、床面の水の流れの状況から判断しても、漏えい箇所は主蒸気配管 D のみと推定した (図 4-3)。^[4-4]

[4-3]3 号機 原子炉建屋 1 階主蒸気隔離弁室付近から床ドレンファンネルへの水の流れについて、廃炉・汚染水対策チーム会合第 2 回事務局会議配布資料、2014 年 1 月 30 日

[4-4]3 号機 主蒸気隔離弁 (MSIV) 室内調査結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 6 回事務局会議配布資料、2014 年 5 月 29 日

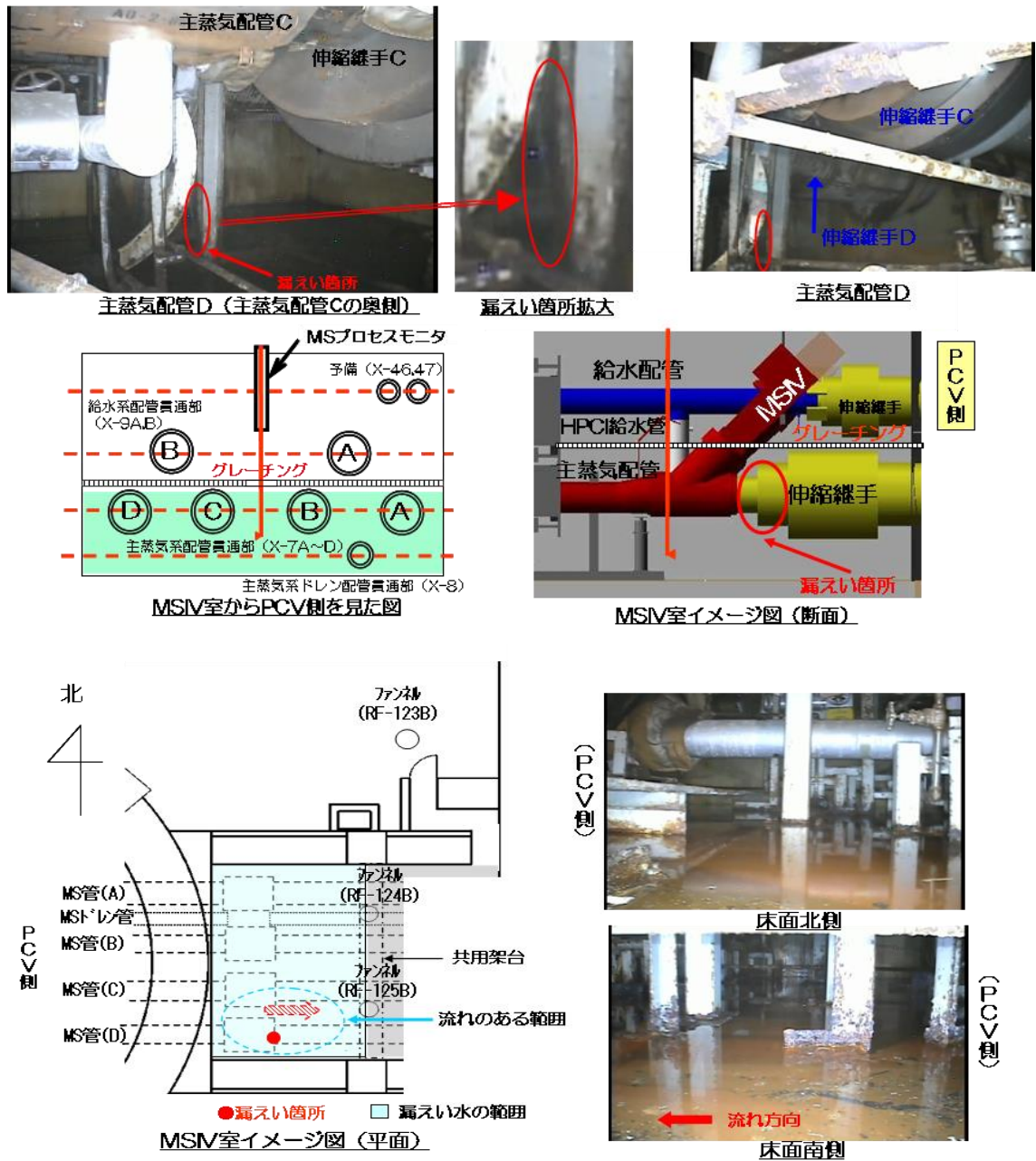


図 4-3 3号機 MSIV 室内主蒸気配管 D からの漏水の確認

MSIV 室はがれきで入室が困難であることが確認されており、2014 年度の調査では入口の線量率が 100mSv/h 超であることを確認した。PCV 内包水の漏えいは、2018 年 2 月時点では MSIV 室外まで広がっていたものの、2019 年 6 月には MSIV 室内で漏えいが収まり、MSIV 室外は水の痕跡がある状況であり、MSIV 室入口の線量率が約 12~20mSv/h であることを確認した (図 4-4)。

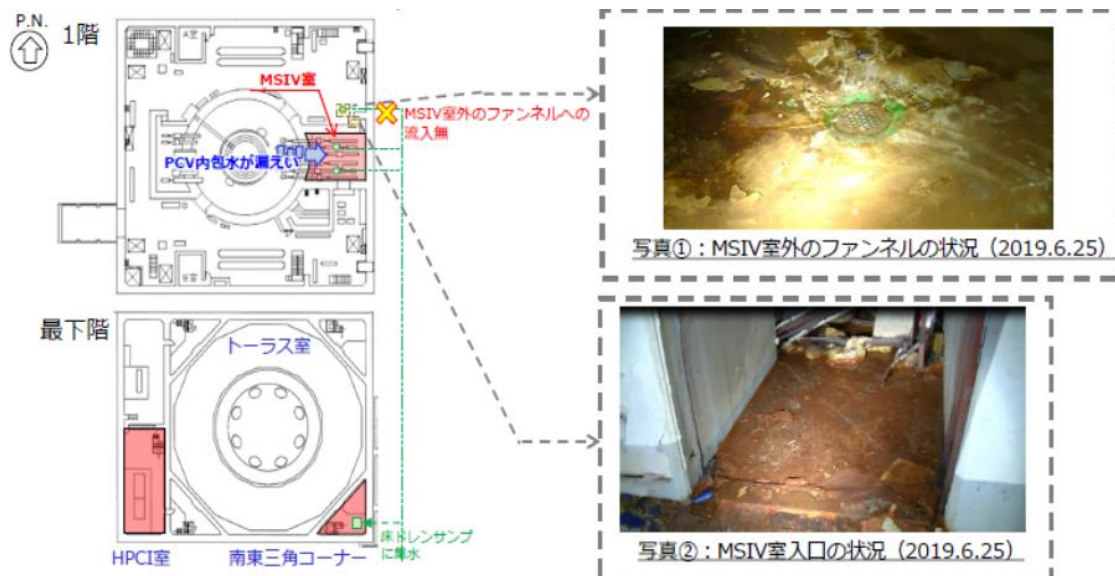


図 4-4 3号機 MSIV 室外の水痕跡状況^[4-5]

また、3号機 R/B 南東三角コーナーへは PCV のポンプ等の設置可否を確認するため地下中間階の現場調査を実施し、南東三角コーナーの階段部及びトラス室内のキャットウォーク昇降階段脇にポンプ設置、仮設ホース布設が出来るスペースがあることを確認した (図 4-5)。現場の線量率は約 11~30mSv/h であった。

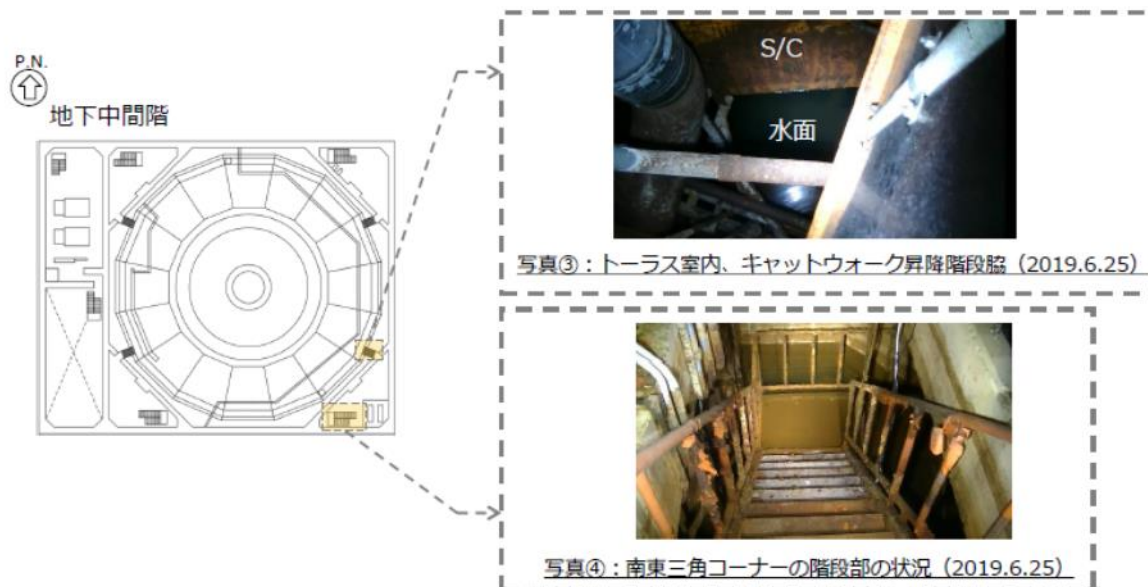


図 4-5 3号機地下中間階現場調査^[4-5]

[4-5] 建屋滞留水処理の進捗状況について、特定原子力施設監視・評価検討会（第 73 回）配布資料、2019 年 7 月 22 日

2021年4月に再度MSIV室内の調査を実施し、2014年5月の調査で確認した主蒸気配管D継手部からの漏えいが無くなっていることを確認した（図4-6）。一方、主蒸気配管Aについて、継手部はカメラの死角にあり確認できないものの、同配管下側の水面が揺れており漏えいの可能性があることを確認した（図4-7）。主蒸気配管Aはカメラから離れた奥の位置にあり、前回調査時は明瞭な画像は得られなかったが、この調査ではカメラの性能が向上したため確認できたものと推定した。主蒸気配管AおよびDは同等の位置（高さ）に設置されているが、漏えい箇所の位置（高さ）は異なる可能性があり、現在の原子炉格納容器（PCV）水位は前回調査時よりも低いため、配管D側は漏えいが停止した一方で、配管A側の漏えい箇所はPCV水位よりも低いことから漏えいが継続している可能性があるかと推定した。[4-6]



図 4-6 主蒸気配管 D 調査結果[4-6]

[4-6] 3号機原子炉注水停止試験結果（速報）及び原子炉注水停止試験時のMSIV室内の状況について、東京電力ホールディングス株式会社、2021年4月7日

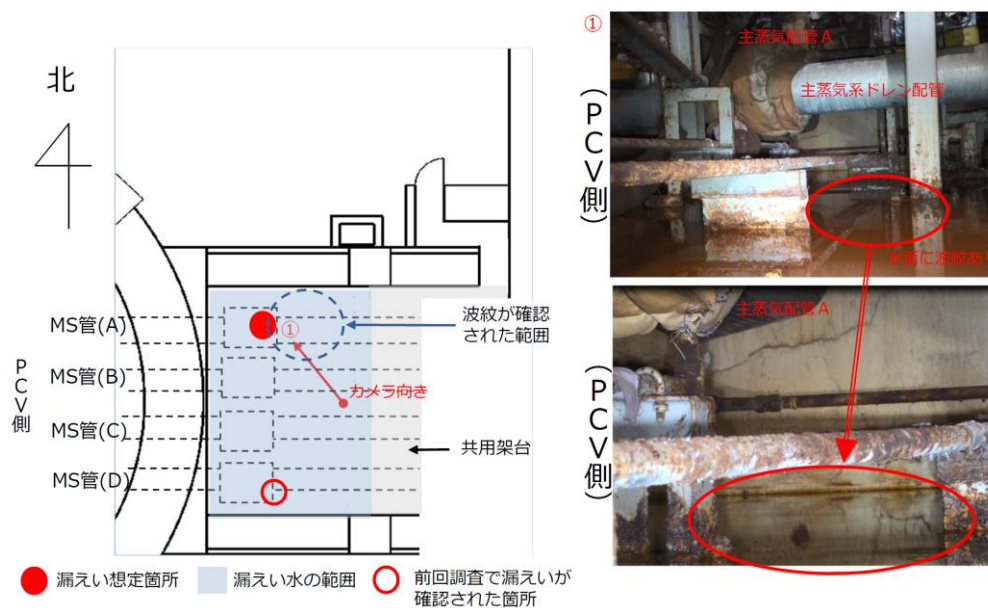


図 4-7 主蒸気配管 A 調査結果 (2021 年 4 月) [4-6]

2022 年 6 月には、主蒸気配管 A 伸縮継手部周辺の漏えい箇所の特定を目的に、当該継手部周辺の調査を改めて実施した。調査の結果、当該継手部および近傍にある主蒸気ドレン配管からの水の滴下がないこと、ならびに当該継手下部の床面に水たまりがないことを確認した (図 4-8)。この調査では当該継手周辺の漏えい箇所の特定には至らなかった。

なお、2022 年 6 月時点で PCV 計算水位の緩やかな低下傾向が継続していることから、当該継手部近傍の漏えい箇所の他に、2022 年 6 月時点の PCV 水位よりも低い位置に、何らかの漏えい箇所が存在するものと推定している。

さらに、2022 年 6 月に実施した注水停止試験の結果、PCV 水位の低下傾向などから、漏えい箇所は PCV 底部から約 4.2m (T.P.8264) よりも低い位置にあると推定している (図 4-9)。



図 4-8 主蒸気配管 A 調査結果 (2022 年 6 月) [4-7]

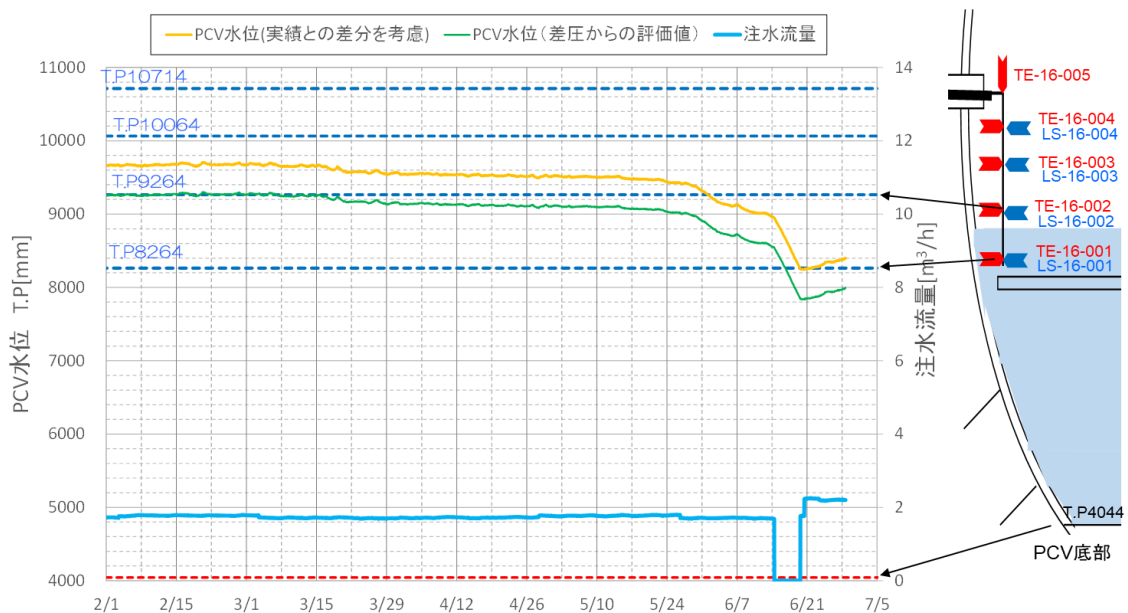


図 4-9 注水停止試験による PCV 水位の変化 (長期傾向) [4-8]

[4-7]福島第一原子力発電所 3号機 MSIV 室内の調査結果について、東京電力ホールディングス株式会社、2022 年 6 月 10 日

[4-8] 3号機原子炉注水停止試験、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合第 103 回事務局会議配付資料、2022 年 6 月 30 日

(4) 3号機原子炉格納容器機器ハッチ調査

原子炉格納容器の漏えい箇所の調査として、原子炉建屋1階の格納容器機器ハッチの調査を2015年9月9日に実施した。この格納容器機器ハッチ部では、遮蔽用のシールドプラグが移動しており、シールドプラグ移動用のレールの溝やその付近に高線量の水たまりが確認されていた(2011年)ことから、機器ハッチシール部から格納容器内滞留水が漏洩している可能性があると考えられた。

本調査にてシールドプラグの開口から小型カメラを挿入し、部機器ハッチの状況を確認した。図4-10に撮影した機器ハッチの写真を示す。機器ハッチからの漏洩は確認されず、機器ハッチ自体の変形も確認されなかった。また、機器ハッチ前に保管されていた定期検査用の資材に損傷は確認されなかった。一方、機器ハッチの塗膜ははがれ落ちており、機器ハッチ前には塗膜片等の堆積が確認された。

機器ハッチ前のシールドプラグが本来設置してある場所では、上部より雨水または結露水と思われる水の滴下があり、床面は湿っているような状態であった。また、シールドプラグ移動用レールの溝には水たまりが確認された。



図4-10 機器ハッチの写真[4-9]

[4-9] 3号機 PCV機器ハッチ調査の結果について(小型カメラによる調査の結果について)、廃炉・汚染水対策チーム会合第22回事務局会議配付資料、2015年10月1日

(5) 3号機原子炉格納容器内部調査結果

2015年10月20日、22日に3号機原子炉格納容器の内部調査を実施した。本調査ではX-53ペネトレーションより調査装置を挿入し、内部撮影、水位の確認、温度と線量率の確認を行った。また、滞留水のサンプリングを行い、水質調査を行った。

図4-11にX-53ペネトレーションから正面を映した画像を示す。配管や梯子等の構造物が映っているが、損傷は見られないことがわかる。その他水中の映像も含め、この調査においてカメラで撮影した範囲では、格納容器内に損傷は見られなかった。

正面方向の映像

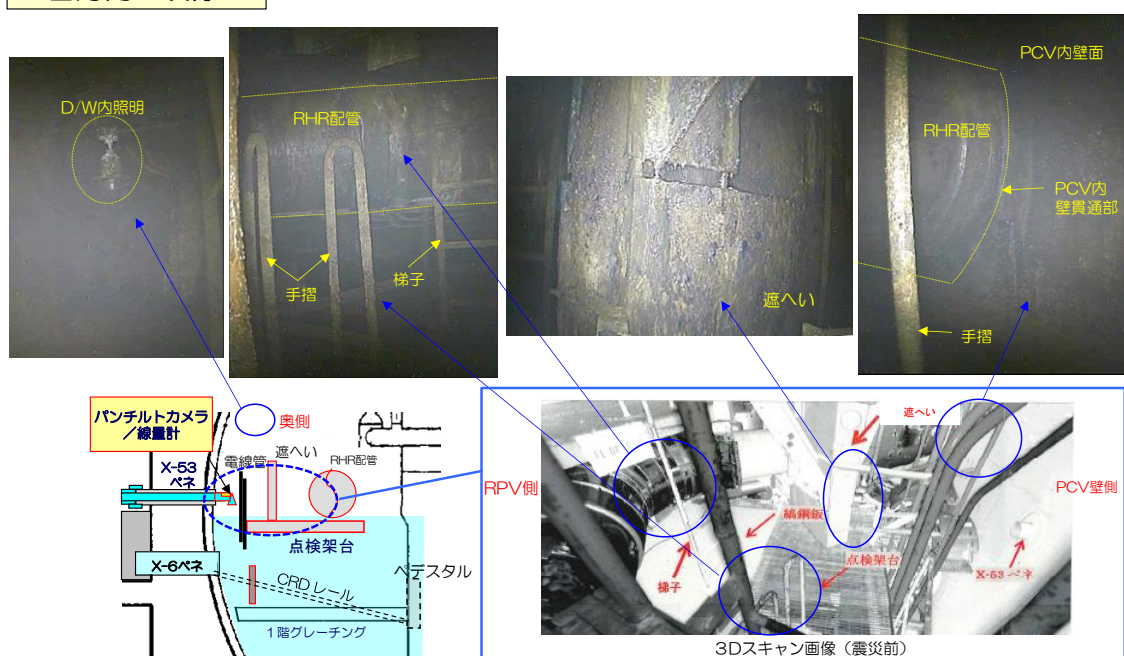


図4-11 X-53ペネトレーションから正面方向を撮影した映像^[4-10]

X-53ペネトレーションから滞留水中にパンチルトカメラを沈め、下方を映した画像を図4-12に示す。水中のグレーチングやCRD交換機用レール上には堆積物が確認された。

[4-10]福島第一原子力発電所 3号機原子炉格納容器(PCV)内部調査の実施結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第23回事務局会議配付資料、2015年10月29日

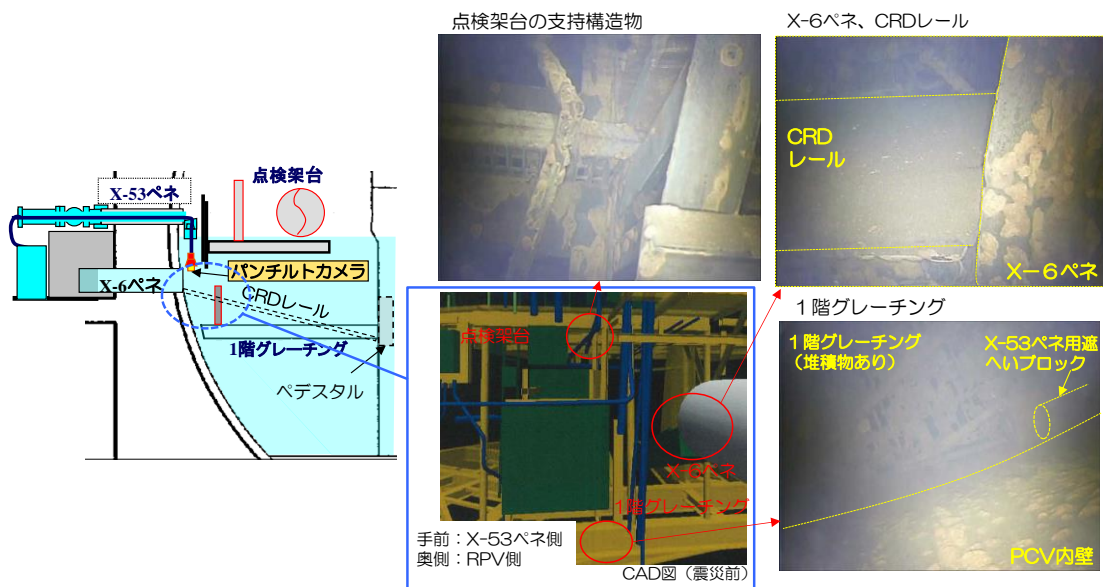


図 4-12 格納容器内滞留水中を撮影した映像[4-10]

格納容器内の滞留水の水位は、X-53 ペネトレーションから 70cm 程度下方の約 OP11800 であり格納容器の圧力から推定した値と概ね一致していた。格納容器内の気相部の温度は約 26～27℃、水中部で約 33～35℃であった。格納容器内気相部の空間線量率は、X-53 ペネトレーション出口から約 55cm の場所で約 0.75Sv/h、格納容器壁面付近で 1Sv/h が計測された。

サンプリングした滞留水の水質分析結果を表 4-1 に示す。サンプリングは滞留水水面近傍（約 0.1m 下）と水面から約 0.7m 下の 2 箇所で行った。分析の結果、滞留水の腐食性は低いことがわかった。また、セシウム、トリチウムに加え、 α 核種も検知されている。

表 4-1 格納容器内滞留水の水質分析結果^[4-10]

目的	分析項目（予定）	水面付近	水面下 約0.7m	評価	
腐食環境評価	pH	6.8	6.3	厳しい腐食環境でなく、 腐食性は低い	
	導電率【 $\mu\text{S}/\text{cm}$ 】	14.0	10.2		
	塩素濃度【ppm】	検出限界値未満 (<1)	検出限界値未満 (<1)		
放射性物質放出 核種移行挙動	γ 放射能濃度 【 Bq/cm^3 】	Cs134	4.0E+02	2.3E+02	/
		Cs137	1.6E+03	9.4E+02	
		I-131	検出限界値未満 ($<8.1\text{E}+00$)	検出限界値未満 ($<5.3\text{E}+00$)	
	トリチウム濃度【 Bq/cm^3 】	2.7E+02	1.6E+02		
	Sr89/90濃度【 Bq/cm^3 】	Sr89:検出限界値未満 ($<8.4\text{E}+01$) Sr90:7.4E+03	Sr89:検出限界値未満 ($<8.1\text{E}+01$) Sr90:3.9E+03		
	全 α 放射能濃度【 Bq/cm^3 】	2.1E+00*	9.7E-01*		

（6）3号機原子炉建屋オペレーティングフロア調査

3号機原子炉建屋オペレーティングフロアでは、がれき撤去、はつり、吸引などの除染を行ったが、線量率が依然高い状況であったことから、除染、遮へい方法の検討のため、2015年10月にガンマ線スペクトル測定及び核種の確認、線源位置の推定を実施した^[4-11]。ガンマ線スペクトルは、コリメータを用い下方からのガンマ線のみを選択的に測定した。

一例としてオペレーティングフロア上、原子炉ウェルカバー中心から約50cmの地点（図4-14の⑭の位置）でのガンマ線スペクトル測定結果（青点）及び校正施設で測定した標準Cs-137線源のガンマ線スペクトル測定結果（赤点）を図4-13に示す。オペレーティングフロア上での測定結果では、Cs-134 および Cs-137 の光電ピークとともに、コンプトン領域で比較的高い計数値が確認された。光電ピークとコンプトン領域の計数率の大小に着目すると、校正施設での標準線源の測定結果に比べ、オペレーティングフロア上での測定結果は、コンプトン領域の寄与が大きいことがわかる。同様の傾向は、オペレーティングフロア上の他の測定点でも確認されている。これは散乱線の寄与が大きいことを示していることから、床表面より深い部分に存在する線源からの散乱線の影響が大きい可能性がある。

図4-14に測定したガンマ線スペクトルから評価した、線量率の相対的な大きさを示す。原子炉ウェルカバーの縁（図中の⑥、⑨、⑪、⑬、⑯）と継ぎ目（⑫、⑰）では大きな数値となる傾向が確認された。

^[4-11] 3号機原子炉建屋オペフロにおける γ 線スペクトル測定結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第24回事務局会議配付資料、2015年11月26日

なお、原子力規制庁によるガンマ線スペクトル測定および散乱線のシミュレーション評価^[4-12]では、シールドプラグの下面に高濃度の放射性セシウムが付着している可能性があることが確認された。

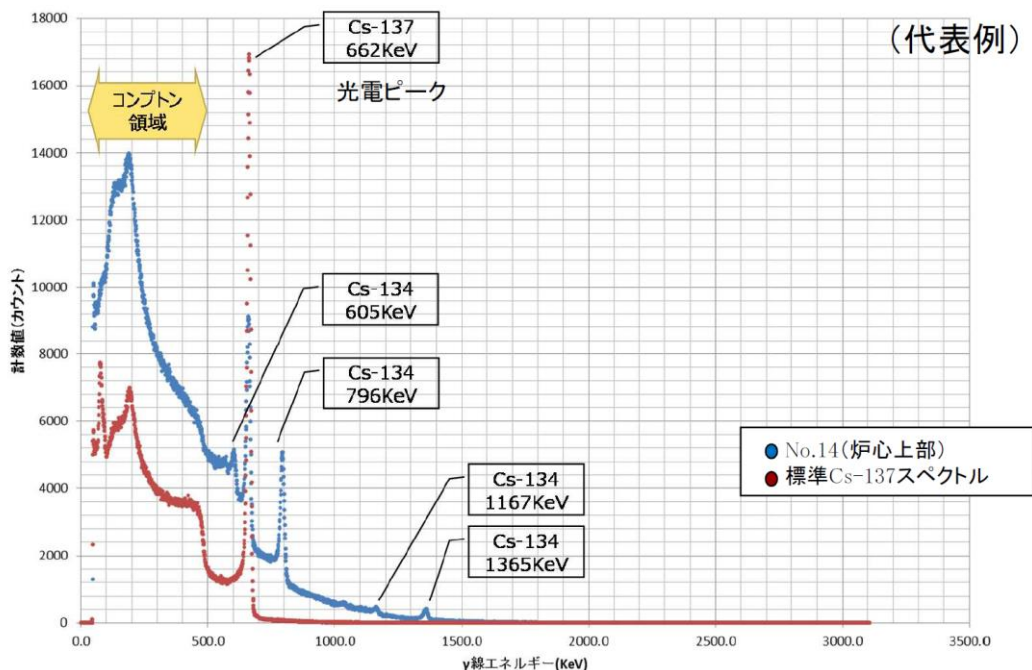


図 4-13 ガンマ線スペクトル測定結果 (炉心上部) [4-11]

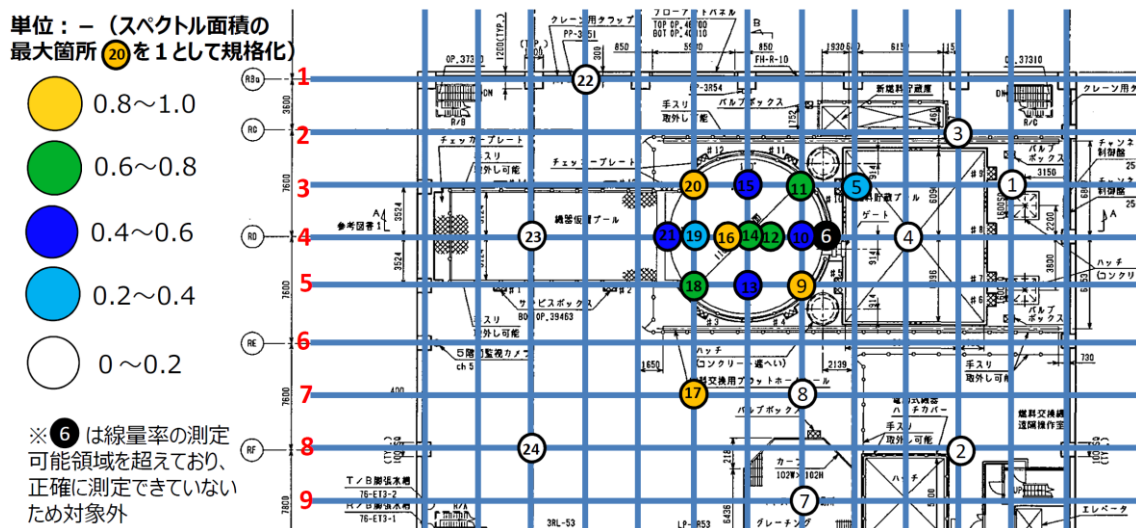


図 4-14 ガンマ線全スペクトルから評価した線量率分布比 (測定点⑳を1とした相対値) [4-11]

[4-12] 3号機原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線源調査 (速報)、特定原子力施設監視・評価検討会 (第 38 回) 配布資料、2015 年 12 月 18 日

(7) 3号機原子炉格納容器内部調査結果

(水中 ROV によるペDESTAL内部調査) 【UPDATE】

2017年7月、水中遊泳式遠隔調査装置(水中 ROV)による、ペDESTAL内部のカメラ調査を実施した。調査概要図を図4-15に示す。格納容器貫通部(X-53ペネトレーション)より水中 ROV を投入し、格納容器滞留水中を移動させながら画像、動画を取得した。

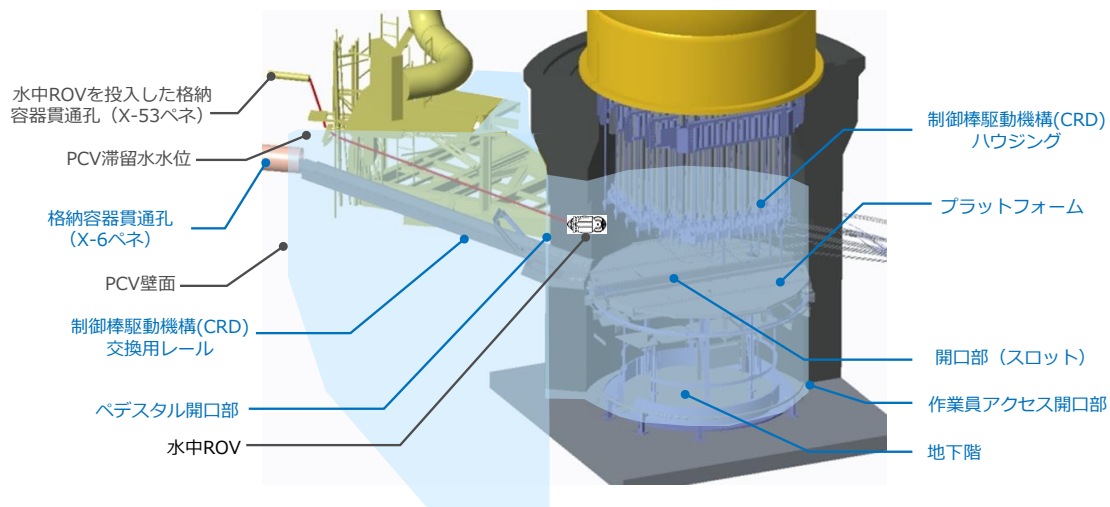


図4-15 3号機格納容器内部調査概要図^[4-13]

図4-16上に示すペDESTAL内の撮影エリアA1、A2の位置において制御棒駆動機構(CRD)ハウジングを見上げる方向に撮影したカメラ画像を図4-17及び図4-18に示す。本来、同じ高さ・間隔で配置されているはずのCRDフランジ面が不揃いとなっている箇所があること(図4-17)や、原子炉圧力容器内の構造物である制御棒(CR)ガイドチューブと推定されるものが、原子炉圧力容器外に存在すること(図4-18)が確認された。CRDハウジング近傍では、この他にCRDハウジングの支持金具の損傷や脱落、CRDフランジ等に溶融物が凝固したものが付着していることが確認された。また、図4-17では水中から上方を撮影した際に映る水面の揺らぎが確認されており、上部から水が滴下している可能性がある。同様の水面の揺らぎは、ペDESTAL内壁面に近い部分でも確認されており、原子炉圧力容器下鏡の中央部だけでなく外周部にも開口部が存在する可能性がある。

[4-13]3号機原子炉格納容器内部調査について、廃炉・汚染水対策チーム会合第48回事務局会議配付資料、2017年11月30日

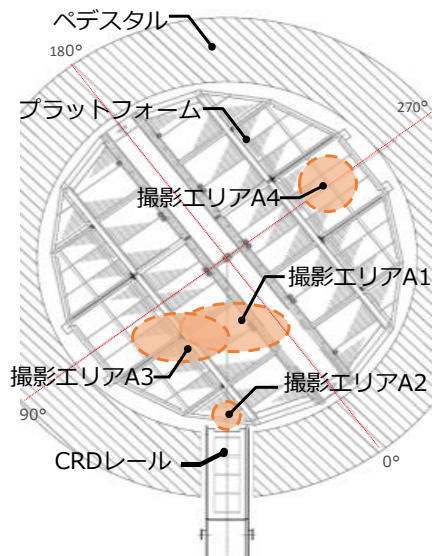


図 4-16 CRDハウジング近傍の撮影エリア [4-13]

撮影エリア A1 <カメラ向き：上方>

隣接するCRDフランジ面のレベルや間隔が異なっている

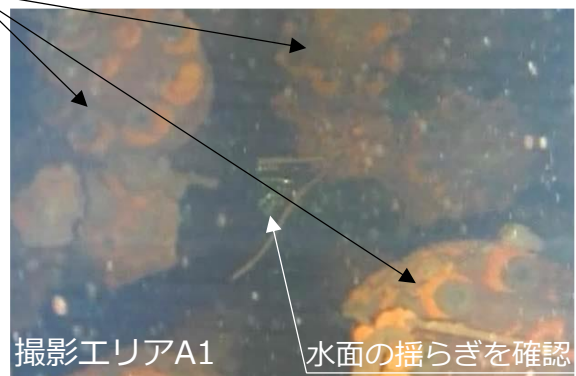


図 4-17 カメラ画像

(CRDハウジング近傍で撮影されたCRDフランジ面、撮影エリアA1) [4-13]

撮影エリアA3 <カメラ向き：上方>

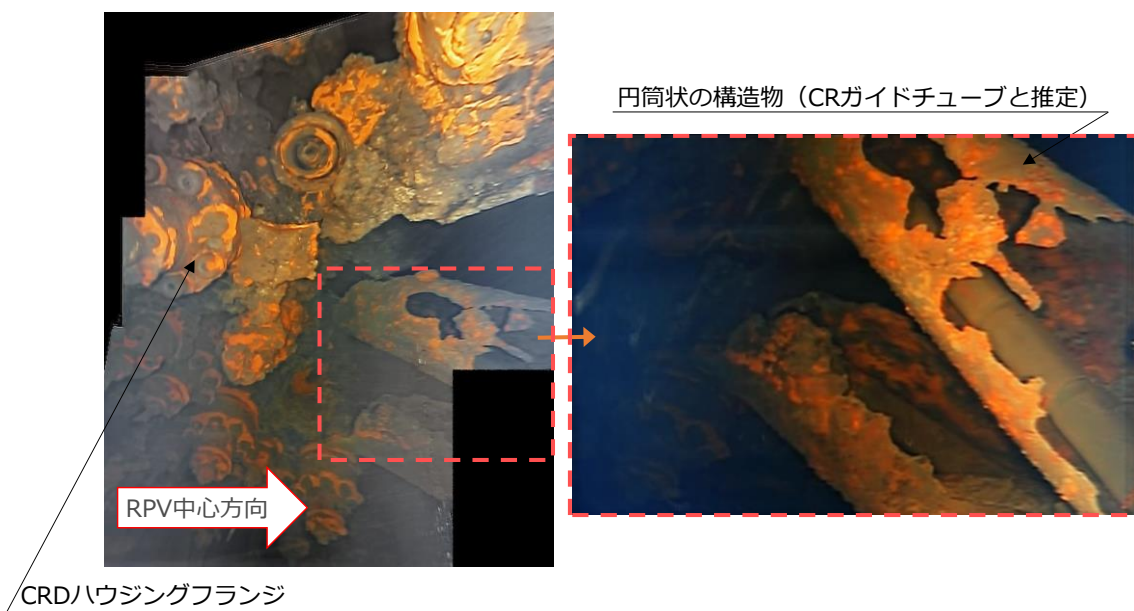


図 4-18 カメラ画像

(CRDハウジング近傍で撮影されたCRガイドチューブと推定される構造物、撮影エリアA3) [4-13]

ペDESTAL内壁面のカメラ画像を図4-19、図4-20に示す。図4-19のように、ペDESTAL内壁面の一部ではエポキシ系塗装の剥がれや表面の荒れは見られるものの、コンクリート製のペDESTALの大規模な破損や変形は確認されなかった。また、原子炉圧力容器底部温度計用のケーブルのうちペDESTAL内壁面に沿って敷設されたものが、一部欠損していることが確認された(図4-20)。これは落下した高温の溶融物が付着したことによるものと推定している。

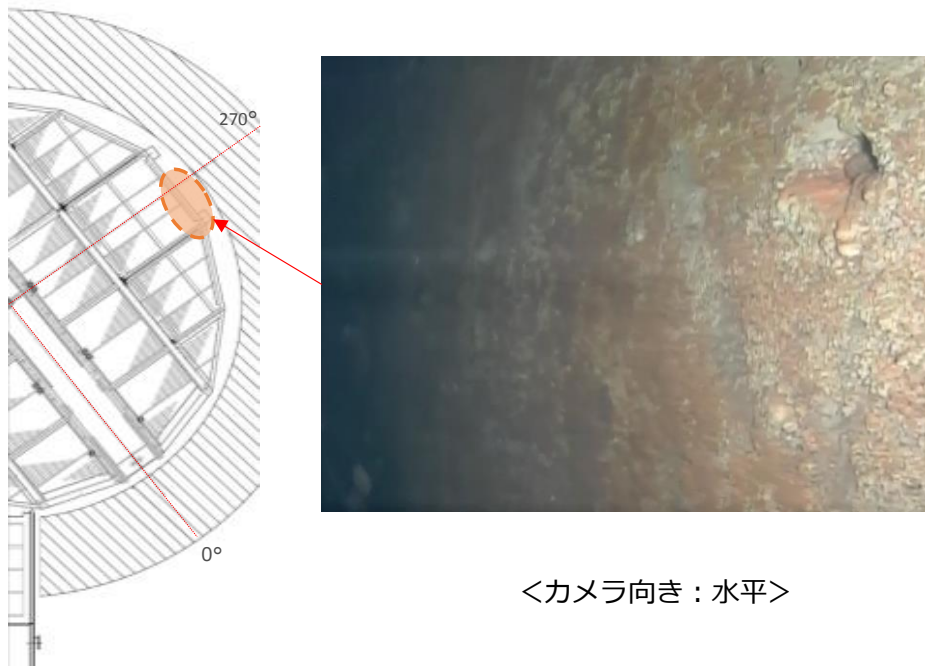


図4-19 カメラ画像(ペDESTAL内壁面の状況) [4-13]

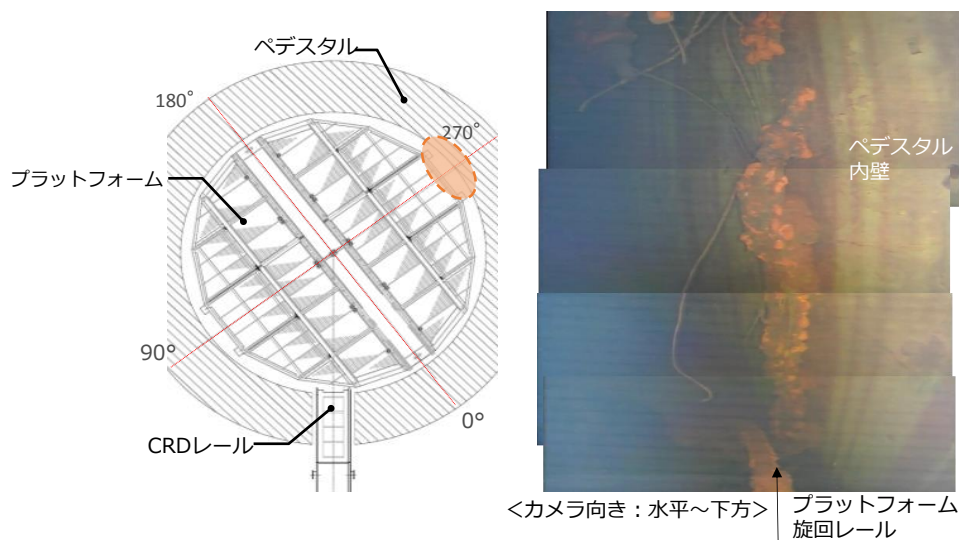


図4-20 カメラ画像(ペDESTAL内壁面のケーブル) [4-13]

ペDESTAL内下部で撮影したカメラ画像を、図 4- 21、図 4- 22 に示す。特定はできないものの、燃料集合体あるいは燃料支持金具プラグの上部タイプレートのように見える落下物（図 4- 21）や、形状から制御棒落下速度リミッタの可能性のあるもの（図 4- 22）が確認された。また、ペDESTAL内下部では、砂状（図 4- 22）の堆積物の他、小石状、塊状の堆積物が確認されている。ペDESTAL地下階の作業員アクセス開口部については、視認できなかったが、近傍には堆積物が確認されている。

後方カメラ画像<カメラ向き：水平>

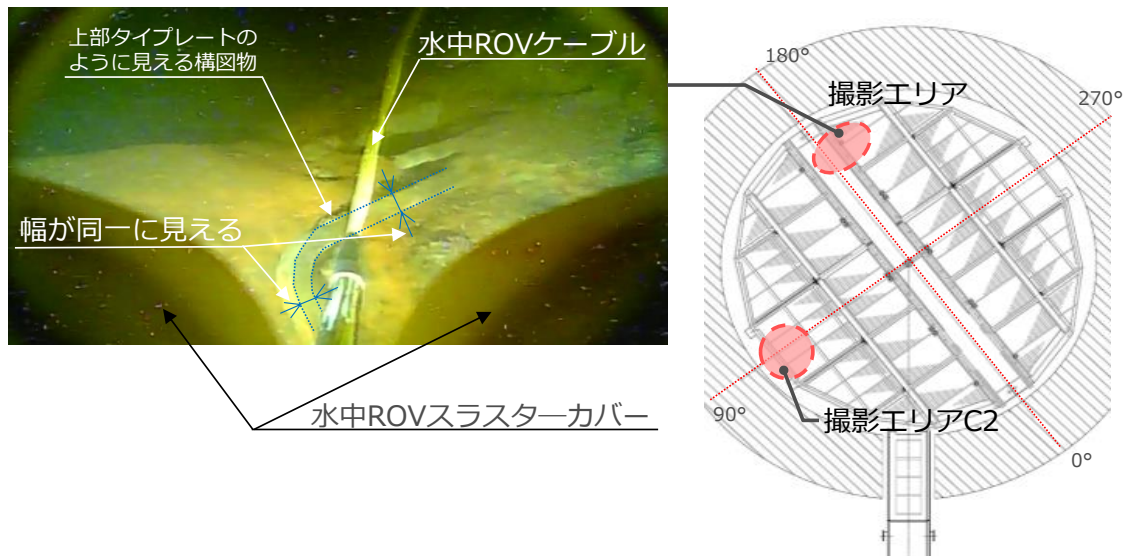


図 4- 21 カメラ画像

(ペDESTAL内下部で撮影した上部タイプレートの可能性のある構造物) [4-13]

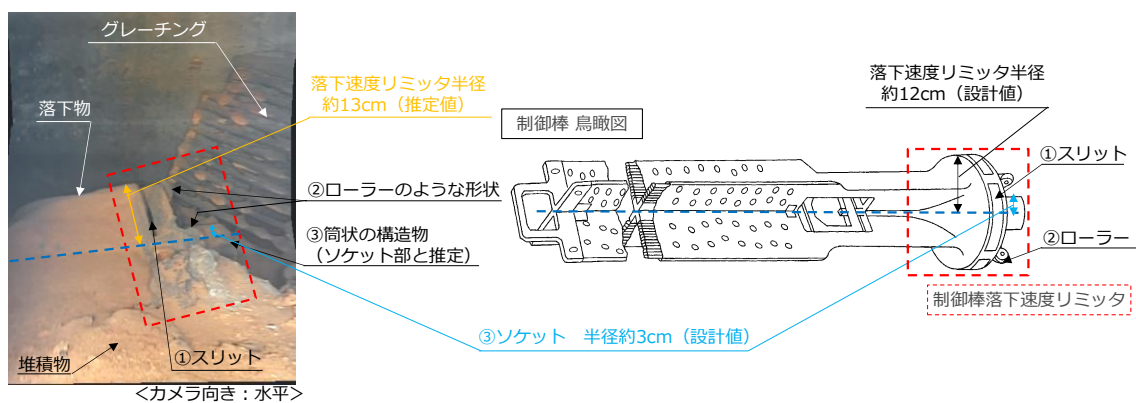


図 4- 22 カメラ画像

(ペDESTAL内下部で撮影した落下速度リミッタの可能性のある落下物、撮影エリア C2) 及び制御棒模式図[4-13]

また、2017年7月に実施した水中 ROV によるペDESTAL内部調査によって得られた映像により、ペDESTAL全体を3次元に復元した。内部調査で得られなかった範囲については、構造物の設計情報から、推定による3次元復元を実施した。なお映像に移っている時間が短時間、不明瞭、部分的にしか映っていない等により把握できない物体や、位置の推定ができない物体については復元していない。3次元復元範囲を図4-23に示す。

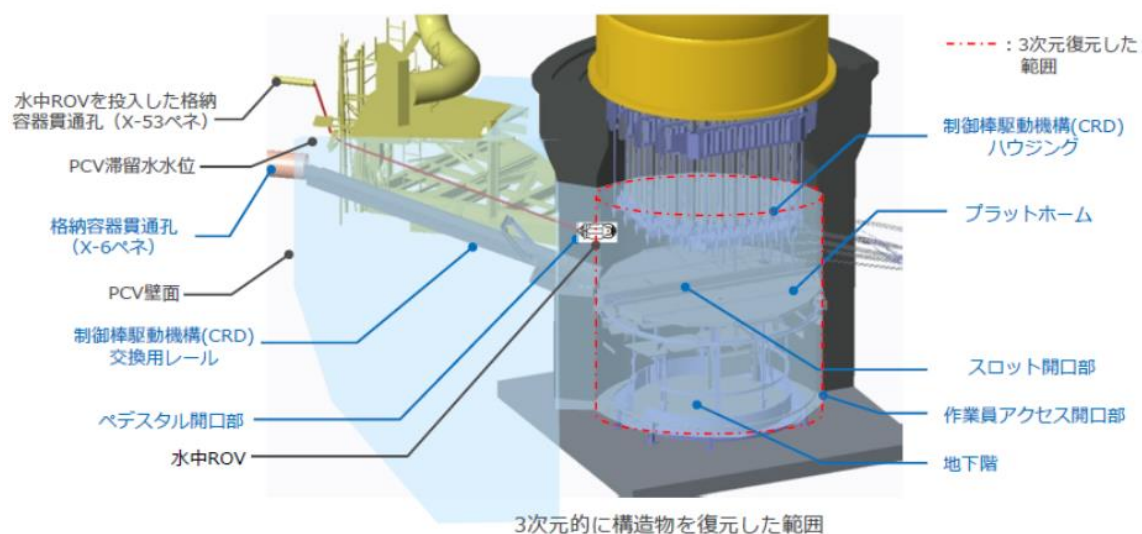
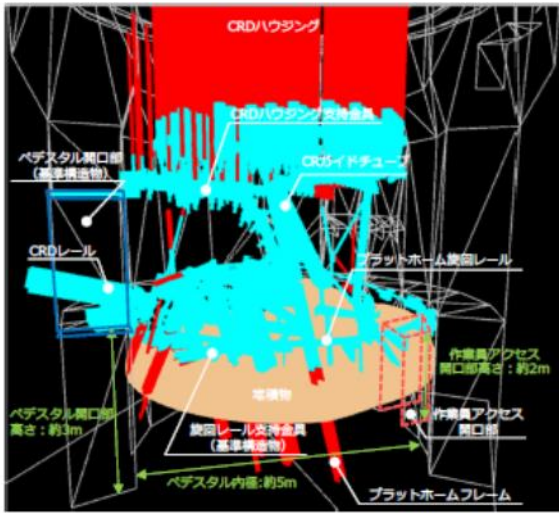


図4-23 水中 ROV 調査による3次元復元範囲^[4-14]

図4-24では水色が映像で確認した構造物で赤色を映像からは確認できなかった構造物を表している。図4-25では推定される構造物毎に色分けをしている。ペDESTAL開口部及び一部の旋回レール支持金具には大きな損傷が見られなかった為、これらの構造物は事故前と同じ位置にあったと考え、3次元復元時における位置の基準とした。なお、ペDESTAL内の状況を全体的に把握するために復元しており、構造物の配置はおおよその位置である。また、図4-26は周辺構造物から堆積物高さを推定し、映像で確認できない堆積物の大部分は、確認できた堆積物の推定高さから補間することで復元した。

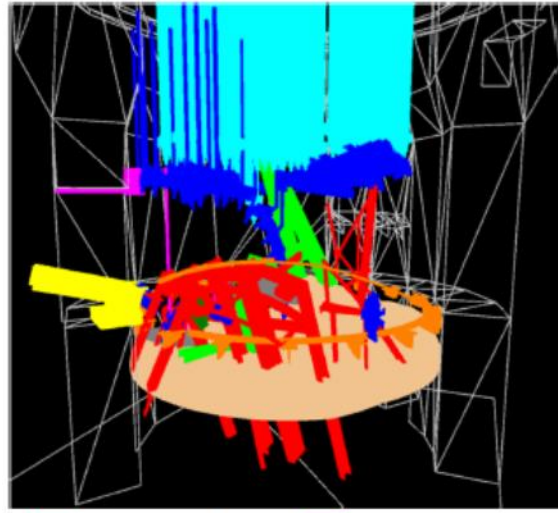
復元データの情報をまとめたものを図4-27に示す。この復元により堆積物高さは中心部が最も高く、プラットフォームが脱落していること、CRD交換機が確認されていないことを考慮すると、CRD交換機の上に燃料デブリが含まれる可能性のある溶融物が落下したことにより高くなっている可能性がある。

[4-14]福島第一原子力発電所3号機原子炉格納容器内部調査映像からの3次元復元結果、廃炉・汚染水対策チーム会合第53回事務局会議配付資料、2018年4月26日



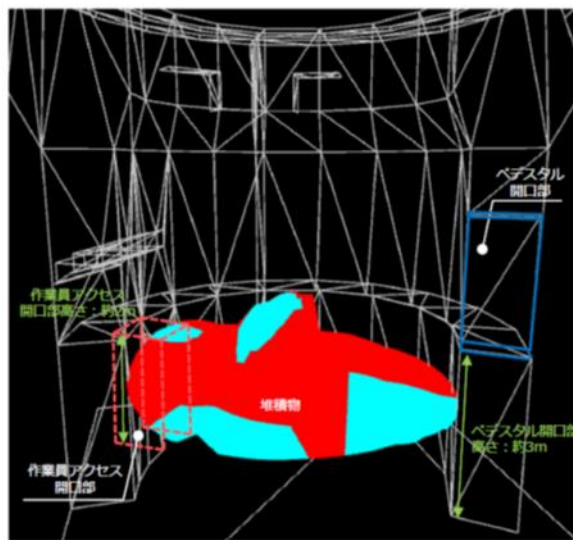
■ : 映像を確認した構造物 ■ : 映像を確認できなかった構造物 (設計情報から推定)

図 4-24 構造物からの復元図^[4-14]



■ : プラットホーム、基台等の構造物
■ : プラットホーム旋回モータ
■ : CRDハウジング支持金具
■ : CRDハウジング
■ : CRガイドチューブ
■ : CRD交換レール
■ : プラットホーム旋回レール、支持金具
■ : 滑子輪、電線管、パイプ
■ : グレーチング

図 4-25 構造物の分布図^[4-14]



■ : 映像を確認した範囲 ■ : 映像を確認できなかった範囲 (映像を確認した範囲から補間して作成)

図 4-26 堆積物高さの推定図^[4-14]

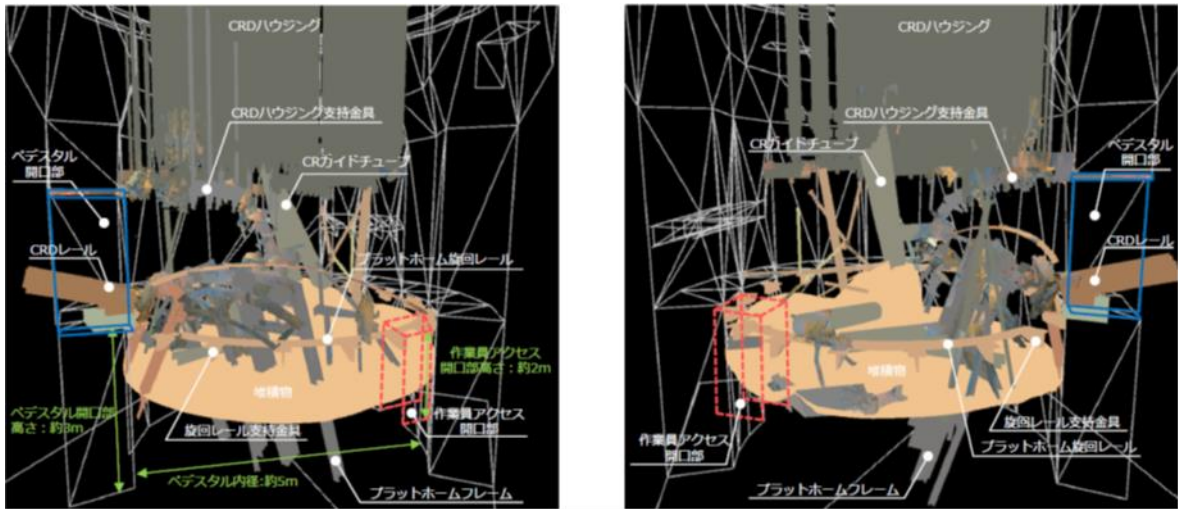


図 4-27 ペDESTAL内部 3D 復元図^[4-14]

(8) 3号機ミュオン測定装置による調査
 2017年5月～9月に1,2号機に引き続き
 3号機においてミュオン測定を実施した。
 測定装置の設置位置を図4-28に示す。設
 計情報からシミュレーションした物質
 量(密度長)分布と測定結果から算出した物
 質量の分布を図4-29に示す。ミュオン測
 定による物質分布に、格納容器外周のコン
 クリート、使用済燃料プール、原子炉建
 屋壁の影が確認された。

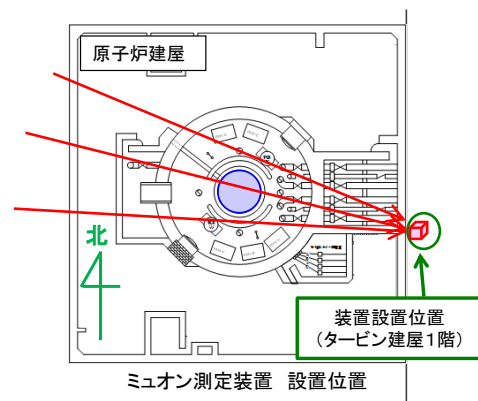


図 4-28 測定装置設置位置^[4-15]

[4-15]福島第一原子力発電所 3号機ミュオン測定による炉内燃料デブリ位置把握について、廃炉・汚染水対策チーム会合第46回事務局会議配布資料、2017年9月28日

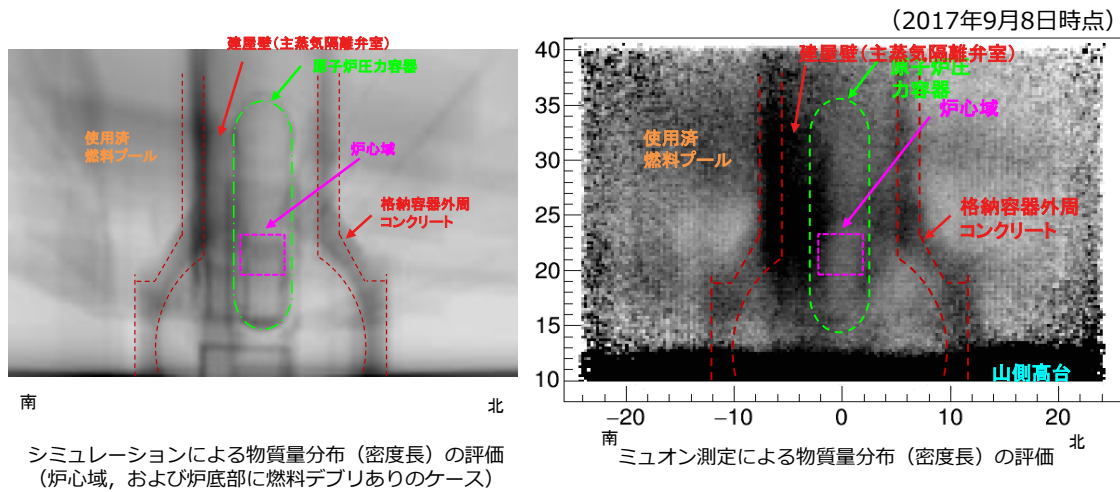


図 4-29 シミュレーションによる物質分布 (左) 及び
ミュオン測定による物質分布 (右) [4-15]

次に、測定結果から原子炉建屋壁や圧力容器などの構造物をシミュレーションに基づいて除去し、算出した原子炉圧力容器内側の物質量の分布を図 4-30 左に示す。この分布と、原子炉圧力容器内に燃料を模した高密度物質 (3g/cm^3 、 1g/cm^3 、加えて圧力容器底部では 5g/cm^3) を設定した場合と設定しない場合について実施したシミュレーションを比較することにより、圧力容器高さごとの燃料の有無を推定した (図 4-30 右)。炉心位置では、概ね平均密度 1g/cm^3 以下で分布しており、健全時の炉心平均密度 (約 3g/cm^3) より大きく減少している一方、原子炉圧力容器底部では、場所によっては健全時よりも多い物質量が確認された。圧力容器内各位置での、物質量の定量評価結果を図 4-31 に示す。炉心域での物質量が事故前に比べて大きく減少していることから、構造物を含め燃料の多くが下方へ移行したと考えられ、炉心域に燃料デブリの大きな塊はないと考えられる。また、原子炉圧力容器底部の物質量は事故前と比べて増加していることから、不確かさはあるものの、原子炉圧力容器底部に一部の燃料デブリが残っている可能性がある。

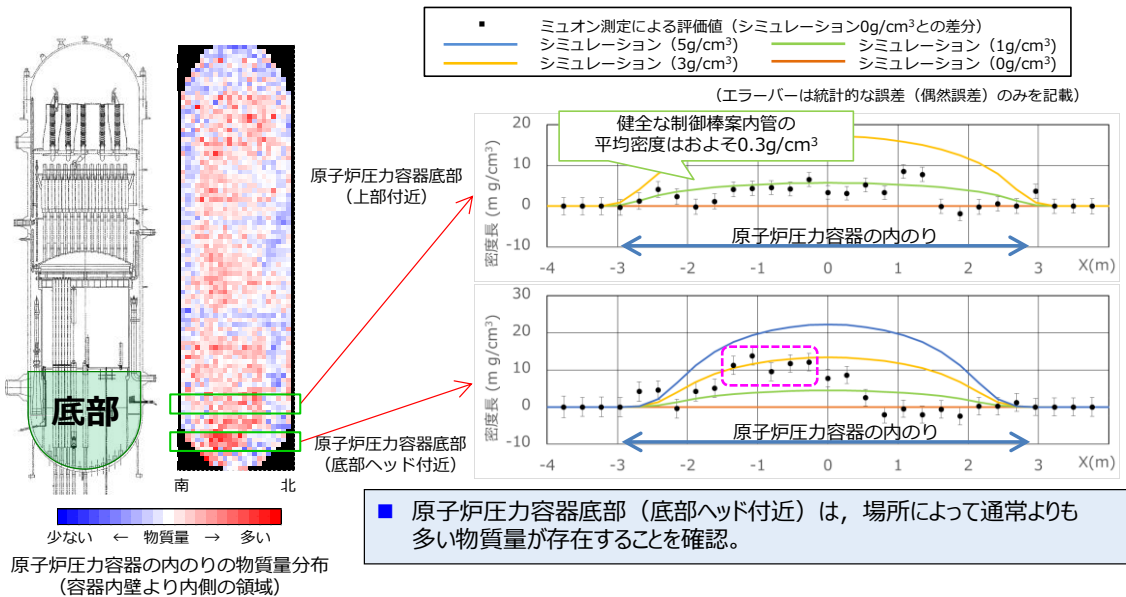
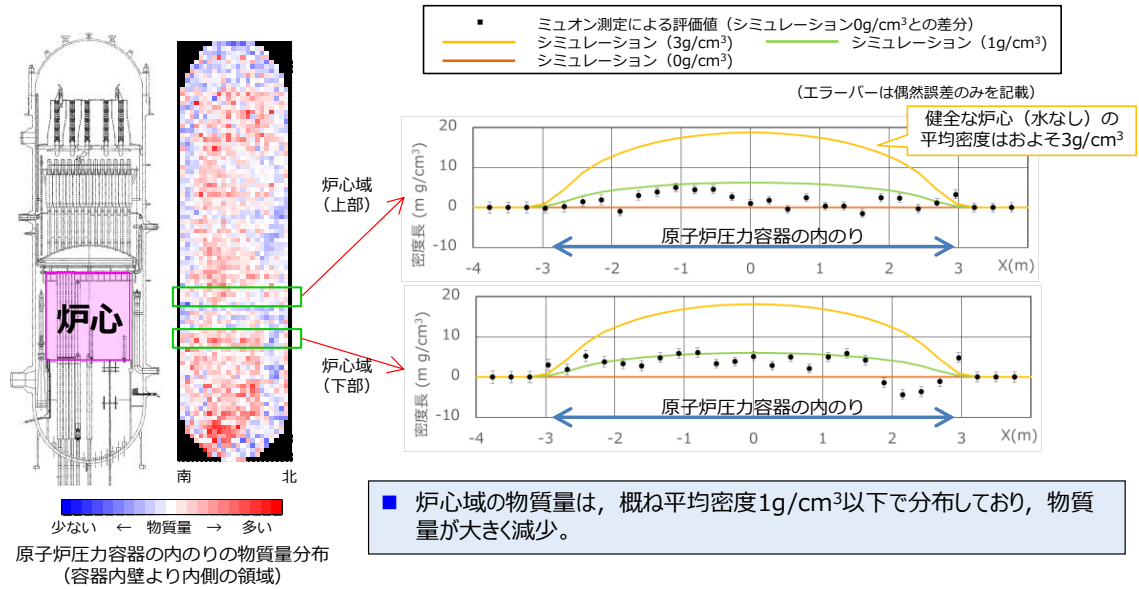


図 4-30 原子炉压力容器内の物質分布
 (上：炉心域、下：原子炉压力容器底部) [4-15]

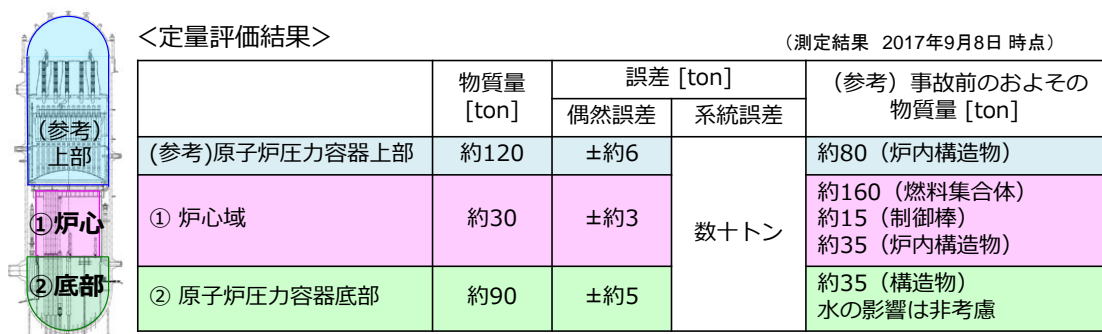


図 4-31 原子炉圧力容器内の物質量の定量評価結果^[4-15]

(9) 3号機 SGTS 室の調査結果【UPDATE】

2020年9月に、SGTS 室内のγイメージャによる線量率分布測定、ラプチャディスク周辺の線量率測定、及びフィルタトレイン内部の調査を実施した。

γイメージャ測定の結果、ベントラインからフィルタトレインにつながる SGTS 配管に沿った汚染及びフィルタトレインの下流側に汚染を確認した (図 4-32)。また、ベントラインに沿った汚染を確認した (図 4-33)。この結果から、3号機ではベントガスの自号機への逆流があったことが明確になった。

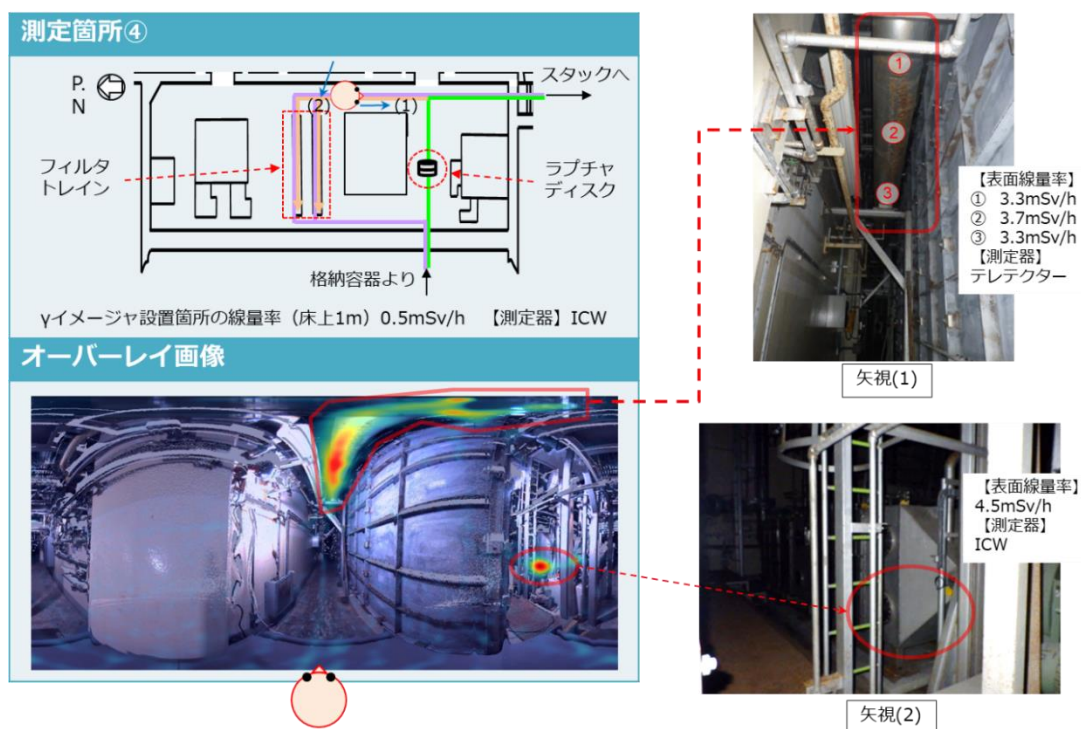


図 4-32 SGTS 室内のγイメージャ測定結果 (室内その1) ^[4-16]

[4-16]1-4号機 SGTS 室調査の結果について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 88 回事務局会議配布資料、2021年3月25日

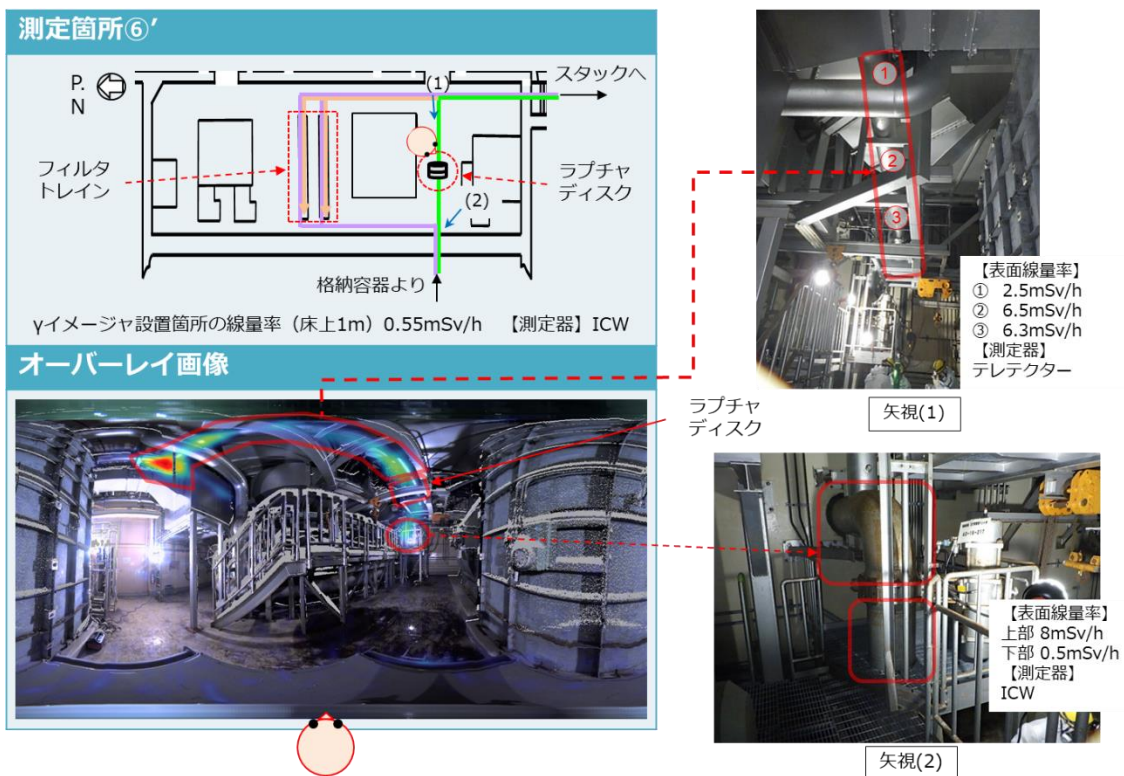
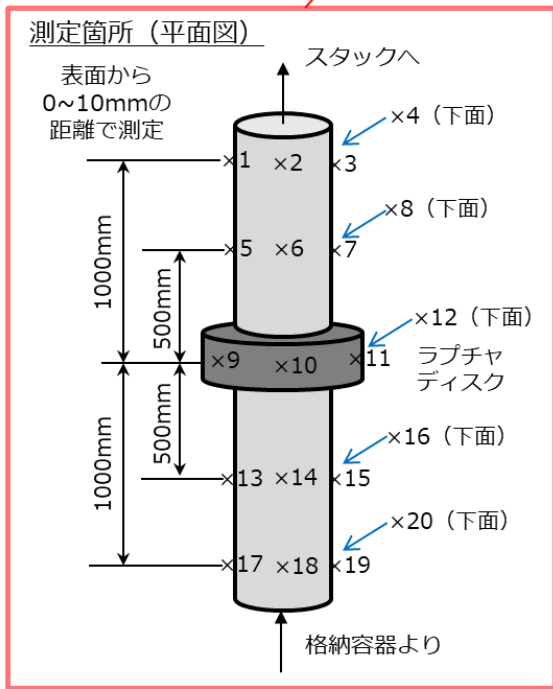
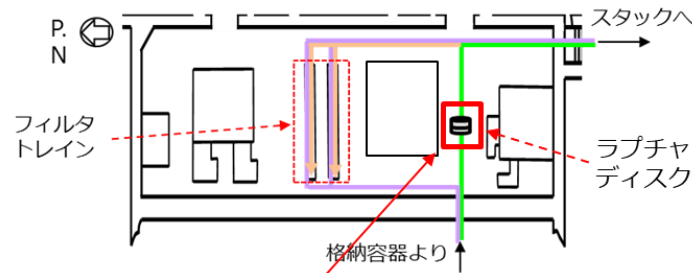


図 4-33 SGTS 室内のγイメージャ測定結果（室内その2） [4-16]

ラプチャディスクの周辺の線量率測定の結果、測定線量率は「ラプチャディスク<ラプチャディスク上流<ラプチャディスク下流」という関係にあることが分かった（図 4-34）。これは、ベントができていない2号機において、ラプチャディスク（不動作で閉）の周辺にほとんど汚染が見られないことと大きく異なる。

なお、原子力規制庁が2019年7月に実施した調査では、ラプチャディスク下流で2.5mSv/h、ラプチャディスク表面で8.0mSv/h、ラプチャディスク上流で5.5mSv/hの線量率を確認した。 [4-17]

[4-17]現地調査等の概要～耐圧強化ベントラインにおける汚染状況～、東京電力福島第一原子力発電所における事故分析に係る検討会第9回配布資料、2019年12月26日



線種 No	表面線量当量率(mSv/h)	
	γ線	γ+β線
×1	26	-
×2	32	-
×3	9.0	-
×4	18	-
×5	10	-
×6	30	-
×7	15	-
×8	30	-
×9	2.5	-
×10	5.0	-
×11	2.5	-
×12	2.0	-
×13	6.0	-
×14	5.0	-
×15	6.0	-
×16	6.0	-
×17	7.0	-
×18	9.0	-
×19	8.0	-
×20	7.0	-

測定器
 ×1~×4 : テレテクター
 ×5~×20 : ICW

図 4-34 ラプチャディスク周辺の線量率測定結果[4-16]

フィルタトレインを開放し内部のフィルタの表面線量率測定及びスミア採取を実施した結果、各フィルタに汚染が確認されたが、損傷は見られなかった(図 4-35~図 4-38)。なお、B系トレイン開放時に内部に溜まり水を確認した。これは、ベントガスが通過した際に凝縮したものと推定している。

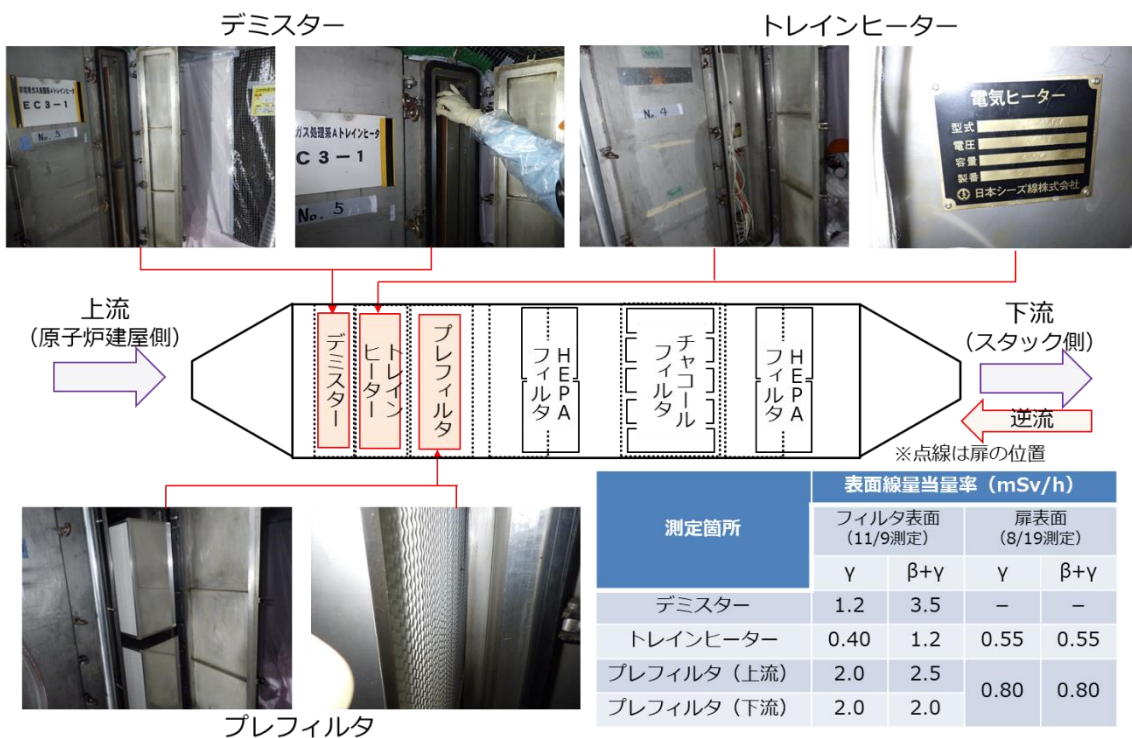


図 4-35 フィルタトレイン A 系内部の調査結果①^[4-16]

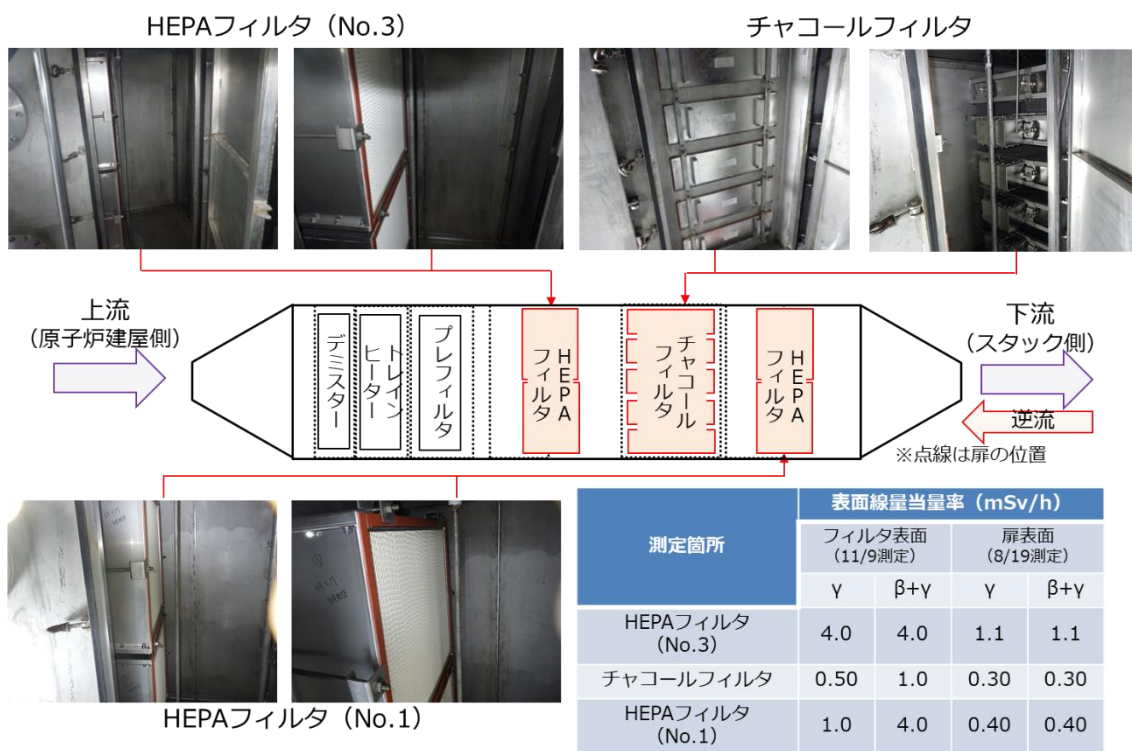


図 4-36 フィルタトレイン A 系内部の調査結果②^[4-16]

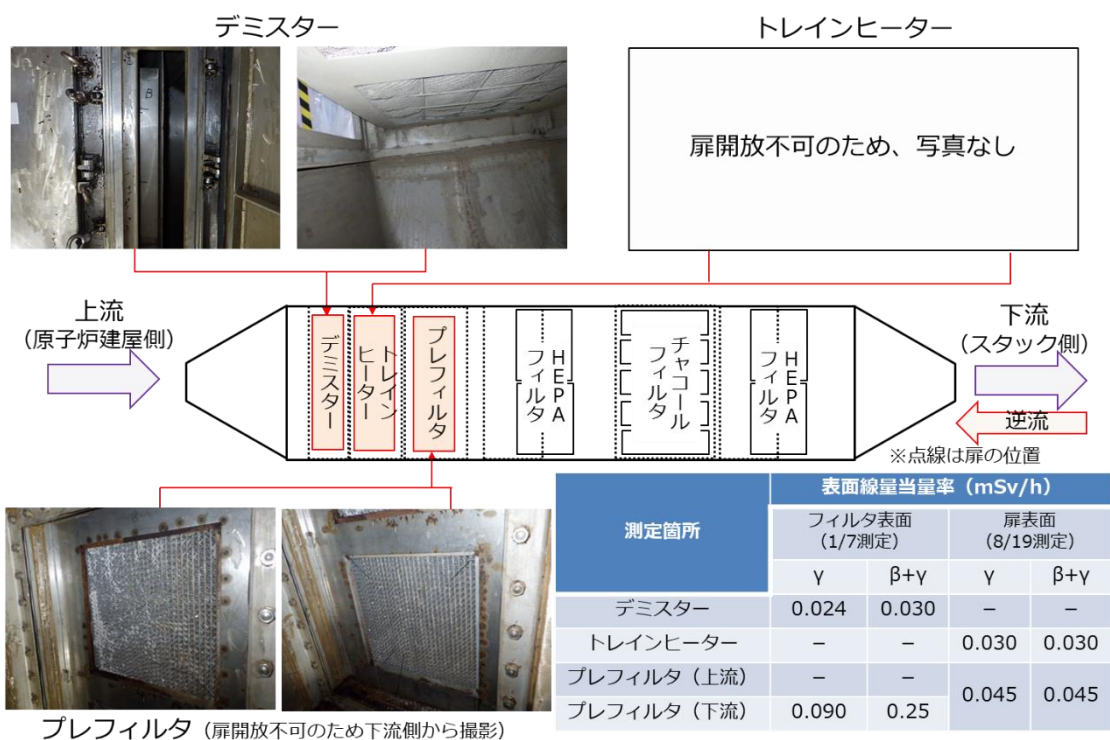


図 4-37 フィルタトレイン B 系内部の調査結果①^[4-16]

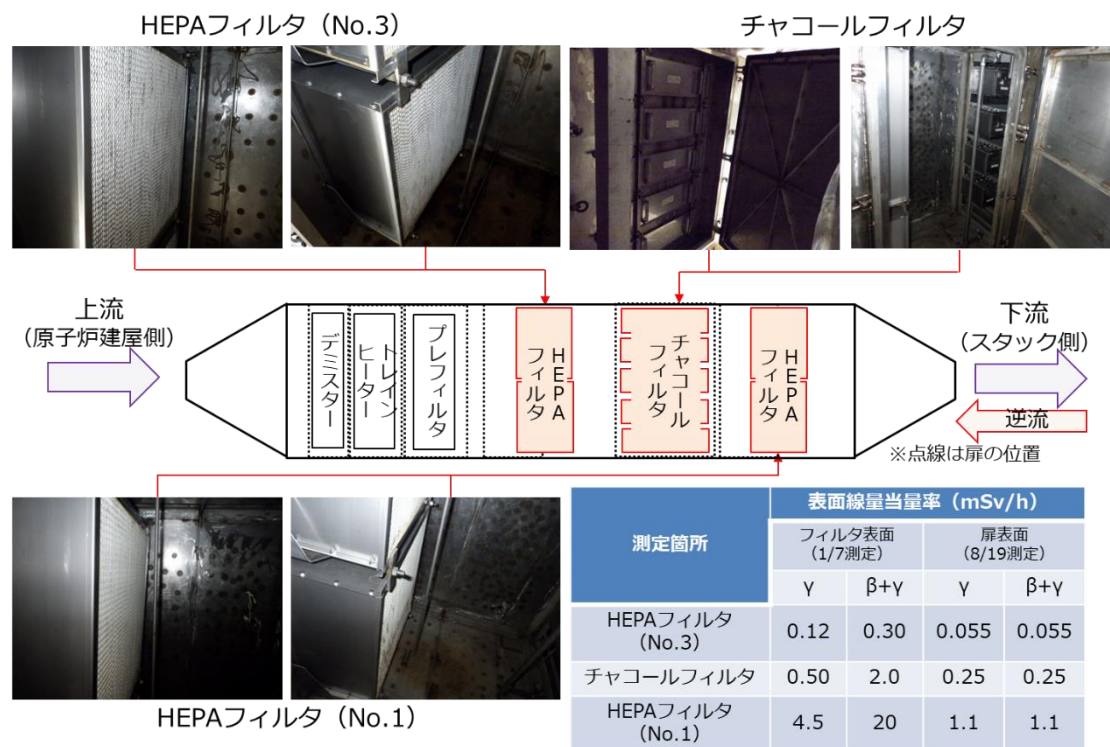
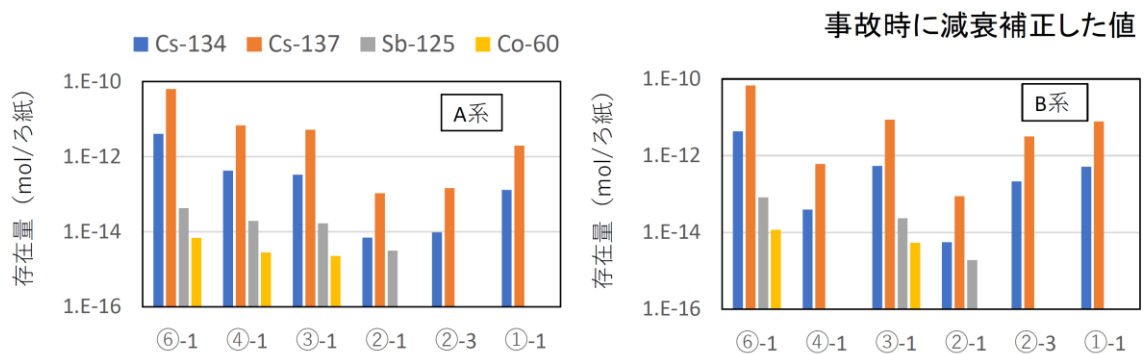


図 4-38 フィルタトレイン B 系内部の調査結果②^[4-16]

フィルタ表面のスミア試料の分析を行った結果、最上流側にあるデミスター及び最下流側にある HEPA フィルタで核種の存在比が高い傾向が確認された (図 4-39)。この結果は、順流方向に加えて、ベント作動時に核種を含むベントガスがフィルタトレインに逆流したことを示唆するものであると推定している。



- 最上流側フィルタ⑥と最下流側フィルタ①の値が高い傾向。
- ⇒順流方向(原子炉建屋側からスタック側)に加えて、格納容器ベント作動時に核種を含むベント気体がフィルタトレインに逆流したことを示唆。

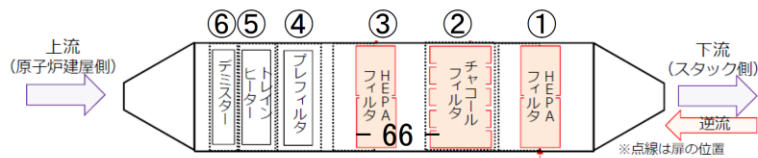


図 4-39 フィルタ表面から採取したスミア試料の分析結果[4-18]

[4-18]JAEA におけるスミヤ試料分析のまとめ、東京電力福島第一原子力発電所における事故分析に係る検討会第 29 回配布資料、2022 年 4 月 26 日

(10) S/C サンプルング水の分析結果及び RHR 系統での滞留ガスの検出について【UPDATE】

原子炉建屋の耐震性向上策として PCV(S/C) 水位の段階的な低下を行うための PCV 取水設備の設計や運用を定めるために、S/C 内包水(底部)の水質を事前に把握するためのサンプルングを 2020 年 7 月下旬～9 月中旬にかけて実施した(図 4-40)。サンプルングした S/C 内包水の分析の結果、放射性物質濃度(Cs-137、全β)が現状の建屋滞留水と比較して高く、また、全α濃度は検出限界値未満であった(表 4-2)。

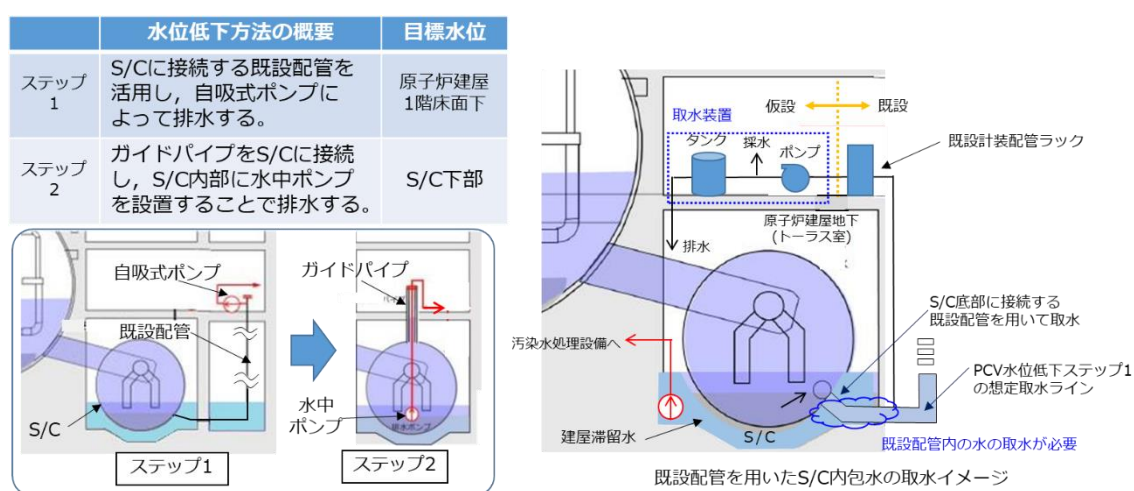


図 4-40 既設配管を用いた S/C 内包水の取水イメージ[4-19]

表 4-2 S/C 内包水の分析結果と影響[4-19]

S/C内包水と建屋滞留の性状				建屋滞留水移送・処理への影響	PCV取水設備の機器設計への反映
項目	S/C内包水	建屋滞留水 ^{※1}			
全α ^{※2}	Bq/L	<5.73E+00	2.50E+01	無	無
全β	Bq/L	7.88E+08	3.49E+07	Cs-137等の放射性物質濃度が高いため、汚染水処理設備の運用(吸着塔交換頻度)や吸着性能に影響を及ぼす可能性あり。	遮へい、機器設計(耐放射性)へ反映
Cs-134	Bq/L	3.15E+07	1.16E+06		
Cs-137	Bq/L	6.07E+08	2.15E+07		
塩素	ppm	1800	600	滞留水よりやや高いが、過去の処理実績等から影響は小さいと判断。	機器設計(耐食性)へ反映
Ca	ppm	20	25	建屋滞留水と同等であり、影響なしと判断	無
Mg	ppm	56	—		無
H-3	Bq/L	1.08E+07	—	無	無

[4-19]3号機 PCV 水位低下に向けた検討状況について、廃炉・汚染水対策チーム会合第 83 回事務局会議配布資料、2020 年 10 月 29 日

分析を踏まえて PCV 取水設備の設置を進める中で、2021 年 12 月に既設配管の水抜きの手前準備として残留熱除去系 (RHR) 熱交換器 (A) 廻りのベント弁の開操作を実施したところ、排気中に可燃性ガスがあることを確認した。また、ガスを採取・分析した結果、長半減期核種である Kr-85 を検出した (図 4- 41)。これらの滞留原因は不明であるが、事故時の運転操作に起因した系統へのガス流入や、系統保有水の放射線分解等により生成された可能性があるかと推定している。

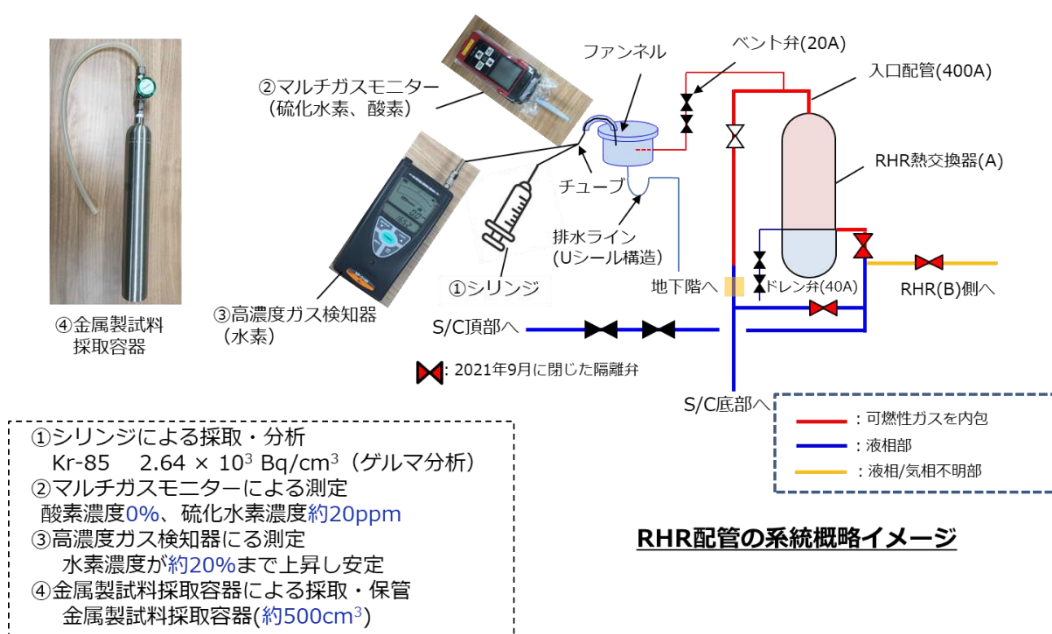


図 4- 41 滞留ガスの濃度測定 (水素等) 及び採取の結果[4-20]

[4-20]3 号機 RHR 配管で確認した滞留ガスに関わる対応について、特定原子力施設監視・評価検討会 (第 97 回) 配布資料、2022 年 2 月 14 日

サンプル分析による事故状況の把握

1. はじめに

1F1~3号機 PCV 内外で採取したサンプルを分析すると、U を含む粒子が検出される。U 含有粒子は1~3号機の事故進展に由来するものと考えられ、粒子の組成や組織は生成当時の粒子近傍の情報を残している可能性があることから、現場サンプルを詳しく分析することで事故進展の理解に活用しうると考えられる。また、環境中ではCsを含有するシリカ粒子（不溶性セシウム粒子）が発見されており、こうした固体粒子も事故進展に関する情報を含む可能性がある。

図1は放射性微粒子や燃料デブリが事故の進展に伴い生成、移動する様子を表している。事故前の健全な状態から、冷却水の枯渇により燃料が過熱し、燃料および構造材が反応、熔融するに至った。その後事故の進展の過程で、熔融して落下した燃料は、冷えて固まり、压力容器下部や格納容器底部に燃料デブリとして分布している。燃料中のUの大半は燃料デブリを形成したと考えられるが、一部は压力容器内、格納容器内において、熔融物の飛沫から粒子を生成、またはUの蒸発凝縮により粒子を生成し、移行し、現在建屋内で広く α 汚染源となっている状況にある。図中では熔融凝固過程を経たU含有粒子を赤色の丸、蒸発凝縮過程を経たU含有粒子を橙色の丸としてその生成と拡散の様子を表した。また、粒子状の核分裂生成物（FP）について緑色の丸で記載した。こうした放射性微粒子は、生成時の炉内雰囲気や、粒子生成に至るまでの冷却状況に応じた異なる組成・組織を取ると考えられる。したがって、その組成や組織の特徴は、事故進展にかかる情報や燃料デブリの性状にかかる情報を含んでいると考えられる。

固体微粒子に関する1F構内のサンプルに関する詳細な分析は、補助事業「総合的な炉内状況把握の高度化」、「燃料デブリの性状把握のための分析・推定技術の開発」と協働して実施している。分析結果は、廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合事務局会議[1-4]やJAEAと協働で整備している廃炉研究基盤データベース（debrisWiki）[5]、JAEAのレポート[6]として公開されている。本添付資料では、添付資料2における課題「共通-10 炉心損傷状況とデブリ位置について」に関連し、廃炉作業への重要なインプットであるデブリ位置に関する検討や事故進展の理解の観点から重要と考えられる内容について記載した。

なお、サンプル分析に関する取り組みは、号機固有の解釈だけでなく1~3号機を通じた解釈が効果的と考えられることや、材料、化学分野の内容を多く含む号機ごとの添付資料と馴染まないものであることから、1~3号機共通の添付資料として立項した。

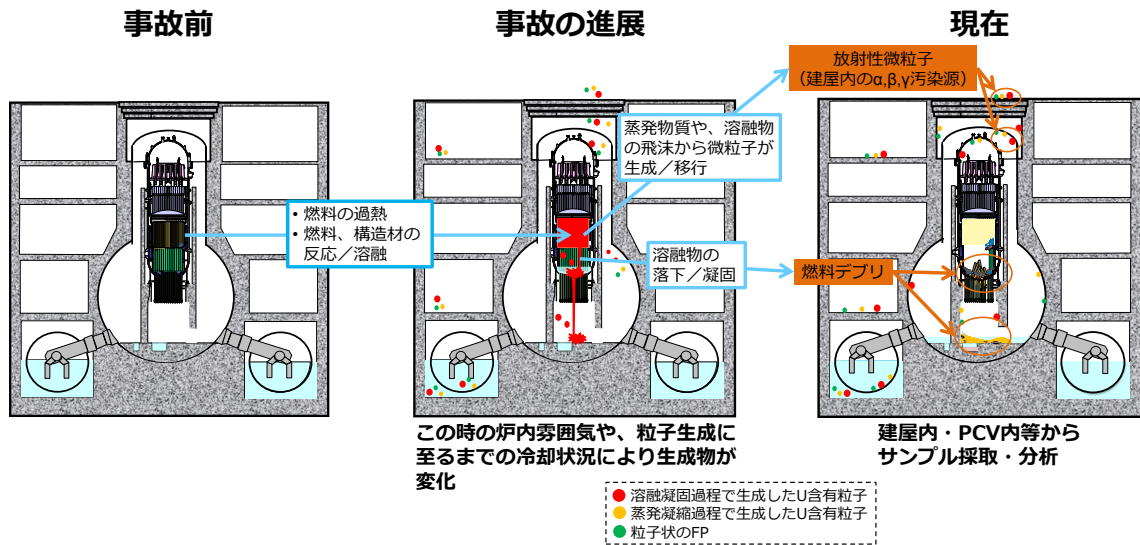


図 1 放射性微粒子、燃料デブリの性状と事故進展の関係

2. サンプル分析

2.1. 分析対象

本取り組みでは燃料デブリの性状推定や事故進展の理解に活用することを目的として、1Fの廃炉作業の過程を通じて得られる多くのサンプルの中から、どの号機に由来するかが明確で、比較的線量が高いものを主に分析対象とした。表1に取得サンプルの一覧、図2におおよその取得位置を示す。

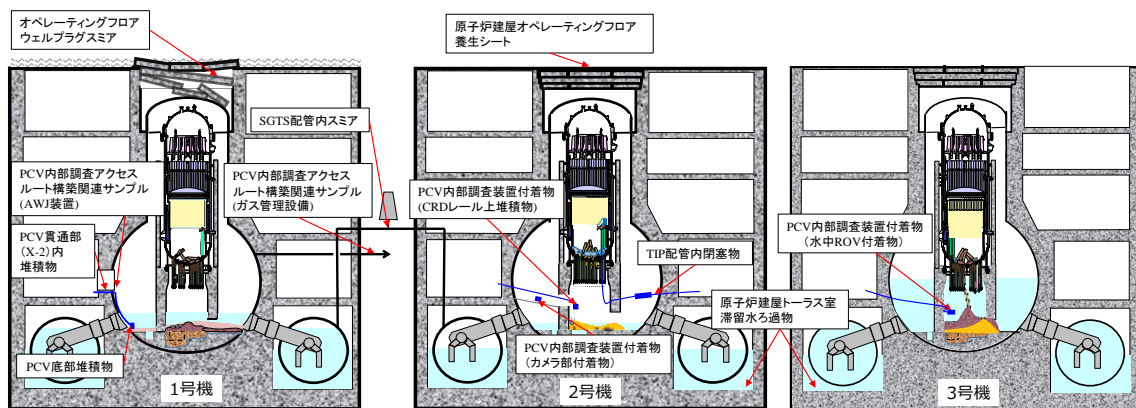


図 2 サンプル取得位置の概要

表 1 取得サンプル

号機	名称	採取時期
1	PCV 底部堆積物	2017 年 4 月
1	PCV 貫通部(X-2)内堆積物	2019 年 6 月
1	オペレーティングフロアウェルプラグスミア	2019 年 7 月~8 月
1/2	SGTS 配管内スミア	2020 年 5 月
1	PCV 内部調査アクセスルート構築関連サンプル (AWJ 装置)	2020 年 3 月
1	PCV 内部調査アクセスルート構築関連サンプル (ガス管理設備)	2019 年 6 月
2	PCV 内部調査装置付着物(CRD レール上堆積物)	2017 年 2 月
2	原子炉建屋オペレーティングフロア養生シート	2014 年 3 月
2	TIP 配管内閉塞物	2013 年 7 月
2	PCV 内部調査装置付着物(カメラ部付着物)	2018 年 1 月
2	原子炉建屋トーラス室滞留水ろ過物	2019 年 5 月
3	PCV 内部調査装置付着物(水中ロボット)	2017 年 7 月
3	原子炉建屋トーラス室滞留水ろ過物	2019 年 5 月

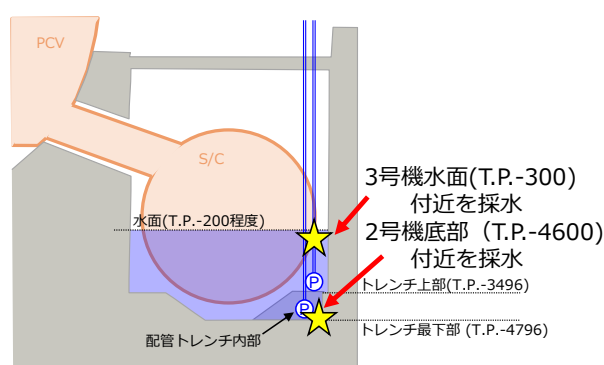
次章では、表 1 に示した試料のうち一部の試料の分析結果に基づき、デブリ分布や事故進展の理解の観点で検討した内容について述べる。以下 A)~D)に、取り上げたサンプルの取得状況等を記載する。なお、3.1 では A)の試料、3.4 では B)の試料、3.5 では C)の試料、そして 3.6~8 では D)の試料の結果を用いた。

A) 2、3 号機 原子炉建屋トーラス室滞留水ろ過物[3]

2、3 号機原子炉建屋滞留水には比較的高い α 核種濃度が確認されていることから、水処理を進めるにあたっての性状把握として、多くが粒子状で存在すると推定される α 核種がどの程度フィルターで除去できるかを確認するためのろ過試験を実施した。2019 年 5 月に 2、3 号機の原子炉建屋トーラス室から採取した滞留水を $0.1\mu\text{m}$ のフィルターでろ過した。滞留水採取箇所の概要図を図 3 に、採取した滞留水の写真を図 4 に示す。2 号機の滞留水はトレンチ深部で採取したことから、底面にスラッジと想定される濁りが見られた。ろ過前及びろ過後フィルターを通過した水中の全 α 濃度、そこから算出した除去率を表 2 に示す。滞留水中の全 α 濃度を測定したところ比較的高い濃度を確認したことから、一部は滞留水に残るものの、90%以上が除去できることが分かった。このろ過試験で除去された粒子等を分析するためにフィルターを試料とした。

表 2 2、3号機原子炉建屋トラス室滞留水ろ過試験結果

採取場所	原水（ろ過前）全α濃度 [Bq/L]	ろ過後（0.1 μ m）の濃度 [Bq/L]	除去率
2号機 原子炉建屋	2.61×10^5	9.54×10^2	99.6%
3号機 原子炉建屋	1.50×10^3	1.12×10^2	92.5%



R/Bトラス室断面図

図 3 2、3号機原子炉建屋トラス室滞留水採取箇所



2号機R/B滞留水（ろ過前） 3号機R/B滞留水（ろ過前）

図 4 採取した滞留水

B) 1号機 PCV 底部堆積物[1,2]

2015年4月に実施したPCV内部調査後に常設監視計器を再設置した際に、PCV滞留水中の堆積物が舞い上がる様子が確認された。堆積物の同定や回収・処分方法の検討のため2017年4月にPCV貫通部(X-100B)からPCV底部に吸水ホースを垂らしポンプで吸い上げてPCV滞留水を採取した(図5)。採取時の映像から、PCV滞留水に加えてPCV底部に堆積している固い層の上にある浮遊性の物質を採取したと考えられる。

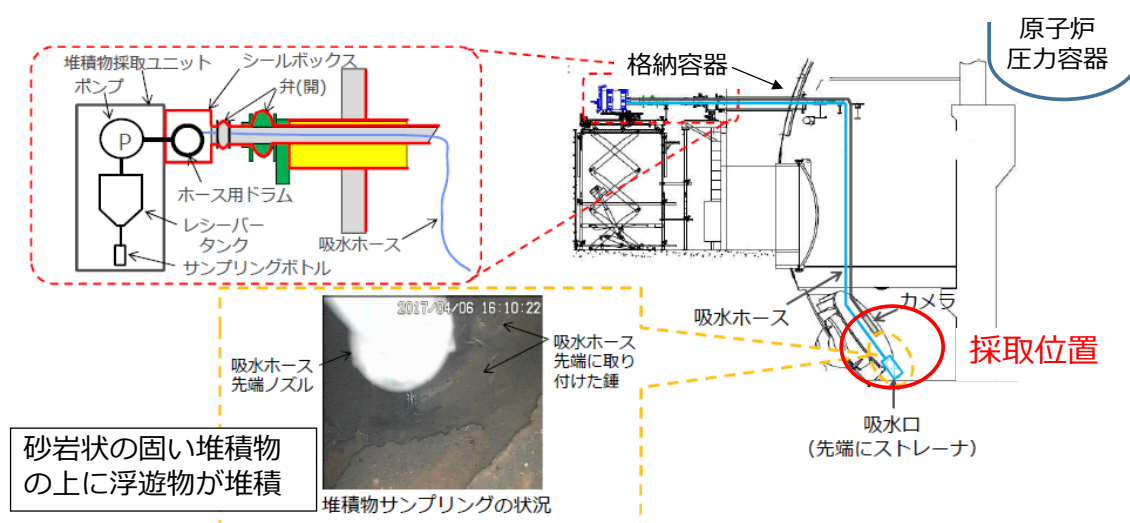
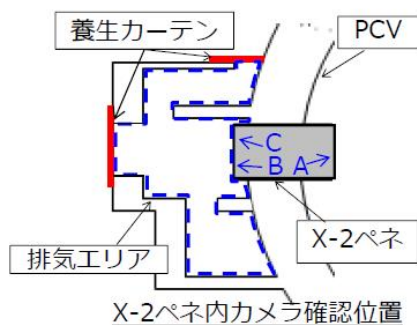


図5 サンプルング装置の概要 (1号機 PCV 底部堆積物)

C) 1号機 PCV 貫通部 (X-2) 内堆積物[3]

2019年4月~5月、1号機PCV貫通部(X-2)からのPCV内部調査のためのアクセスルート構築作業の一環として外扉の穿孔を実施した。PCV貫通部(X-2)は所員用エアロックであり、建屋側の外扉、PCV側の内扉を持つ。このうち外扉を穿孔し内部を確認したところ内扉近傍の床面に堆積物が確認された(図6)。後段の内扉穿孔作業に支障がないように、2019年6月に堆積物の一部を治具を用いて除去した。この際に用いた治具の表面をスミアでふき取り試料とした。



X-2ペネ内扉の状況 (A方向から撮影)

図 6 貫通部内堆積物除去前の状況

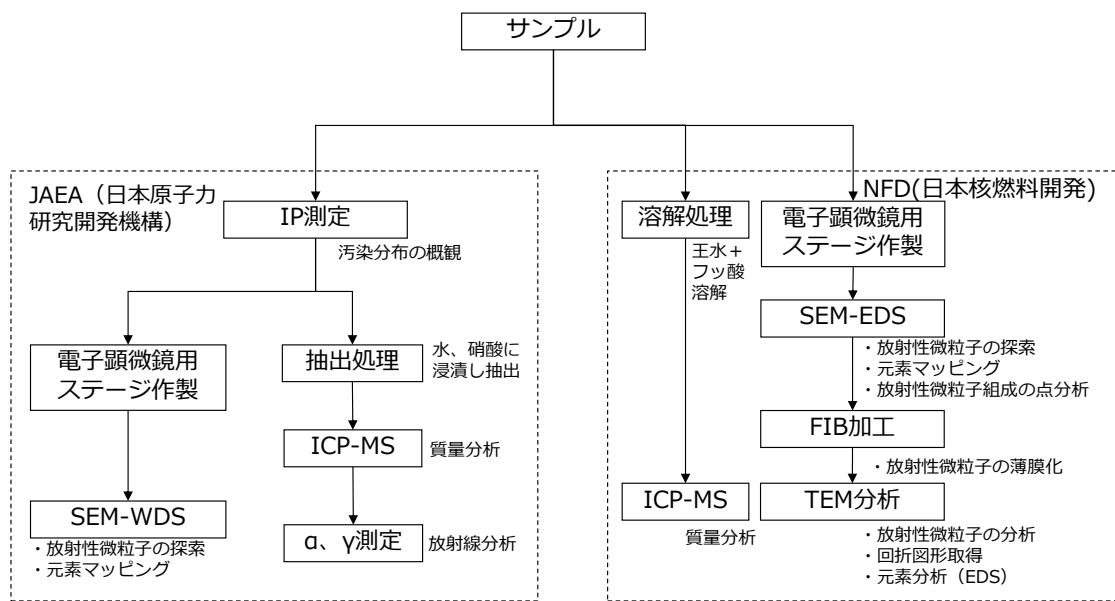
D) 2号機原子炉建屋オペレーティングフロア養生シート[1-3]

2号機原子炉建屋最上階（オペレーティングフロア）に事故以前から床養生の目的で敷かれていた難燃シートを、2014年3月にロボットで採取し試料とした。2号機では水素爆発が発生せず、原子炉建屋の天井や壁が大きく損傷していないことから、降雨や他号機の汚染の影響が小さいと考えられる。PCVの上蓋、その直上の遮蔽用のコンクリート製ウェルプラグ（シールドプラグ）を経て、建屋内に放出された放射性物質の経路上であることから、その形跡が残っていると考えられる。

2.2. 分析の進め方

今回取り上げるサンプルの分析フローの例を図7に示す。サンプルは採取後に1F現場での測定・分析を経て、JAEA大洗及びNFDに所外輸送し分析した。JAEA大洗においてはICP-MSを用いた質量分析、 α ・ γ スペクトル分析、電子顕微鏡を用いた分析としてSEM-WDSによる分析を実施した。NFDにおいてはSEM/TEM-EDSを活用したより詳細な分析を実施した。

図8は、図7のうち放射性微粒子の探索及び観察の方法をより具体的に示している。まずSEM-EDSにより比較的広範囲の元素分布（マッピング）を取得し、核燃料物質であるUや核分裂生成物であるCsなどに着目して濃縮箇所を探索する。見つかった濃縮箇所をSEM-EDSの倍率を上げより詳細に観察し、分析ニーズや採取可能性の観点からTEM分析用試料として適していると考えられる領域を選定する。その後選定した箇所について、FIBによりTEM分析用の薄膜試料に加工しTEM観察を行う。TEM観察では、TEM像の他、TEM-EDSを用いた元素分析や電子線回折も活用し詳細な分析を行うことにより、組織・組成・結晶構造の評価に活用する。



IP: Imaging Plate(イメージングプレート)、ICP-MS: Inductively Coupled Plasma Mass Spectrometry(誘導結合プラズマ質量分析)
 SEM: Scanning Electron Microscope(走査型電子顕微鏡)、EDS: Energy Dispersive X-ray Spectroscopy(エネルギー分散型X線分光法)
 WDS: Wavelength Dispersive X-ray Spectroscopy(波長分散型X線分光法)、FIB: Focused Ion Beam(集束イオンビーム)、
 TEM: Transmission Electron Microscope(透過型電子顕微鏡)

図 7 サンプル分析フローの例

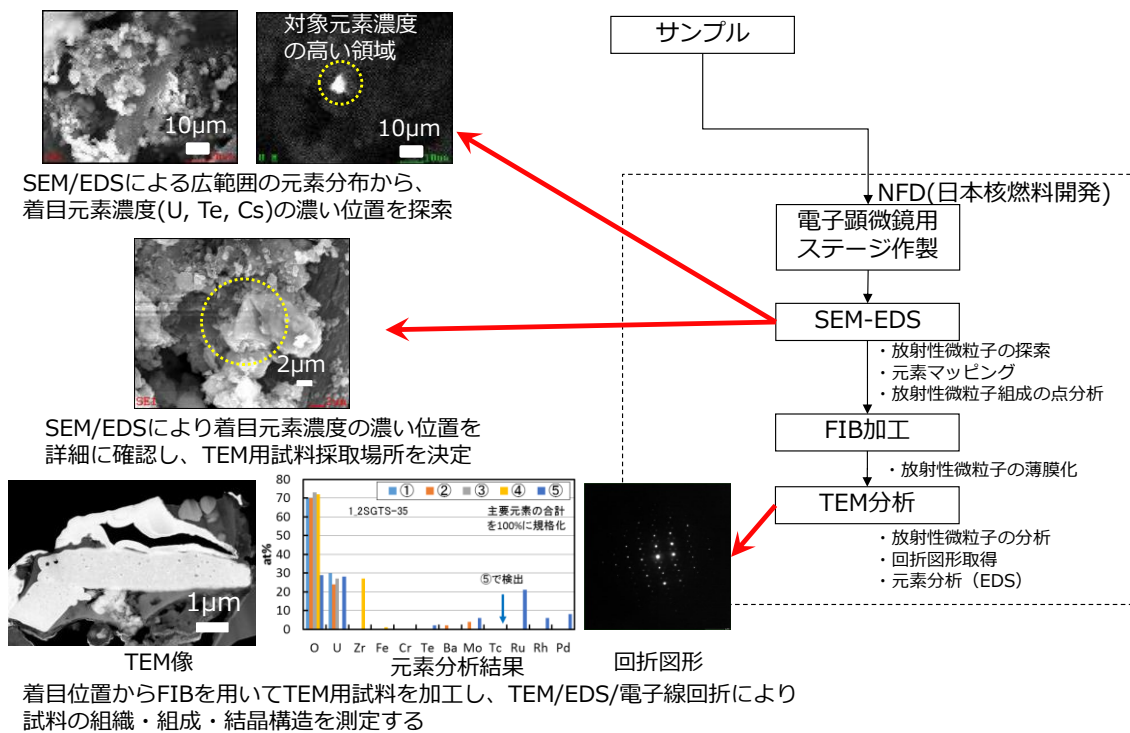


図 8 分析フローの例 (SEM/TEM-EDS 分析)

3. 放射性微粒子の生成プロセス推定

本章の各節では、分析施設におけるサンプル分析の結果を示した上で、事故進展やデブリ分布の理解の観点から重要と考えられる検討結果を述べる。

3.1. 建屋内滞留水中の U 含有粒子

前述のとおり 2 号機原子炉建屋トールラス室底部付近、3 号機原子炉建屋トールラス室水面付近の水サンプルについて、 $0.1\ \mu\text{m}$ のろ紙でろ過すると全 α が 2 号機で 99.6%、3 号機で 92.5% 除去されるという結果が得られた。このことから、 α 汚染源の多くは粒子状で存在すると考えられる。これらの粒子の存在状況を確認する目的で、ろ過に使用したろ紙を SEM-WDS で観察した。2 号機、3 号機の U、Pu、Zr の SEM-WDS マッピングを図 9、図 10 に示す。

2 号機では $3\sim 5\ \mu\text{m}$ の U 含有粒子を確認した。二次電子線像 (SEI) で確認できる比較的密に詰まった粒子中に U 及び Pu が同一位置で分布している様子が観察できる。3 号機では $10\ \mu\text{m}$ 程度の有機物粒子に付着した U 濃縮領域が発見された。当該粒子では、U、Pu、Zr が粗大粒子中の異なる箇所が付着しているように見える。

図 11 は 2 号機の滞留水ろ過物上の U 含有粒子の TEM 像である。電子線回折、元素分析の結果いずれも Zr, Fe, Cr あるいは Zr を含む立方晶 UO_2 であった。

滞留水中の α 汚染源はその多くが粒子の形態で存在し、また 2 号機の TEM 観察結果からは U は UO_2 の形で化学的に安定に存在していることを確認できたことから、経年変化の可能性は小さいと考えられる。

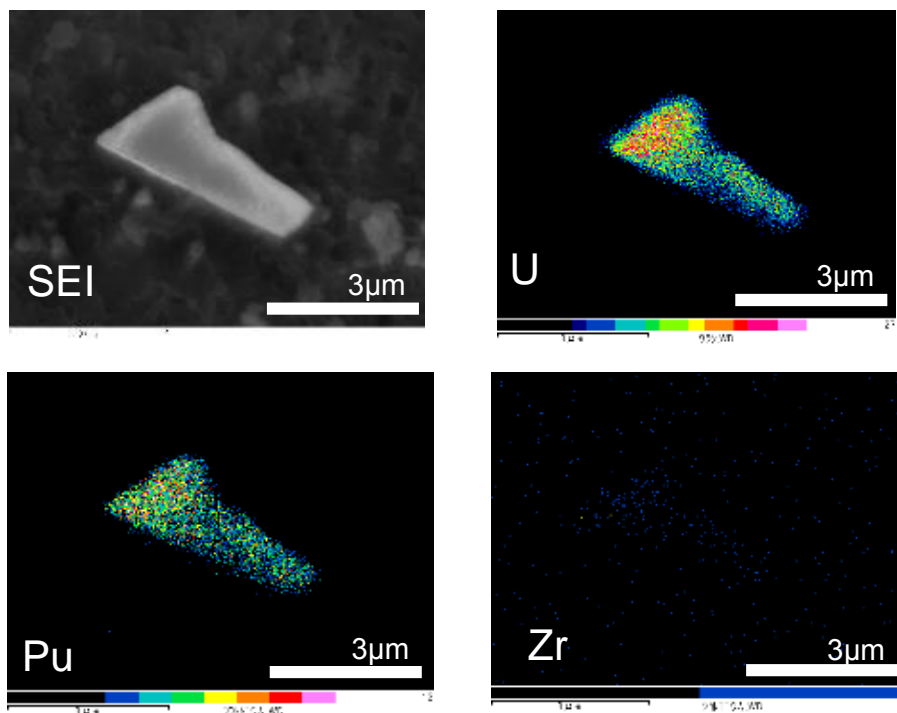


図 9 SEM-WDS 結果 (2号機トーラス室滞留水ろ過物)

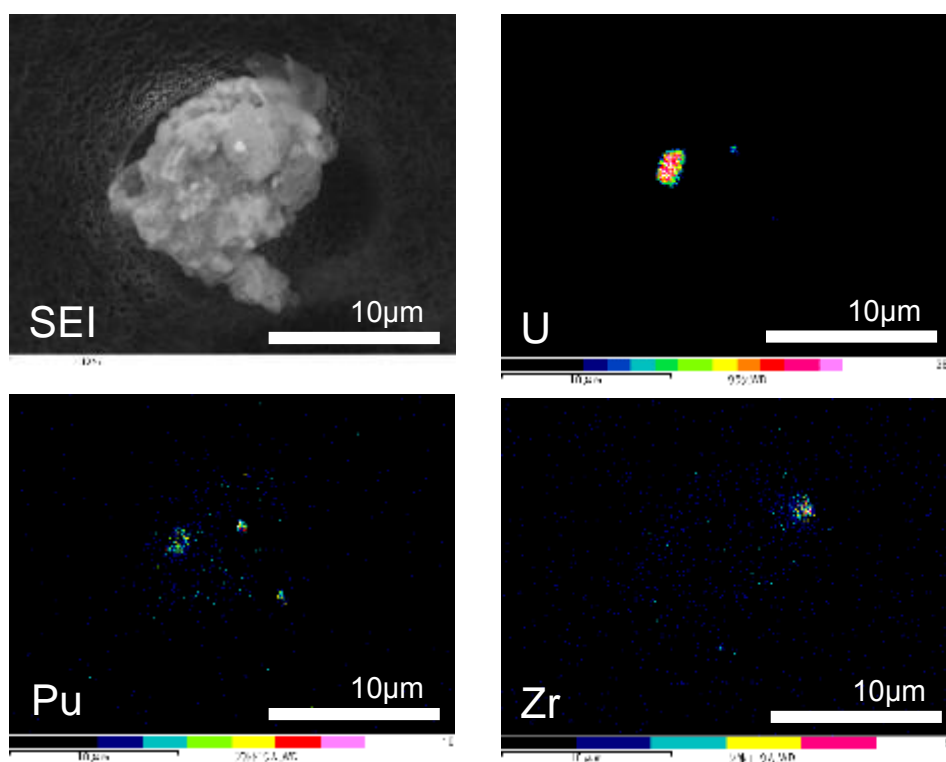


図 10 SEM-WDS 結果 (3号機トーラス室滞留水ろ過物)

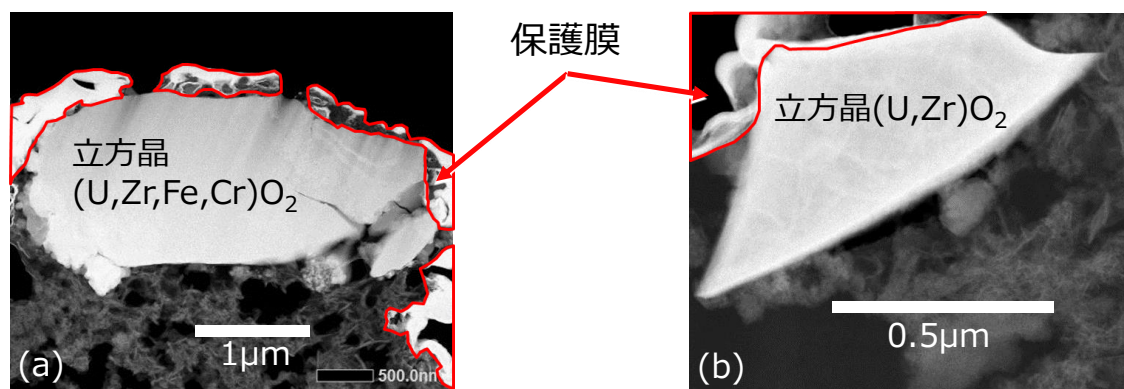


図 11 TEM 分析結果

3.2. U 同位体比の分布評価

燃料中の U 同位体比 ($U^{235}/(U^{235}+U^{238})$) は、新燃料の段階で意図的に位置的な分布がつけられている。同位体比の分布は、原子炉出力運転時の燃焼の結果によっても変化する。つまり、事故直前の状況において 1～3 号機の燃料には U 同位体比に分布が存在していたことになる。U 同位体比は臨界性等を検討する際の重要な指標であるほか、事故進展に伴い U がどの程度混じり合ったかの指標にもなり得ることから、ICP-MS による核種分析を実施し同位体比を求めた。

図 12 は 1～3 号機で取得した汚染物サンプルの ICP-MS 分析結果から算出した U 同位体比を号機ごとに示したグラフである。図中では、SEM-EDS 又は WDS 分析で U 濃度が高い領域が見つかったサンプルについて○で、見つからなかったサンプルについて×で示している。また、比較対象として、天然 U 同位体比及び解析コードを用いて計算した 1～3 号機の炉心平均 U 同位体比を併記した。

U 濃度が高い領域が見つかったサンプルについては、解析コードによる平均値に近いものが多く認められた。また、天然同位体比近傍のものが認められた。事故時には高温による拡散や熔融混合が生じることから、生成物の U 同位体比の分布の幅は小さくなると考えられ、その影響により平均値近傍のものが多く存在する可能性が考えられる。

一方、U 濃度が高い領域が見つからなかったサンプルについては、見つかったサンプルに比較して分布の幅が大きく、天然 U 近傍～3%強まで分布している。これは SEM-EDS/WDS で U 濃縮領域が見つからない程度に U 含有量が少ないことによる分析精度の影響、局所的な影響の可能性等が考えられる。

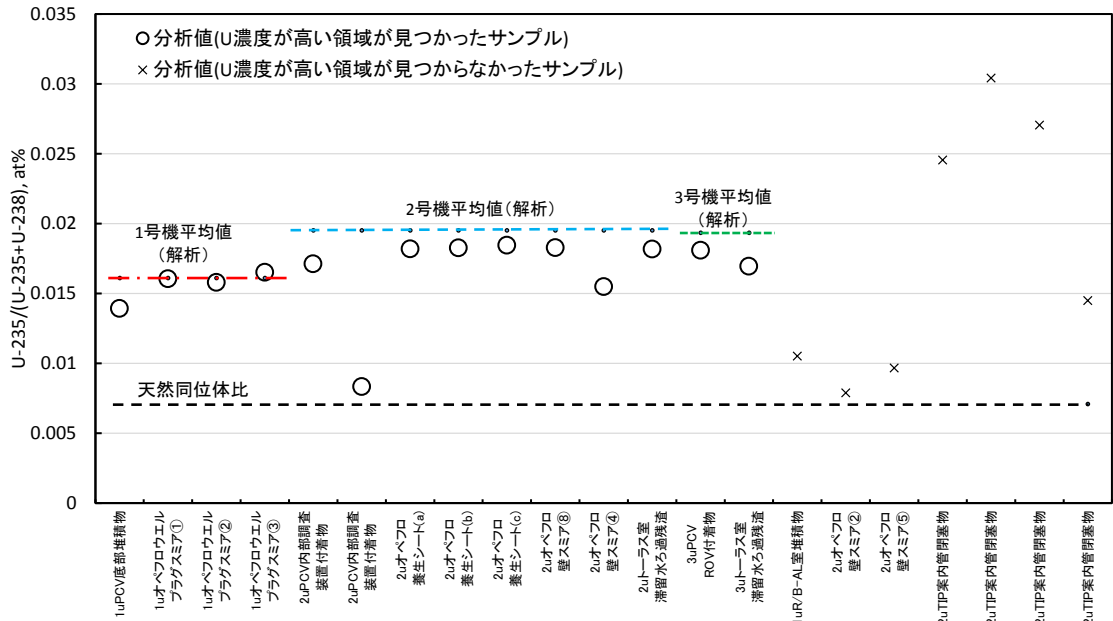


図 12 ICP-MS 分析結果から求めた U 同位体比率

3.3. U 含有粒子生成プロセスの評価

本節以降では、主に U 等を含有する放射性微粒子の観察結果と微粒子生成プロセスに着目した評価について述べる。

U 含有粒子の生成プロセスのイメージを図 13 に示す。燃料中の U の大部分は溶融落下し構造材等と混合した燃料デブリを生成して原子炉内や格納容器内に存在しているが、一部は微粒子となり水蒸気、水素等ガスの流れや、水等液体の流れに乗り移動したと考えられる。このような U 微粒子の生成プロセスは大きく分けて、溶融凝固によるものと、蒸発凝縮によるものが考えられる。

燃料集合体を構成する燃料棒は、核燃料物質である UO_2 ペレットを Zr 合金（ジルカロイ）の被覆管に収めた構造であるため、U が溶融または蒸発し移動する時期では、U の他に Zr の反応も重要となる。異種材料が反応し溶融、凝固する場合、生成物はそれぞれの材料の構成元素を含むと考えられる。一方で、蒸発し気相で反応して生成する場合には、蒸気圧差により分離される等の特徴的な組成となる可能性がある。

以上のことを踏まえ、分析結果で得られた粒子の組成（Zr の含有等）や形状をもとに以下①、②のどちらの過程を経たものかにより分類を試みた。

① 溶融凝固過程

Zr を含む粒子については、基本的に溶融凝固過程により形成した粒子と分類した。粒子は、破碎に伴う破面を持つことがある。

② 蒸発凝縮過程

十分な水蒸気存在下では、Zr 酸化物の蒸気圧は他の酸化物の値に比べて非常に低いことから、Zr を含まない粒子は、基本的に蒸発凝縮過程により形成した粒子と分類した。なお、微小な粒子が凝集し、球状に近い形状を持つことがあることがある。

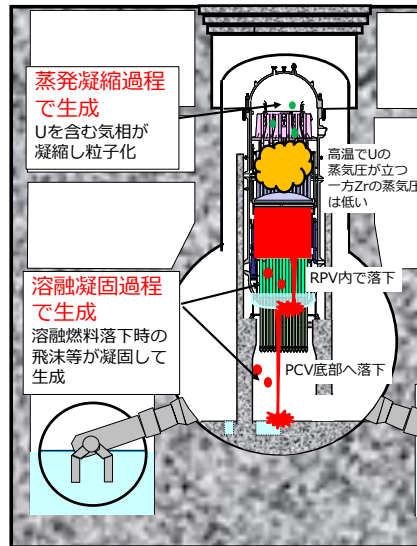


図 13 U 含有粒子生成プロセスのイメージ

3.4. α -Zr(O)相を含む U 含有粒子

1号機 PCV 底部堆積物で検出された U 含有粒子の TEM 分析結果として、図 14 に Z-コントラスト像、図 15 に U 及び Zr についての EDS マッピング、図 16 に元素分析結果（点分析）を示す。約 $2\mu\text{m}$ の角張った外形を持った粒子であった。EDS マッピングからは、U 濃度が高い領域中に Zr 濃度が高い領域が点在していることが認められた。電子線回折及び元素分析の結果から分析点①、③、④、⑤を含む U 濃度が高い領域は $(\text{U,Zr})\text{O}_2$ 相であると考えられ、Zr 濃度が高い領域中の分析点②は $(\text{U,Zr})\text{O}_2$ と α -Zr(O) が共存していると推定された。

以上の分析結果から U 含有粒子が生成したプロセスについて検討する。 $(\text{U,Zr})\text{O}_2$ 相が存在し U と Zr が共存していること、また角張った外形から、熔融凝固過程により形成されたと推定される。 $(\text{U,Zr})\text{O}_2$ 相中に認められる α -Zr(O) は高温の熔融 U-Zr-O が凝固する過程で母相 ($(\text{U,Zr})\text{O}_2$ 相) 中に析出したと考えられる。粒子が凝固する際に水蒸気が多い場合、Zr も酸化され ZrO_2 の形をとる可能性があり、この粒子が凝固する前のタイミングでは比較的水素が多い状況であった可能性がある。

上で述べた $(\text{U,Zr})\text{O}_2$ 相中に認められる α -Zr(O) が析出する過程のイメージを

α -Zr(O)と UO_2 の擬二元系状態図[7]上に表したものを図 17 に示す。高温で熔融した U-Zr-O の液相 (1 相、または 2 相共存) は、約 2400°C 以下に冷却されると比較的融点の高い $(\text{U,Zr})\text{O}_{2-x}$ が固体として析出する。さらに冷却されると約 1900°C 以下で α -Zr(O)が析出し $(\text{U,Zr})\text{O}_{2-x}$ と共存する。なお、組成も含めた詳細・厳密な議論のためには U-Zr-O 系の 3 元状態図等を参照することが必要であるが、ここでは簡易な説明のため擬二元系状態図を用いた。

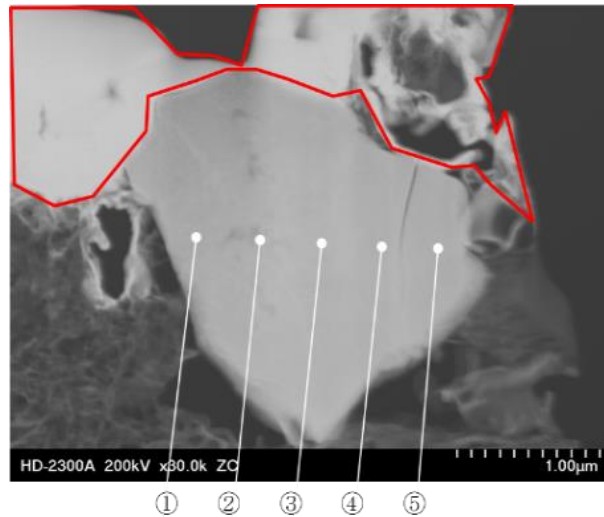


図 14 TEM 分析結果 Z-コントラスト像
(赤枠で囲んだ部分は保護層)

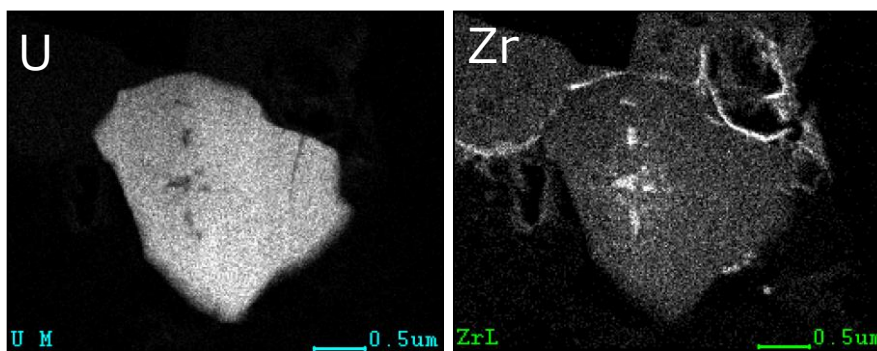


図 15 TEM-EDS マッピング

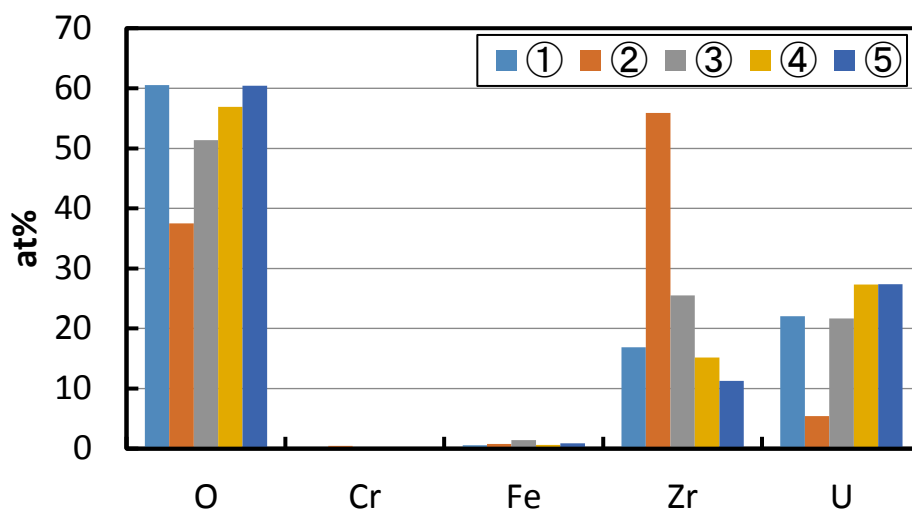


図 16 元素点分析

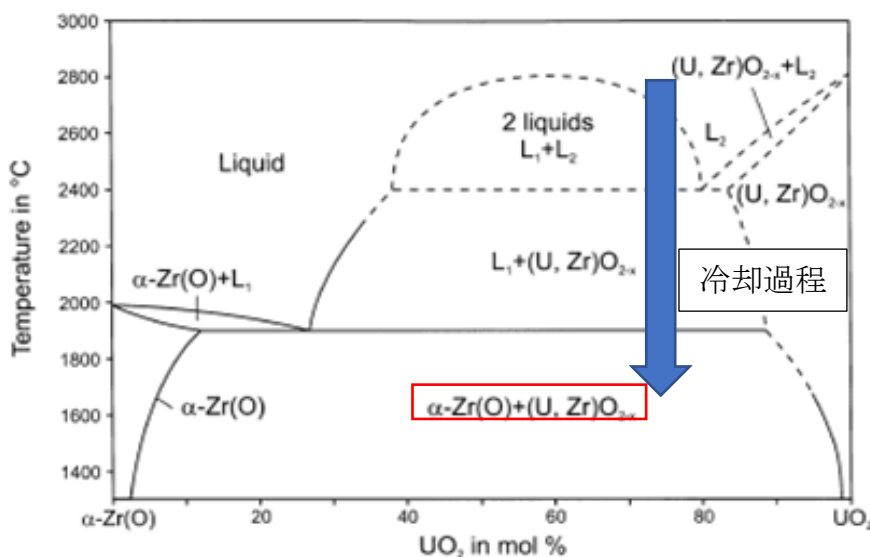


図 17 α -Zr(O)-UO₂ 擬二元系状態図[7]
(一部加筆)

3.5. 単斜晶 ZrO₂ 相を含む微粒子

1号機 PCV 貫通部(X-2)堆積物サンプルで検出された単斜晶 ZrO₂ 相を含む U 含有粒子の Z コントラスト像を図 18、U 及び Zr の EDS マッピングの結果を図 19、点分析結果を図 20 に示す。電子線回折とその他の分析結果を踏まえ母相(図 18 の点①~③を含む領域)は立方晶 (U,Fe,Cr)O₂、④は単斜晶 ZrO₂ と推定された。

当該粒子は **Zr** を含有していることから、溶融凝固過程により形成されたと推定した。また、この粒子は立方晶 $(\text{U,Fe,Cr})\text{O}_2$ 、④に示す単斜晶 ZrO_2 が共存しており、相分離により生成したと考えると図 21 の $\text{ZrO}_2\text{-UO}_2$ 系擬二元系状態図 [8] を踏まえ、次のプロセスが考えられる。まず高温で液相状態であった U-Zr-O は冷却されると立方晶 $(\text{U,Zr})\text{O}_2$ に変化する。その後の冷却過程で立方晶 $(\text{U,Zr})\text{O}_2$ 、正方晶 $(\text{Zr,U})\text{O}_2$ に分離したと考えられる。その後、正方晶から単斜晶 ZrO_2 に変化したものと考えられる。

立方晶 $(\text{U,Zr})\text{O}_2$ と正方晶 $(\text{Zr,U})\text{O}_2$ の分離が生じる程度にゆっくりと冷えたと考えられ、1号機で落下した燃料デブリの熱量が大きいことや注水が長期間なされなかったことと関連している可能性がある。

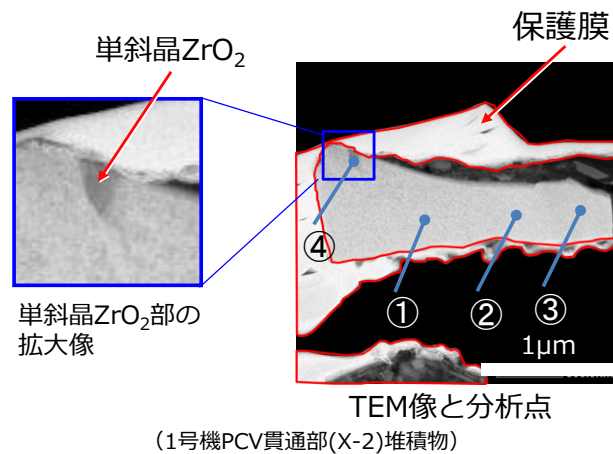


図 18 Z コントラスト像
(1号機 PCV 貫通部(X-2)堆積物上微粒子)

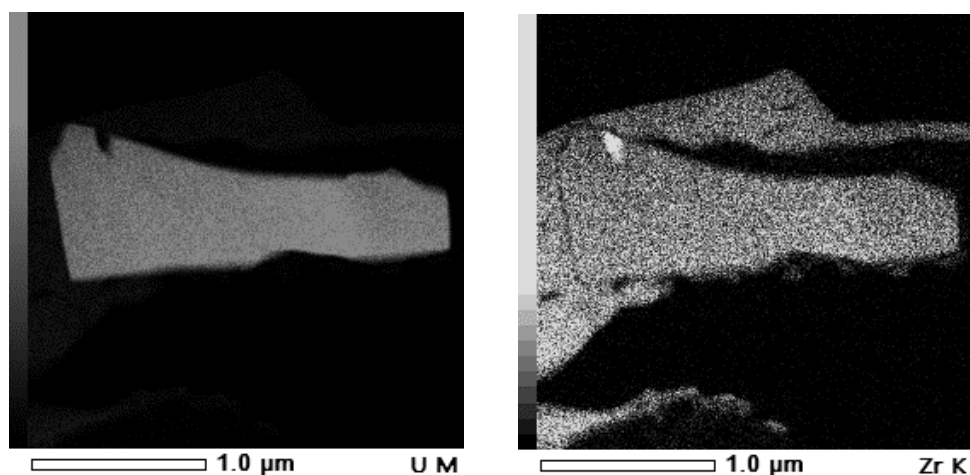


図 19 EDS マッピング
(1号機 PCV 貫通部(X-2)堆積物上微粒子)

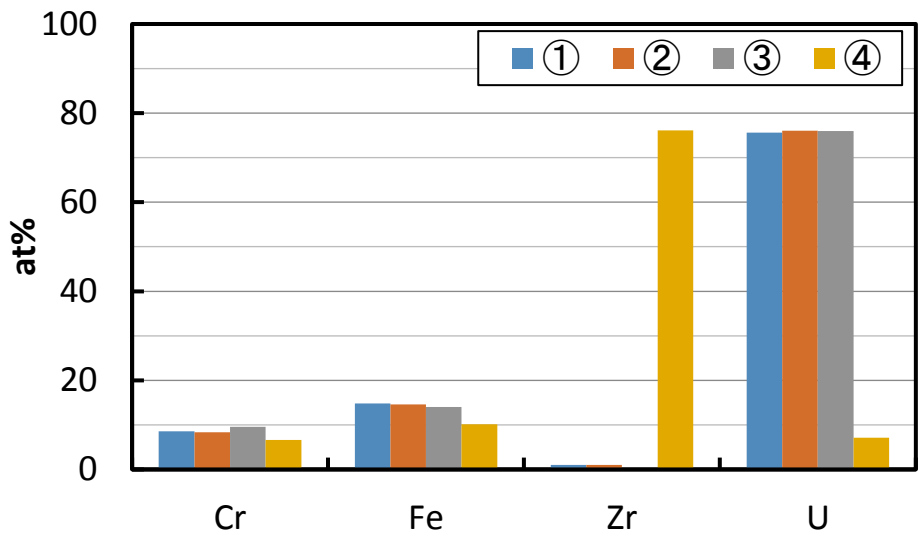


図 20 点分析結果
(1号機 PCV 貫通部(X-2)堆積物上微粒子)

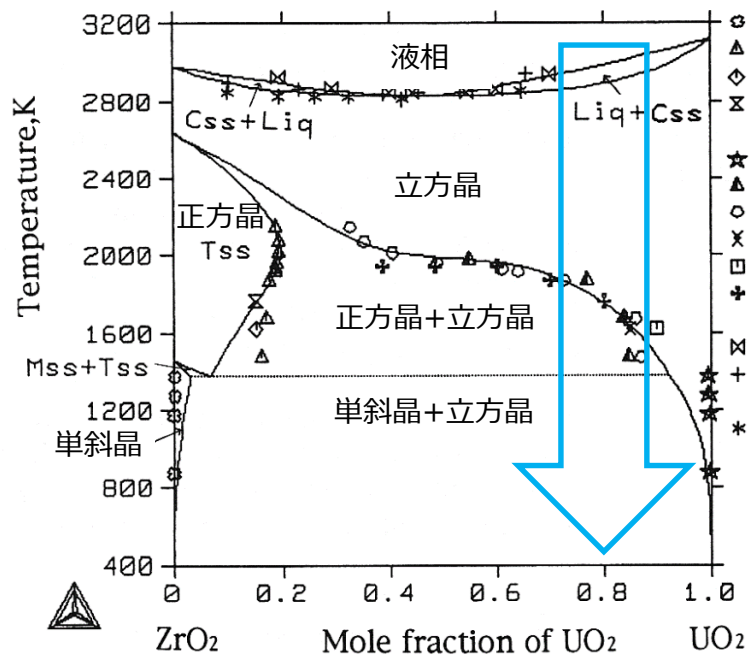


図 21 ZrO_2 - UO_2 系擬二元系状態図[8]
(一部加筆)

3.6. 燃料棒成分と鋼材成分が溶け合った多成分の粒子

2号機オペレーティングフロア上では、鋼材成分(Fe,Cr)と燃料棒成分(U,Zr)が溶け合った粒子が見つかった。図 22 に TEM 像を示す。電子線回折と元素分析の結果、TEM 像で白く見える立方晶(U,Zr,Fe,Cr)O₂と灰色の FeCr₂O₄の混合相で構成されていることが分かった。

この粒子は Zr を含有することから熔融凝固のプロセスで生成したと考えられる。また、立方晶(U,Zr,Fe,Cr)O₂と FeCr₂O₄とが数十 nm の領域で入り組んで混在していることが特徴的である。これは U-Zr-Fe-Cr-O 系溶融体が冷却される過程で相分離したものと考えられ、燃料が鋼材を巻き込んで燃料デブリを形成したという既存の知見と整合している。

なお、析出物サイズは冷却速度に依存することから、析出物サイズと冷却速度の関係が試験等で明らかになれば、粒子生成時の冷却速度の推定に役立つ可能性がある。

FeCr₂O₄ 立方晶(U,Zr,Fe,Cr)O₂

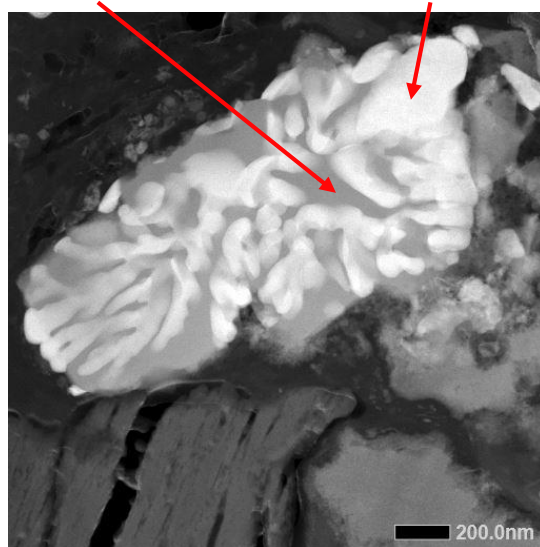


図 22 TEM 分析結果

(燃料棒成分と鋼材成分が溶け合ったように見える粒子)

3.7. 蒸発凝縮過程により生成した粒子

汚染物試料分析では、熔融凝固過程を経たと推定される粒子の他に、蒸発凝縮過程を経たと推定される粒子も確認されている。図 23 は 2号機原子炉建屋オペレーティングフロア上で見つかった粒子の TEM 像である。いずれも直径数 μ m で丸みを帯びた形状であり、Zr をほとんど含まない U 含有粒子であることから、蒸発凝縮過程を経たと推定した。粒子 A は全体としては球状であるが、細部を見ると直径約 100nm の U 酸化物粒子が凝集したような組織を持ち、その

隙間に Fe 酸化物が存在する。粒子 B は粒子 A と比較して比較的緻密な組織を持つ球状の粒子である。また、球状の U 含有粒子の周囲に暗い灰色に見える Fe 酸化物が存在している。

以上の観察結果から粒子 A、B は次のような過程で生成した可能性がある。すなわち、事故時の高温により燃料中の U 成分の蒸気圧が高くなり、一部が蒸発するが直ちに凝固し UO_2 の微小粒子を生成する。これら微小粒子が Fe 酸化物等を巻き込みながら凝集したものと考えられる。その後、粒子 B においては Fe 酸化物を掃き出しながら凝集粒子が結晶成長したと推定される。

C の粒子（立方晶 UO_2 ）は結晶成長の観点では、A、B の中間的な状態のように考えられる粒子であるが、立方晶 UO_2 の弓形の粒子の近傍に非晶質 SiO_2 粒子が存在する点が異なっている。その形状から非晶質 SiO_2 の球状粒子の表面に立方晶 UO_2 が蒸着されたものが、後に分離し生成した可能性がある。

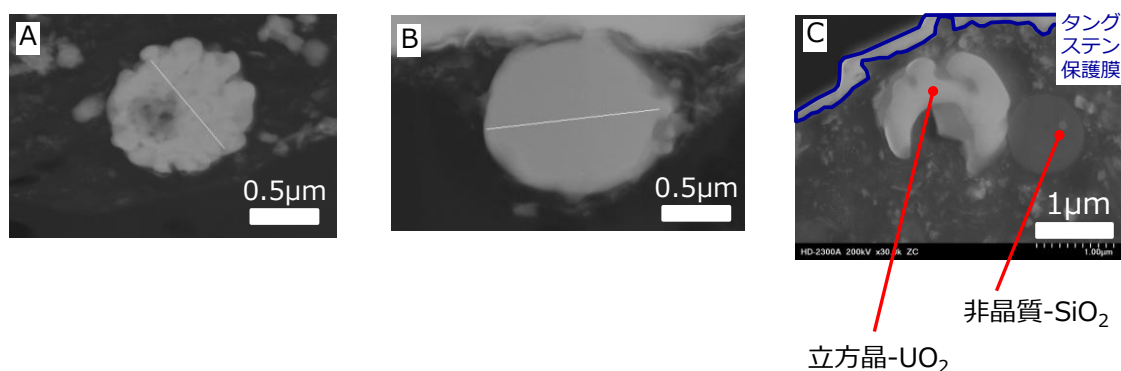


図 23 蒸発凝縮過程を経たと推定した粒子

3.8. 鉄を主成分とした微粒子

燃料成分である U や Zr の他に、炉内構造物等の成分である鉄に着目した分析を通じて事故進展に関する情報が引き出せる可能性がある。

2 号機オペレーティングフロア上の養生シートで見つかった U を少量含有する鉄を主成分とした球状の粒子を図 24 に示す。TEM-EDS、電子線回折の結果から体心立方晶の純 Fe とスピネル構造の Fe_3O_4 が隣接して存在していることが分かった。

この粒子は球形であることから熔融を経験していると考えられる。この場合、高温で熔融した液相 Fe-O が、冷却され FeO 固相となり、さらに冷却される過程で Fe と Fe_3O_4 に相分離したと考えられる。図 25 に示す Fe-O 系の酸素ポテンシャル-温度関係を参照すると、凝固時に FeO 固相となりうるのは、水素、水蒸気 の分圧比 $p(\text{H}_2)/p(\text{H}_2\text{O})$ が 0.02~1 の範囲である。厳密には不純物等の影響も

考慮する必要があるが、凝固時には水蒸気分圧が水素分圧より高い雰囲気であったと考えられ、本粒子生成時の炉内状況は完全に水素ばかりの環境ではなく、水蒸気が豊富に存在したと考えられる。

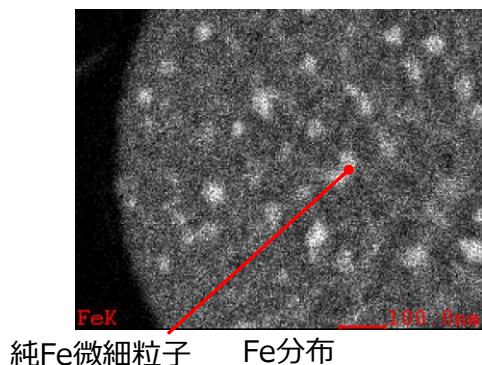


図 24 鉄を主成分とした微粒子

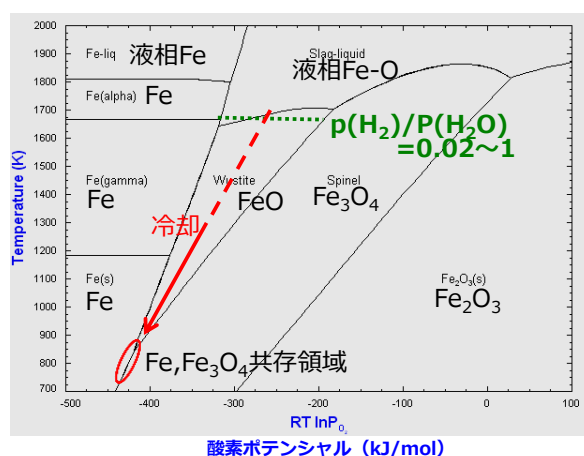


図 25 Fe-O 系の酸素ポテンシャル-温度図

3.9. 環境中の不溶性 Cs 粒子に関する検討

発電所構外の環境中で非晶質 SiO₂ を母材とし放射性 Cs を含有する 1~10 μm の球状の不溶性 Cs 粒子 (タイプ A) が発見されている (図 26)。なお、Cs 濃度は低いものの同様の球状 Si 粒子が 2 号機オペレーティングフロアの試料中からも見つかっている (図 27)。U 含有粒子と同じように不溶性 Cs 粒子 (タイプ A) も事故時に生成したものであり、その粒子の生成プロセスを検討することによって事故進展の検討に役立つと考えられる。当時の気象状況や、構成元素の起源を踏まえると、不溶性 Cs 粒子 (タイプ A) は 2 号機由来と考えられる。

2 号機の原子炉圧力及び格納容器圧力の推移をエラー! 参照元が見つかりません。に示す。事故進展を踏まえると、RPV 内で Si と Cs が反応して粒子化し、

PCV 圧力が上昇しているタイミングで PCV に移行し、急冷過程を経て、環境中に放出されたと考えられる。ある程度の高温になると燃料から Mo が放出される。このような状況では、Cs と Mo の親和性が高く、生成される SiO₂ 粒子に Cs が含まれないと考えられる。したがって粒子が PCV に移行した際の温度、雰囲気の状態は、SiO₂ の液化温度以上、燃料からの Cs 放出温度以上、Mo 放出温度以下(雰囲気依存)、つまり水素が多く 1500~2300℃の温度領域にあった可能性がある (詳細については添付資料 5 別紙 1 を参照)。

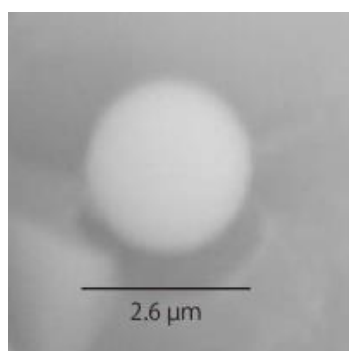


図 26 不溶性 Cs 粒子 (タイプ A) [9]

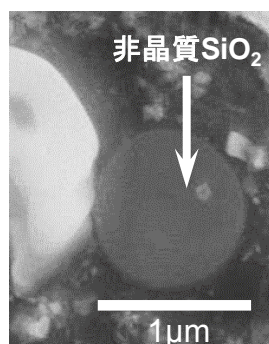


図 27 2号機オペレーティングフロアで見つかった非晶質 SiO₂ 粒子

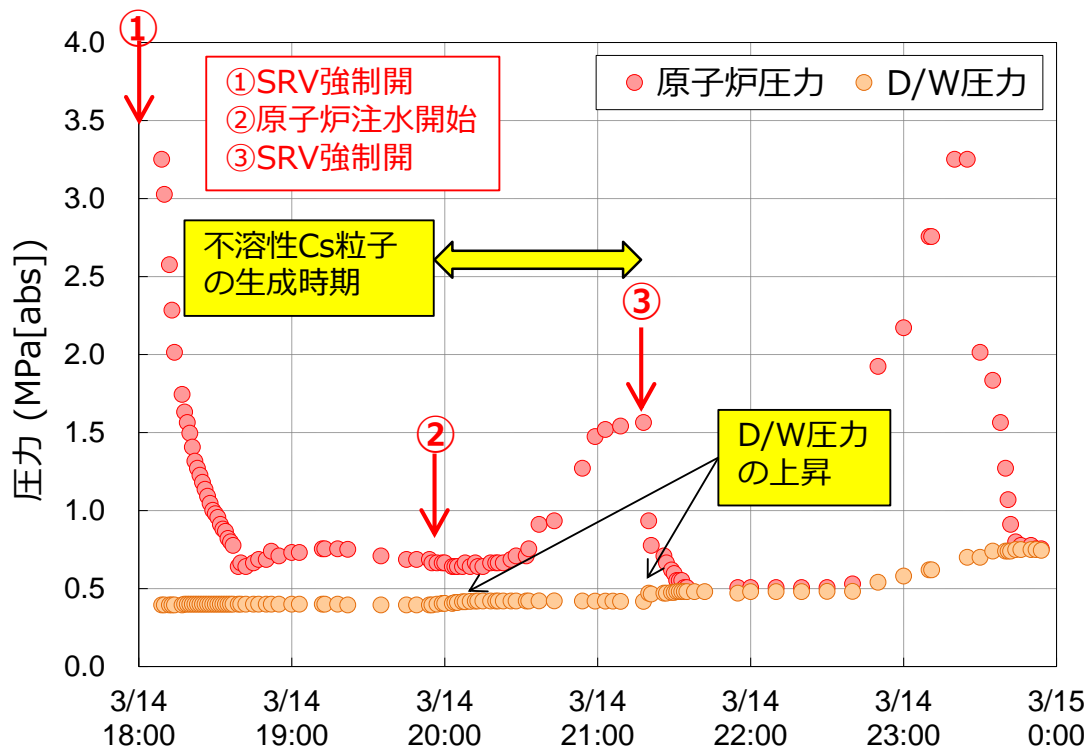


図 28 2号機の原子炉圧力及び格納容器圧力

4. まとめ

1F 構内のサンプルの分析結果や、環境中で観測された不溶性 Cs 粒子の報告をもとに、燃料デブリの状態や事故進展の理解に役立つ知見を引き出すことを目的とした検討を行った。その結果以下のようなことが分かった。

<燃料デブリの状態にかかる知見>

- ・ 滞留水中の α 汚染源の多くは粒子状で存在し、ろ紙で 9 割以上除去できるものであった。U は立方晶 UO_2 の形で化学的に安定であり、経年で変化する可能性は小さい。
- ・ 試料中の U 同位体比 (U235/全 U) にかかる分析の結果から、燃料溶融により U 同位体の混合が進んだものと考えられる。

<事故進展にかかる知見 (放射性微粒子の生成プロセス評価より) >

RPV/PCV 内の化学的環境 (水素/水蒸気比等) が時間や場所に応じて変化したと考えられる結果を得た。

- ・ 1号機では水素が多い環境で生成したと考えられる粒子を確認しており、当該粒子は事故初期原子炉への注水が十分でなかったことと関連する可能性がある。

- ・ 2号機では水蒸気が多い環境で生成したと考えられる粒子と、水素が多い環境で生成したと考えられる粒子を確認。不溶性 Cs 粒子の生成時期は、燃料の温度上昇初期と考えられ、生成時の RPV 内環境の手がかりになると考えている。

5. 参考文献

- [1] 東京電力, “廃炉・汚染水対策チーム会合 第 56 回事務局会議 資料 3-3 燃料デブリ取り出し準備, 1~3 号機原子炉格納容器内部調査関連サンプル等の分析結果”,
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/committee/roadmap_progress/pdf/2018/d180726_08-j.pdf (2018 年 7 月 26 日)
- [2] 東京電力, “廃炉・汚染水対策チーム会合 第 66 回事務局会議 資料 3-3 燃料デブリ取り出し準備, 福島第一原子力発電所の原子炉格納容器内等で採取された試料の分析”,
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/committee/roadmap_progress/pdf/2019/d190530_07-j.pdf (2019 年 5 月 30 日)
- [3] 東京電力, “廃炉・汚染水対策チーム会合 第 84 回事務局会議 資料 3-3 燃料デブリ取り出し準備, 1~3 号機格納容器内部調査関連サンプル等の分析結果”,
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/committee/roadmap_progress/pdf/2020/d201126_08-j.pdf (2020 年 11 月 26 日)
- [4] 東京電力, “廃炉・汚染水・処理水対策チーム会合 第 101 回事務局会議 資料 3-3 燃料デブリ取り出し準備, 福島第一原子力発電にて取得した試料の分析”,
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/committee/roadmap_progress/pdf/2022/d220427_08-j.pdf (2022 年 4 月 27 日)
- [5] 東京電力/JAEA 「debrisWiki」 <https://fdada-plus.info/wiki/>
- [6] 仲吉ら, “平成 29, 30 年度福島第一原子力発電所の炉内付着物の分析; 平成 28 年度補正予算「廃炉・汚染水対策事業費補助金」(燃料デブリの性状把握・分析技術の開発)”, <https://doi.org/10.11484/jaea-data-code-2021-011>, JAEA (2022)
- [7] A. Skokan, High-temperature phase relations in the U-Zr-O system, 5th Int. Meeting on Thermal Nuclear Reactor Safety, Karlsruhe, FRG (1984).
- [8] M. Yamashita, et al., J. Amer. Ceramic Soc., 79 (1996) 521.
- [9] Adachi, Kouji, et al. "Emission of spherical cesium-bearing particles

from an early stage of the Fukushima nuclear accident." Scientific reports 3.1 (2013): 1-5.

不溶性セシウム粒子タイプ A の生成メカニズムに関する現象論的考察

本資料は、当初論文投稿用に準備された。しかしながら、既知情報から事故時における FP の挙動を理解するために適用できる情報を導く議論であるため、本資料としてまとめることが適当と判断した。

1. はじめに

2011 年の福島第一原子力発電所事故後、福島地区や首都圏において広く放射性セシウムを含む微粒子が発見され、環境科学者らによりその組成や構造が報告されている[1]~[10]。これらの粒子は、タイプ A とタイプ B とに大別され、タイプ A は、比較的球形で比放射能が高く、直径約 1~10 μm のガラス質の SiO_2 ベースを母材に持っている特徴づけられており、タイプ B は比放射能が比較的 low、数百 μm の非球形の形状をした大粒子と特徴づけられている[3]。

タイプ B は Cs-134/Cs-137 比等から 1 号機から生成したものと評価され、その不定形な形状、および分布域から爆発時に放出したと推定されている[3]。一方、タイプ A に関しては、 Cs-134/Cs-137 比から 2 号機か 3 号機から生成し、その球状の形態から SiO_2 が溶融する高温領域で形成したと推定されている[3]。

ここで、これらの不溶性 Cs 粒子の形成過程を推定することは、不溶性 Cs 粒子の環境への影響を評価する上で重要である。形成過程については圧力容器内過程 (In-RPV 過程)、溶融炉心コンクリート反応過程 (MCCI 過程)、フィルター火災過程などが提唱されているが、まだ明確になっていない。不溶性 Cs 粒子の形成過程を検討する上で、プラント情報と粒子内部の分析結果 (粒子表面の分析結果は、表面の付着元素やコンタミなどの情報が強調されるため、粒子の本来の情報を示していない) が重要である。

上述の 3 つの形成過程のうち、非常用ガス処理系 (SGTS) のフィルター火災による形成過程が報告されている[11]。しかしながら、SGTS フィルタートレインの現地調査の結果、損傷がないことが確認され[12]、この仮説は明確に否定された。すなわち、不溶性 Cs 粒子は、In-RPV 過程か MCCI 過程により形成されたものと考えられる。MCCI 過程で形成された場合、 SiO_2 の起源はコンクリートと考えられ、球状という形状を考えると融体が固化したと考えるのが妥当であり、コンクリート融体が気相へ移行する際の構成元素の変化は小さいと考えられる。したがって、MCCI 過程と仮定する場合、不溶性 Cs 粒子は Ca や Al などのコンクリート構成元素を相当量含んでいるべきと考えられる。一方、In-RPV 過程の場合、炉内にこれらの元素を含む構成物がないことから、これらの元素はほとんど含まないと考えられる。

タイプ A の不溶性 Cs 粒子の組成に関する報告値[4],[5]を表 1 に示す。い

れも、組成がほぼ等しく、約 70wt%のシリカベースに約 10wt%の亜鉛酸化物および鉄酸化物、3~10wt%のセシウム酸化物、1~3wt%程度のスズ酸化物、ルビジウム酸化物、カリウム酸化物並びに塩素を含んでいる一方、タイプ B にみられるような Ca や Al はほとんど含まれないか、ごく微量含む試料が僅かに示されている程度であり、SiO₂に対する Ca や Al の量は、コンクリート中の組成に比べて明らかに低い。このことは、おそらくタイプ A とタイプ B のシリカの起源が異なっていることを示しているが、これらの起源は明確でない。すなわち、起源が明確でない Si をはじめ、Zn や K、Cl の起源を知ることは、不溶性 Cs 粒子の生成場所や条件の絞り込みに役立つと期待され、その生成メカニズム検討において重要であると考えられる。

ここでは、福島第一原子力発電所事故における不溶性 Cs 粒子のうち、タイプ A に分類される球状の不溶性 Cs 粒子の形成メカニズムに着目し、報告された粒子の組成と粒子が形成したと想定される領域に存在する元素などのプラント情報に基づく形成元素とを比較することにより、その形成場所、形成過程を評価し、事故時においてその過程で形成された粒子の量を評価した。

2. 現象論的形成メカニズムの考察

2.1. In-RPV 過程対 MCCI 過程

不溶性 Cs 粒子がガラス状シリカをベースとする粒子であることから、シリカガラス球が形成する過程を検討する。高温においてシリコンが蒸発し、シリカガラス球の形成を仮定するメカニズムとして二つの可能性がある。一つは RPV 内で形成するメカニズム (In-RPV 過程) であり、もう一つは MCCI によるもの (MCCI 過程) である。ここで、試料の捕獲時刻が明確な試料の情報は次のようにまとめられる。

- 1) つくばでの不溶性 Cs 粒子捕獲時刻が 2011 年 3 月 14 日の 21:10 から 3 月 15 日の 9:10、世田谷区で 3 月 15 日 0:00 から 16:00 であり、3 月 14 日の夜に放出されたものと評価されている[1],[10]
- 2) 2 号機における燃料溶融開始時期は 3 月 14 日夜と評価されている(添付資料 2-4、添付資料 3 参照)
- 3) 3 号機のドライウェル (D/W) の CAMS 指示値の変化から、3 号機の燃料は 3 月 14 日 4 時 10 分時点で格納容器に落下していた可能性が考えられる。

したがって、不溶性 Cs 粒子は In-RPV 過程であれば 2 号機において、MCCI 過程であれば 3 号機において生じたものと考えられる。表 2 に環境研究で見られている主な知見とそれらに対するギャップを想定メカニズム (In-RPV 過程並びに MCCI 過程) 毎にまとめた。これらの形成過程に関する仮定の妥当性を示す

ためには、それぞれの機構において、次項以降に示すような元素、化合物の存在/不在を検討する必要がある。

2.2. 起源が不明確な元素に関する検討

タイプ A の不溶性 Cs 粒子は、表 1 に示すように、約 70wt%-SiO₂ の SiO₂ ガラスの母材からなり、Al や Ca などの他の天然由来元素は含んでいない。コンクリートが Si の起源であると仮定すると、3 章に示すように、蒸発凝縮過程あるいは MCCI 過程における濃縮過程において、粒子から Ca などが失われる機構を説明することは困難であり、Al についても同様と推定される。一方、Si が SUS 中に添加されている Si (1wt%以下含有) 起源であると仮定すると、Si の蒸気圧が低いことから、SUS 等の融点よりも高い温度まで加熱する幾何学構成を仮定する必要があると思われる。

表 1 タイプ A の不溶性 Cs 粒子の組成

	unit: wt%						
	Yamaguchi, et al.		Kogure, et al.				
	NWC-1	CB-8	P6-6 (ave.)	G3-8 (ave.)	W-01 (ave.)	P6-6 (Center)	P6-6 (Cs-max)
SiO ₂	69.3	73.3	72.7	64.8	61.3	80.5	65.9
Cl	1.4	0.7	0.5	1.1	1.0	0.3	0.7
K ₂ O	1.9	1.4	1.2	1.2	0.8	1.6	0.7
Fe ₂ O ₃	8.6	7.2	7.2	7.8	9.1	6.6	7.5
ZnO	11.0	11.4	7.9	12.0	12.0	6.7	9.0
Rb ₂ O	1.3	1.2	1.4	1.4	1.2	1.4	1.0
SnO ₂	1.4	1.5	2.0	3.3	3.0	1.3	2.8
Cs ₂ O	3.4	3.3	7.2	8.5	11.7	1.6	12.4

(酸素を除く元素の合計を100at%に規格化)

	Yamaguchi, et al.		Kogure, et al.				
	NWC-1	CB-8	P6-6 (ave.)	G3-8 (ave.)	W-01 (ave.)	P6-6 (Center)	P6-6 (Cs-max)
Si	75.7	78.9	79.8	73.0	70.7	84.7	75.5
Cl	2.6	1.3	0.9	2.1	2.0	0.5	1.4
K	2.6	1.9	1.7	1.7	1.2	2.1	1.0
Fe	7.1	5.8	5.9	6.6	7.9	5.2	6.5
Zn	8.9	9.1	6.4	10.0	10.2	5.2	7.6
Rb	0.9	0.8	1.0	1.0	0.9	0.9	0.7
Sn	0.6	0.6	0.9	1.5	1.4	0.5	1.3
Cs	1.6	1.5	3.4	4.1	5.8	0.7	6.1

亜鉛に関しては、1Fでは、冷却水に亜鉛は注入されておらず、また燃料や炉心構成材料には亜鉛を含んだ合金は使われていない。したがって、In-RPV過程において通常運転時の亜鉛源のみから亜鉛の存在を説明することは困難である。一方、亜鉛コートを施した炭素鋼はPCVのペデスタル内のグレーチングに用いられている。これがMCCI過程により生じた場合の根拠となりうるものと考えられる。

さらに、タイプAの粒子がKおよびClを含有することも不可解である。これらの元素は通常、原子炉材料設計において存在しない。これらは海水注入による可能性も否定できないが、NaやMgが含まれないことから、海水注入の影響は小さいものと考えられる。

表 2 想定メカニズムと組成・組織に関する不可解

環境研究で得られた 主要な知見		想定メカニズム（材料化学に関する不明点）	
		高温気相反応 (2号機RPV)	溶融燃料- コンクリート反応 (3号機MCCI)
粒子の観測状況		首都圏での捕獲時刻(つくばにおいて3/14 21:10-3/15 9:10)は2号機3/14夜の放出事象と対応	3号機オペフロダストフィルター調査でCs含有粒子を確認(不溶性Cs粒子かどうかは未確認)
組成 および 組織 の特徴	主成分はSiO ₂ (SiO ₂ ~70wt%)	•SiO ₂ の起源は鋼材添加元素? •鋼材融点では低蒸気圧	•SiO ₂ の起源はコンクリート? •Al, Ca排除の説明性
	高濃度Zn含有 (ZnO~10wt%)	•冷却水へのZn注入せず •亜鉛塗料の可能性	•グレーチング溶融亜鉛メッキの可能性
	Fe含有、Cr不在 (Fe ₂ O ₃ ~10wt%)	•腐食生成物(クラッド)の可能性	•グレーチング母材(炭素鋼)の可能性
	FP成分の含有率 (Cs/Rb>>Ba/Mo)	•FP構成の説明性	•同左
	特異成分含有 (K, Cl)	•海水成分由来ならNaは?	•同左
	Bの不在?	•B ₄ C制御材挙動の説明性	•同左
	多成分球形ガラス	•RPV高温下での蒸発凝固	•MCCIによる高温下での蒸発凝固
	ZnFe ₂ O ₄ 相分離	•相分離抑制;急冷却? •急冷却のタイミングはS/C移行時等	•ZnFe ₂ O ₄ ナノ結晶の成因は?

2.3. フランクリナイト組成の形成

Zn、Fe が観察されているタイプ A の不溶性 Cs 粒子の透過型電子顕微鏡 (TEM) 観察において、完全なガラス構造を示す報告[4]と、粒子内にフランクリナイト (ZnFe_2O_4) 分離相の存在を示す報告[6]がある。これらの二つの異なる TEM 観察結果について、形成過程は単一で、僅かな温度や冷却速度の違いにより生じたものと考えている。また、完全なガラス構造の粒子を 900°C で加熱したところ、 ZnFe_2O_4 分離相が出現したという報告[13]や TEM 観察における電子線による損傷により ZnFe_2O_4 分離相が出現したという報告[8]があることから、観察時の試料温度上昇により試料内に ZnFe_2O_4 分離相が出現した可能性も考えられる。

ZnFe_2O_4 の分離挙動を確認するために、タイプ A の不溶性 Cs 粒子と同じ組成となるように調製した試料を Pt りつぼに入れて加熱、熔融し、りつぼごと水冷により急冷した試料を TEM により観察した結果が報告されている[14],[15]。これによると、冷却し難い試料中央部では、図 1 に示すように、ガラス質母材中に直径 10-50

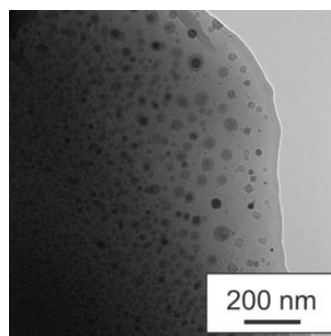


図 1 不溶性 Cs 粒子模擬試料中のフランクリナイト析出試験結果[15]

nm サイズの ZnFe_2O_4 のナノ析出物が観測された。Zn や Fe が存在する状態で完全なガラス相を形成するには、主蒸気逃がし安全弁 (SRV) が開いたタイミングに RPV からサプレッションチャンバー (S/C) に高圧ガスが放出されるような、高温からの急冷が必要である。

2.4. 無機亜鉛含有塗料

上述のように、全体がガラス構造の粒子は高温領域を持つ RPV 内で形成され、SRV が開くことにより急激に冷却されたと考えられる一方、亜鉛を使用した材料は RPV 内には存在せず、また冷却水にも亜鉛は含まれていない。そこで、RPV につながる系統のどこかに亜鉛を含む材料が存在するか調査した結果、建設記録に無機亜鉛を多く含む塗料が、福島第一の 1 号機から 3 号機のサプレッションチャンバー (S/C) 内壁に塗布されていることを見出した。建設記録に基づいて調製された表 3 に示す亜鉛含有塗料コーティング試料を用いた 140°C における 30 時間の溶出試験結果[16]によると、約 5~6wt% の Zn、8~12wt% の Si が、15~25wt% の K が、92~93wt% の Cl が溶出することが示されている。したがって、原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の水源を復水貯蔵タンク (CST) から S/C に切り替えた 2 号機では (他号機と異なり)、RCIC 稼働中に RPV 内の沸騰表面

に上記元素が沈着したものと推定した。この機構を仮定すると、タイプ A の不溶性 Cs 粒子構成元素の Si、Zn、K および Cl の存在を説明することができる。

表 3 S/C 内面の亜鉛含有模擬塗膜の組成と溶出率

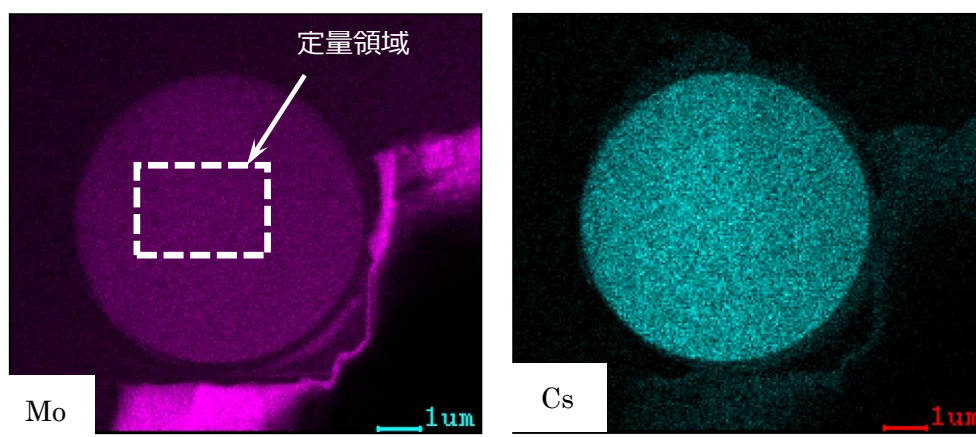
		Sample No.	Zn	Si	K	Mg	Ti	Al	Cl
塗料組成 [15, 17] (wt%)	実験前	1	79	4.3	0.13	0.03	0.06	1.4	0.17
		2	78	4.0	0.16	0.03	0.07	1.6	0.13
	実験後	1	74	3.8	0.11	0.01	0.05	1.4	0.012
		2	74	3.7	0.12	0.01	0.05	1.4	0.010
溶出率(%)		1	6	12	15	67	17	0	93
		2	5	8	25	67	29	13	92
		ave.	6	10	20	67	23	6	93

3. セシウム化学の検討

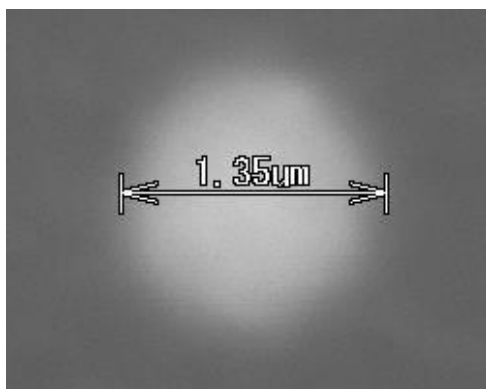
FP は一般に蒸発特性により 4 つのグループに分類される[17],[18]。第一グループは、Xe、Kr、Cs、I、Te、Sb、Ag、Cd および Rb のような揮発性 FP であり、第二グループは Ba、Mo、Tc、Rh および Pd などのような難揮発性 FP、第三グループは Ru、Ce、Sr、Y、Eu、Nb および La などのような低揮発性 FP、第四グループは Zr、Nd および Pr のような不揮発性 FP である。この蒸発挙動の違いにより、粒子形成時の RPV 内の蒸気相組成が Cs>>Ba であったと思われる。他方、タイプ A の不溶性 Cs 粒子は Cs と Rb を含んでいるが、Ba の含有はほとんどないか TEM/EDS の検出限界以下であり、タイプ A の不溶性 Cs 粒子内の FP 組成も Cs>>Ba である。このように、タイプ A の不溶性 Cs 粒子内の組成と RPV 内の蒸気相組成とが整合している。また、酸化燃料からの Cs の放出は約 1500°C から顕著となり[18],[19]、Ba の放出は 2300°C 程度の温度が必要となる[18]。このように、タイプ A の不溶性 Cs 粒子は、2 号機の RPV 内において、燃料温度約 1500~2300°C の範囲で形成したと考えられる。この温度領域ではセシウムシリケートよりも熱力学的に安定なセシウムモリブデートを形成することにより不溶性 Cs 粒子の形成を抑制する Mo の放出も少ない。

Mo の存在が不溶性 Cs 粒子の形成を抑制することは、実験的にも確認されている。SiO₂ を母材とする不溶性 Cs 粒子形成メカニズム把握のための模擬試験法[14]を用いて、Mo 蒸発源を加えた試験を行った結果、図 2(a)に示すように Si をわずかにしか含まない Mo-Cs-O 粒子が形成された[14]。Mo が金属状態である雰囲気下で 1500~2300°C の温度範囲では、Cs は酸化燃料から放出されるが Mo の蒸気圧は低く、Cs-Si-O が形成され、さらに温度が上昇し、Mo 蒸気圧

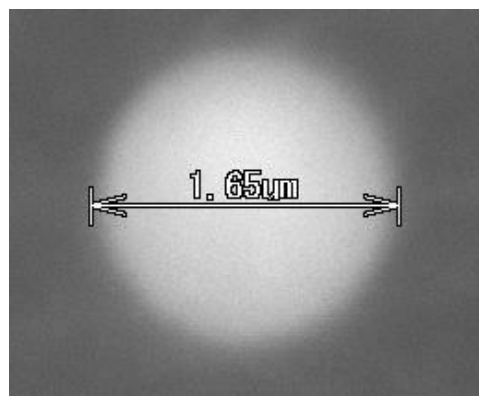
が高くなると Cs-Si-O の形成が抑制される、あるいは Cs-Si-O から Cs-Mo-O に変化するものと考えられる。また、Cs-Si-O 発生源に無機亜鉛含有塗膜やコンクリートの影響を想定して蒸発源に Zn や Ca を加えた実験を行った結果、図 2(b) および(c)に示すように、Cs-Si-O 粒子中に Zn、および Ca が含まれることが示されている[14]。すなわち、首都圏で観測されたタイプ A の不溶性 Cs 粒子中に Ca が観察されていないことから、この粒子の発生機構として発生源に Ca を含有する MCCI 過程の可能性は低いと判断される。



(a) Mo and Cs distribution on cross section of generated Mo-Cs-O particle with TEM
(Mo:46%, Cs:53%, Si:1%)



(b) SEM image of Zn containing Cs particle
(Si:56%, Cs:17%, Zn:22%)



(c) SEM image of Ca containing Cs particle
(Si:69%, Cs:29%, Ca:1%)

(単位 : at%-金属元素)

図 2 不溶性 Cs 粒子形成に及ぼす Mo、Zn および Ca の影響[15]

この他、事故時に炉内に存在する重要な元素として、Cs-Si-O や Cs-Mo-O よりも熱力学的に安定な Cs-B-O を形成する[20] B が挙げられる。B の挙動に関

しては、通常二つの過程がある。一つは制御棒における B_4C -SUS 反応による溶解過程であり [21]、一つは制御棒溶解後の B_4C -水蒸気反応により形成した HBO_2 としての蒸発である。燃料溶解初期の還元雰囲気においては、 B_4C -SUS 反応が支配的であると考えられ、B は Cs - Si - O の形成には関与しないと考えられる。一方、水蒸気雰囲気が強くなり、 B_4C -水蒸気反応による蒸発が支配的な場合は Cs - B - O が形成し、 Cs - Si - O の形成が抑制される。

これらのことから、首都圏で観測されたタイプ A の不溶性 Cs 粒子は、2号機における燃料溶解初期に In-RPV 過程により形成した可能性が高いと判断される。

4. 2号機における材料挙動の推定

上述のように、首都圏で観測されたタイプ A の不溶性 Cs 粒子が 2号機の RPV 内で形成した可能性が高いと考えられる。そこで、2号機における材料挙動の経緯を以下にまとめる。

通常運転時には、Cs のほとんどは、燃料結晶粒内に保持され、一部結晶粒界に析出する。鉄 CRUD は、炭素鋼配管の腐食、並びに腐食生成物の冷却水流による RPV への移行、被覆管沸騰表面での析出により生じる。

2011年3月11日14:46の震災の後、RCICは稼働しており、冷却水の供給源として CST が当初使われていたが、2号機のみ CST から S/C へ切り替えている。また、2号機の RCIC 稼働中、S/C 水温が約 $140^{\circ}C$ に上昇したと推定される。これにより、S/C 内壁に塗布された無機 Zn 含有塗膜から Si、Zn、K、および Cl のような元素が S/C 水中に溶出し、冷却水とともに RPV に移行し、被覆管沸騰表面に沈着したものである。

RCIC は 3月14日の9時ごろ停止し、RPV 圧が上昇し始めた。その後、RPV の強制減圧が 3月14日の18時に行われ、炉心過熱が開始した。図 3 は 2号機強制減圧後の圧力測定データを示す。図中、(1)で SRV 強制開 (18:02)、(4)で注水再開 (19:54)、(5)で SRV 閉鎖 (20:15 頃)、(6)で炉内蒸気、水素発生 (20:15 ~ 21:20 頃)、(7)で SRV 強制開 (21:20 頃) と評価されている。このうち、RPV 圧と PCV 圧が上昇している 20:00 ~ 21:20 の間 ((4) ~ (7)) はタイプ A の不溶性 Cs 粒子の形成時期と考えられ、次のような現象が生じたものと推定される。

- ・ 燃料棒内圧や材料間反応による被覆管の破れ (Cs、Rb などの FP の放出経路の形成)
- ・ 被覆管からの鉄 CRUD の蒸発 (Fe 源の気相への移行)
- ・ 被覆管表面に沈着した塗膜成分の被覆管からの蒸発 (Si、Zn、K 及び Cl 源の気相への移行)
- ・ 被覆管成分の蒸発 (Sn 源の気相への移行)

- ・ 揮発性 FP の放出 (Cs および Rb 源の気相への移行)
- ・ 多元系蒸気相の反応、凝縮、SiO₂ ガラスを母材とする Cs 含有液相緻密化 (完全ガラス微細粒子の形成)
- ・ 3月14日 21:20 頃の SRV 開における大量の水蒸気と非凝縮ガスを伴った微細粒子の S/C への放出 (RPV 内の高温ガス相から S/C 内の低温水相への数秒間での移動による微細粒子の急冷)

球状の SiO₂ を母相に持ち、Zn 及び Fe を含むにも拘らず ZnFe₂O₄ 析出物がなく、K や Cl を含有し、Ca を含有しないタイプ A の不溶性 Cs 粒子は、上述の過程で形成されたと推定される。

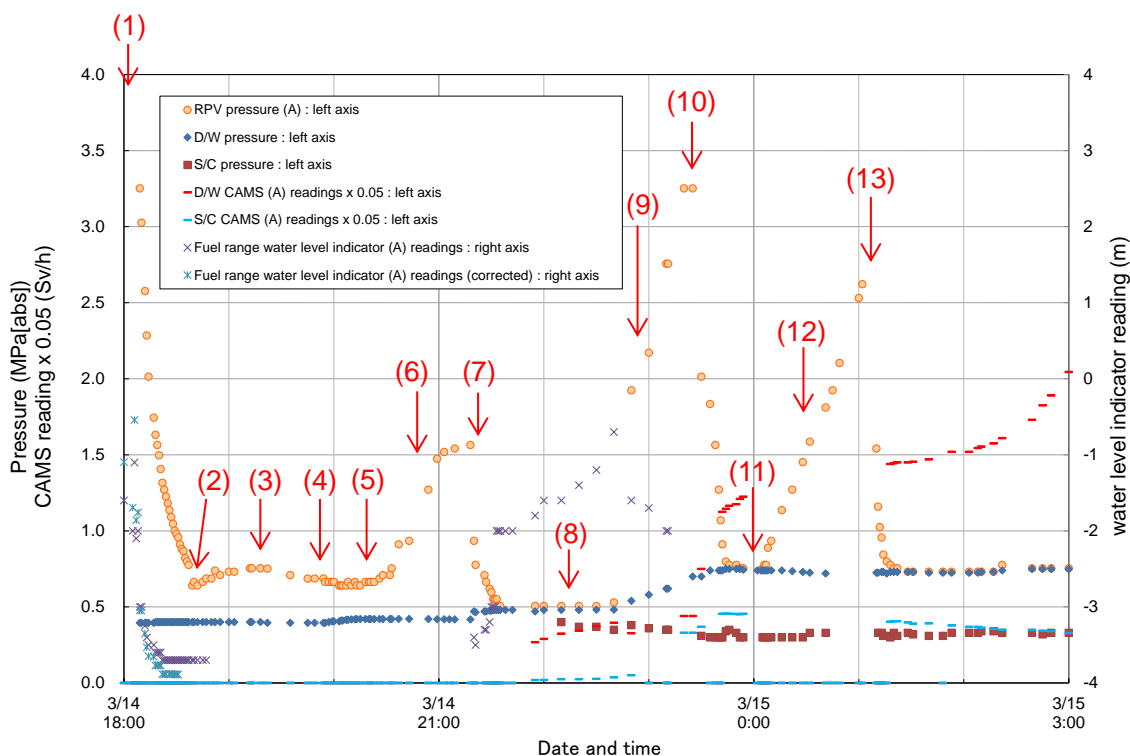


図 3 2号機強制減圧後の炉内圧力等測定データ

5. 考察

上述のように、タイプ A の不溶性 Cs 粒子の形成過程として In-RPV 過程を仮定すると、その粒子を構成する Si、Zn、K および Cl の材料起源が説明できるだけでなく、生成場所と時期を特定できる一方、MCCI 過程を仮定すると、コンクリート構成材料の一部である Ca や Al、海水成分の Na など、他の天然鉱物元素が適切な割合で存在しない理由が説明できない。ただし、不溶性 Cs 粒子中に Na の存在が見られたとの報告があり [22]、その影響について次のように評価

した。表 4 に、タイプ A の不溶性 Cs 粒子中の Cl に対する各元素割合[4],[5]を示す。タイプ A 中の K/Cl 比は約 1~4 であるのに対し、海水中の K/Cl 比は二けた以上低い。このことから、海水が当該の不溶性 Cs 粒子組成に与える影響は小さいと考えられる。

表 4 タイプ A の不溶性 Cs 粒子中の Cl に対する各元素割合
Yamaguchi ら[4]、および Kogure ら[5]の文献から算出

Atomic ratio to Cl (-)

	Yamaguchi, et al. [4]		Kogure, et al. [5]				Sea water	
	NWC-1	CB-8	P6-6 (ave.)	G3-8 (ave.)	W-01 (ave.)	P6-6 (Center)		P6-6 (Cs-max)
Si/Cl	29.2	61.8	85.8	34.8	36.2	158.3	55.5	
K/Cl	1.0	1.5	1.8	0.8	0.6	4.0	0.8	0.019
Fe/Cl	2.7	4.6	6.4	3.1	4.0	9.8	4.8	
Zn/Cl	3.4	7.1	6.9	4.8	5.2	9.7	5.6	
Rb/Cl	0.4	0.7	1.1	0.5	0.5	1.8	0.5	
Sn/Cl	0.2	0.5	0.9	0.7	0.7	1.0	0.9	
Cs/Cl	0.6	1.2	3.6	1.9	2.9	1.3	4.5	

この仮定に基づき、タイプ A の不溶性 Cs 粒子の生成量を供給可能な K 量を用いて次のように評価することができる。評価結果を表 5 に示す。

2号機の S/C の内壁に塗布された無機亜鉛含有塗料の全量は約 2600 kg であった。この中に含まれる K は約 0.12 wt% であるので、3.12kg-K あるいは 3.76kg-K₂O である。実験室での溶出試験結果から、約 20% の K が溶出することから 0.752kg-K₂O が 3000m³ の S/C 水中に溶出する。もし、500m³ の水が RPV 内で RCIC 稼働中に蒸発したとすると、0.125kg-K₂O が沸騰表面上に析出する。タイプ A の不溶性 Cs 粒子内の K₂O の存在割合は 1wt% であることから、12.5kg の粒子がこの K₂O 析出物から形成しうると評価された。タイプ A の粒子に含まれる Cs 量は高々 10 wt% であることからタイプ A として放出された Cs 量は 1 kg オーダーと評価される。これは、事故時に炉心内に存在した Cs 量の約 200 kg に比べてはるかに少ない量である。ここで、12.5kg のタイプ A の不溶性 Cs 粒子を形成するために必要な SiO₂ 量は、表 1 に示すように粒子重量の約 70wt% であることから、約 8.8kg であり、Si 量としては約 4kg である。一方、不溶性 Cs 粒子を形成する Si が S/C 内面に塗布された無機 Zn 含有塗膜から RPV 内に供給されたとすると、塗膜中に含まれる Si 量 (4~4.3wt%) と水中への Si 浸出量 (0.08~0.12) 等を用いて、供給可能な Si として約 2kg と評価される。この値は、12.5kg の不溶性 Cs 粒子を形成するのに必要な Si 量に比べて少ない。残りの Si については、鋼材からの供給が示唆される。

表 5 供給可能な K 量と不溶性 Cs 粒子生成量評価結果

Item	Evaluated value
coated area	8,566 m ²
flat part fraction of coating film	0.8 m ² /m ²
coating film thickness	100 μm
theoretical density of coating film	3.8 g/cm ³
total amount of coating film	2,600 kg
content of K in coating film	0.12 wt%
K in coating film	3.12 kg
K ₂ O in coating film	3.76 kg
dissolved fraction of K into H ₂ O at 140 °C	20 wt%-K
dissolved K ₂ O into S/C water	0.752 kg
water supplied into RPV	3,000 m ³
evaporated water	500 m ³
K ₂ O into RPV	0.125 kg
K ₂ O content in a particle	1 %
weight of Cs particles	12.5 kg

6. まとめ

福島第一原子力発電所事故により環境中に放出され、福島内並びに首都圏において広く観測されたタイプ A の不溶性 Cs 粒子について元素の起源および形成メカニズムを現象論的に議論した。タイプ A の不溶性 Cs 粒子は、高温からの急冷が必要となるガラス構造を全体的に持っており、Ca などコンクリート成分を含んでいないことから RPV 内で形成したものと考えられる。また、その組成には Si、Zn、K および Cl のような S/C 内面に塗布された塗料に含まれる元素が存在しており、高温となった S/C 水が RPV 内に導入された 2 号機の RPV 内で生成したと考えられる。

この粒子は、燃料温度が 1500°C から 2300°C の範囲において FP 組成が Cs>>Ba の条件下で生成したものと推定される。2 号機の RPV 圧力測定データとの関係から、この粒子の形成過程として、S/C に高温粒子が突入するような急冷を経験しているものと評価され、2011 年 3 月 14 日の 21:00 頃に生成し、同日 21:20 頃に SRV が開いたタイミングで S/C に放出され、急冷されたという過程が一つの有力な候補と考えられる。供給源となったと考えられる塗料の K 量から、約 10 kg オーダーの粒子、あるいは 1 kg-Cs₂O が生成したと評価された。これは、全 Cs 量である約 200 kg に比べて非常に少ない量である。

謝辞

Cs 含有粒子の化学および、福島第一発電所事故における高温下での燃料、核分裂生成物および炉心材料の熱化学挙、並びに動事故進展評価に関する貴重な議論をいただいた佐藤幸彦氏、宇根勝己氏、逢坂正彦氏、小林能直氏、曳田史朗氏、野崎謙一郎氏に感謝する。

本研究は、経済産業省「平成 27 年度補正予算廃炉・汚染水対策事業費補助金(総合的な炉内状況把握の高度化)」の研究の一部を含む。

参考文献

- [1] K. Adachi, M. Kajino, Y. Zaizen and Y. Igarashi, Emission of spherical cesium-bearing particles from an early stage of the Fukushima nuclear accident, *Scientific Reports*, 2013; 3:2554: 1 - 5 ; DOI: 10.1038/srep02554.
- [2] Y. Abe, Y. Iizawa, Y. Terada, et al., Detection of Uranium and Chemical State Analysis of Individual Radioactive Microparticles Emitted from the Fukushima Nuclear Accident Using Multiple Synchrotron Radiation X-ray Analyses, *Analytical Chemistry*, 86(17) (2014) 8521 - 8525 ; dx.doi.org/10.1021/ac501998d.
- [3] Y. Satou, K. Sueki, K. Sasa, et al., Analysis of two forms of radioactive particles emitted during the early stages of the Fukushima Dai-ichi Nuclear Power Station accident, *Geochemistry Journal*, 52 (2018) 137 - 143 ; DOI:10.2343/geochemj.2.0514.
- [4] N. Yamaguchi, M. Mitome, et al., Internal structure of cesiumbearing radioactive microparticles released from Fukushima nuclear power plant, *Scientific Reports*, 6:20548 (2016) 1 - 6 ; DOI: 10.1038/srep20548.
- [5] T. Kogure, N. Yamaguchi, H. Segawa, et al., Constituent elements and their distribution in the radioactive Cs-bearing silicate glass microparticles released from Fukushima nuclear plant, *Microscopy*, 2016, 1 - 9 ; DOI: 10.1093/jmicro/dfw030.
- [6] G. Furuki, J. Imoto, A. Ochiai, et al., Caesium-rich micro-particles: A window into the meltdown events at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant, *Scientific Reports*, 7:42731 (2017) 1 - 10 ; DOI: 10.1038/srep42731.
- [7] Y. Takahashi, H. Qin, C.M. Yeager and Q. Fan, Fukushima Review II on Migration of radionuclides from the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant accident, *Geochemical Journal*, 52 (2018) 81 - 83 ;

DOI:10.2343/geochemj.2.0525.

- [8] T. Okumura, N. Yamaguchi, T. Dohi, et al., Inner structure and inclusions in radiocesium-bearing microparticles emitted in the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant accident, *Microscopy*, 68(3) (2019) 234 - 242 ; DOI: 10.1093/jmicro/dfz004.
- [9] K. Adachi, Shapes and Compositions of Insoluble Radioactive Particles from the Nuclear Accident, *Eurozoru Kenkyu*, 32(4) (2017) 255 - 260 (in Japanese) ; DOI: 10.1093/jmicro/dfz004.
- [10] S. Utsunomiya, G. Furuki, A. Ochiai, et al., Caesium fallout in Tokyo on 15th March, 2011 is dominated by highly radioactive, caesium-rich microparticles, arXiv: 1906.00212 (2019)
- [11] A. Hidaka, Formation mechanisms of insoluble Cs particles observed in Kanto district four days after Fukushima Daiichi NPP accident, *Journal of Nuclear Science and Technology*, 56(9-10) (2019) 831 - 841 ; DOI: 10.1080/00223131.2019.1583611.
- [12] Nuclear Regulation Authority, Progress of SGTS room inspection of units 1 to 4, 27 November, 2020, (in Japanese).
<https://www.nsr.go.jp/data/000334477>.
- [13] T. Okumura, N. Yamaguchi, T. Dohi, et al., Loss of radioactivity in radiocesium-bearing microparticles emitted from the Fukushima Daiichi nuclear power plant by heating, *Scientific Reports*, 10:1038 (2018) 1 - 8 ; DOI:10.1038/s41598-018-28087-5.
- [14] IRID and IAE, Upgrading for Identifying Conditions Inside the Reactor, June, 2018 (from IRID home page, in Japanese):
https://irid.or.jp/_pdf/20170000_01.pdf
- [15] Y. Ohishi, F. Nakamori, H. Muta et al., Investigation of in-reactor cesium chemical behavior in TEPCO's Fukushima Daiichi Nuclear Power Station accident (6) Simulation study on microstructure of Cs-bearing particle, 2018 Annual meeting of AESJ., Osaka (2018), 2M16 (in Japanese).
- [16] F. Nakamori, Y. Ohishi, H. Muta et al., Investigation of in-reactor cesium chemical behavior in TEPCO's Fukushima Daiichi Nuclear Power Station accident (7) Leaching behavior of Zn, Si and other elements from inorganic Zn-rich paint, 2018 Annual meeting of AESJ., Osaka (2018), 2M17 (in Japanese).
- [17] H. Kleykamp, The chemical state of the fission products in oxide fuels, J.

- Nucl. Mater, 131(2-3) (1985) 221 - 246 ;
doi.org/10.1016/0022-3115(85)90460-X.
- [18] Y. Pontillon and G. Ducros, Behaviour of fission products under severe PWR accident conditions: the VERCORS experimental programme - Part 2: release and transport of fission gases and volatile fission products, Nucl. Eng. Des., 240 (2010) 1853 - 1866 ;
doi.org/10.1016/j.nucengdes.2009.06.024. C.R. Martial, J. Sercombe and Y. Pontillon, TopFuel 2018 A0139.
- [19] K. Une and S Kashibe, Fission Gas Release during Post Irradiation Annealing of BWR Fuels, J. Nucl. Sci. Technol., 27(11) (1990) 1002 - 1016 ; DOI: 10.1080/18811248.1990.9731285.
- [20] JAEA, FY2016 Report on the Results of the Project commissioned by Nuclear Regulation Authority, Advanced source term evaluation technology during severe accidents, 2017 (from NRA home page, in Japanese): <https://www.nsr.go.jp/data/000210758.pdf>
- [21] M. Steinbrück, B₄C Control Rod Behavior during Severe Accident Sequences, International Conference, Nuclear Energy for Central Europe 2003, Portorož, Slovenia, September 8 - 11, 2003.
- [22] T. Okumura et al., Reactor environment during the Fukushima nuclear accident inferred from radiocaesium-bearing microparticles, Scientific Reports (2020) 10:1352: <https://doi.org/10.1038/s41598-020-58464-y>.

福島第一原子力発電所に来襲した津波の敷地到達時刻について

1. 概要

当社『福島原子力事故調査報告書』では、津波第1波襲来を3月11日15:27頃、津波第2波襲来を15:35頃としてきた。この時刻は、福島第一原子力発電所敷地より約1.3km沖合にある波高計に到達した時刻である。しかし、波高計の内蔵時計に時刻補正機能はなく不正確な可能性があったため、津波が福島第一原子力発電所敷地へ到達した時刻が正確に把握できていなかった。

これまで、福島第一原子力発電所事故時における敷地への津波到達時刻を分析・評価するにあたり、下記的手段により分析・評価を実施してきた。

分析Ⅰ：波高計の内蔵時計の精度について分析

分析Ⅱ：撮影された連続写真から、津波が来襲した時刻を分析（上記の波高計で記録された津波の時刻歴波形を活用し、カメラの内蔵時計を補正する）^{注)}

注) 2019年8月20日 波高計の設置箇所情報の誤り¹⁾を踏まえ、記載を訂正。

また、今回、より実際に近いと考えられる条件（p.添付地震津波-1-12、42参照）に見直して再検討を実施。

分析Ⅲ：プラントデータから、敷地に到達した津波の時刻を分析

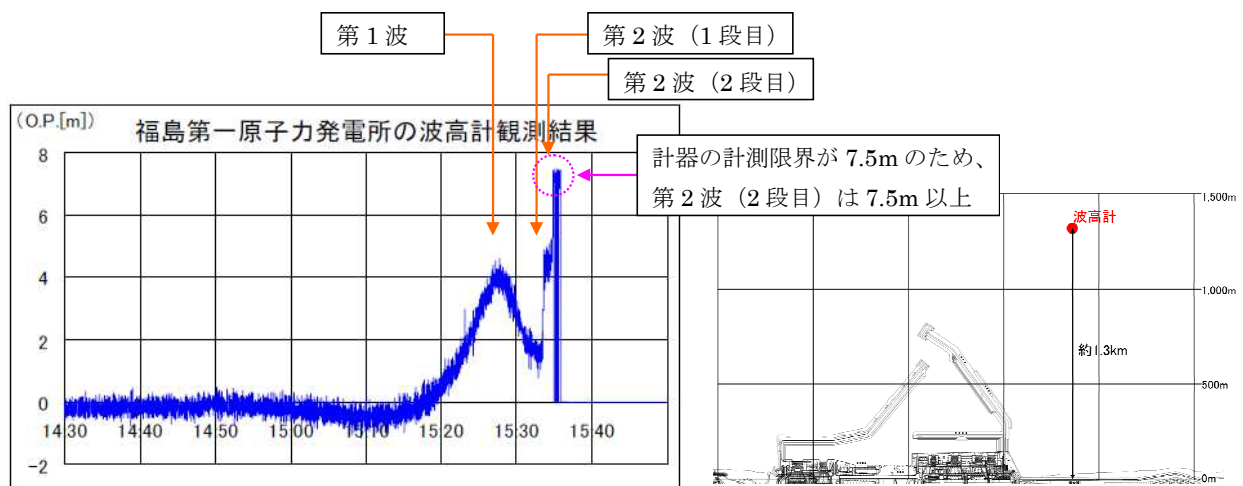
今回、上記に加え、津波数値シミュレーションを用いた分析・評価を実施した。上記の分析Ⅱを分析Ⅱ（1）、津波数値シミュレーションを用いた分析・評価を分析Ⅱ（2）として整理した。

その結果、福島第一原子力発電所の敷地に来襲した津波（第2波）の到達は、15時35分台～36分台との結論に至った。

なお、上記分析・評価は秒単位の確からしさを説明するものではない。

2. 用語の定義

波高計記録および写真を詳細に分析するにあたり、福島第一原子力発電所に来襲した津波を、下図のとおり定義する。



波高計観測記録及び福島第一原子力発電所敷地と波高計の位置関係

O.P.表記の取扱いについては、本報告書本文「[9-10](#). 補足」参照。

3. 分析の考え方

福島第一原子力発電所敷地への津波到達時刻の分析にあたって以下の考え方で実施する。

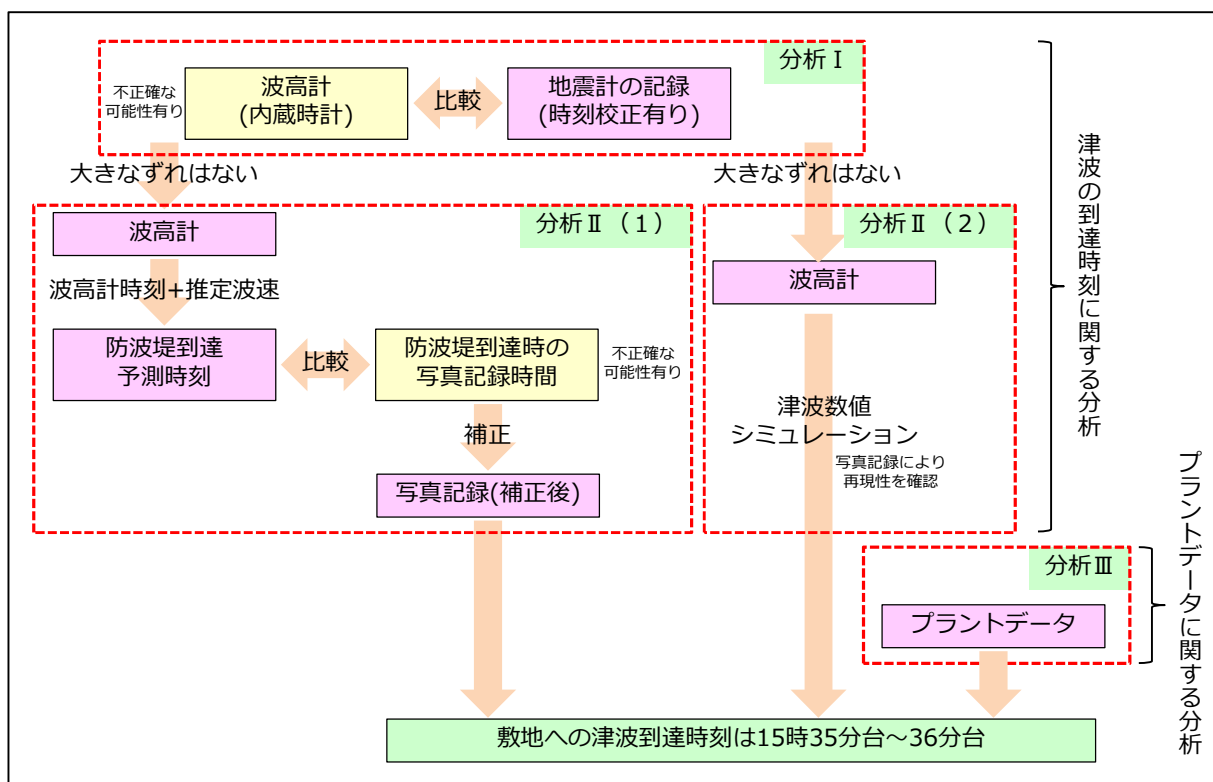
分析Ⅰ・Ⅱ（１）については、「波高計及び写真を活用した分析」として、分析Ⅱ（２）については、「津波数値シミュレーションを活用した分析」として、分析Ⅲについては、「プラントデータに関する分析」として後述する。

分析Ⅰでは、時刻に不正確さが残っていた波高計の内蔵時計の精度について分析を行う。比較対象として、毎時時刻の校正がされている福島第一原子力発電所各号機の地震計を基準とし、波高計で記録された水圧波を比較し、時刻のずれを分析する。

分析Ⅱ（１）では、分析Ⅰの結果から得られた波高計の時刻を元にして、波高計を通過した時刻と津波推定波速を用い、南防波堤屈曲部への到達時刻を予測する。南防波堤屈曲部に津波の第２波（第１段）が到達している写真があることから、カメラの内蔵時刻と上記で予測した津波到達時刻を比較し、撮影された連続写真の時刻を補正する。

分析Ⅱ（２）では、波高計で記録された津波の時刻歴波形を精度良く再現する津波数値シミュレーションを活用し津波到達時刻を推定する。

分析Ⅲでは、これまで得られているプラントデータ（海水ポンプ・電源盤・ディーゼル発電機の機能喪失時間）を活用し津波到達時間を推定する。



敷地への津波到達時間の分析にあたっての考え方

4. 波高計及び写真を活用した分析（分析Ⅰ・Ⅱ（1））

4. 1. 目的

平成23年3月11日に、福島第一原子力発電所の沖合約1.3kmにある波高計で記録された津波の時刻歴波形および陸域において撮影された連続写真から、津波が来襲した時刻を分析する。

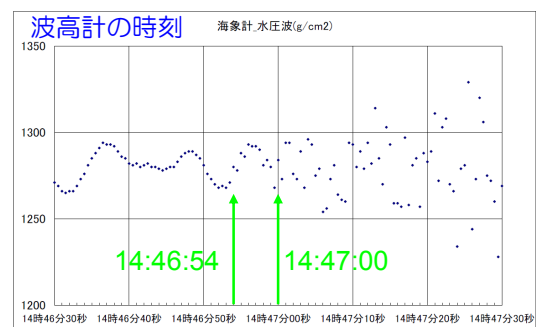
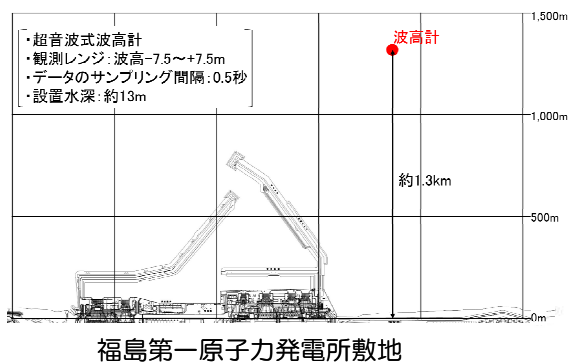
4. 2. 波高計の内蔵時計の分析（分析Ⅰ）

各号機の地震計の初期微動と波高計に採用している水圧波（地震動で反応）を比較し時刻の精度を検証する。

波高計のグラフに擾乱が見られるため、地震動の影響と考えられる。つまり地震動が到達したのは、波高計の内蔵時計で14時46分54秒から47分00秒の間と判断される。

一方、各号機に設置された地震計（毎時時刻校正を実施）によると地震の記録開始が14時46分48～52秒である。地震動の伝播は毎秒数km以上と考えられるため、波高計と発電所の計測位置の差である1.3kmはほとんど無視できる。

以上のことから、波高計の内蔵時計の精度は、地震計の記録開始時刻の中央値である14時46分50秒と比べると4～10秒程度の進みと考えられ、波高計の時刻に大きなずれはないものとして扱えると考えられる。



各号機の地震計の初期微動の観測時間
14時46分48秒～14時46分52秒

比較

地震動の影響による乱れ
14時46分54秒～14時47分00秒

4. 3. 写真の分析（分析Ⅱ（1））

（1）連続写真の撮影状況

分析に用いる連続写真は合計 44 枚あり、そのうち 1 枚目から 27 枚目までは、廃棄物集中処理建屋の中央操作室（以下、中操という）の北側の窓から撮影されたものである。中操の窓から海側方向をみると、4 号機タービン建屋と窓の右端に視野を遮られるため、添付図に示すとおり、南防波堤はほぼ全てを確認することはできるが、北防波堤は先端付近のみ、東波除堤は 2 号機前面から南部分のみ確認することがきる。

次に、時刻については、写真のプロパティ情報から、デジタルカメラの内蔵時計による撮影時刻を得ることができるが、後述するとおり内蔵時計の時刻は正確ではないことから、(2)以降では 1 枚目撮影時刻から数えた経過時間（分：秒）を示すこととする。

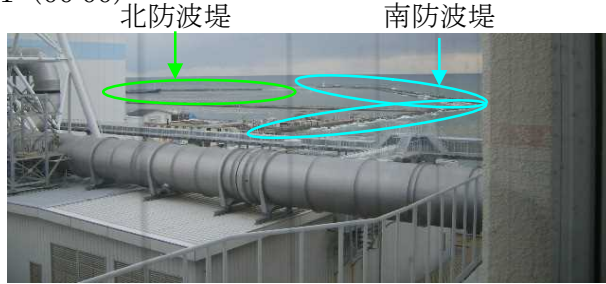
なお、連続写真の位置関係については、【参考 1】に、連続写真全 44 枚は【参考 2】に、整理する。

（2）ゆるやかな水位低下

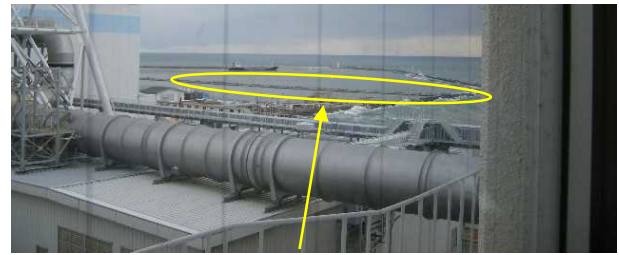
南防波堤にかかる海水面の状況から、写真 1 から写真 4 の 1 分 26 秒間において、徐々に水位が低下している。また、写真 4 から写真 5 の 3 分 34 秒間においては、明瞭に水位が低下している。

写真 1 を除いたとしても、少なくとも写真 2 から写真 5 の時間帯（4 分 26 秒間かそれ以上）は、港内の水位はゆるやかに低下していたものと判断される。

1 (00:00)



2 (00:34)



3 (01:02)



4 (01:26)



5 (05:00)



(3) 段波の確認

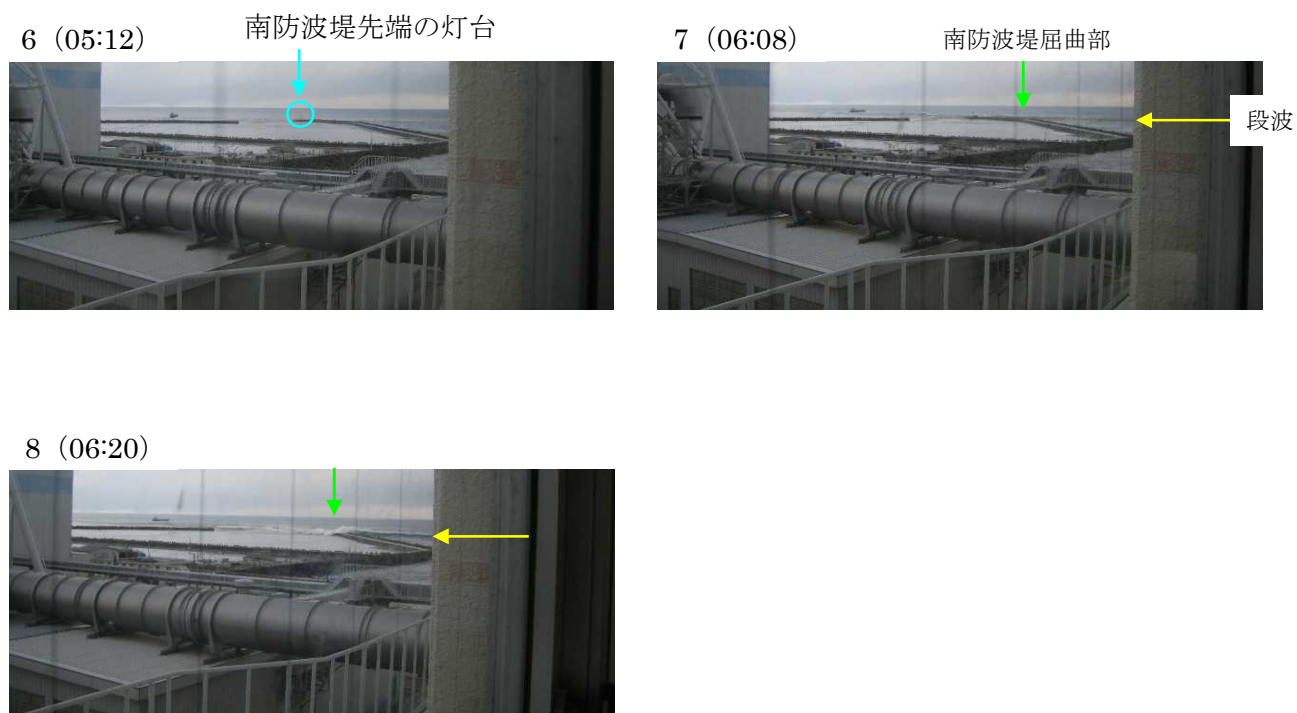
写真 7 では、段波状の津波が明瞭に確認できる。この段階では、段波は南防波堤本体ならびに南防波堤先端の灯台に到達していないことから、段波の位置は港外である。

写真 8 では、段波が南防波堤に到達し、南防波堤先端の灯台が津波に隠れていることから、この写真 8 において、段波が南防波堤の屈曲部付近に到達しているものと判断される。

ここで、南防波堤の陸寄りの付け根部分や東波除堤の露出状況に着目すると、写真 5 の露出状況と、写真 6～8 の露出状況は、ほぼ同程度である。このため、写真 7・8 で確認される数m級の津波段波は、ゆるやかな水位低下の直後に到達したものと判断される。

すなわち、写真 1～5 における水位低下は第 1 波ピーク後の水位低下であり、写真 7・8 の段波は第 2 波（1 段目）と判断される。

なお、写真 5～8 の 1 分 20 秒間に 4 枚の写真が撮影されていることから、第 2 波（1 段目）の到達の見落としはしないものと判断される。



(4) 津波による水柱

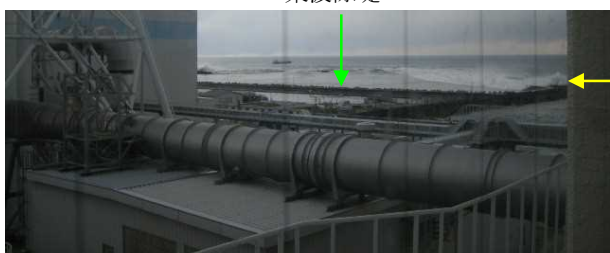
写真9から写真12にかけて、南防波堤に沿って段波、すなわち第2波（1段目）が進行する様子が確認できる。

写真11では、南防波堤の付け根付近は津波に覆われている一方で、東波除堤には段波が到達した様子が認められない。このため、茶色い水柱は、港内から（東から）の津波ではなく、南東側から4号機前面に浸入してきた津波によるものと判断されるが、4m盤に遡上したのち構造物に衝突して上方へ上がったのか、あるいは放水路を通じて開口部から吹き上げたのかについては、この写真だけからは判断できない。なお、場所については、4号機前面の10m盤にある小屋のすぐ北東側で水柱が上がっていることから、4m盤と10m盤の境界付近で水柱が形成されているものと判断される。

写真11、写真12では、沖合に第2波（2段目）と推定される波が認められることから、写真11の水柱は、写真6～写真8で確認される数m級の第2波（1段目）が、4m盤と10m盤の境界付近に到達した際に生じたものと判断される。

第2波（1段目）の到達を示す写真8から写真12までは48秒間であり、その間の現象に見落としではなく、水柱は第2波（1段目）が原因で発生したものと判断される。

9 (06:36)



10 (06:42)



11 (07:04)



12 (07:08)



(5) 最大波（第2波（2段目））の港湾への到達

水柱が上がった写真11の20秒後である写真13において、10m盤の浸水が認められる。

写真13の6秒後である写真14の右上には東波除堤と考えられる構造物が見えており（A）、この時点は写真7・8で確認される数m級の第2波（1段目）が到達した前後と考えられる。また、写真15、写真16では、排気筒の付け根部分が見えており（B）、写真17、写真18にあるような大規模な津波の遡上は認められない。これらのことから、写真13～写真16において、10m級の第2波（2段目）は未だ10m盤には到達しておらず、写真13、写真14に認められる10m盤への遡上は、第2波（1段目）による限定的な遡上と判断される。

写真14の12秒後に撮影された写真15では、南防波堤および北防波堤を覆う津波が到達している。写真15の14秒後に撮影された写真16では、南防波堤および北防波堤に加えて、東波除堤も津波に覆われるとともに、港内に大きな段波が認められる。

写真14より以前の写真では、いずれも、防波堤や波除堤が確認できていたが、写真15、写真16で初めて港湾が津波に覆い尽くされている。このことから、写真15、写真16で港内に認められる津波が、10m級の第2波（2段目）であると判断される。ただし、写真15、写真16では、排気筒の付け根部分が見えていることから、第2波（2段目）は未だ10m盤には到達していないものと判断される。

13 (07:24)



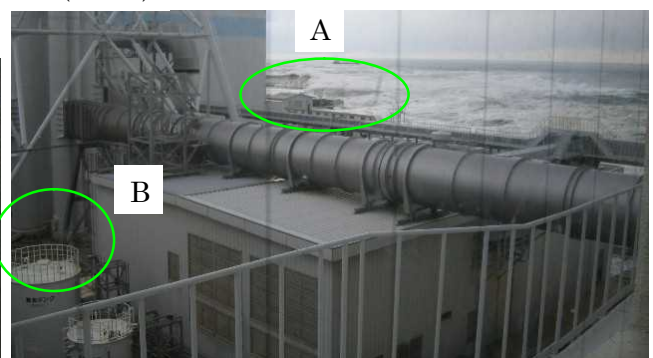
14 (07:30)



15 (07:42)



16 (07:56)



(6) 最大波（第2波（2段目））の10m盤への到達

写真16の14秒後に撮影された写真17では、10m盤上に大量かつ急激な海水の流れ込みが認められ、写真18、写真19と続く。写真17では、港湾側の様子は判然としない。写真18、写真19では津波により上昇した海面が確認できるが、ここに防波堤・波除堤は認められないことから、第2波（1段目）とは異なり、防波堤・波除堤を全面的に覆う津波が来襲していることが判る。

写真18は、港内に巨大な津波が押し寄せた写真16から、24秒後である。また、写真18、写真19では、写真15、写真16までは写っていた10m盤の電気品室がほぼ水没している。この電気品室の高さは5.15mであることから、写真18、写真19の津波は0.P.+15m程度の高さと考えられる。

以上のことから、写真18の前後には、福島第一原子力発電所の全ての原子炉建屋付近に、高さ0.P.+15m程度の津波第2波（2段目）が到達していたものと判断される。

また、写真に映る軽油タンク壁面ならびに電気品室における津波水位の時系列をまとめたグラフを見ると、写真13～写真16に認められる津波の遡上は限定的な遡上であり、写真17の直前から急激に津波が押し寄せてきた状況が推定され、写真の分析と調和的である。

17 (08:10)



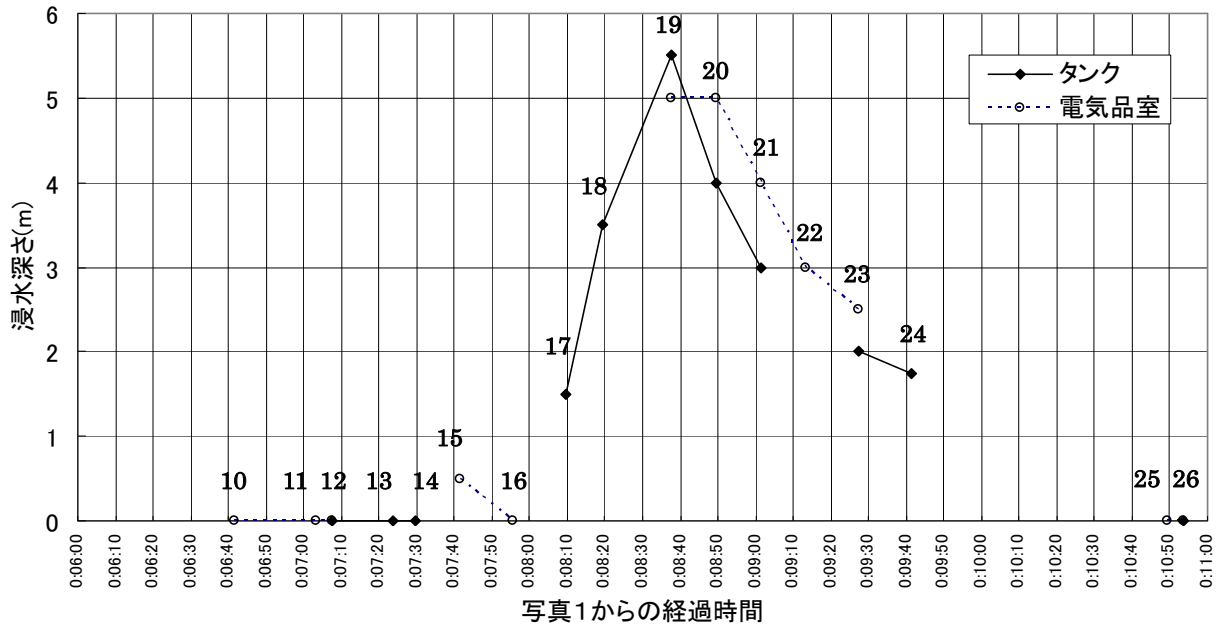
18 (08:20)



19 (08:38)



浸水深さの変化(写真より)



4. 4. 波高計設置位置から南防波堤屈曲部までの所要時間の推定と写真撮影時刻の補正

前述したとおり、写真 8 において、津波の第 2 波（1 段目）の段波が南防波堤屈曲部に到達している事実から、写真 8 の時刻を推定する。手順は次のとおり。

- ① 波高計から南防波堤屈曲部までの距離を読み取り。
- ② 波高計から南防波堤屈曲部までの第 2 波（1 段目）の伝播所要時間を算出。
- ③ 波高計における第 2 波（1 段目）の到達時刻に②の所要時間を加え、写真 8 の時刻を推定。

① 波高計から南防波堤屈曲部までの距離

波高計から南防波堤屈曲部までの距離は 700m 程度である。この距離の取り方を【参考 3】に整理する。

② 波高計から南防波堤までの第 2 波（1 段目）の伝播所要時間

波高計設置位置の水深は約 13m、波面が南防波堤屈曲部に到達する際の波高計からの津波進行方向位置の水深は約 8m である。

ここで、津波波速の近似式： $c=(gh)^{1/2}$ と、津波高さにグリーンの法則： $H2/H1 = (h1/h2)^{1/4}$ を適用し、波高計設置位置から港湾付近までの所要時間を以下のとおり推定する。詳細は【参考 4】に整理する。

a. 静水深に基づく推定波速から算出した所要時間

所要時間を長めに評価する観点から、静水深 h による推定を行った。その結果、波高計設置位置から南防波堤屈曲部までの所要時間は約 70 秒と推定された。

b. 全水深に基づく推定波速から算出した所要時間

次に、より実際に近い評価を行うため、津波高さを加算した全水深（＝静水深＋津波高さ）を用いて推定を行った。津波高さは、波高計記録における第 2 波（第 1 段）の平均的な高さである 4.5m とした。その結果、波高計設置位置から南防波堤屈曲部までの所要時間は約 57 秒と推定された。

以上のことから、波高計設置位置から港湾付近までの所要時間は 57～70 秒と推定する。

③ 写真 8 の時刻の推定

第 2 波（第 1 段）が波高計に到達した時刻は、15 時 33 分 30 秒頃である。

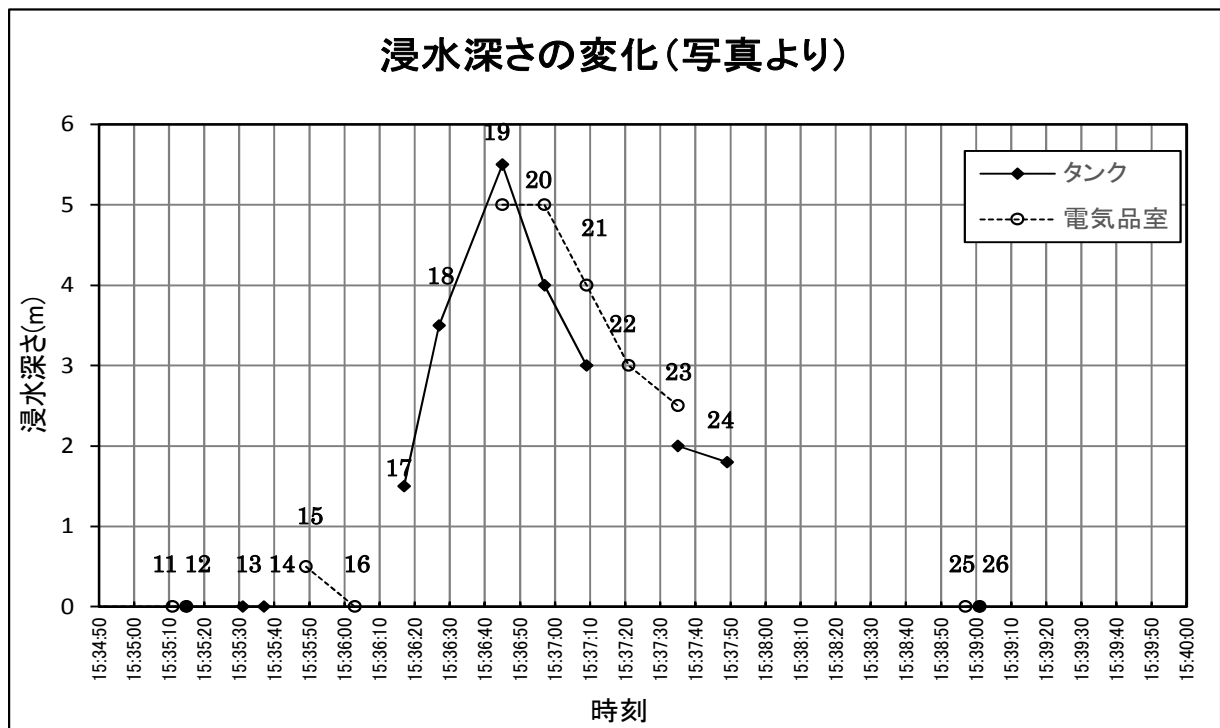
これに推定所要時間を加えると、写真 8 の実際の時刻は 15 時 34 分 27 秒～15 時 34 分 40 秒と推定される。一方、写真 8 のカメラ内蔵時刻は、15 時 41 分 36 秒である。

以上のことから、カメラ内蔵時刻は実際の時間よりも、6 分 56 秒～7 分 09 秒程度進んでいたものと推定される。なお、上述の② a、② b より、7 分 09 秒の方がより実際に近い値と考えられる。

4. 5. まとめ (分析 I・II (1))

波高計記録および写真を詳細に分析した結果、次のことが判明した。

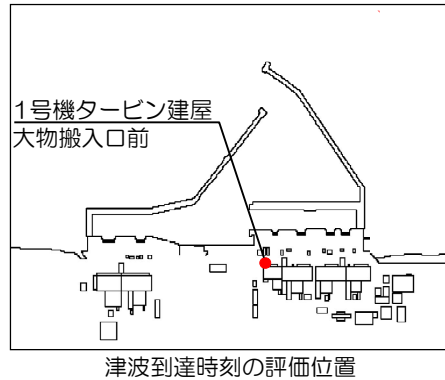
- ① カメラ内蔵時刻は実際の時間よりも、6分56秒～7分09秒程度進んでいた。なお、7分09秒の方がより実際に近い値と考えられる。
- ② 7分09秒を採用して^{注)}時刻を補正すると、カメラ内蔵時刻で15時35分16秒の写真1の推定時刻は15時28分07秒頃である。
注) これまでの検討では、①の平均を採用していたが、今回、より実際に近いと考えられる値を採用することとし、見直した。
- ③ 同様に時刻を補正すると、第2波(1段目)が南防波堤屈曲部に到達した(写真8)時刻は、15時34分27秒頃であり、10m盤のタンク周辺に小規模に浸水し始めたことが確認できる(写真13)時刻は、15時35分31秒頃である。
- ④ 10m盤のタンク周辺における遡上が、いったん収まった(写真15、写真16)時刻は、15時35分49秒頃から15時36分03秒頃にかけてである。
- ⑤ さらに第2波(2段目)により10m盤のタンク周辺に大規模に浸水し始めたことが確認できる(写真17)時刻は、15時36分17秒頃であり、同タンクが水没した(写真19)時刻は、15時36分45秒頃と判断される。
- ⑥ 上記の補正時刻を用いてタンク等の浸水状況のグラフを描き直すと、次図のとおりである。
- ⑦ 第2波(1段目)の10m盤への遡上は限定的なものに留まったが、第2波(2段目)は10m盤に大量に遡上し、防波堤や波除堤をほぼ全面的に覆うような津波であったと判断される。



5. 津波数値シミュレーションを活用した分析（分析Ⅱ（2））

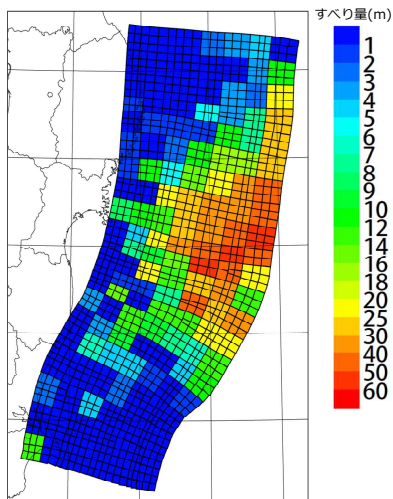
5. 1. 目的

波高計で記録された津波の時刻歴波形を精度良く再現する津波数値シミュレーションを活用し津波到達時刻を推定する。なお、ここでは、敷地海側のほぼ中央に位置する1号機タービン建屋大物搬入口前を津波到達時刻の評価位置として設定した。



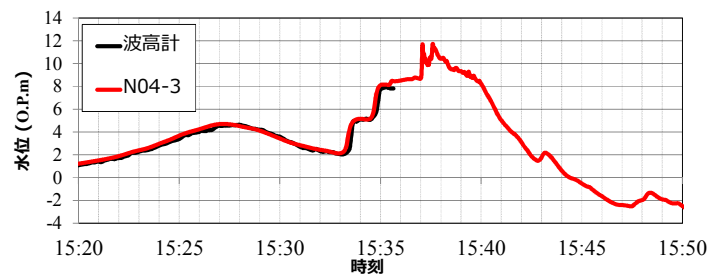
5. 2. 津波波源モデルと津波数値シミュレーション

広域、福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所での再現性に加え、波高計位置での津波の時刻歴波形を精度良く再現する津波波源モデル（津波波源モデルN04-3²⁾）を用いた津波数値シミュレーションにより津波が福島第一原子力発電所へ到達・敷地へ遡上する状況を詳細に把握した。



津波波源モデルN04-3

※津波痕跡高と計算値の空間的な適合度を表す指標として、相田(1977)による幾何平均Kと幾何標準偏差 κ があり、再現性評価の基準として「 $0.95 < K < 1.05$ 」, 「 $\kappa < 1.45$ 」が目安として使われる。これを満たす場合、良好な再現性を持つとされている。なお、津波波源モデルN04-3の広域での再現性については【参考5】に示す。



波高計記録との波形比較

痕跡値との適合度 (K, κ) ※

評価地点	N04-3	
	K	κ
北海道～千葉 (3882点)	1.00	1.34
福島第一原子力発電所 (19点)	1.02	1.10
福島第二原子力発電所 (71点)	0.99	1.15

5. 3. 連続写真を用いた津波数値シミュレーションの再現性確認

5. 2. で示したとおり、津波数値シミュレーションにより波高計で記録された津波の時刻歴波形を精度良く再現できる。ここでは、波高計通過後、敷地に来襲する津波の到達・遡上状況を津波数値シミュレーションで再現できているか、連続写真との対比により確認する。

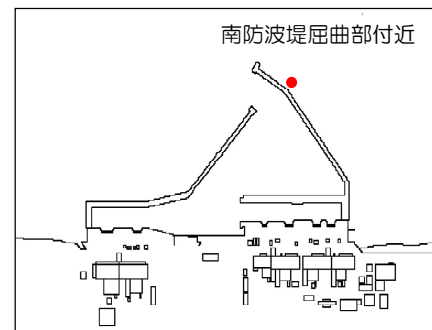
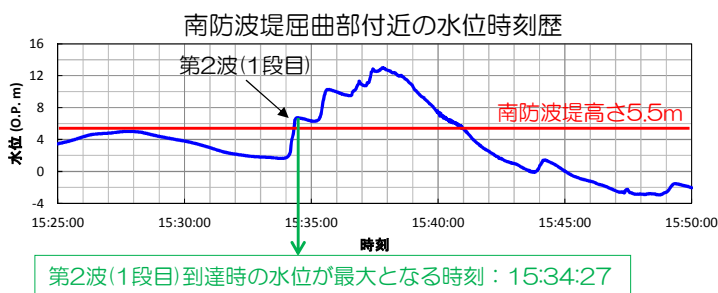
なお、以下では、ケース1（基本ケース）に基づく津波数値シミュレーション結果を用いて検討する。

(1) 津波数値シミュレーション結果を用いた写真撮影時刻の補正

4. 3. (3) で示したとおり、ゆるやかな水位低下後、写真8で初めて津波が南防波堤屈曲部付近に到達・越流し、その後、少なくとも5分30秒程度の間（写真8の5分34秒後に撮影された写真27まで）、南防波堤屈曲部付近が露出する状況は撮影されていない。

津波数値シミュレーションによる南防波堤屈曲部付近の水位時刻歴から、これと同様の状況が確認されるのは15時34分ごろのみであり、ここで水位が最大となる時刻15時34分27秒を写真8の時刻と推定する。

一方、4. 4. ③で述べたとおり、写真8のカメラ内蔵時刻は、15時41分36秒であり、津波数値シミュレーションによって推定された時刻と比較すると、カメラ内蔵時刻は実際の時間よりも7分09秒程度進んでいたものと推定される。これは、波高計から南防波堤屈曲部までの距離と津波の推定波速を用いた簡易計算による検討結果（4. 4.）と一致しており、簡易計算と津波数値シミュレーションが整合する結果となっている。

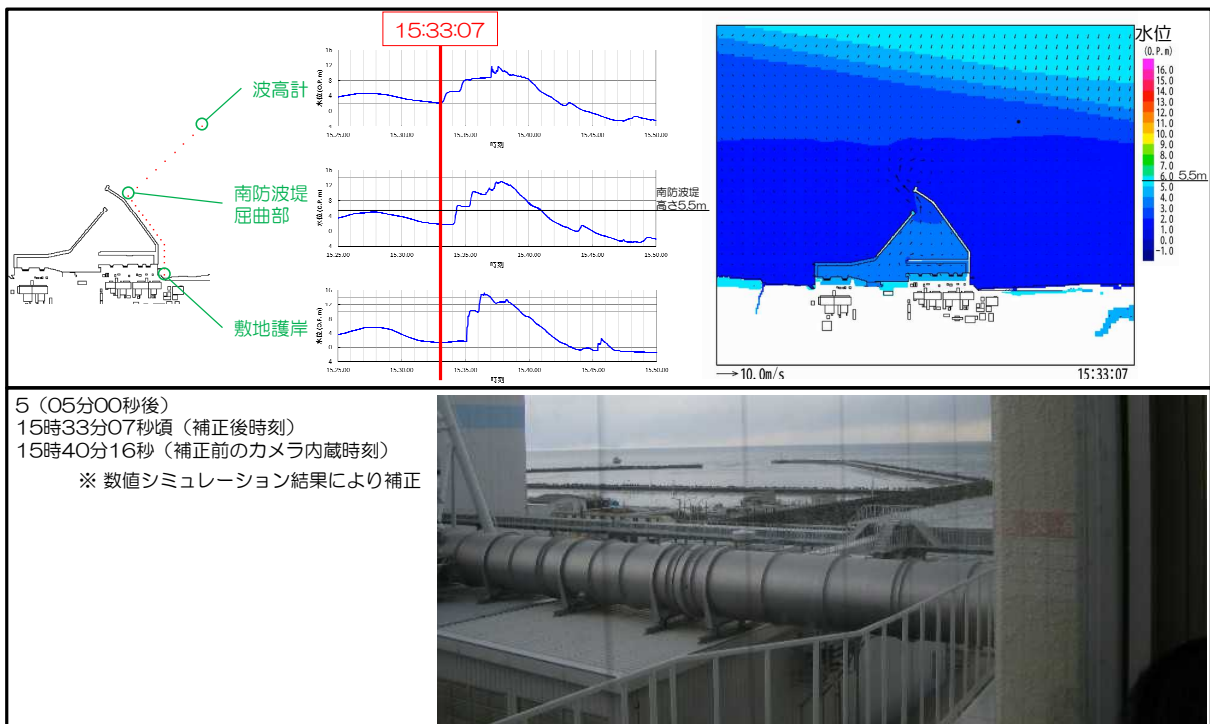
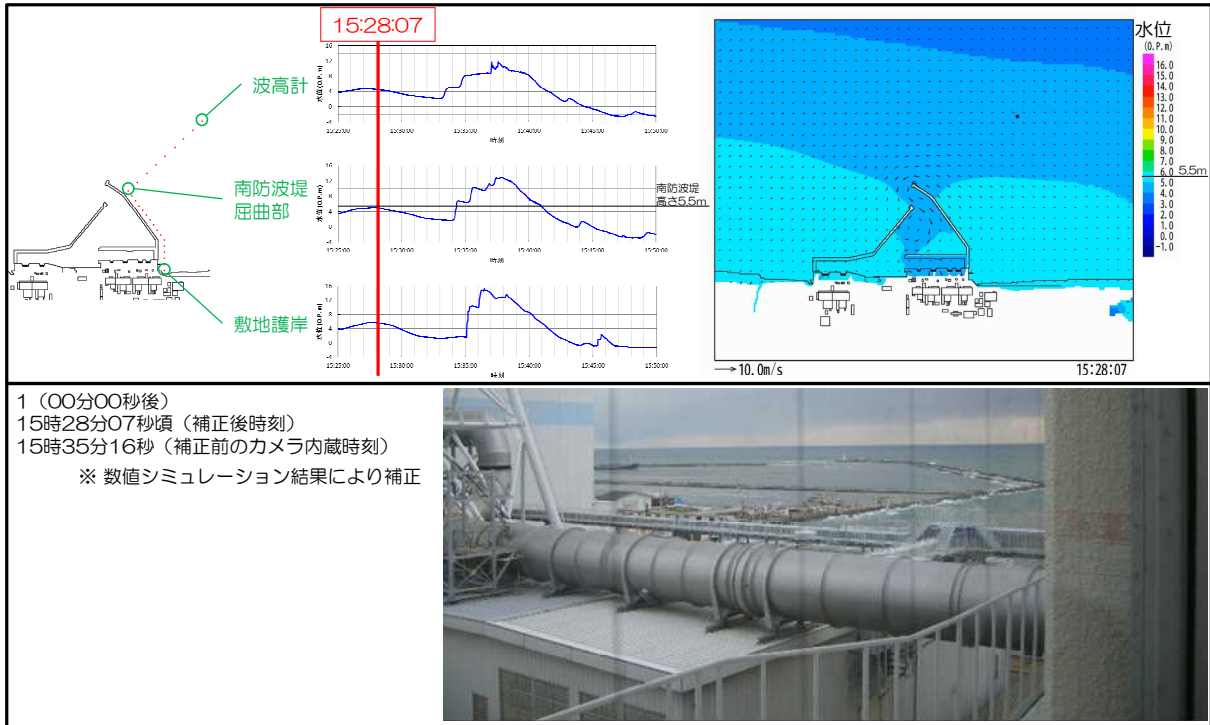


(2) 連続写真と津波数値シミュレーション結果の対比

(1)に基づき時刻を補正すると、カメラ内蔵時刻で15時35分16秒の写真1の推定時刻は15時28分07秒頃になる。同様に、写真2～19の時刻を補正した。時刻を補正した一連の連続写真とその時刻に対応する津波数値シミュレーション結果（水位時刻歴、水位分布）を対比し、【参考7】に整理した。以下に概要を示す。

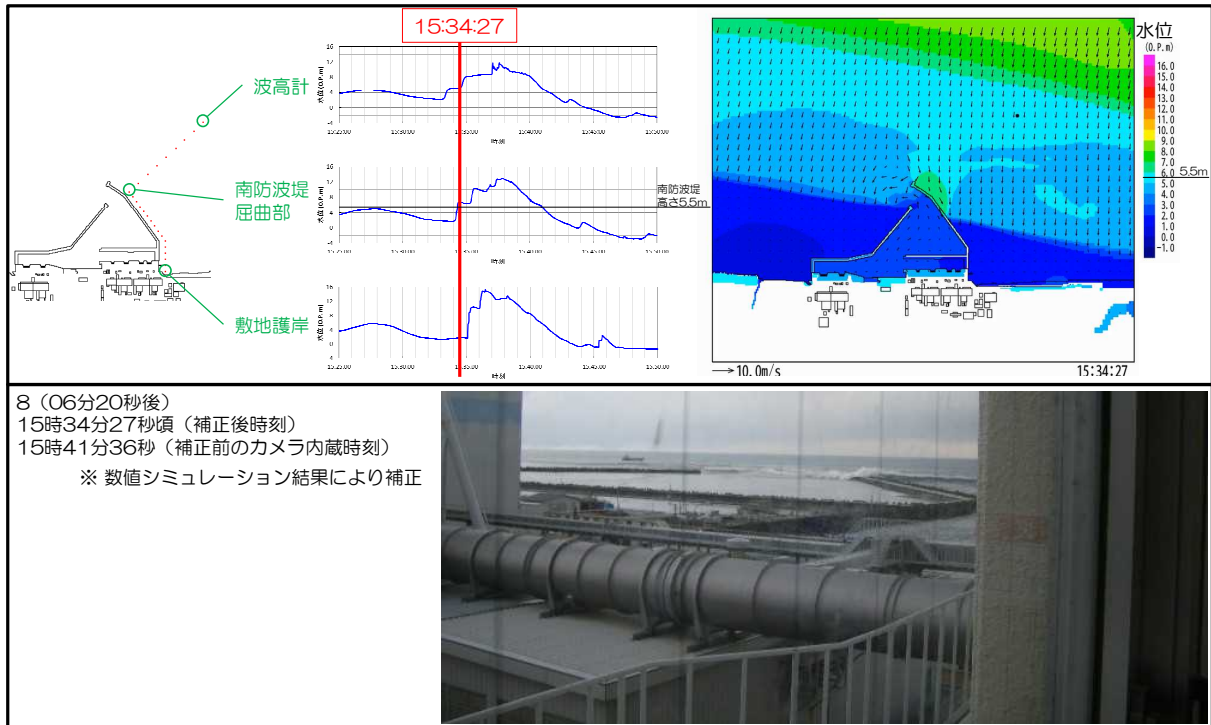
① 第1波ピーク後の水位低下

写真1から写真5にかけて、第1波ピーク後の水位低下が確認される(4.3.(2))。これに対し、津波数値シミュレーション結果においても同様の水位低下が確認される。



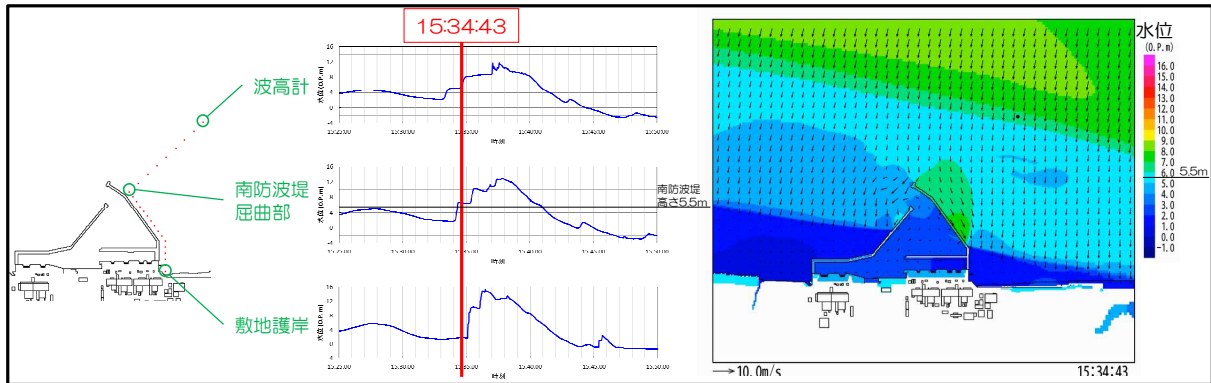
② 第2波（1段目）の南防波堤屈曲部付近への到達

写真8において、第2波（1段目）が南防波堤屈曲部付近に到達していると判断される（4.3.（3））。上述のとおり、津波数値シミュレーションにおいて、第2波（1段目）が南防波堤屈曲部付近に到達した際の水位が最大となる時刻を写真8の時刻と推定している。

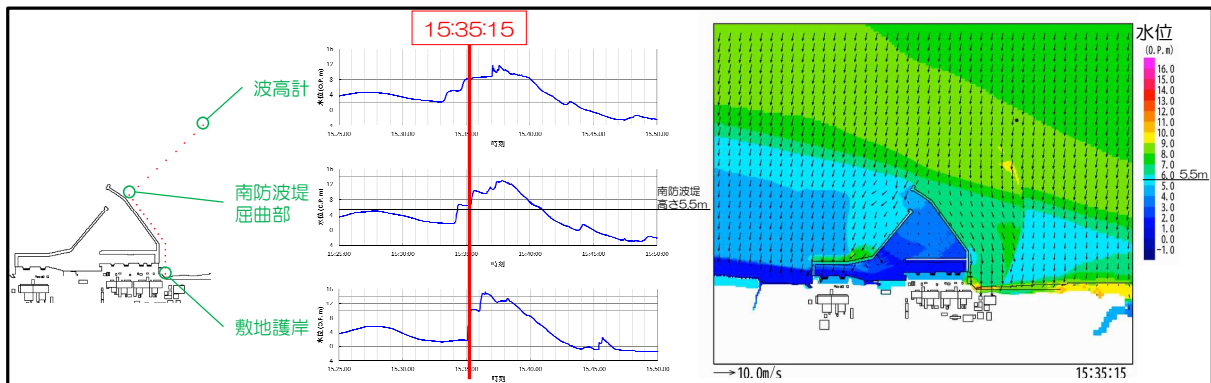


③ 第2波（1段目）の進行

写真9から写真12にかけて、南防波堤に沿って第2波（1段目）が進行する様子が確認される（4.3.(4)）。これに対し、津波数値シミュレーション結果においても同様の状況が確認される。



9 (06分36秒後)
15時34分43秒頃（補正後時刻）
15時41分52秒（補正前のカメラ内蔵時刻）
※ 数値シミュレーション結果により補正

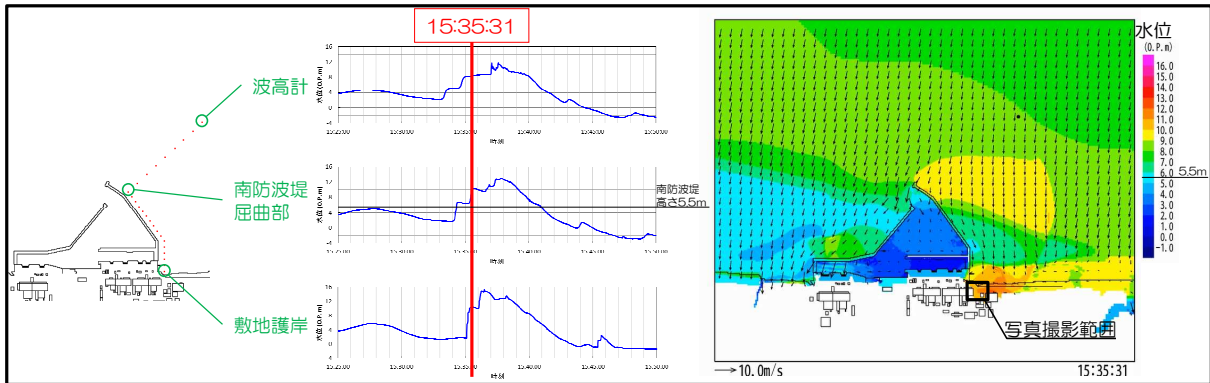


12 (07分08秒後)
15時35分15秒頃（補正後時刻）
15時42分24秒（補正前のカメラ内蔵時刻）
※ 数値シミュレーション結果により補正

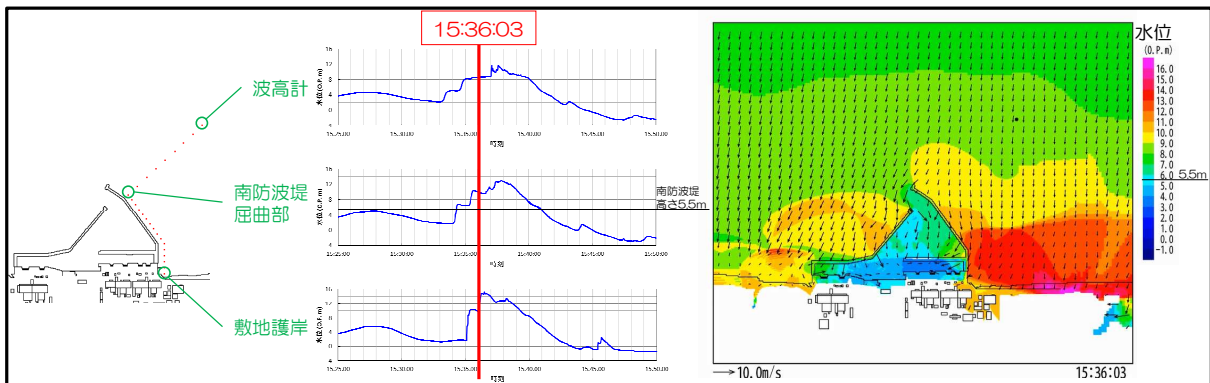


④ 第2波（1段目）の10m盤への到達、第2波（2段目）の港内への到達

写真13から写真14にかけて、第2波（1段目）が10m盤に到達し、写真15から写真16にかけて、第2波（2段目）が港内に到達する状況が確認される（4.3.(5)）。これに対し、津波数値シミュレーション結果においても同様の状況が確認される。



13 (07分24秒後)
15時35分31秒頃（補正後時刻）
15時42分40秒（補正前のカメラ内蔵時刻）
※ 数値シミュレーション結果により補正

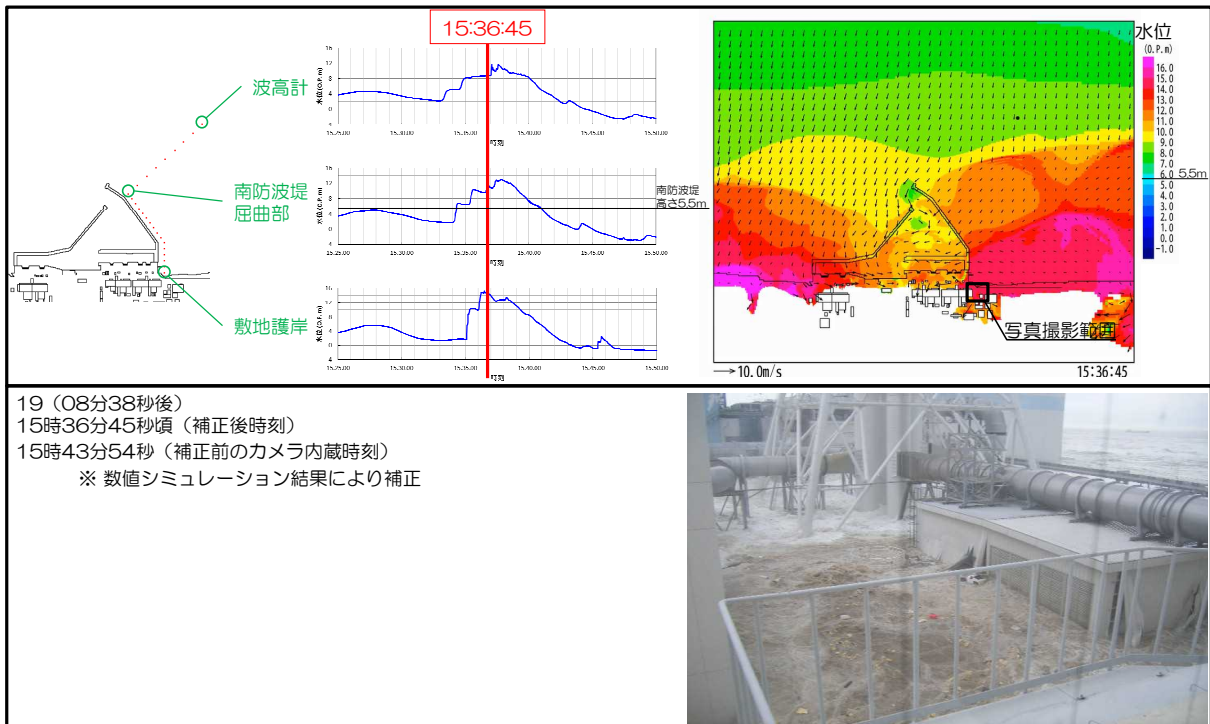
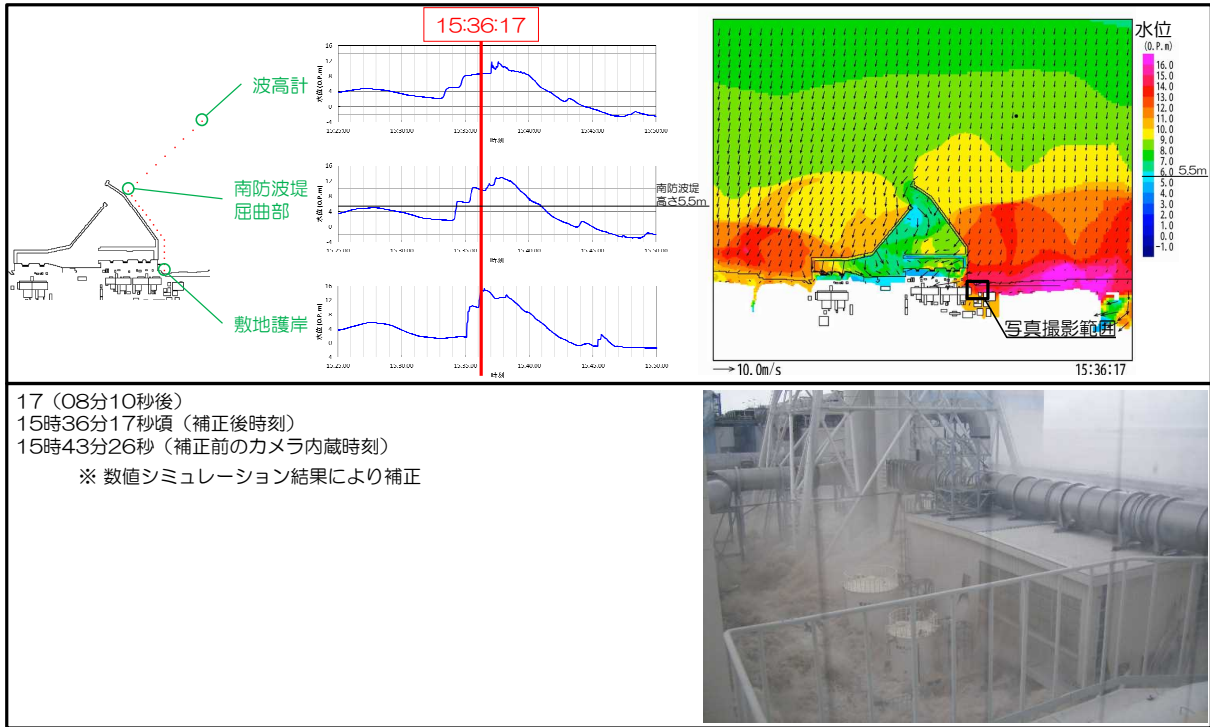


16 (07分56秒後)
15時36分03秒頃（補正後時刻）
15時43分12秒（補正前のカメラ内蔵時刻）
※ 数値シミュレーション結果により補正



⑤ 第2波（2段目）の10m盤への到達

写真17から写真19にかけて、第2波（2段目）が10m盤に到達する状況が確認される（4.3.(6)）。これに対し、津波数値シミュレーション結果においても同様の状況が確認される。



(3) 津波数値シミュレーションの再現性確認結果

津波数値シミュレーションにおいて、第2波（1段目）が南防波堤屈曲部付近に到達した際の水位が最大となる時刻を写真8の時刻と推定し、写真1～19の時刻を補正した。これにより時刻を補正した一連の連続写真とその時刻に対応する津波数値シミュレーション結果を対比した結果、敷地に来襲する津波の到達・遡上状況と津波数値シミュレーション結果が良い一致を示すことを確認した。

したがって、津波数値シミュレーションは波高計通過後の津波の到達・遡上状況を精度良く再現していると判断される。

5. 4. 津波数値シミュレーションによる津波到達時刻の推定

各ケースにおける津波到達時刻を以下に示す。津波数値シミュレーションの結果、敷地海側のほぼ中央に位置する1号機タービン建屋大物搬入口前における津波到達時刻は、概ね15時36分台と推定される。

1号機タービン建屋大物搬入口前への津波到達時刻

ケース	北防波堤上部工などの転倒	遡上域の粗度係数	到達時刻 (1号T/B大物搬入口)
1(基本)	○	○	15:36:45
2	○	-	15:36:51
3	-	○	15:36:55
4	-	-	15:37:00

5. 5. まとめ（分析Ⅱ（2））

波高計で記録された津波の時刻歴波形を精度良く再現する津波波源モデルを用いた津波数値シミュレーションを活用し津波到達時刻を推定した結果、次のことを確認した。

- ① カメラ内蔵時刻は実際の時間よりも、7分09秒程度進んでいた。これは波高計から南防波堤屈曲部までの距離と津波の推定波速を用いた簡易計算による検討結果（4.4.）と一致しており、簡易計算と津波数値シミュレーションが整合する結果となっている。
- ② 津波数値シミュレーションと連続写真を対比した結果、敷地に来襲する津波の到達・遡上状況と津波数値シミュレーション結果が良い一致を示している。したがって、津波数値シミュレーションは波高計通過後の津波の到達・遡上状況を精度良く再現していると判断される。
- ③ 津波数値シミュレーションにより、敷地海側のほぼ中央に位置する1号機タービン建屋大物搬入口前における津波到達時刻を推定すると、概ね15時36分台となる。

6. プラントデータに関する分析（分析Ⅲ）

6. 1. 目的

得られているプラントデータ（プロセス計算機や過渡現象記録装置）のうち、津波の来襲による被水等の異常が発生したことを示す以下のような情報が記録されている。

- ・ 海水系ポンプの停止時刻（モータの被水による影響等で遮断器が作動）
- ・ D/G の運転記録（電圧・電流）
- ・ 非常用電源盤の記録（母線電圧）

上記の情報のうち、最も敷地前面に設置されている海水系ポンプが津波の来襲による影響をはじめに受けやすいと考える。あわせて、主要建屋に設置されている電源盤や D/G の記録も補完情報として活用し、福島第一原子力発電所敷地への津波到達時刻を分析する。

6. 2. プラントデータの分析

プラントデータの活用に関して、以下の観点でスクリーニングを実施

- ・ 時刻補正機能があること
- ・ 分析に活用可能な電子データが収録されていること
- ・ 津波来襲の時刻近辺のデータが収録されていること

表にまとめると以下の通り

	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機
プロセス計算機 (電子保存機能の有無)	×	○	×	定期検査で 取り替え 工事中	○	×
過渡現象記録装置 (津波到達時のデータの有無)	○	○	×		×	×

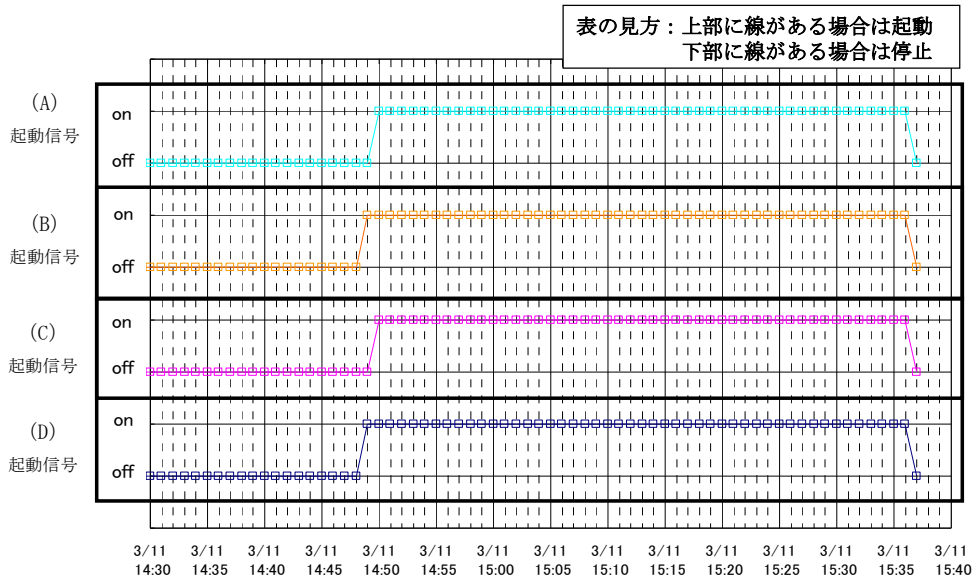
プロセス計算機（電子記録）については、2、5号機のみ存在しておりいずれも時刻補正機能を有している。過渡現象記録装置については、1、2号機のデータ（1号機は1分周期データ）が存在しており、いずれも時刻補正機能を有している。3号機の過渡現象記録装置は、3月11日14時59分43分付近にデータの途絶があるため、今回の分析からは除外する。4号機は、定期検査において取替工事を実施中であったためデータは採取されていない。5号機の過渡現象記録装置も津波到達時のデータがないため除外する。6号機は定期検査中であり過渡現象記録装置の収録機能を停止していた。

以上より1号機の過渡現象記録装置の1分周期データや2号機、5号機のプロセス計算機のデータを活用し分析を実施する。

【海水系ポンプの停止時刻】

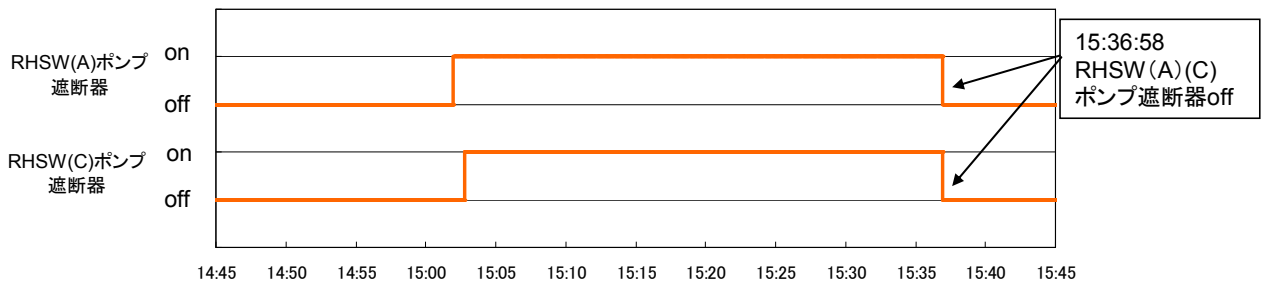
○1号機 格納容器冷却海水系（CCSW）ポンプ

過渡現象記録装置の1分周期のデータから、CCSWポンプ（A）～（D）は15時35分59秒から15時36分59秒の間に異常が発生し、機能喪失している事が記録されている。



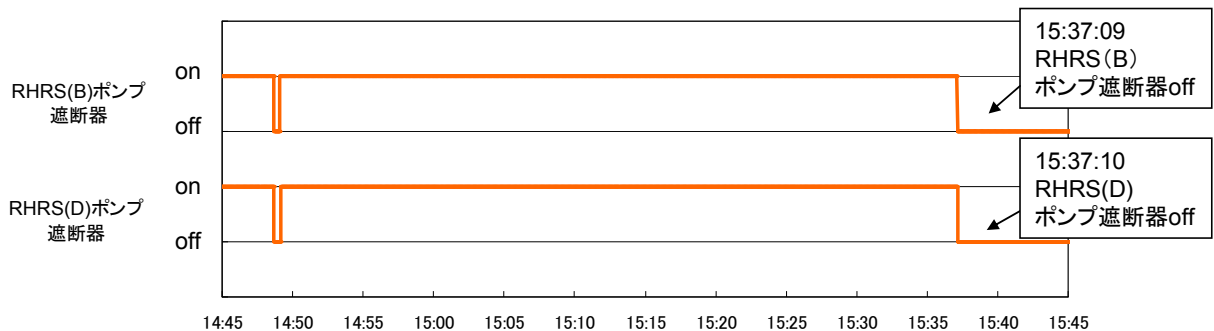
○2号機 残留熱除去系海水（RHSW）ポンプ

プロセス計算機のデータから、RHSWポンプ（A）及び（C）の遮断器が15時36分58秒にoffとなり、機能喪失している事が記録されている。



○5号機 残留熱除去系海水（RHRS）ポンプ

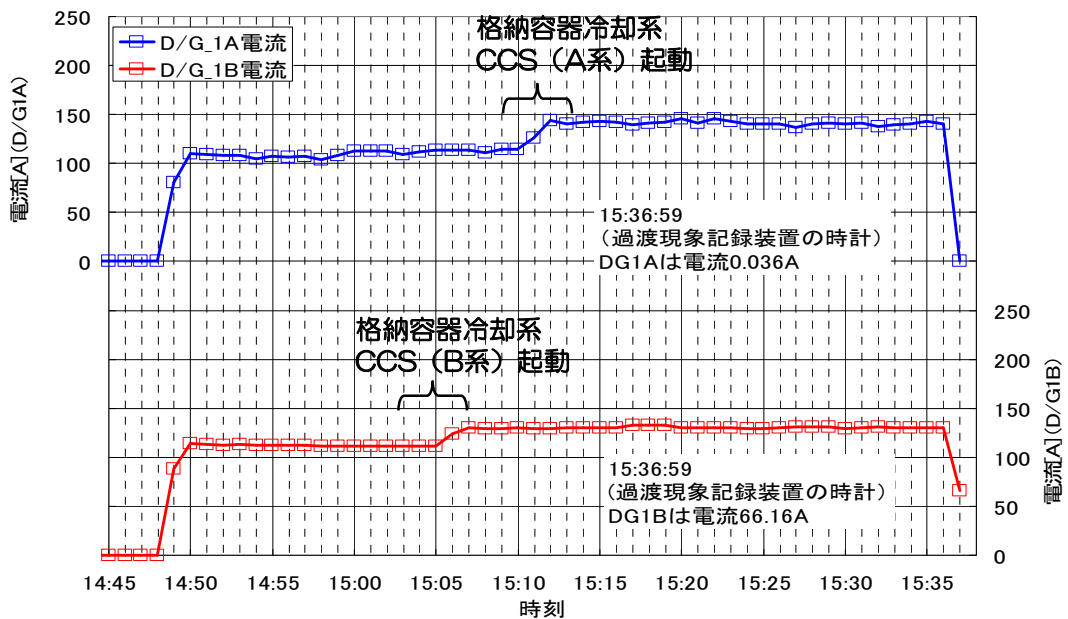
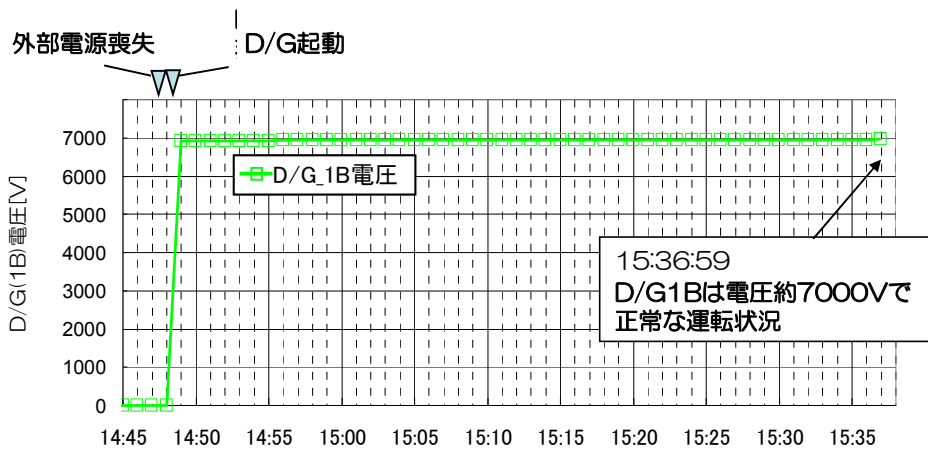
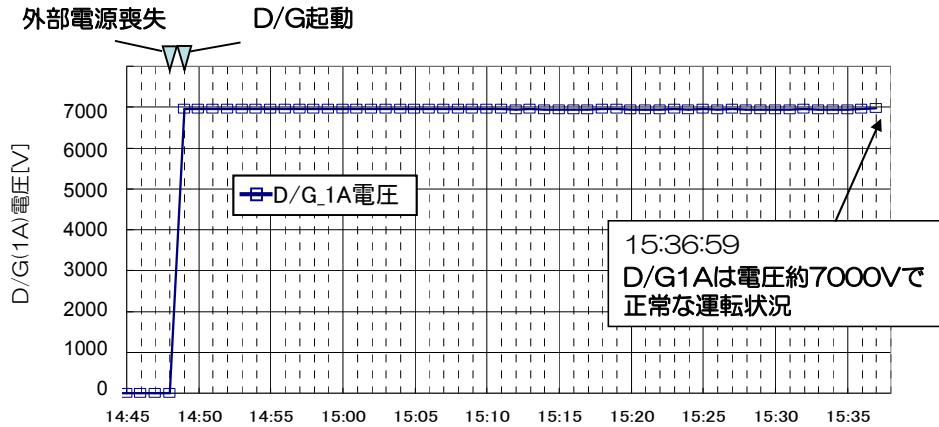
プロセス計算機のデータから、地震後に起動したRHRSポンプ（B）及び（D）については、15時37分9秒、10秒に異常が発生し、機能喪失している事が記録されている。



【D/Gの運転記録（電圧・電流）】

○1号機 D/G(1A)、(1B)

過渡現象記録装置の1分周期データから、1号機のD/G(1A)(1B)については、データが採取されている15時36分59秒まで電圧が確立していることから、機能喪失時刻は15時36分59秒以降であることが記録されている。

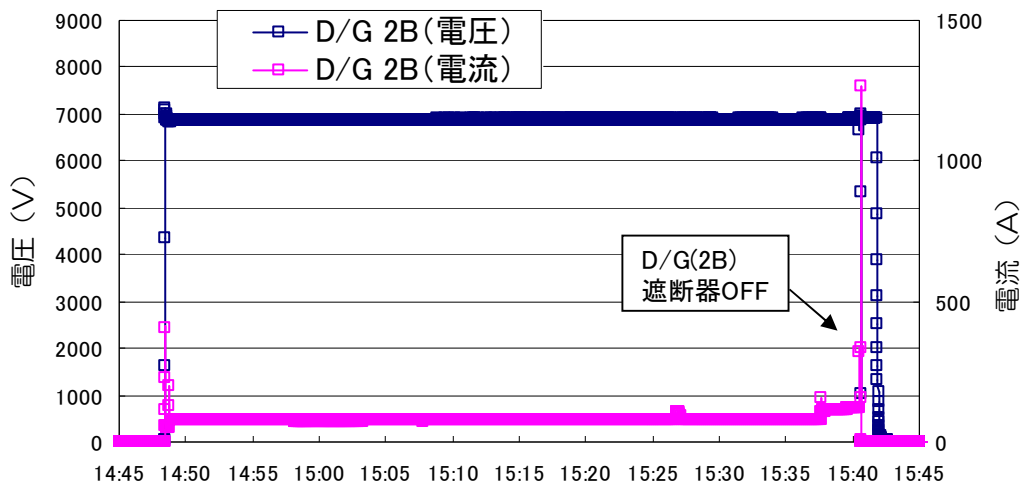
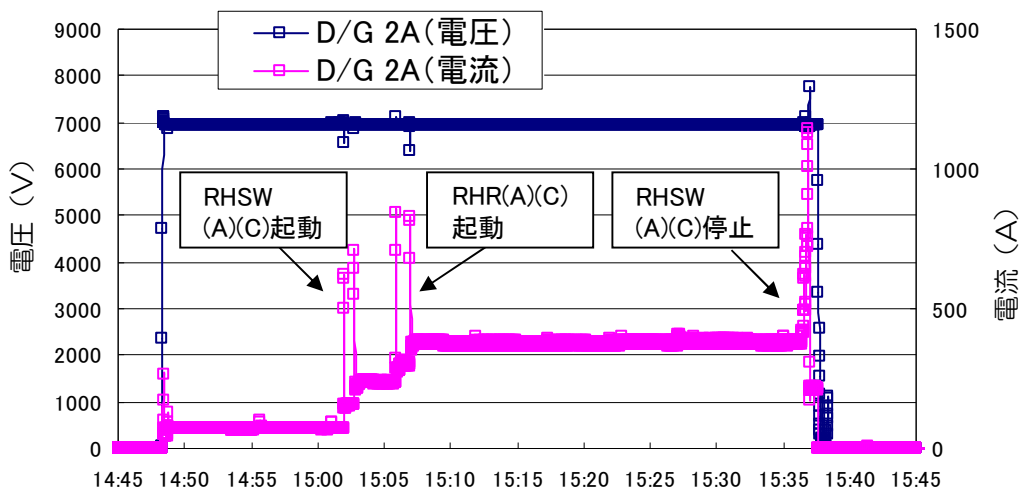
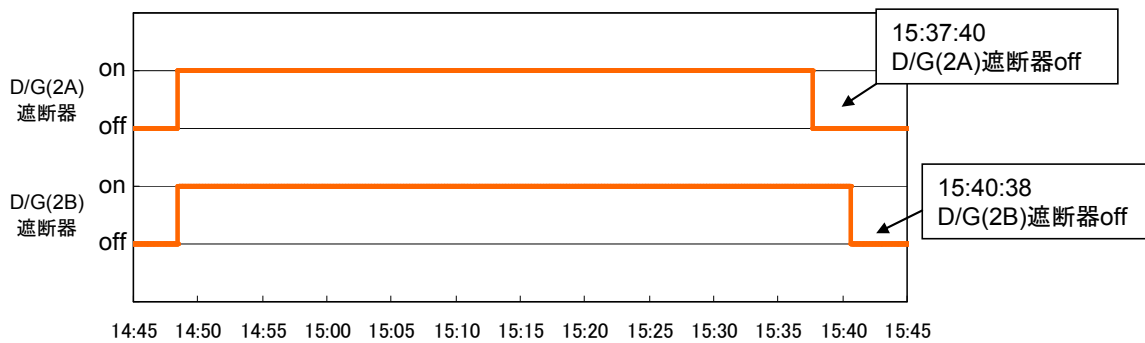


○2号機 D/G(2A)、(2B)

プロセス計算機のデータから、2号機のD/G(2A)の受電遮断器は、15時37分40秒に開放している事が記録されている。

D/G(2A)は、後日の調査で被水していることが確認されており、D/G本体もしくは関連機器の被水が原因で機能喪失したものと想定している。

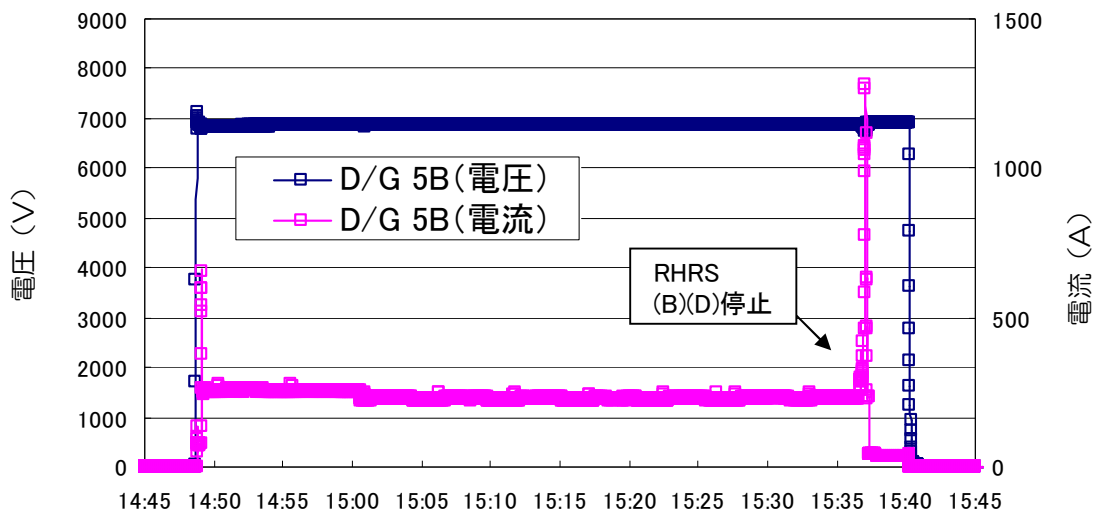
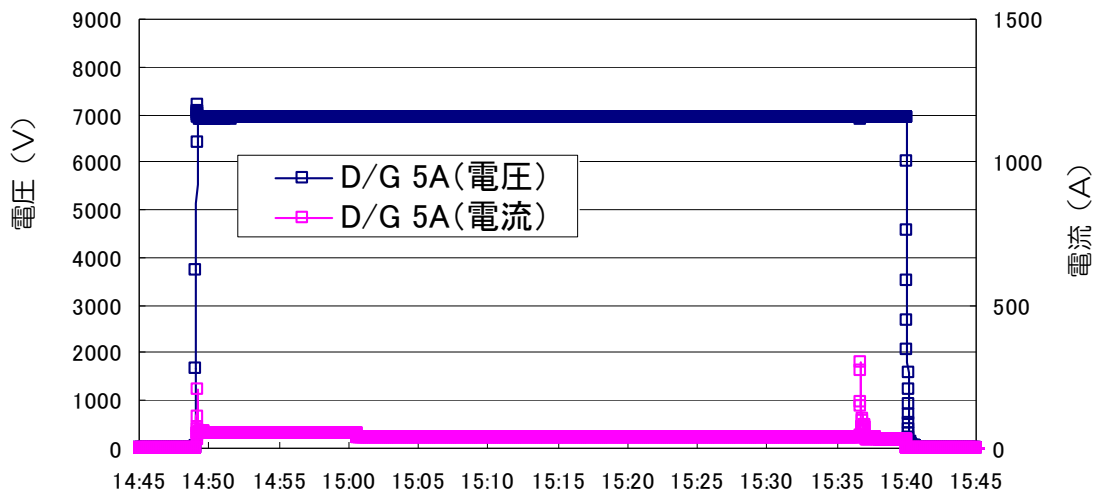
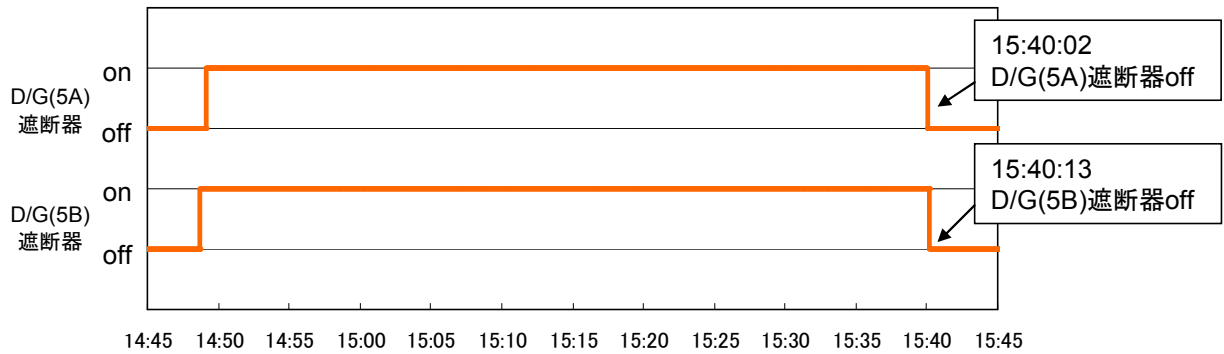
D/G(2B)は、別の建屋（共用プール建屋）に設置されており、D/G本体は津波の被害を受けていないが15時40分38秒に遮断器が開放している。D/Gの関連機器による影響もしくは電源供給先の非常用電源盤の被水等により機能を喪失したものと想定している。



○5号機 D/G(5A)、(5B)

プロセス計算機のデータから、5号機のD/G(5A) (5B) については、15時40分前後に異常が発生し、機能喪失している事が記録されている。

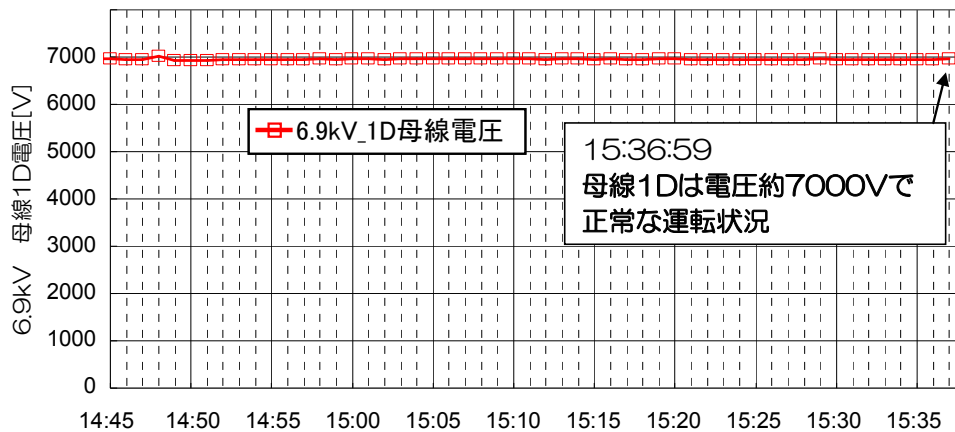
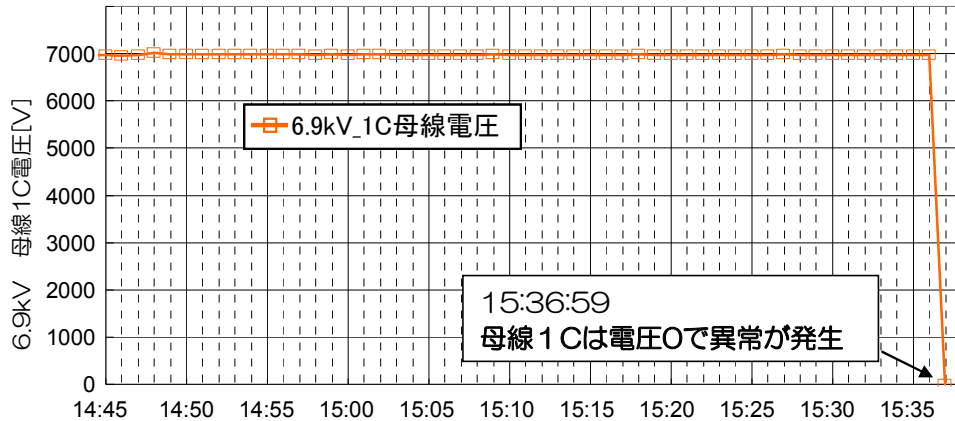
D/G(5A) (5B)は、後日の調査でD/G本体に被水の影響はないため、D/Gの関連機器による影響もしくは非常用電源盤の被水等により機能を喪失したものと想定している。



【非常用電源盤】

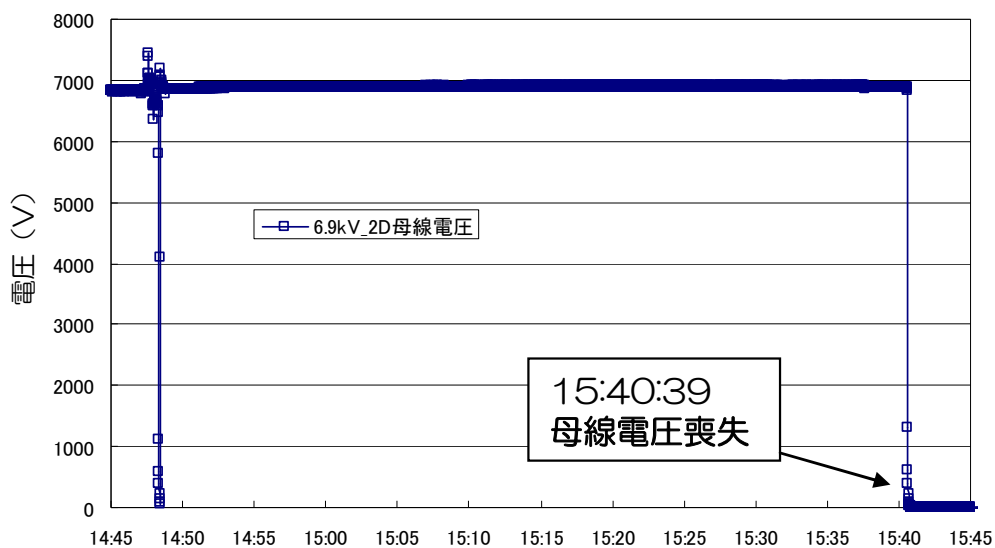
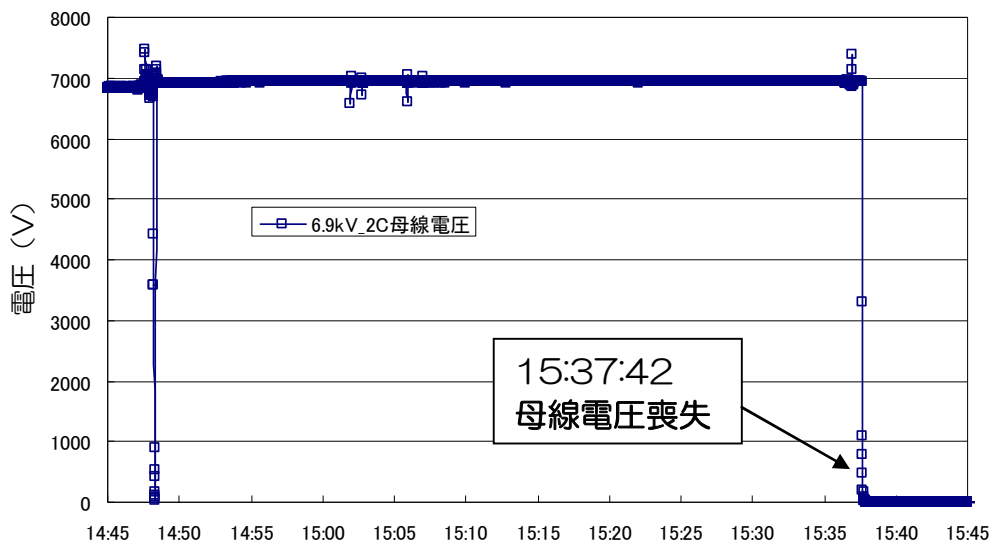
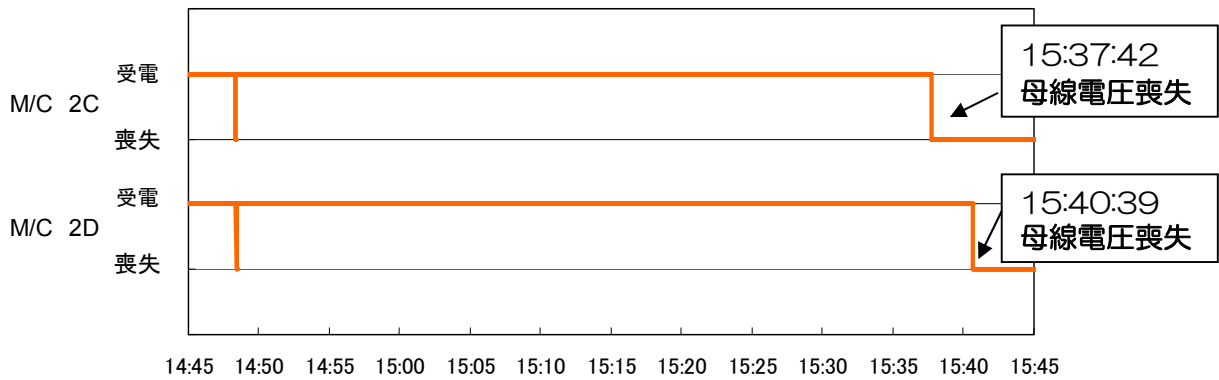
○1号機 非常用電源盤 1C、1D

過渡現象記録装置の1分周期データから、非常用電源盤1Cについては、15時35分59秒から15時36分59秒の間に非常用母線の電圧を喪失している。一方、非常用電源盤1Dについては、15時36分59秒まで電圧が確立していることから、機能喪失時刻は15時36分59秒以降であることが記録されている。



○2号機 非常用電源盤 2C、2D

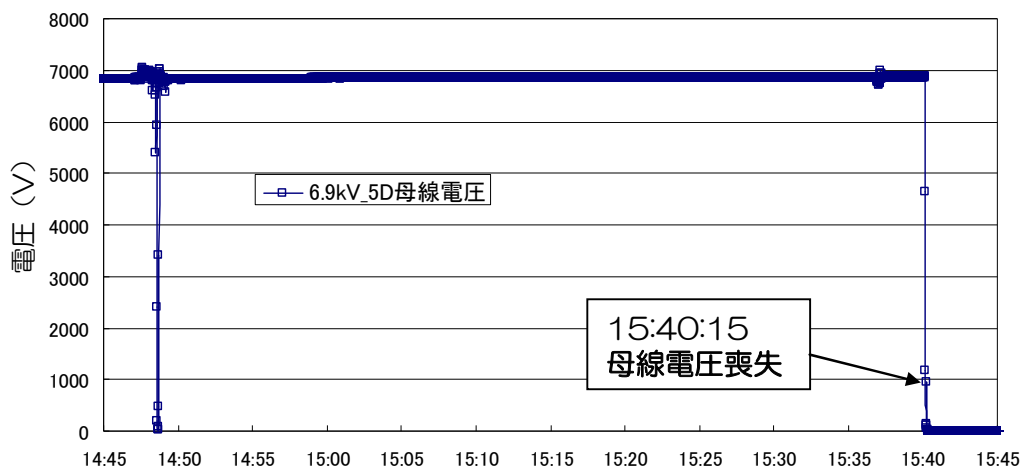
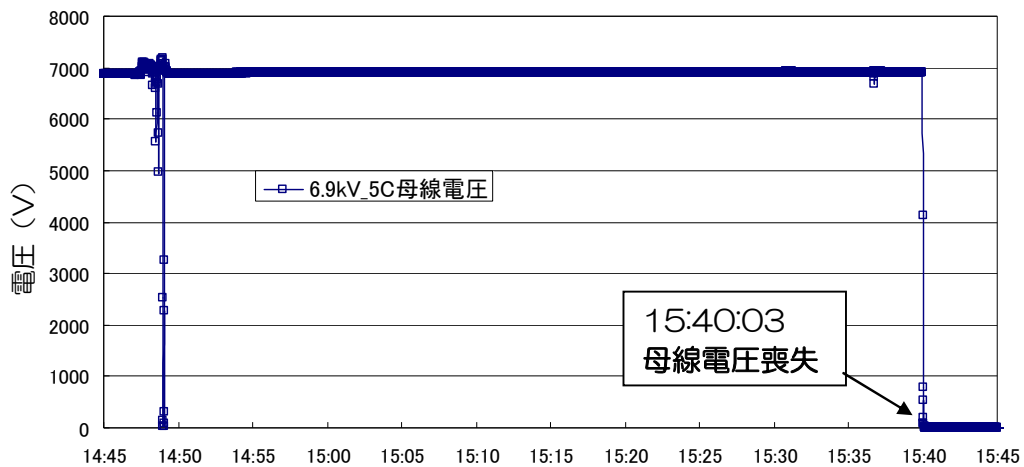
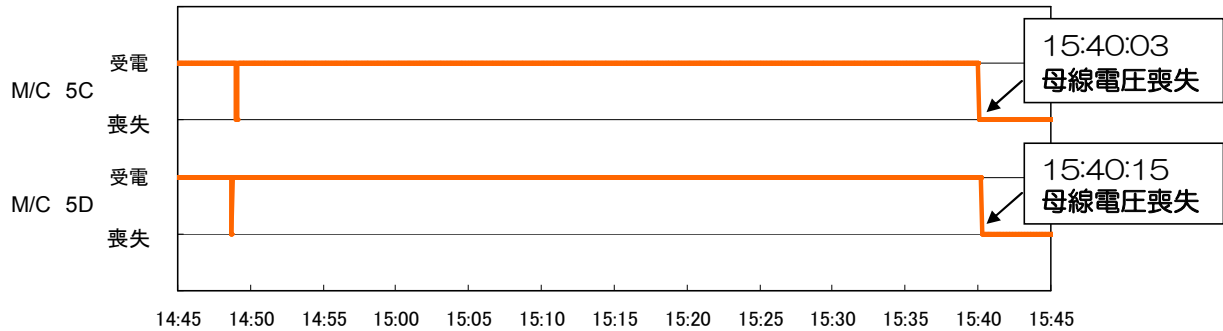
プロセス計算機データから、非常用電源盤 2C については、15 時 37 分 42 秒に非常用母線の電圧を喪失、非常用電源盤 2D は 15 時 40 分 39 秒に喪失している事が記録されている。



○5号機 非常用電源盤 5C、5D

プロセス計算機データから、非常用電源盤 5C については、15 時 40 分 03 秒に非常用母線の電圧を喪失、非常用電源盤 5D は 15 時 40 分 15 秒に喪失している事が記録されている。

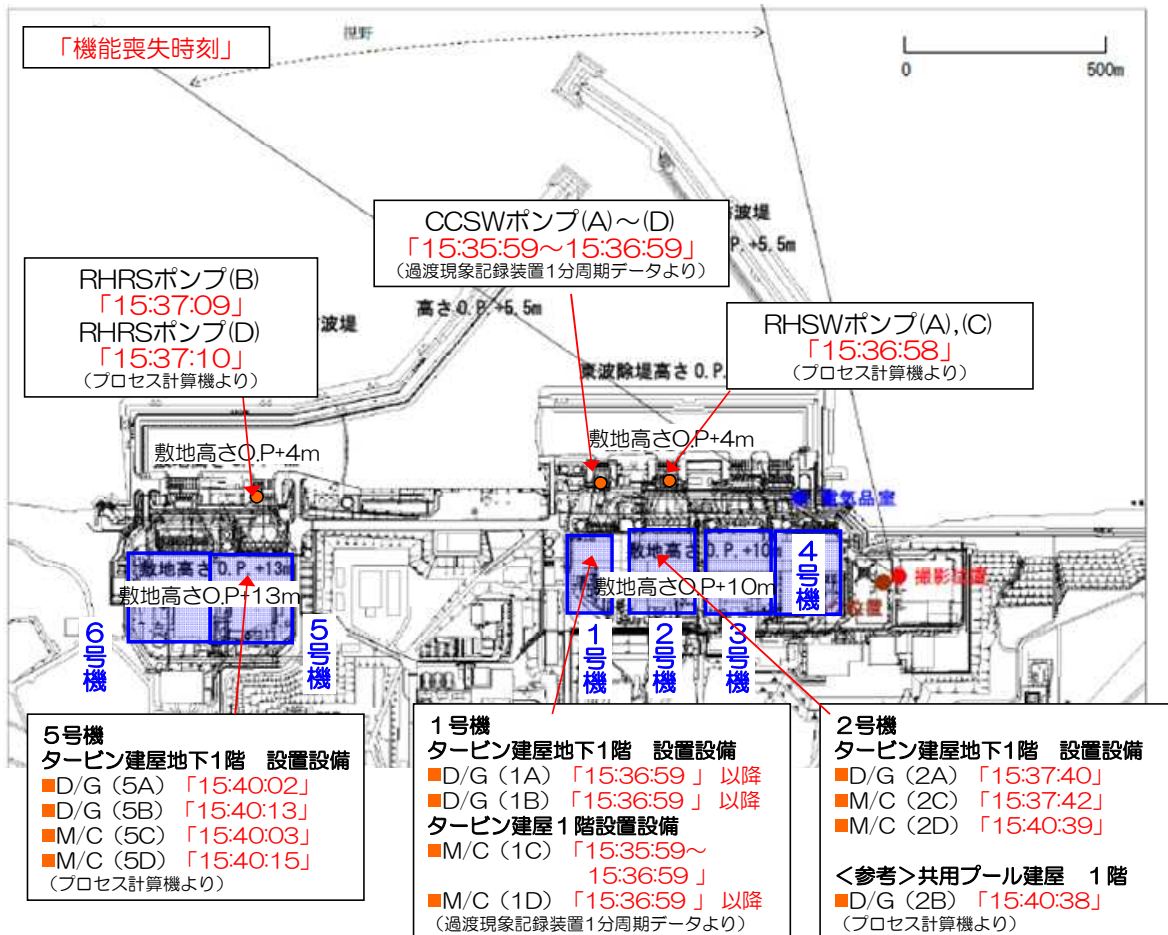
事故後の調査で、D/G に異常はなく、M/C が被水していたことから、被水による M/C の機能喪失もしくは D/G の関連機器が被水等により機能を喪失したものと想定している。



6. 3. プラントデータに関する分析まとめ (分析Ⅲ)

以上より、最も海側に近い海水系ポンプ (高さ OP+4m に設置) は、概ね 15 時 36 分台で喪失しており、津波第 2 波が敷地に到着したことによるものと想定される。

その他の主要建屋では、設置場所により機能喪失のタイミングが異なるが、概ね 15 時 40 分前後で非常用母線の機能が喪失しており、全交流電源を失う結果となっている。



7. まとめ

これまでの分析Ⅰ、Ⅱ（１）、Ⅱ（２）、Ⅲの結果をまとめると以下のように整理される。

分析Ⅰの結果、波高計の時刻は大きなずれがないと判断される。

分析Ⅱ（１）の結果、写真の時刻は7分09秒程度のずれが生じているものと判断する。またカメラ内蔵の時刻を補正した結果、下記のように判断される。

✓15時35分31秒頃

⇒津波第2波（1段目）により10m盤のタンク周辺に小規模に浸水し始めたことが確認できる時刻

✓15時36分17秒頃

⇒津波第2波（2段目）により10m盤のタンク周辺に大規模に浸水し始めたことが確認できる時刻

分析Ⅱ（２）の結果、上記と同様、写真の時刻は7分09秒程度のずれが生じているものと判断する。また津波数値シミュレーション結果より、下記のように判断される。

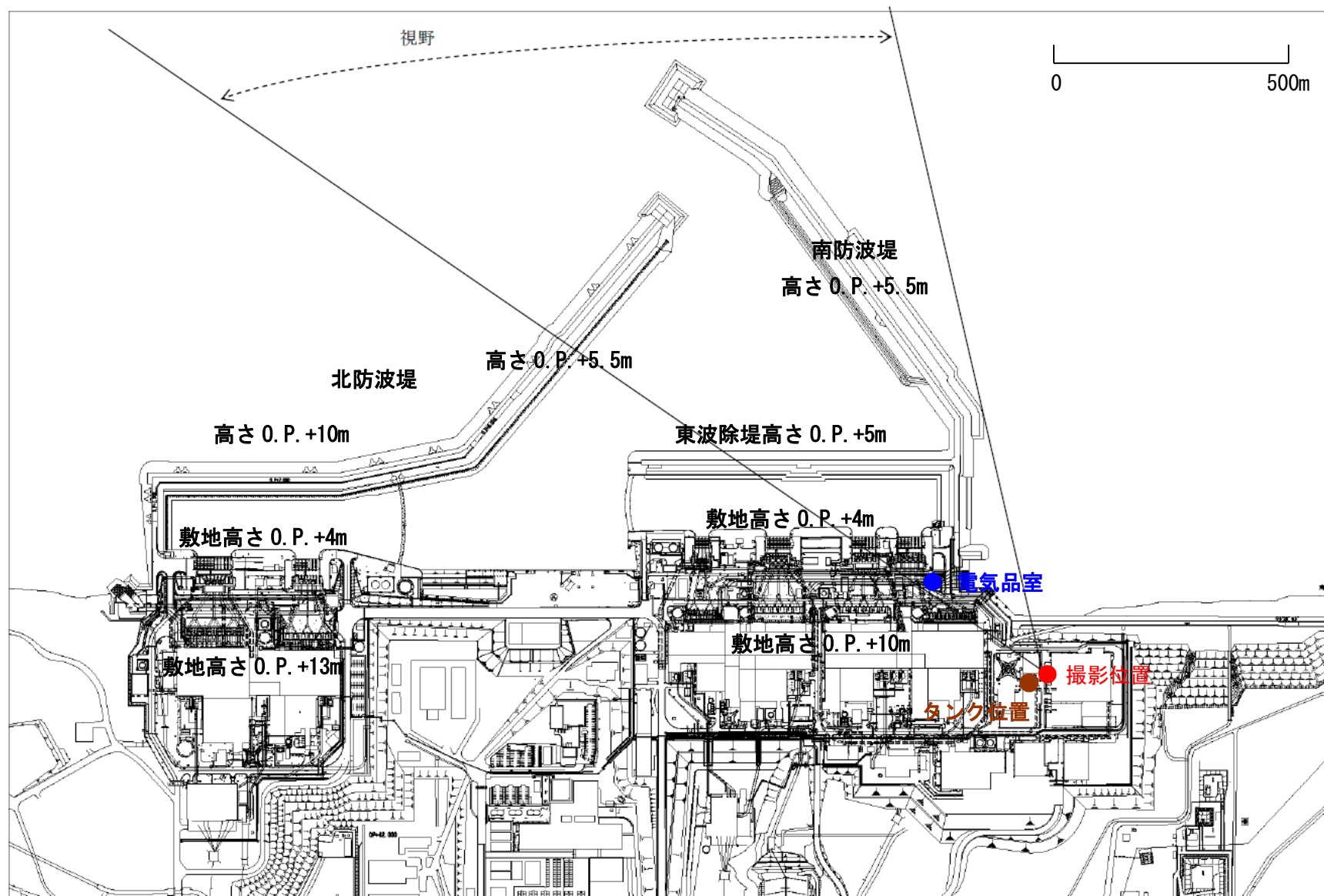
✓15時36分台

⇒敷地海側のほぼ中央に位置する1号機タービン建屋大物搬入口前に津波が到達

分析Ⅲのプラントデータから津波第2波が敷地に到着した時刻は15時36分台と推定される。また、最も海側に近い海水系ポンプは、津波第2波が敷地に到達したことにより概ね15時36分台に機能喪失し、続いて、15時40分前後で非常用母線の機能が喪失しており、津波が原因で全交流電源を失う結果となっている。

以上の分析結果（写真の時刻、津波数値シミュレーション結果及びプラントデータ）を踏まえ、当社は敷地への津波到達時間は15時35分台～36分台と考えている。

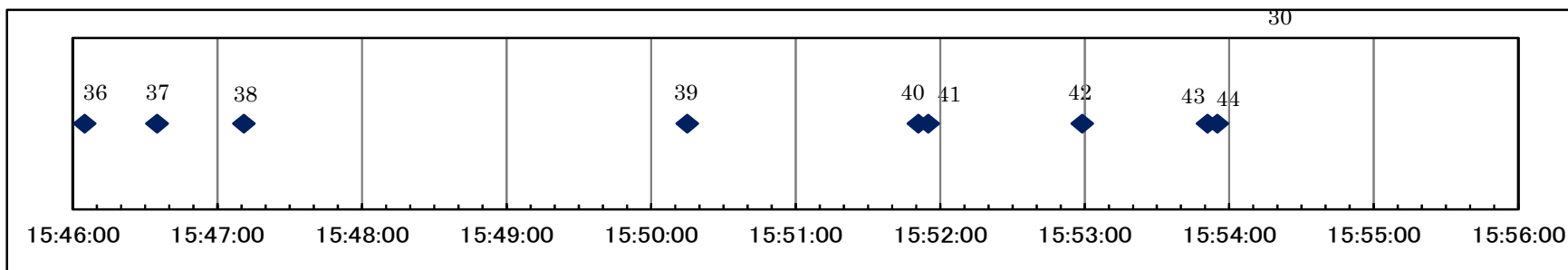
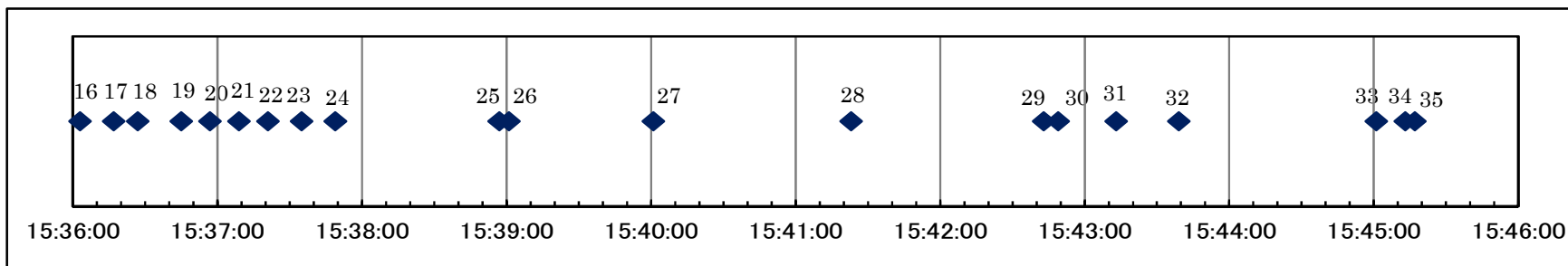
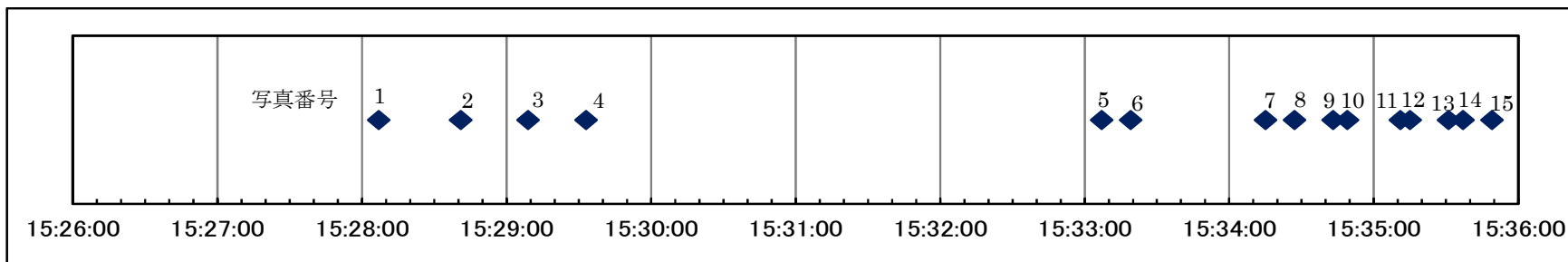
【参考1】連続写真の位置関係



【参考2】連続写真全44枚

写真の撮影時刻（補正後）

カメラの内蔵時刻は実際の時間よりも、6分56秒～7分09秒程度進んでいたと評価。
 下記のグラフでは7分09秒進んでいたとして撮影時刻を補正。
 （例：カメラ撮影時刻で15時35分16秒の写真の時刻は15時28分07秒とした。）



写真左上の凡例

写真番号 (写真番号 1 からの経過時間)

補正後の時刻 (補正後時刻)

補正前の時刻 (補正前のカメラ内蔵時刻)

1 (00 分 00 秒後)

15 時 28 分 07 秒頃 (補正後時刻)

15 時 35 分 16 秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



2 (00 分 34 秒後)

15 時 28 分 41 秒頃 (補正後時刻)

15 時 35 分 50 秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



3 (01 分 02 秒後)

15 時 29 分 09 秒頃 (補正後時刻)

15 時 36 分 18 秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



4 (01 分 26 秒後)

15 時 29 分 33 秒頃 (補正後時刻)

15 時 36 分 42 秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



5 (05 分 00 秒後)

15 時 33 分 07 秒頃 (補正後時刻)

15 時 40 分 16 秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



6 (05 分 12 秒後)

15 時 33 分 19 秒頃 (補正後時刻)

15 時 40 分 28 秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



7 (06 分 08 秒後)

15 時 34 分 15 秒頃 (補正後時刻)

15 時 41 分 24 秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



8 (06 分 20 秒後)

15 時 34 分 27 秒頃 (補正後時刻)

15 時 41 分 36 秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



9 (06分36秒後)

15時34分43秒頃 (補正後時刻)

15時41分52秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



10 (06分42秒後)

15時34分49秒頃 (補正後時刻)

15時41分58秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



11 (07分04秒後)

15時35分11秒頃 (補正後時刻)

15時42分20秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



12 (07分08秒後)

15時35分15秒頃 (補正後時刻)

15時42分24秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



13 (07分24秒後)

15時35分31秒頃 (補正後時刻)

15時42分40秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



14 (07分30秒後)

15時35分37秒頃 (補正後時刻)

15時42分46秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



15 (07分42秒後)

15時35分49秒頃 (補正後時刻)

15時42分58秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



16 (07分56秒後)

15時36分03秒頃 (補正後時刻)

15時43分12秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



17 (08分10秒後)

15時36分17秒頃 (補正後時刻)

15時43分26秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



18 (08分20秒後)

15時36分27秒頃 (補正後時刻)

15時43分36秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



19 (08分38秒後)

15時36分45秒頃 (補正後時刻)

15時43分54秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



以上は、本文掲載写真の再掲。

20 (08分50秒後)

15時36分57秒頃 (補正後時刻)

15時44分06秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



21 (09分02秒後)

15時37分09秒頃 (補正後時刻)

15時44分18秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



22 (09分14秒後)

15時37分21秒頃 (補正後時刻)

15時44分30秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



23 (09分28秒後)

15時37分35秒頃 (補正後時刻)

15時44分44秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



24 (09分42秒後)

15時37分49秒頃 (補正後時刻)

15時44分58秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



25 (10分50秒後)

15時38分57秒頃 (補正後時刻)

15時46分06秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



26 (10分54秒後)

15時39分01秒頃 (補正後時刻)

15時46分10秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



28 (13分16秒後)

15時41分23秒頃 (補正後時刻)

15時48分32秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



30 (14分42秒後)

15時42分49秒頃 (補正後時刻)

15時49分58秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



27 (11分54秒後)

15時40分01秒頃 (補正後時刻)

15時47分10秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



29 (14分36秒後)

15時42分43秒頃 (補正後時刻)

15時49分52秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



31 (15分06秒後)

15時43分13秒頃 (補正後時刻)

15時50分22秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



32 (15分32秒後)

15時43分39秒頃 (補正後時刻)

15時50分48秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



33 (16分54秒後)

15時45分01秒頃 (補正後時刻)

15時52分10秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



34 (17分06秒後)

15時45分13秒頃 (補正後時刻)

15時52分22秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



35 (17分10秒後)

15時45分17秒頃 (補正後時刻)

15時52分26秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



36 (17分58秒後)

15時46分05秒頃 (補正後時刻)

15時53分14秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



37 (18分28秒後)

15時46分35秒頃 (補正後時刻)

15時53分44秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



38 (19分04秒後)

15時47分11秒頃 (補正後時刻)

15時54分20秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



39 (22分08秒後)

15時50分15秒頃 (補正後時刻)

15時57分24秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



40 (23分44秒後)

15時51分51秒頃 (補正後時刻)

15時59分00秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



41 (23分48秒後)

15時51分55秒頃 (補正後時刻)

15時59分04秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



42 (24分52秒後)

15時52分59秒頃 (補正後時刻)

16時00分08秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



43 (25分44秒後)

15時53分51秒頃 (補正後時刻)

16時01分00秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)



44 (25分48秒後)

15時53分55秒頃 (補正後時刻)

16時01分04秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)

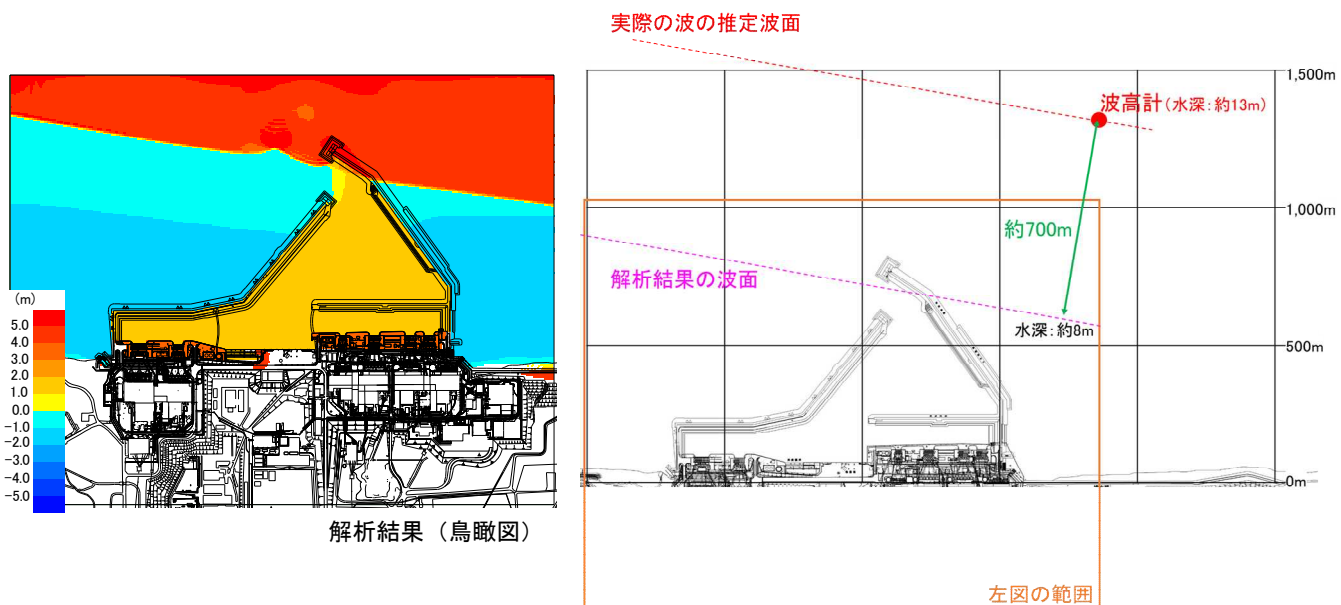


【参考 3】波高計から南防波堤屈曲部までの距離の取り方

本検討では、波高計から南防波堤屈曲部までの距離は 700m 程度とした。

津波数値シミュレーションによると、波面は下図のような角度となっている。波面の向きは海底地形に支配されることから、津波数値シミュレーションは実際の波面の向きにほぼ等しいものと判断できる。

なお、これまでの検討では、波高計と南防波堤屈曲部を結ぶ直線距離（900m 程度）とし、実際の津波の移動距離よりも長く見積もる取り方としていたが、今回、より実際に近いと考えられる上記の距離に見直した。



【参考 4】波高計から南防波堤までの第 2 波（1 段目）の伝播所要時間

a. 静水深に基づく推定波速から算出した所要時間

所要時間を長めに評価する観点から、水深に津波高さを考慮せず、静水深 h を用い、以下の方法にて所要時間の推定を行う。

- ・ 波高計設置位置から南防波堤屈曲部までの距離約 700m を 50m ずつ 14 区間に分割する。
- ・ 波高計設置位置の水深は約 13m、波面が南防波堤屈曲部に到達する際の波高計からの津波進行方向位置の水深は約 8m であり、この間の海底勾配は一定であると仮定する。
- ・ 津波波速の近似式 $c=(gh)^{1/2}$ に、区間ごとの平均水深を適用して波速を算定する。
- ・ 津波が各区間を通過する所要時間を算定する。
- ・ 次ページの表による算定の結果、波高計設置位置から南防波堤屈曲部までの所要時間は約 70 秒と推定された。

b. 全水深に基づく推定波速から算出した所要時間

より実際に近い評価を行うため、水深に津波高さを加算した全水深（＝静水深＋津波高さ）を用いる。

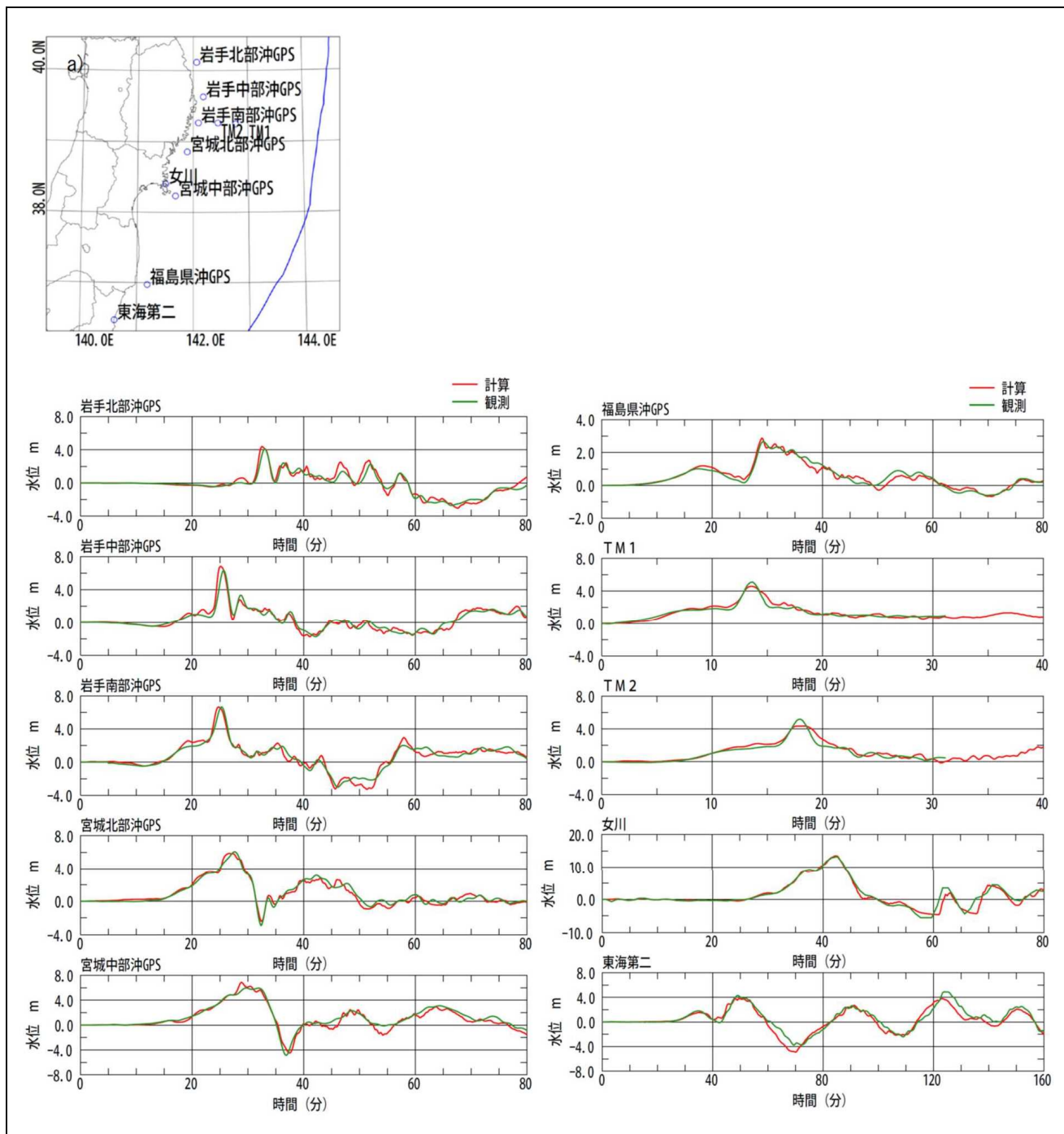
- ・ グリーンの法則： $H2/H1 = (h1/h2)^{1/4}$ を適用して、各区間での津波高さ $H2$ を算定する。
- ・ 波高 $H1$ の初期値は、波高計設置位置の第 2 波（第 1 段）の波高計記録から 4.5m とする。
- ・ $h1$ の初期値は、波高計設置位置の水深約 13m。
- ・ 水深に津波高さを加算した全水深（＝静水深＋津波高さ）を用い、a. と同様の方法にて所要時間の推定を行う。
- ・ 次ページの表による算定の結果、波高計設置位置から南防波堤屈曲部までの所要時間は約 57 秒と推定された。

以上のことから、波高計設置位置から港湾付近までの所要時間を 57～70 秒と推定する。

波高計からの 距離[m]	a. 静水深に基づく検討			b. 全水深に基づく検討			
	区間平均 水深[m]	静水深を用 いた近似式 から求まる 波速[m/s]	区間ごとの 所要時間 [s]	グリーンの 法則から求 まる波高 [m]	区間平均 水深[m]	全水深を用 いた近似式 から求まる 波速[m/s]	区間ごとの 所要時間 [s]
0～50	12.8	11.2	4.5	4.5	17.3	13.0	3.8
50～100	12.5	11.1	4.5	4.5	17.0	12.9	3.9
100～150	12.1	10.9	4.6	4.6	16.7	12.8	3.9
150～200	11.8	10.7	4.7	4.6	16.4	12.7	3.9
200～250	11.4	10.6	4.7	4.7	16.0	12.5	4.0
250～300	11.0	10.4	4.8	4.7	15.7	12.4	4.0
300～350	10.7	10.2	4.9	4.7	15.4	12.3	4.1
350～400	10.3	10.1	5.0	4.8	15.1	12.2	4.1
400～450	10.0	9.9	5.1	4.8	14.8	12.0	4.2
450～500	9.6	9.7	5.2	4.9	14.5	11.9	4.2
500～550	9.2	9.5	5.3	4.9	14.1	11.8	4.2
550～600	8.9	9.3	5.4	4.9	13.8	11.6	4.3
600～650	8.5	9.1	5.5	5.0	13.5	11.5	4.3
650～700	8.2	9.0	5.6	5.1	13.2	11.4	4.4
	所要時間の合計[s]		69.8		所要時間の合計[s]		57.3

【参考5】津波波源モデルN04-3の広域での再現性

津波波源モデルN04-3は広域の観測データを良好に再現する。観測データと計算結果の比較の一例を以下に示す。



津波の観測波形と計算波形の比較 (安中ほか (2020)²⁾ より抜粋)

【参考6】津波数値シミュレーションの詳細

■ 基礎方程式及び計算条件

- ✓ 基礎方程式は，非線形長波理論（浅水理論）を用いた。
- ✓ 各計算項目における計算条件は，表のとおりとした。

■ 基礎方程式

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + \frac{\partial M}{\partial x} + \frac{\partial N}{\partial y} = 0$$

$$\frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{M^2}{D} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{MN}{D} \right) + gD \frac{\partial \eta}{\partial x} - K_b \left(\frac{\partial^2 M}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 M}{\partial y^2} \right) + \gamma_b^2 \frac{M \sqrt{M^2 + N^2}}{D^2} = 0$$

$$\frac{\partial N}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{MN}{D} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{N^2}{D} \right) + gD \frac{\partial \eta}{\partial y} - K_b \left(\frac{\partial^2 N}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 N}{\partial y^2} \right) + \gamma_b^2 \frac{N \sqrt{M^2 + N^2}}{D^2} = 0$$

t : 時間 x, y : 平面座標
 η : 静水面から鉛直上方にとった水位変動量
 M : x 方向の線流量 N : y 方向の線流量
 h : 静水深 D : 全水深 ($D = h + \eta$) g : 重力加速度
 K_b : 水平渦動粘性係数
 γ_b^2 : 摩擦係数 ($=gn^2 / D^{1/3}$), n : マニングの粗度係数

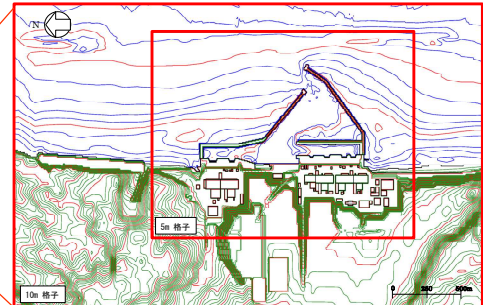
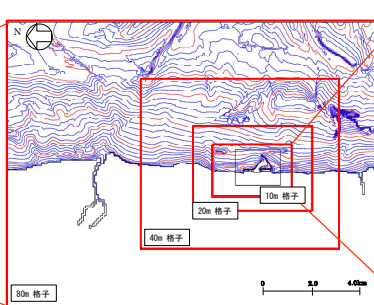
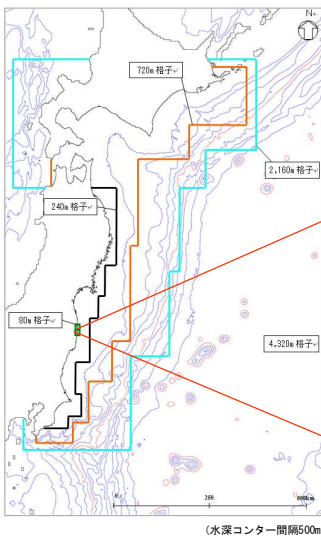
■ 主な計算条件

項目	計算条件
計算時間間隔	C.F.L.条件を満たすように0.1秒に設定
基礎方程式及び数値計算スキーム	非線形長波理論(浅水理論)に基づく後藤・小川(1982)の方法
沖側境界条件	後藤・小川(1982)の自由透過の条件
陸側境界条件	・敷地周辺:(計算格子間隔80~5m)の領域は小谷ほか(1998)の陸上遡上境界条件 ・それ以外は完全反射条件
越流境界条件	越流を本間公式(1940)や相田公式(1977)で考慮
海底摩擦係数	マニングの粗度係数($n=0.03m^{-1/3}s$)
水平渦動粘性係数	考慮していない($K_h=0$)
初期条件	Mansinha and Smylie(1971)の方法により海底面の鉛直変位分布を求めて初期水位として与える
計算時間	6時間

■ 解析モデル

- ✓ 地形データについては，一般財団法人 日本水路協会や国土地理院等の最新の地形データ及び発電所近傍や港湾内の最新の深淺測量等の測量結果を数値シミュレーションモデルに反映した。

項目	データ
広域 海底地形	・JTOPO30日本近海30秒グリッド水深データ : (財)日本水路協会
	・沿岸の海の基本図デジタルデータ : (財)日本水路協会
	・日本全域海岸線データ : (財)日本水路協会
	・数値地図50mメッシュ : 国土地理院
陸域, 発電所近傍, 港湾内	・全体平面図(CAD)(平成19年6月作成)
	・周辺海域深淺測量(CAD, 取水開渠部を含む)(平成19年8月)
	・港内深淺測量(CAD)(平成19年10月15, 19日測量)



■ 解析条件

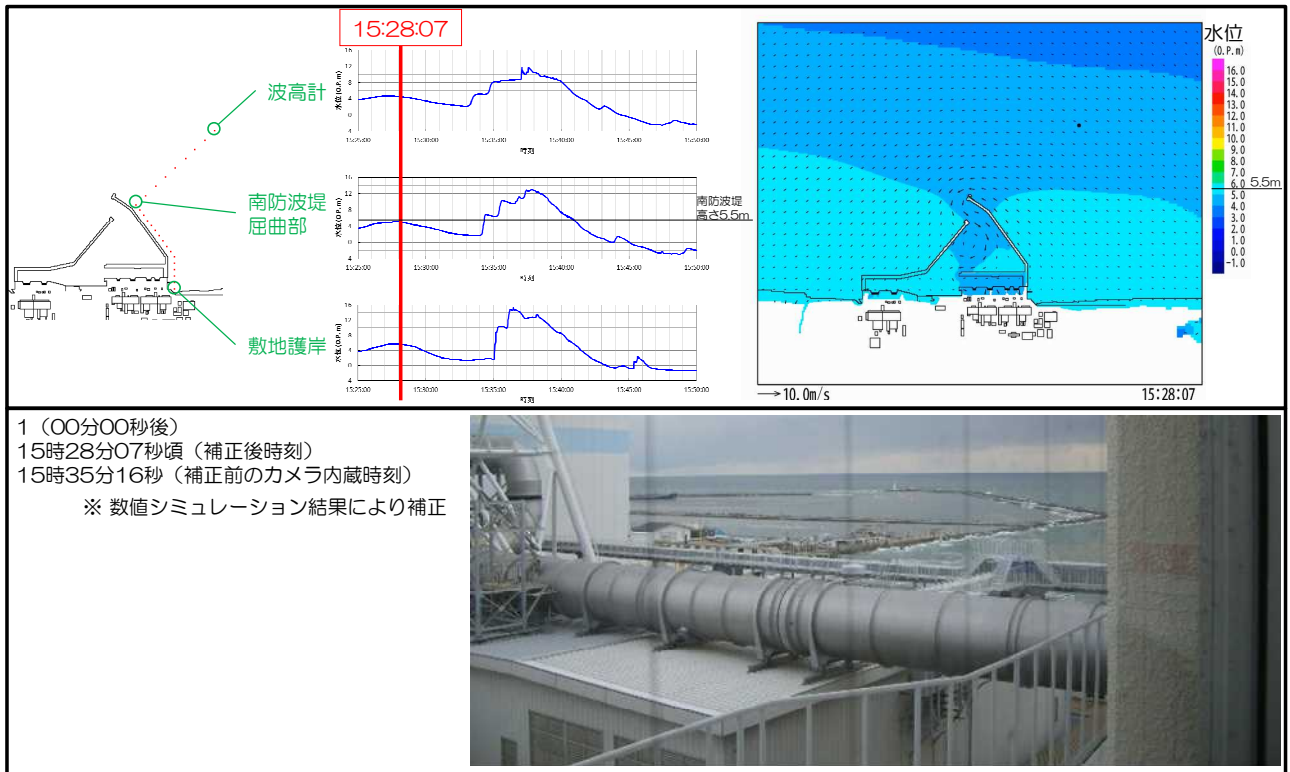
項目	内容
計算領域	北海道から千葉房総付近までの太平洋
計算格子間隔	沖合4320m→2160m→720m→沿岸域240m →敷地周辺80m→40m→20m→10m→5mへ順次細分化
計算時間間隔	$\Delta t=0.025$ 秒
計算時間	地震発生後6時間
基礎方程式	非線形長波理論に基づく後藤・小川(1982)の方法
計算スキーム	スタッガード格子, リープ・フロッグ法
境界条件	沖側: 自由透過 陸側: 遡上を考慮(80m格子以下)
越流条件	防波堤(上部工など): 本間公式, 護岸: 相田公式
海底摩擦係数	マニングの粗度係数 $n=0.03m^{-1/3} \cdot s$
水平渦動粘性係数	考慮していない
地殻変動量	Mansinha and Smylie(1971)の方法 (水平変位による造波を考慮, Tanioka and Satake(1996))
津波波源モデル	波高計記録, GPS連続観測記録を再現する 津波波源モデルN04-3を使用。
初期潮位	発電所検潮所の欠測前*の潮位記録と小名浜検潮所の潮位記録を用いて津波来襲時の 発電所潮位を推定するとともに数値シミュレーションと実際の地殻変動量との差分を考慮 (O.P.+0.6m)
津波による砂移動	津波来襲前後に海底地形変化が認められたことから砂移動を考慮
北防波堤上部工などの転倒	津波により北防波堤上部工などに転倒が 認められたことから, 転倒あり・なしの2ケースを実施
遡上域の粗度係数	海域と同様に設定したケース(0.03)と 実地形(大部分が舗装・コンクリート盤)に合わせたケース(0.015)の2ケースを実施

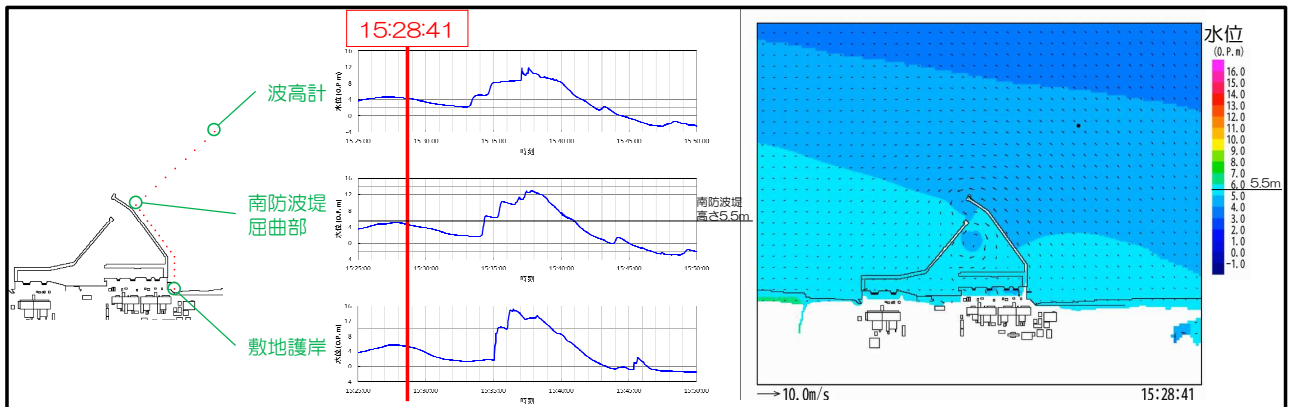
※ 潮位計は地震により損傷

【参考7】連続写真と津波数値シミュレーション結果（水位時刻歴、水位分布）の対比

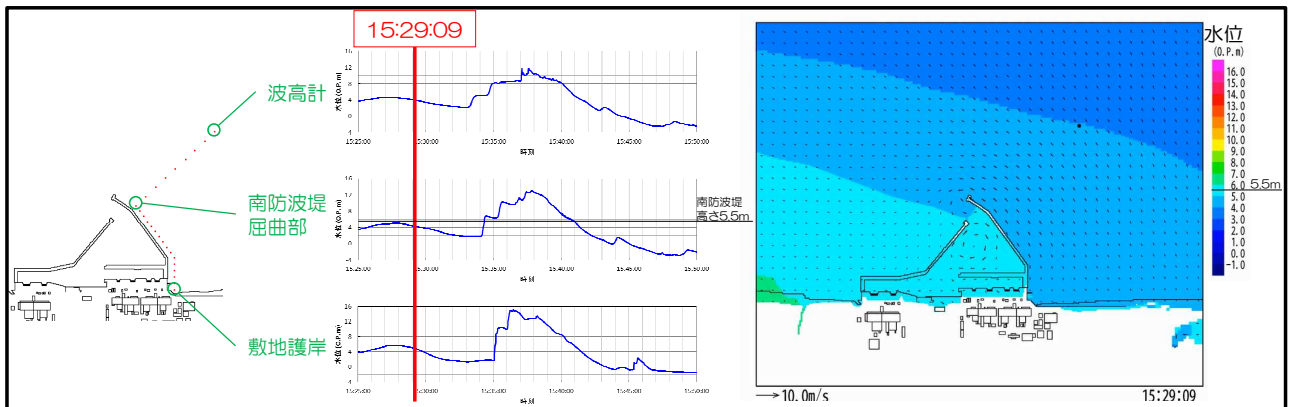
写真左上の凡例

写真番号 （写真番号 1 からの経過時間）
 補正後の時刻（補正後時刻）
 補正前の時刻（補正前のカメラ内蔵時刻）



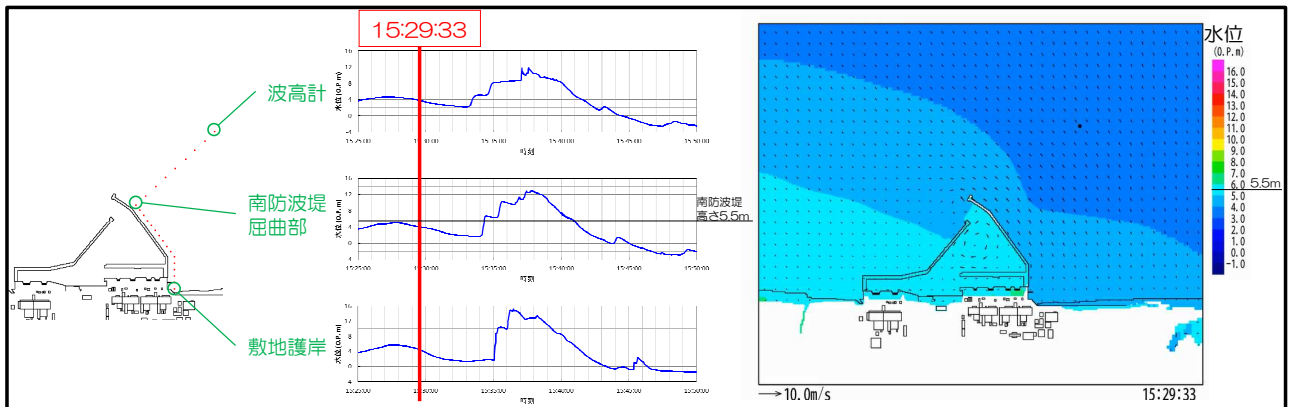


2 (00分34秒後)
 15時28分41秒頃 (補正後時刻)
 15時35分50秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正

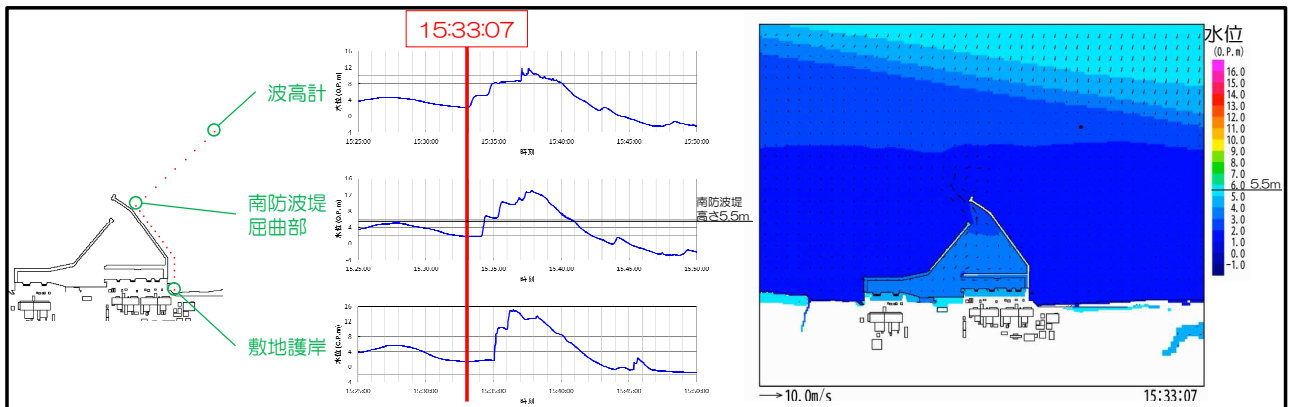


3 (01分02秒後)
 15時29分09秒頃 (補正後時刻)
 15時36分18秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



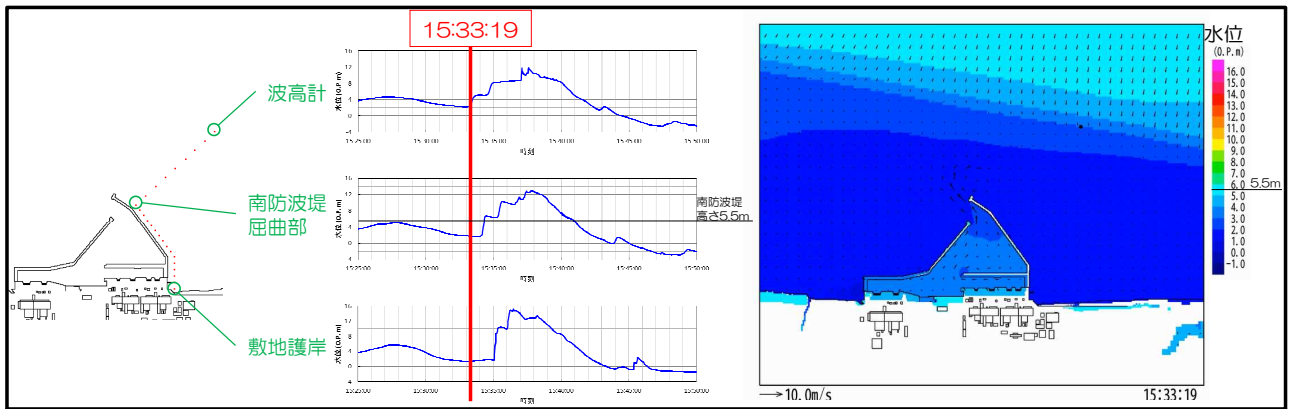


4 (01分26秒後)
 15時29分33秒頃 (補正後時刻)
 15時36分42秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正

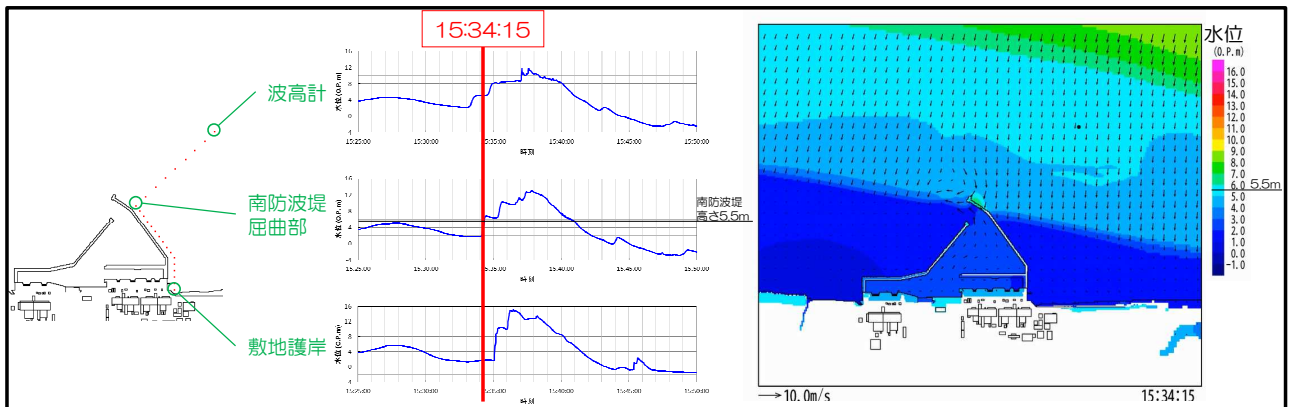


5 (05分00秒後)
 15時33分07秒頃 (補正後時刻)
 15時40分16秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



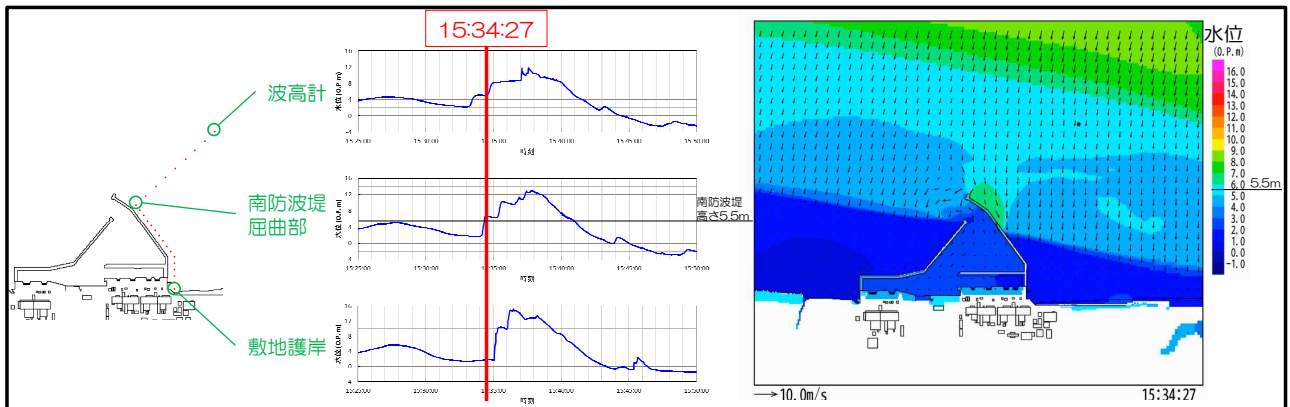


6 (05分12秒後)
 15時33分19秒頃 (補正後時刻)
 15時40分28秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正

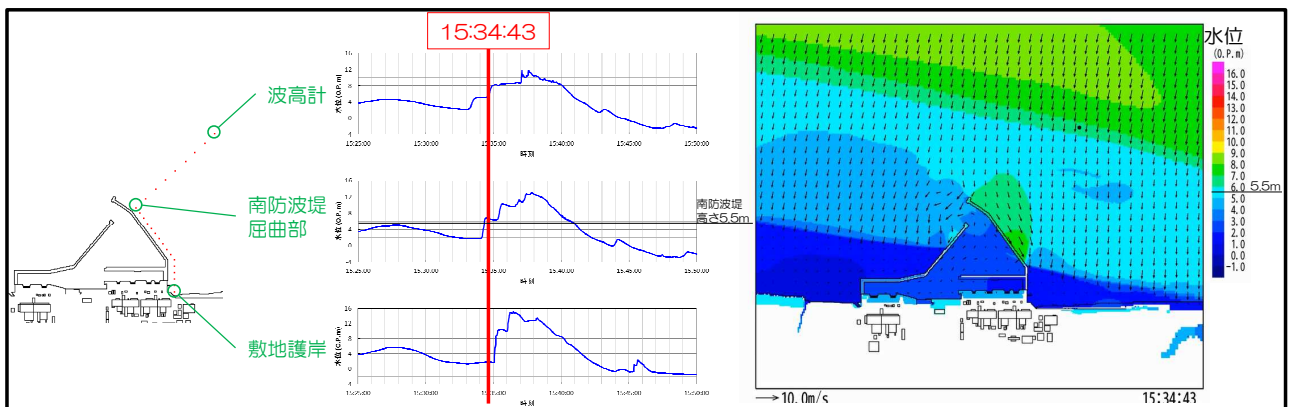


7 (06分08秒後)
 15時34分15秒頃 (補正後時刻)
 15時41分24秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



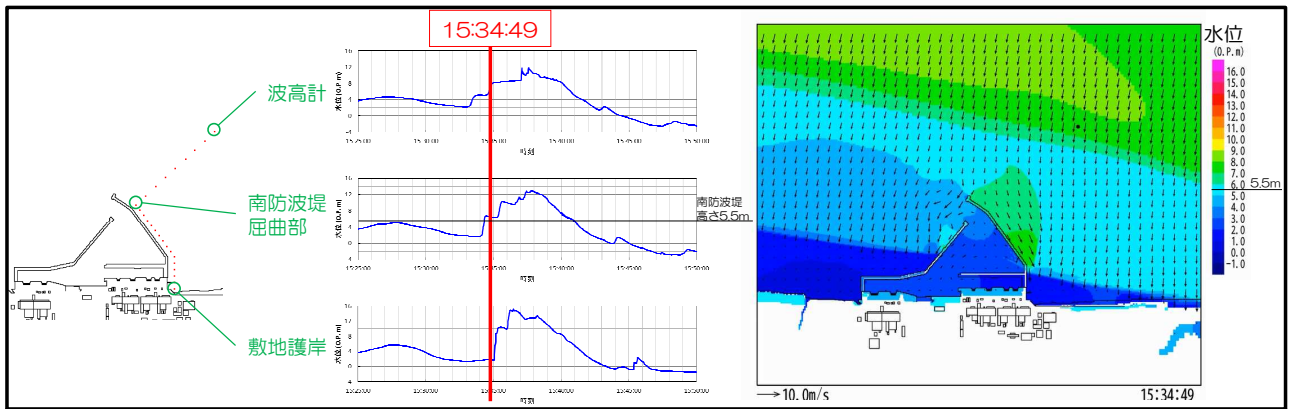


8 (06分20秒後)
 15時34分27秒頃 (補正後時刻)
 15時41分36秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正

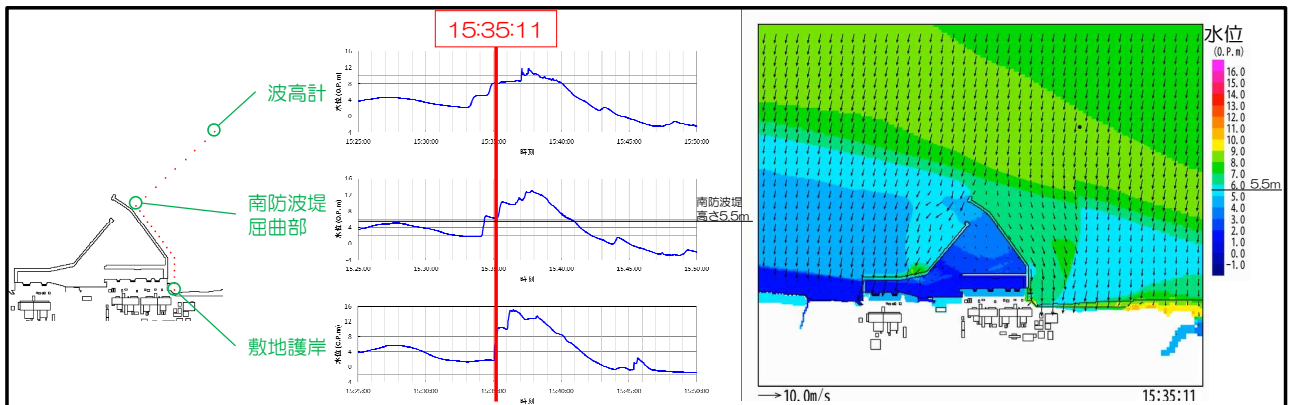


9 (06分36秒後)
 15時34分43秒頃 (補正後時刻)
 15時41分52秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



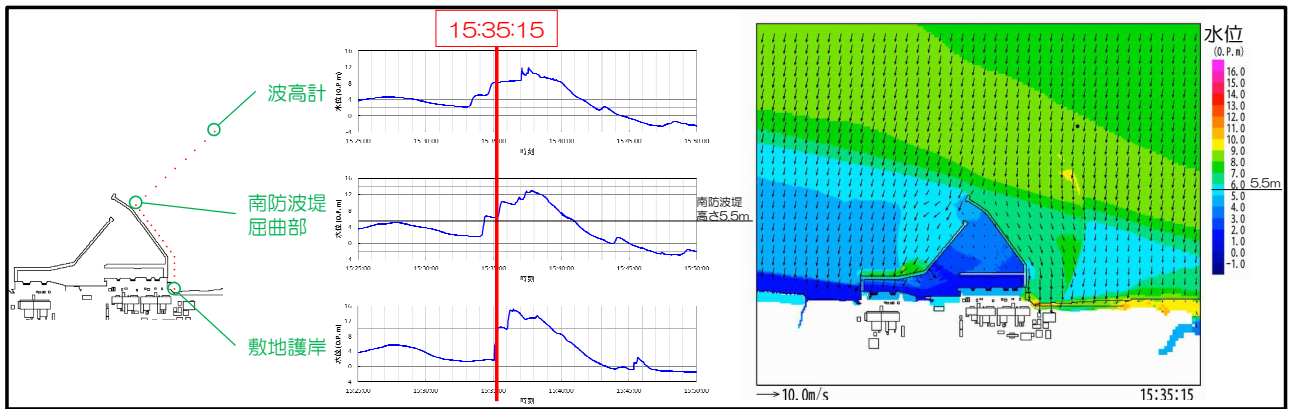


10 (06分42秒後)
 15時34分49秒頃 (補正後時刻)
 15時41分58秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正

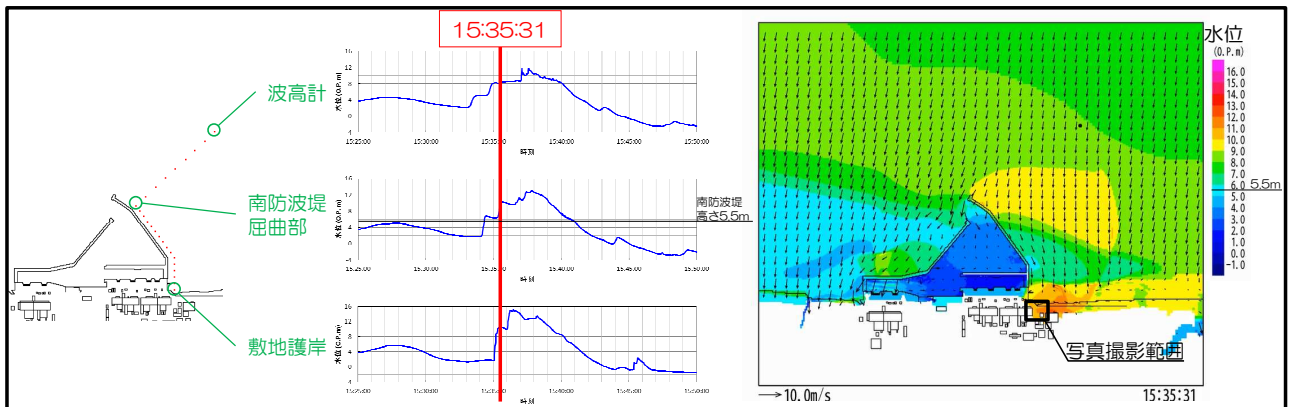


11 (07分04秒後)
 15時35分11秒頃 (補正後時刻)
 15時42分20秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



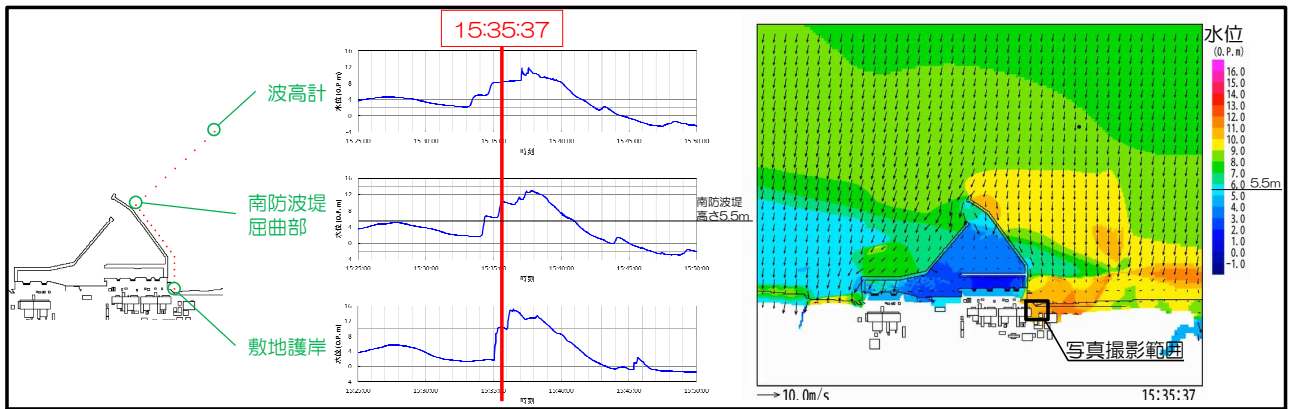


12 (07分08秒後)
 15時35分15秒頃 (補正後時刻)
 15時42分24秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正

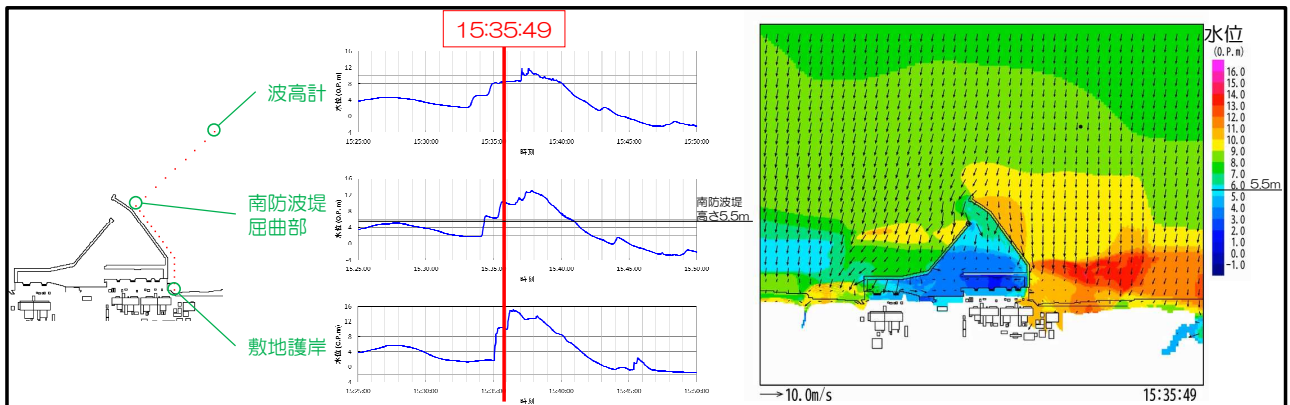


13 (07分24秒後)
 15時35分31秒頃 (補正後時刻)
 15時42分40秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



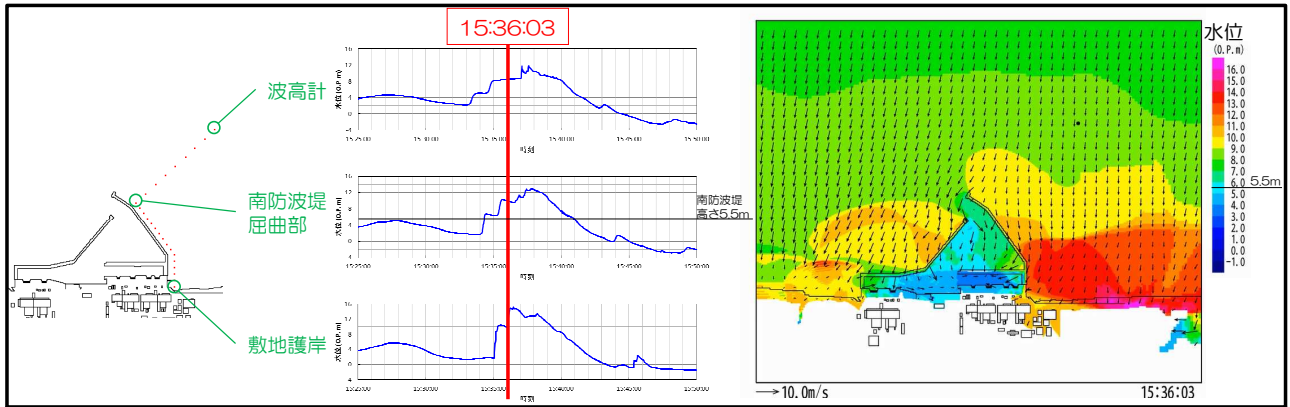


14 (07分30秒後)
 15時35分37秒頃 (補正後時刻)
 15時42分46秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正

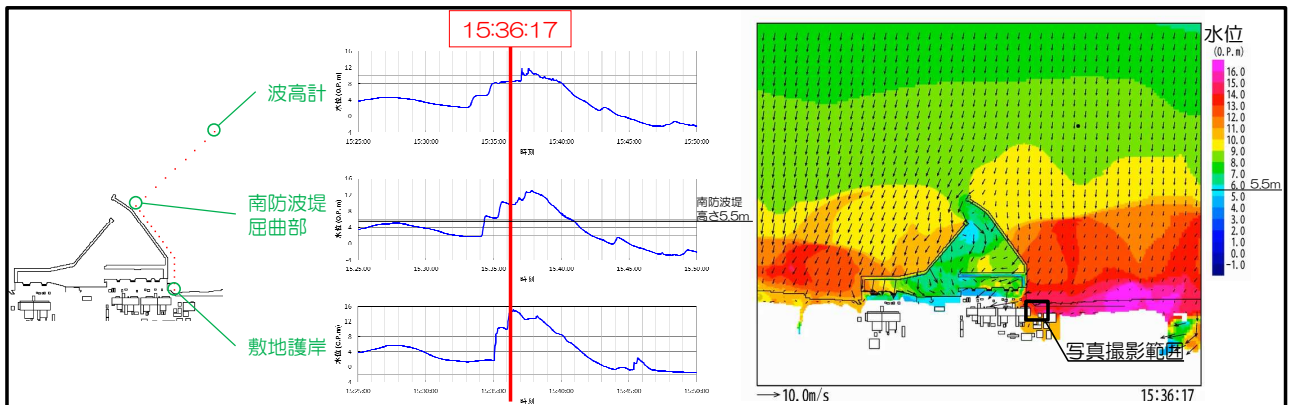


15 (07分42秒後)
 15時35分49秒頃 (補正後時刻)
 15時42分58秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



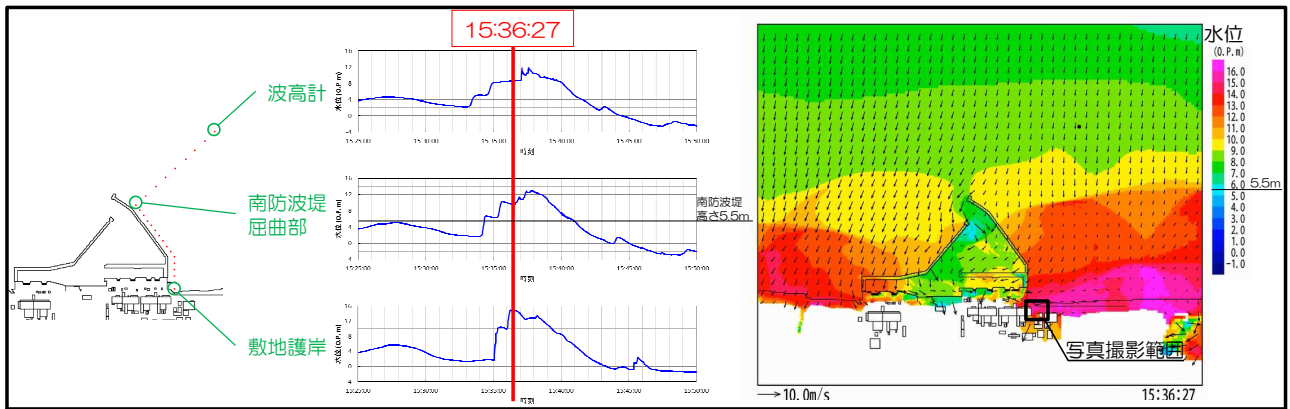


16 (07分56秒後)
 15時36分03秒頃 (補正後時刻)
 15時43分12秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正

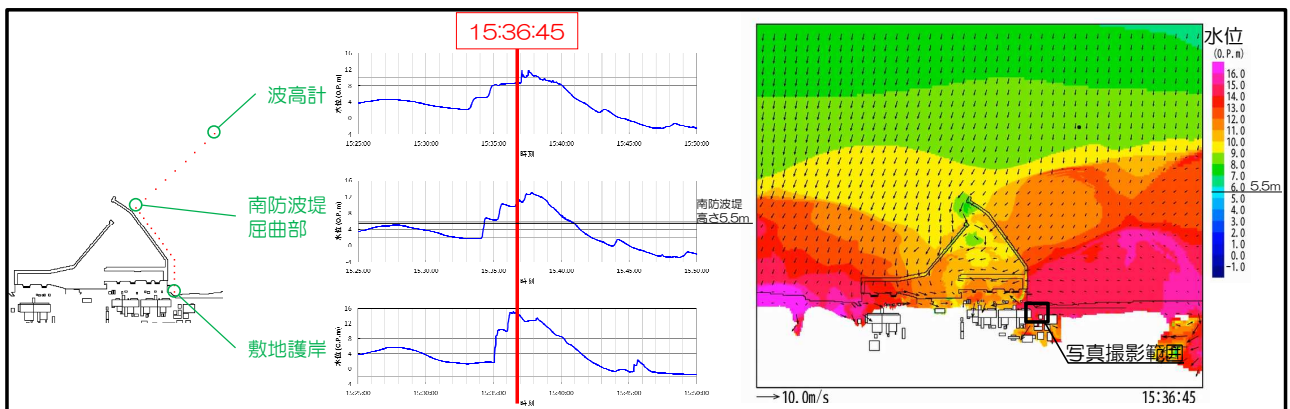


17 (08分10秒後)
 15時36分17秒頃 (補正後時刻)
 15時43分26秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正





18 (08分20秒後)
 15時36分27秒頃 (補正後時刻)
 15時43分36秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



19 (08分38秒後)
 15時36分45秒頃 (補正後時刻)
 15時43分54秒 (補正前のカメラ内蔵時刻)
 ※ 数値シミュレーション結果により補正



参考資料

- 1) 東京電力ホールディングス（株）：福島第一原子力発電所波高計の設置箇所情報の誤りについて，2019年8月20日，http://www.tepco.co.jp/press/release/2019/1516534_8709.html.
- 2) 安中正，西愛歩，金戸俊道：福島第一原子力発電所波高計記録を再現した東北地方太平洋沖地震津波モデル，日本地震工学会論文集，第20巻，第4号，pp. 4_1-4_17，2020.

津波による非常用交流電源喪失についての追加検討

1. はじめに

津波到達と電源喪失の関係性の調査については、添付資料地震津波-1としてまとめている。この中で、電源喪失の原因が津波であると推定した理由は次のとおりである。まず、本震後も各号機の非常用電源設備は正常に動作し続けていたこと、これら設備が短期間に集中して機能喪失していることから、各号機の設備は共通原因により機能喪失に至ったと考えられる。発電所内の広範なエリアにわたる共通原因としては、地震と津波が考えられる。地震については、各号機の設備が機能喪失する時刻に余震が発生していないことから、地震が機能喪失の原因であるとは考えにくい。一方、波高計および津波が発電所に到達する様子を捉えた連続写真の分析とプラントデータの分析により、津波が発電所敷地に到達したと考えられる時刻と各電源設備の機能喪失した時刻が整合していることが分かった。従って、津波によって各設備が機能喪失したものと推定している。

津波が原因で非常用電源喪失に至ったことは、事故の分析に係わる専門家の間では一般的な理解となっている。一方で、津波の浸入過程と非常用交流電源喪失の関係性が確認されていないとして、依然として地震が原因で非常用交流電源喪失に至った可能性を指摘する方もいる。新潟県技術委員会においても、「原因は浸水と考えられるが、浸水原因の検証は不十分であり、全電源喪失に至った詳細なプロセスは不明である」[1]として、継続検討が必要とされていた。このため、津波が原因であるとの推定をより確からしいものとするための追加検討として、津波の浸入過程と非常用交流電源喪失の関係性について確認を行った（共通-14）。

2. 検討方法および非常用交流電源設備の設置位置と機能喪失時刻について

2.1. 検討方法

津波浸水によって非常用交流電源喪失に至る要因としては、①母線電気事故、②非常用ディーゼル発電機（以下、D/G）ロックアウトリレー動作、③D/G 制御系の不具合が想定される。

【要因①：母線電気事故】

電源系統は、電源から電源盤を経て各負荷（設備）に電気が供給される構成となっており、電源からの電気を下流の電源盤または負荷へ分配する回路のことを母線と呼ぶ。また、電源、電源盤、各負荷の間にはスイッチの一種である遮断器が設置してあり、これら遮断器は回路構成を変更したり、負荷を入り切りしたり、異常状態が生じたときに回路を切り離したりする役割を担っている。電源系統内で電気事故が発生した場合、波及的影響を防止するため、事故点に一番近い上流側の遮断器を開放し、事故点を隔離する設計となっている。そのため、非常用交流母線に電気事故が発生すると、D/G と非常用高圧電源盤（メタクラッドギア、以下 M/C）の間にある D/G 遮断器が開放し、母線への電源供給が途絶えることとなる。

【要因②：D/G ロックアウトリレー動作】

D/G ロックアウトリレーとは、D/G のディーゼル機関の運転に係る異常や発電機側の電氣的な異常が発生した場合に、D/G を停止させるためのトリップ回路のことである。D/G ロックアウトリレーが動作すると、D/G 遮断器が開放すると共に D/G が停止し、母線への電源供給が途絶える。なお、M/C 盤内あるいは D/G 制御盤内において、浸水により制御回路の接点が通電し、トリップ回路が形成され D/G 遮断器が開放又は D/G が停止するパターンもこのカテゴリとする。

【要因③：D/G 制御系の不具合】

D/G 制御系に不具合が生じ、D/G が正常に運転できず電気を供給できない状態になった場合、D/G 遮断器が開放しなくとも母線への電源供給ができなくなる。

従って電源設備が浸水すると、地絡や短絡、端子間の通電等の電氣的なトラブルにより、これら要因①～③の事象が発生しうる。

各電源設備の津波浸水時刻については詳細に特定することは難しいものの、津波が浸入する経路において手前側の設備は早く浸水し、奥側の設備は遅れて浸水するはずである。つまり、各電源設備の浸水時刻は設備までの津波浸入の経路長に相関があると考えられる。このことから、各電源設備の設置位置までの津波浸入の経路長と各電源設備の機能喪失時刻に相関があれば、津波が電源喪失の原因であるとの推定がより確からしくなる。

従って、要因①～③の機能喪失モードを考慮し、各電源設備の設置位置までの津波侵入の経路長と各電源設備の機能喪失時刻を整理し関係性を確認した。

2.2. 各電源設備の配置と津波侵入の経路長の算出

2.2.1. 各電源設備の配置

図1に各号機建屋、海水ポンプの配置と津波遡上の想定、図2に各号機の電源設備の配置と津波の主な推定浸入経路を示す。非常用交流電源設備であるD/G、M/Cは各号機のタービン建屋に配置されている。D/G（A系：D/G1A、2A、3A、5A、B系：D/G1B、3B、5B）はタービン建屋の地下1階に配置されている。M/Cについては、1号機M/C（A系：M/C1C、B系：M/C1D）はタービン建屋1階の大物搬入口付近に配置されており、その他M/C（A系：M/C2C、3C、5C、B系：M/C2D、3D、5D）はタービン建屋地下1階に配置されている。ただし、2号機のB系設備であるD/G2B、M/C2Eについては共用プール建屋の1階、地下1階に配置されている。敷地高さは1～4号機建屋および共用プール建屋がO.P.+10mで、5、6号機建屋がO.P.+13mである。

D/Gを冷却するための非常用ディーゼル発電機海水系（以下、DGSW）のポンプを含む海水系ポンプは、図1に示す海水系ポンプの位置に号機毎にまとめて配置されている。海水系ポンプが配置されている敷地の高さはO.P.+4mである。DGSWポンプの運転状況を示す記録はないものの、1号機格納容器冷却海水系（以下、CCSW）ポンプ、2号機残留熱除去海水系（以下、RHSW）ポンプ、5号機残留熱除去海水系（以下、RHRS）ポンプの遮断器の信号が記録されている。津波によってこれらポンプが浸水しトリップしたと考えると、その他海水系ポンプもほぼ同じタイミングで浸水しトリップするものと考えられる。

2.2.2. 津波侵入の経路長の算出

これまでの調査により、電源喪失の原因と考えられる津波の最大波は、発電所敷地海岸に対してほぼ正面から襲来したものと考えられる（添付資料地震津波-1 【参考3】参照）ことから、津波は敷地全体に大きな時間差なく到達したものと想定した。また図1に示すとおり、各号機の建屋は海岸から見て設置位置・高さが異なる。従って、各設備までの津波侵入の経路長の算出において、海岸に平行な1～4号機前の海側道路位置および敷地高さO.P.+10mを基準位置0mとした。

図2に示す三角マークは、過去の建屋調査により津波の浸水口と思わ

れる箇所を示し、矢印マークは主な想定浸水経路を示している。ここでは最短距離で浸入すると考えられる経路を図示している。基準位置から想定浸水口までの距離と、想定浸水口から矢印マークの経路で電源設備までを最短で結んだ距離（フロア高低差含む）を図面より計測し、合算したものを各電源設備までの津波浸入の経路長とした。この経路長は、基準位置から山側をプラスの値として、海側をマイナスの値として加算し、敷地高さや建屋内フロア高さの高低差も距離として加減算するものとした。

2.3. 非常用電源設備の機能喪失時間

非常用電源設備の機能喪失時刻は、アラームタイパ等の記録より抽出した。また、遮断器動作と非常用電源設備の電圧電流値は、過渡現象記録装置、プロセス計算機の記録より抽出した。ただし、4号機については、地震発生時は定期検査停止中であり、プロセス計算機、過渡現象記録装置の取り替え作業中であったことから、アラームタイパ等による記録上の確認はできない。従って、4号機については評価対象から除外した。なお、アラームタイパ等は全ての号機で時報による時刻補正が行われているわけではないが、いずれも地震加速度によるスクラム信号が記録されていることから、時刻補正されている2号機および5号機のうち最も早くスクラム信号を発した2号機B系原子炉スクラム信号を基準に、各号機でより早くスクラム信号を発した系統の時刻と比較し補正を行った[2]。

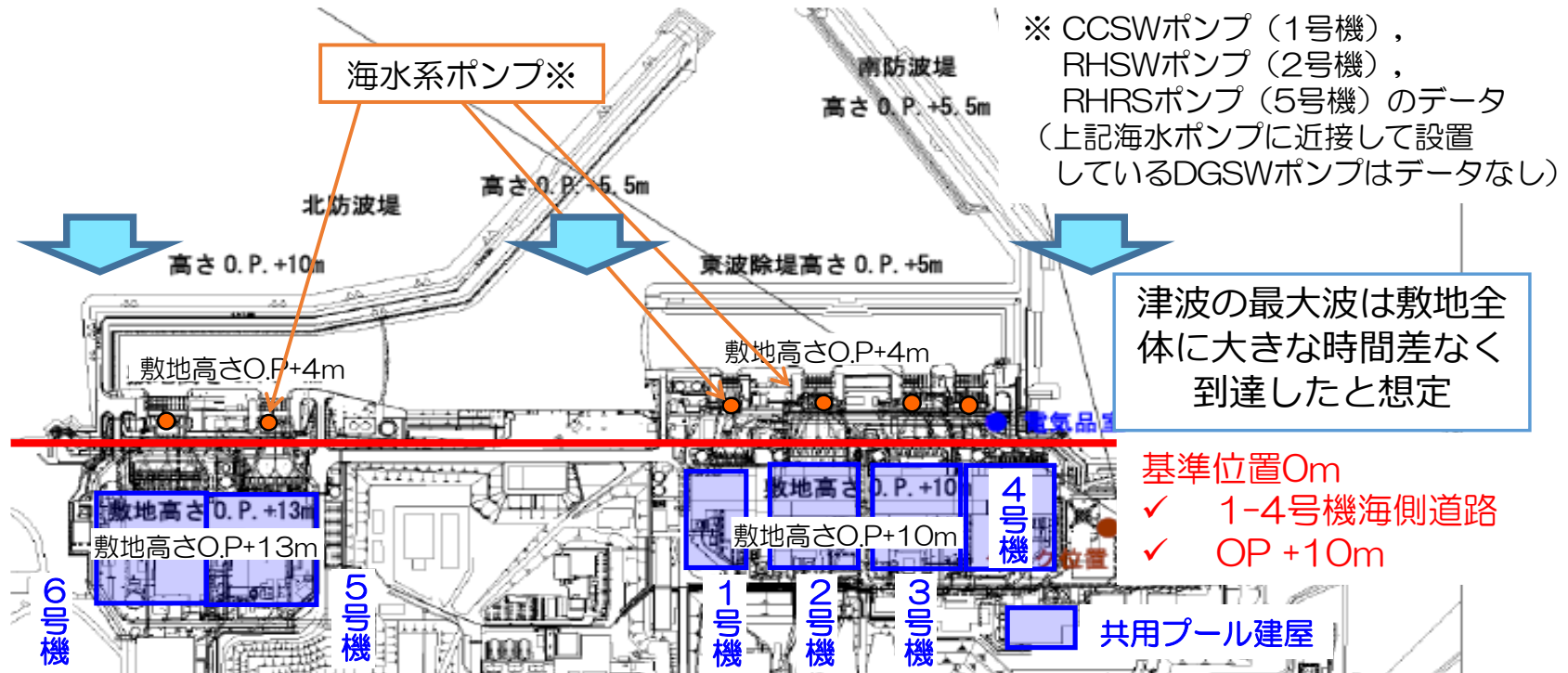


図1 各号機建屋、海水系ポンプの配置と津波遡上の想定

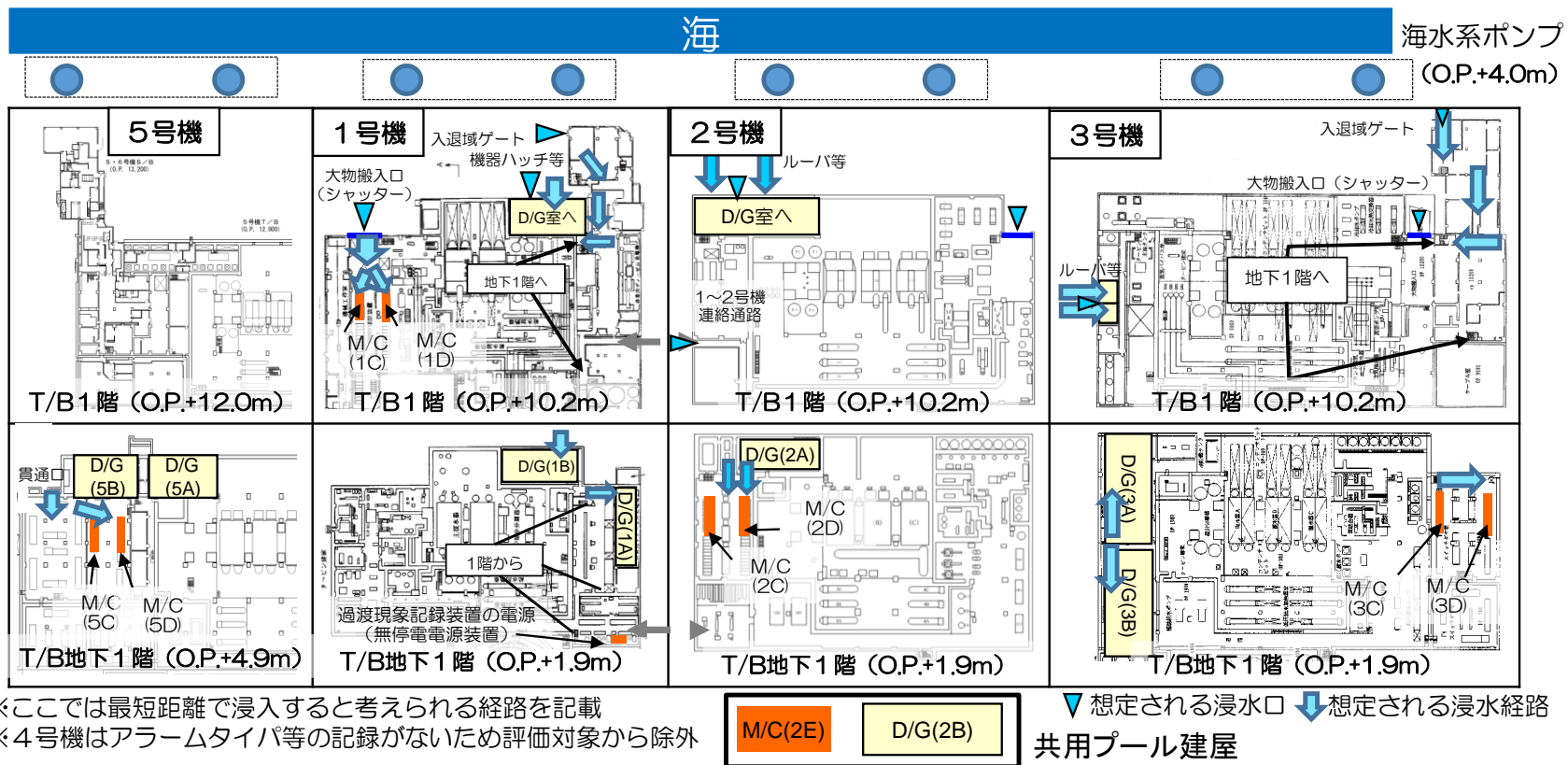


図2 各号機の電源設備の配置と津波の主な推定浸入経路

3. 検討結果と考察

3.1. 経路長と機能喪失時刻の関係

図3に各電源設備までの津波侵入の経路長と機能喪失時刻の関係を示す。1号機の機能喪失時刻は過渡現象記録装置より抽出しており、このときの記録は1分間周期のデータのみであることから、図中の時間幅の中で機能喪失したものと整理した。また、D/G1A、1B、M/C1Dは過渡現象記録装置が途絶える直前の15時36分59秒の値で電圧を維持しており、以降記録がないことから機能喪失時刻の特定はできない（図中に示していない）。ただし、過渡現象記録装置のデータから、A系の非常用交流電源が先に喪失しており、その原因はM/C側のトラブルにあったことが読み取れる。

（なお、1号機の非常用交流電源喪失については、原子力規制委員会「東京電力福島第一原子力発電所事故の分析 中間報告書（以下、事故の分析中間報告書）」[3]の中で詳細な分析結果がまとめられている。）共用プール建屋にある2号機M/C2Eについても、アラームタイパ等に記録がないため、機能喪失時刻の特定はできない。以上、一部の設備については機能喪失時刻が不明であるものの、その他多くの設備の機能喪失時刻が特定できていること、全体的な傾向を把握できることから、これらの機能喪失時刻により津波浸水の経路長との関係性を評価した。

図3より、各号機ともに、海水系ポンプがまず機能喪失し、D/G、M/Cの電源設備がその後に機能喪失していることが確認できる。また、プロット全体を見ると右肩あがりの傾向、つまり、各設備までの津波侵入の経路長が長いほど、機能喪失時刻が遅くなる傾向が確認できる。従って、津波の遡上、浸水を原因として、各電源設備が機能喪失していったものと推定した。

ただし詳細に見ると、1号機の機能喪失時刻は全体的な傾向と比較して非常に早い。また、2号機の機能喪失時刻は、全体的な傾向から比較的乖離している。そこで、これらの原因についての考察を中心に各号機の挙動の分析を行った。

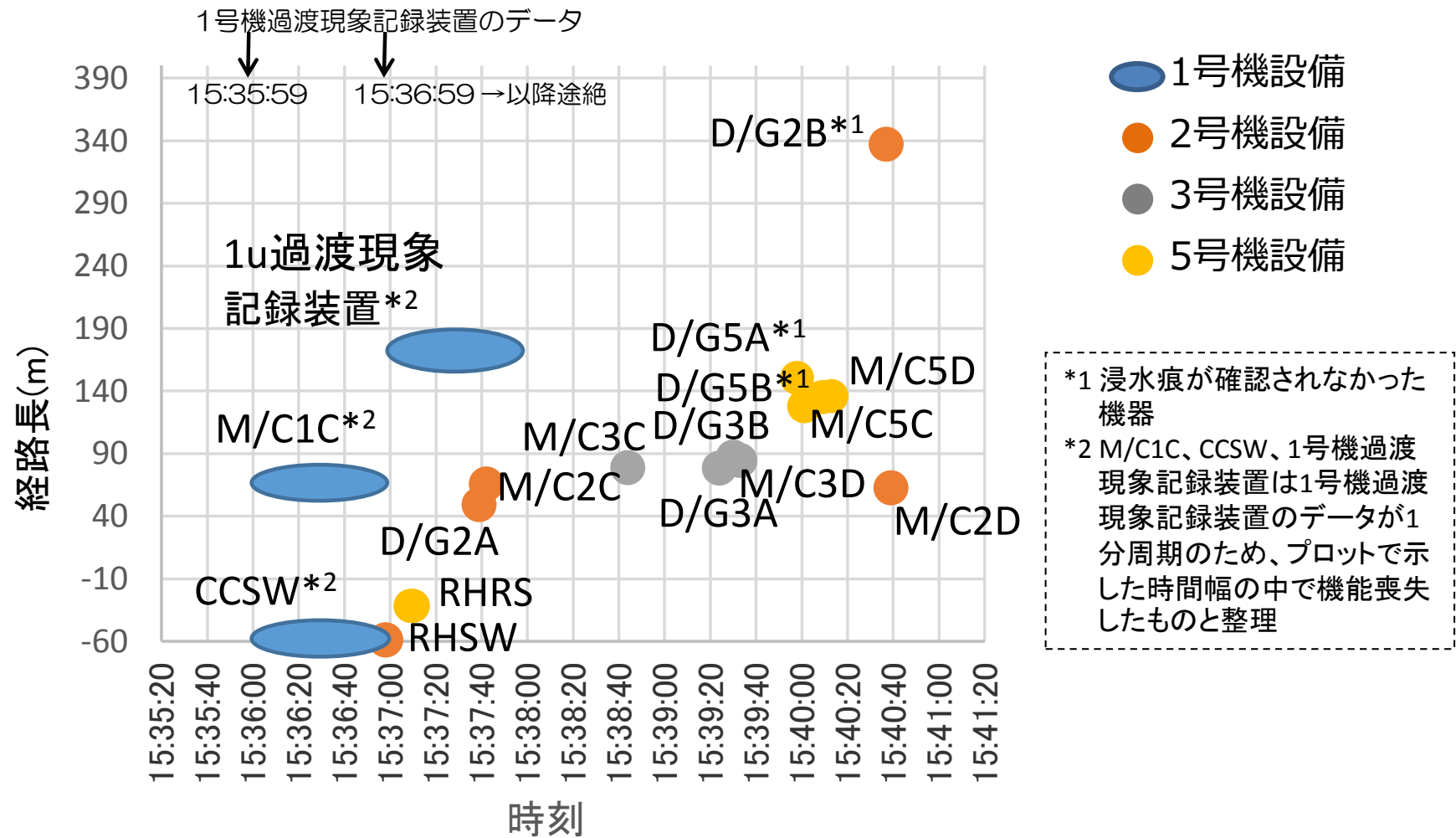


図3 各電源設備までの津波侵入の経路長と機能喪失時刻の関係

3.2. 1号機の機能喪失時刻についての考察

図4に1号機におけるタービン建屋内への津波浸水イメージを示す。この図は、基準位置から各電源設備までを津波の想定浸入経路に沿って展開した描画となっている。

図中上段に示すとおり、M/C配置位置のすぐ手前に大物搬入口が存在しており、この大物搬入口は、防護扉とシャッターの構成になっている。通常、防護扉およびシャッターは閉まっているが、津波襲来時は1号機のみ防護扉が開放された状態であった[2]。震災当日、1号機では作業のために防護扉を開放しており、巨大地震の発生後、作業員はすぐに避難することとなったため、防護扉が開放された状態で津波の襲来を迎えることとなった。防護扉が閉まっていれば津波の浸入をある程度は抑制できたと考えられるが、開放状態が維持されたために、津波および漂流物によりシャッターが大きく変形、破損し大量の海水が浸入したものと考えられる。その結果、大物搬入口の直ぐそばに配置してあるM/Cは、全体的な傾向と比べて早い段階に被水することとなったと考えられる。

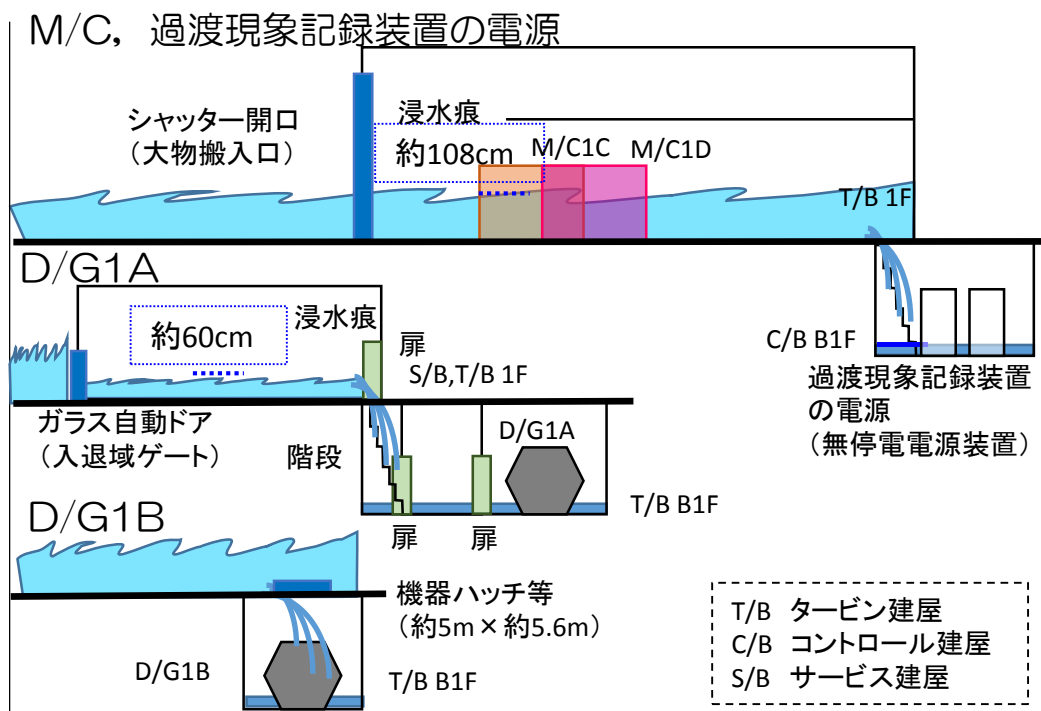


図4 1号機におけるタービン建屋内への津波浸水イメージ

図5に1号機各設備の過渡現象記録装置データを示す。D/G1A、1Bは過渡現象記録装置が途絶える直前の15時36分59秒の値で電圧を維持していることから、D/G制御系には不具合は生じていないと考えられる(要因③が不成立)。また、M/C1C、1Dともに母線は被水していないため、母線そのものに電気事故は発生していないと考えられる(要因①が不成立)。一方、原子力規制委員会事故の分析中間報告書[3]でも報告されているように、M/C1Cについては、津波の浸水痕より低い位置に存在する補助リレーが被水によって通電したため、D/Gの遮断器が開放したと推定している(要因②が成立)。従って、M/C1Cについては、早い段階で機能喪失に至ったものと推定される。

過渡現象記録装置は、コントロール建屋地下1階にある無停電電源装置から電源供給されている。この無停電電源装置が浸水し機能喪失したために、過渡現象記録装置は機能喪失したものと推定している。大物搬入口から無停電電源装置が配置されている部屋まで、大量に浸入する津波を妨げるものが存在しないことから、機能喪失が全体的な傾向と比較して早い時間帯に発生したものと考える。

以上の通り、1号機の各電源設備が全体的な傾向と比較して早い段階で機能喪失に至った原因は、大物搬入口の防護扉が開放された状態で、津波および漂流物によりシャッターが大きく変形、破損し大量の海水が浸入したことにあると考えられる。

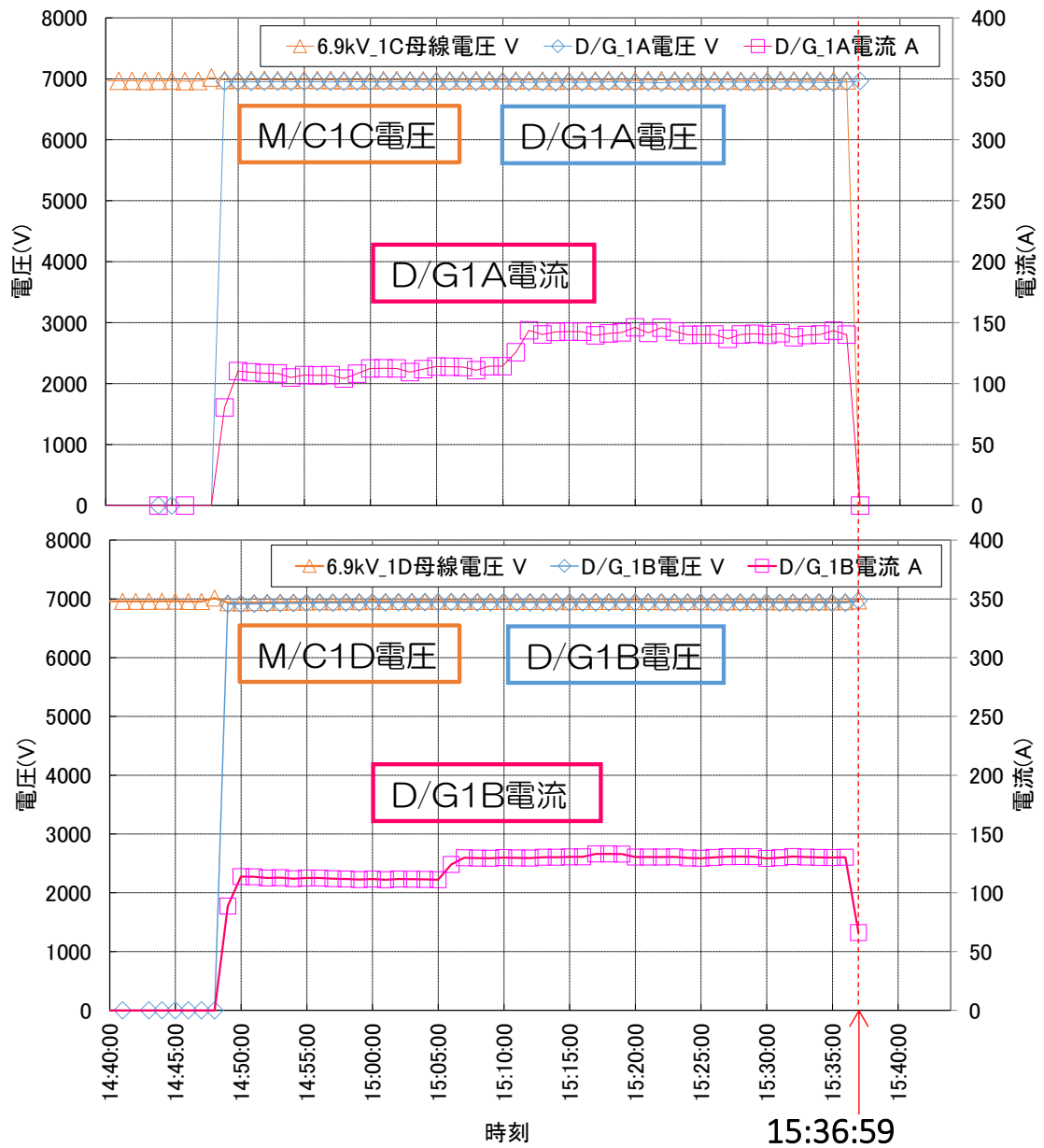


図5 1号機各設備の過渡現象記録装置データ（上：A系、下：B系）

3.3. 2号機の機能喪失時刻についての考察

図3に示したとおり、2号機A系の設備（D/G2A、M/C2C）については機能喪失時間が比較的早く、B系の設備（D/G2B、M/C2D）については経路長と機能喪失時刻の全体的な傾向から比較的乖離した結果となっている。この原因を考察するため、プロセス計算機のデータを詳細に分析した。ここで、図6に2号機のA系およびB系の非常用交流電源の系統概略図を示す。A系は、D/G2A、M/C2Cともにタービン建屋内に配置されており、D/G2A遮断器を介して接続している（他号機D/G1A、1B、3A、3B、5A、5Bも同じ構成）。またM/Cは、直接負荷や、降圧して電圧の低い電源盤（図中P/Cで示し、パワーセンタと呼ぶ）へ接続している。一方B系は、D/G2B、M/C2Eが共用プール建屋に配置されており、D/G2B遮断器を介して接続している。加えてM/C2Eは、タービン建屋に配置されているM/C2Dに遮断器を介して接続している。

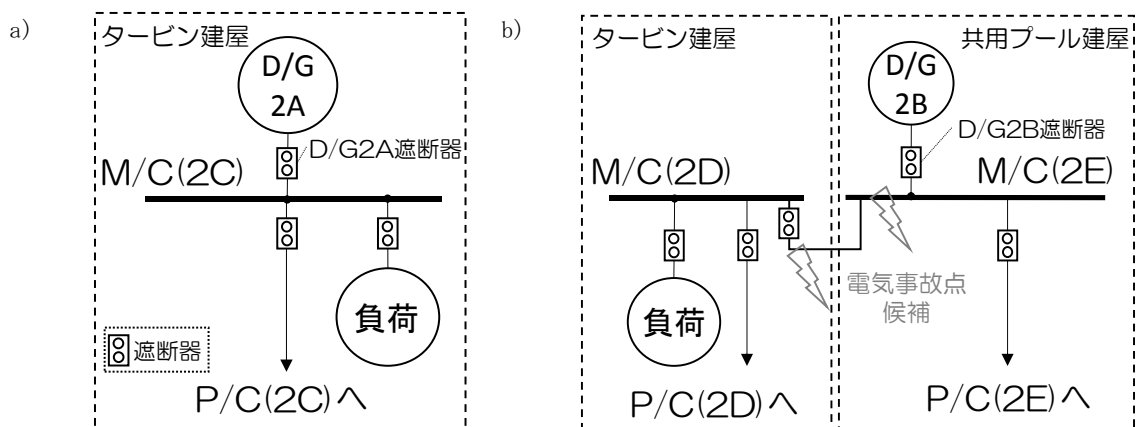


図6 2号機の非常用交流電源の系統概略図（a：A系、b：B系）

(1) 2号機A系の機能喪失シナリオ

図7に2号機各設備のプロセス計算機データを示す。A系では、15時37分00秒頃にRHSW遮断器が開放し、D/G2Aの電流値が急減している。続いて、15時37分40秒頃にD/G2A遮断器が開放し、D/G2A電流値とD/G2AおよびM/C2C電圧値が急減して0になっている(要因③が不成立)。D/Gが事故電流を給電した場合、スパイク状の大きな電流が流れるが、D/G2Aの電流値にはスパイク状の電流値の変動は見られない。従って、D/GおよびM/Cに電気事故は発生していない(要因①が不成立)。他方、15時36分20秒から15時37分00秒頃にD/G2Aの電流値に上昇が見られ、15時37分00秒頃にRHSW遮断器が開放している。これはRHSWポンプが津波浸水によって過負荷状態になりトリップしたことを示唆したものと考えられる。従って、同じ海水ポンプエリアに配置されているDGSWポンプも同じ頃にトリップしていた可能性は高い。DGSWポンプがトリップすると、ポンプ吐出圧低信号により60秒後にD/Gロックアウトリレーが動作し、D/Gの遮断器が開放する(なお、このトリップロジックは空冷式D/GであるD/G2Bには存在しない)。D/G2A遮断器が15時37分40秒頃に開放されていることから、D/G2Aの電流値に上昇が見られる15時36分20秒から15時37分00秒頃のどこかでDGSWポンプがトリップしたと考えると、おおむねトリップロジックに整合している。従って、DGSWポンプトリップによりD/Gがトリップし、A系の電源が失われた可能性が高い(要因②が成立)。この場合、経路長による想定よりも機能喪失時刻が早くなる。一方、要因②の別のシナリオとして、浸水によりD/G制御盤内の端子が通電し、D/Gロックアウトリレーが動作する可能性も存在する(要因②が成立)。この場合、経路長による想定に合った機能喪失時刻になったと考えられる。D/Gのトリップ原因を直接的に示す記録がないため、どちらのシナリオが成立したか特定はできないが、RHSWポンプがトリップしていること、機能喪失時刻が早いことを踏まえると、DGSWポンプトリップによってD/Gがトリップし、A系電源を喪失した可能性が高いと考えられる。

(2) 2号機B系の機能喪失シナリオ

B系では、15時40分40秒頃にD/G2B遮断器が開放し、D/G2B電流値とM/C2D電圧値が急減して0になっている。またD/G2B電圧値は、D/G2B遮断器の開放時に一時的に低下するもののすぐに復帰し、しばらく電圧値が維持されている。従って、D/G2B遮断器が開放した後も、D/G2B自体はしばらく機能維持していた(要因②、③が不成立)。15時40分40秒頃にD/G2Bの電流値はスパイク状の変動が記録されていることから、D/Gが事故電流を給電していることが分かる。従って、B系電源の機能喪失はM/C側のトラブルによるものであり、図5に示したM/C2E側もしくはM/C2D側の事故点候補で電気事故が発生し、D/G遮断器が開放したものと推定した(要因①が成立)。なお、今回評価した設備までの津波侵入の経路長の観点からは、タービン建屋にあるM/C2D側が浸水した可能性が高いと考えられる。図8、2号機におけるタービン建屋内への津波浸水イメージに示すとおり、D/Gのルーバ等から浸入した津波が、M/C2Dが配置されている部屋に到達するためには、区画間扉を通過する必要がある。従って、経路長による想定よりも機能喪失時刻が遅くなるものと考えられる。

以上のとおり、津波侵入の経路長と機能喪失時刻の全体的な傾向から、2号機設備が比較的乖離していることについても、そのような結果に至るシナリオが存在することが分かった。

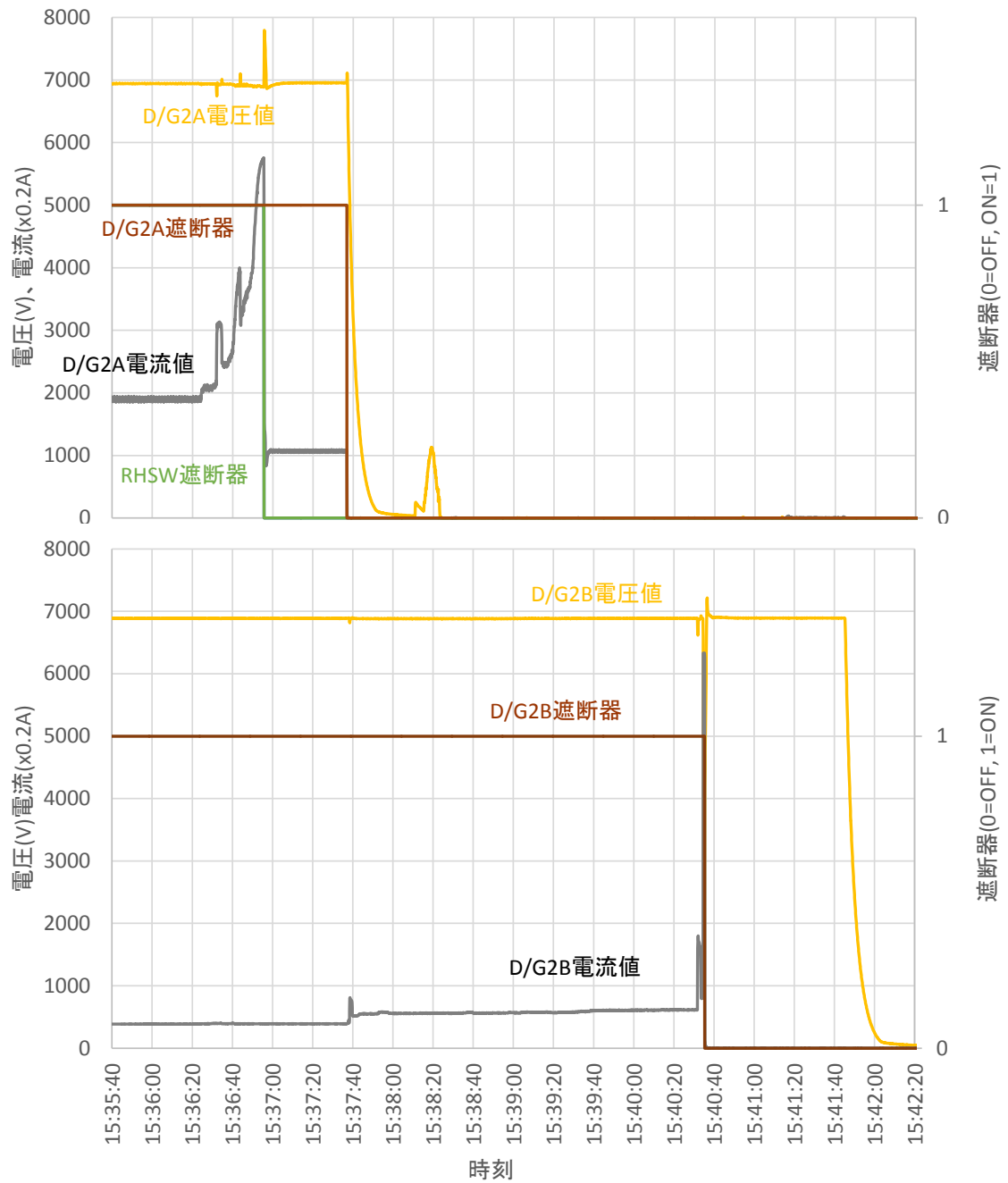


図7 2号機各設備のプロセス計算機データ (上:A系、下:B系)

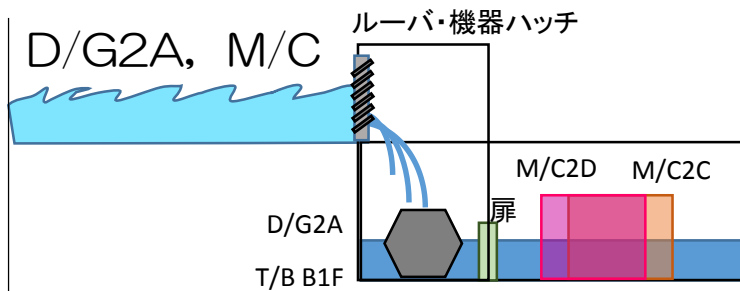


図8 2号機におけるタービン建屋内への津波浸水イメージ

3.4. 3号機の機能喪失時刻についての考察

図2、3に示したとおり、D/G3A、3B、M/C3C、3Dは設置場所および津波の想定浸入経路は異なるものの、経路長としては大きな差はない。一方で、A系の電源喪失時刻は、B系の電源喪失時刻より数十秒ほど早い。そこで、各々の電源喪失に至るシナリオを考察した。図9に3号機各設備の過渡現象記録装置のデータを示す。なお、ここで示す時刻は、2号機プロセス計算機により時刻補正した3号機アラームタイプの記録の「ディーゼル発電機オフ」の時刻に、過渡現象記録装置の「D/G遮断器OFF」の時刻を合わせている。

まず、3号機B系の挙動に着目すると、15時39分30秒頃にD/G3B遮断器が開放し、D/G3B電流値および電圧値が急減して0になっている（要因③が不成立）。スパイク状の電流が流れていないため、D/GおよびM/Cに電気事故は発生していない（要因①が不成立）。従って、2号機A系と同じく、DGSWポンプトリップもしくは浸水によりD/G制御盤内の端子が通電し、D/Gロックアウトリレーが動作したものと考えられる（要因②が成立）。

これに対し、3号機A系は15時38分40秒頃にD/G3A電流値および電圧値が急減して0になった後、15時39分24秒にD/G遮断器が開放している。つまり、D/G遮断器が開放されるより前に、D/Gが停止したことになる。従って、D/Gロックアウトリレーにより機能喪失に至ったとは考えにくい（要因②が不成立）。また、スパイク状の電流が流れていないため、D/GおよびM/Cに電気事故は発生していない（要因①が不成立）。このことから、D/G制御系に何らかのトラブルが発生し、母線への電源供給ができなくなったものと考えられる（要因③が成立）。

D/G3Aが停止したシナリオとして、D/Gの吸気サイレンサーからシリン

ダーに海水が流入したことが考えられる。図10に D/G3A 吸気サイレンサー設置位置を、図11に4サイクル式ディーゼル機関の作動行程を示す。図10に示すとおり、D/G3Aの吸気サイレンサーは海側かつ低位置に設置してあるため、海水がこの吸気サイレンサーから D/G 機関内へ浸入した可能性がある。吸気サイレンサーから浸入した海水が、図11に示すように吸気管を通じてシリンダーに浸入すると、燃焼不良が生じる。さらに海水が他のシリンダーにも浸入すると、徐々にディーゼル機関の回転数が減少する。そのため、D/G 電圧値は低下し、最終的に D/G が停止に至ったものと考えられる。なお、1号機 D/G1A、1B、2号機 D/G2A についても、3号機 D/G3A と同じく吸気サイレンサーは海側の低位置に設置してあり、経路長としても大きな差はないことから、最終的に津波が吸気サイレンサーからシリンダーへ浸入した可能性はある。しかし、電源喪失時刻が3号機 A系に比べて早いこと、D/G の電圧値・電流値の低下挙動が特徴的な3号機 A系の挙動と異なることから、吸気サイレンサーからの浸水によって D/G が停止したとは考えにくい。また、3号機 D/G3B の吸気サイレンサーは高位置に設置してあり、5号機 D/G5A、5B の吸気サイレンサーは周りを壁で覆われているため、浸水はなかったものと考えられる。

以上のとおり、A系も B系も津波によって電源喪失に至ったと考えられるが、電源喪失に至る要因の違いにより、数十秒ほどの時間差を生じたものと考えられる。

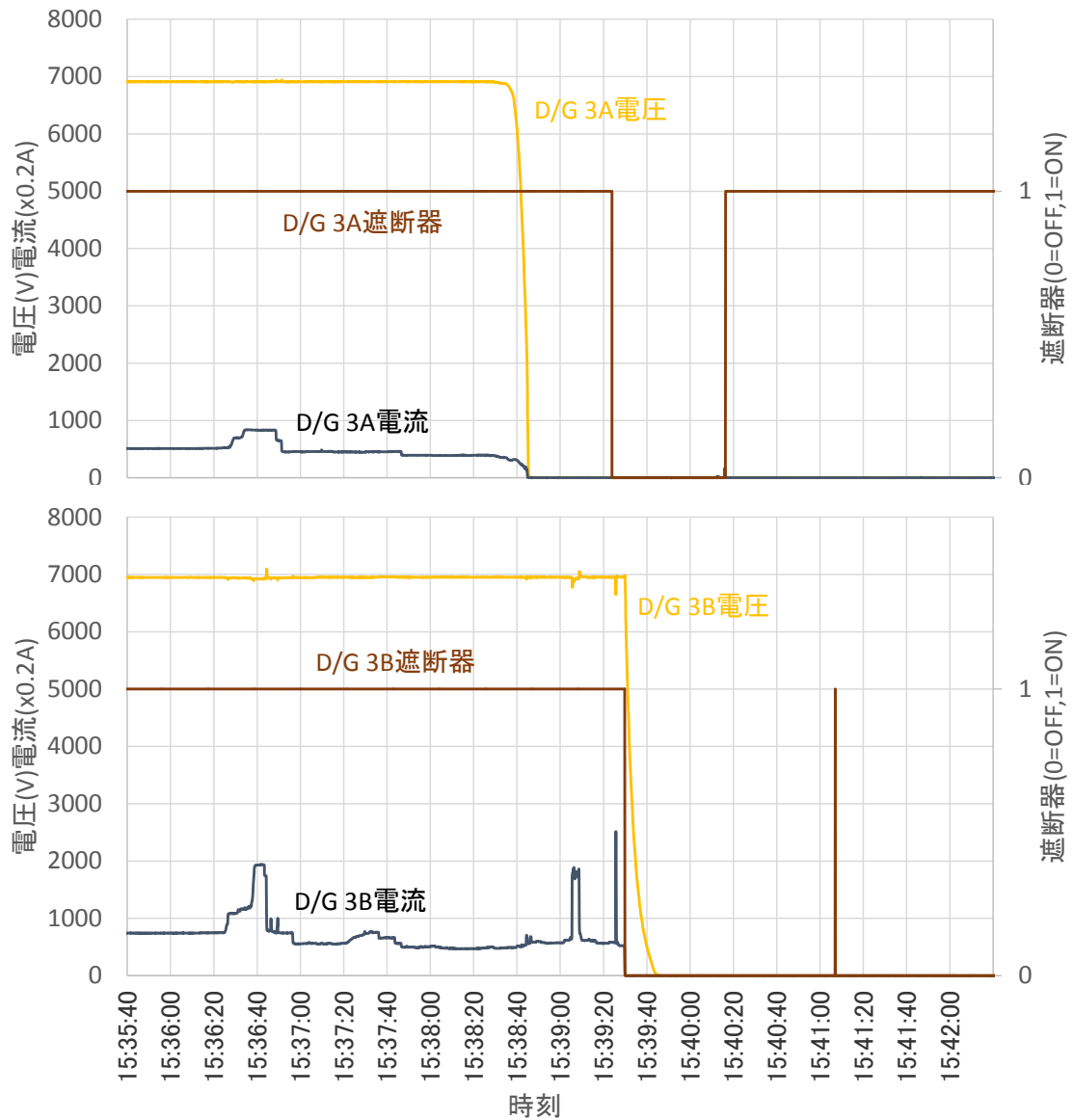


図9 3号機各設備の過渡現象記録装置のデータ (上:A系、下:B系) (補足)

(補足) 15時40分以降にD/G遮断器の信号に変動が見られるが、同じ時間帯に起動していないRHSW遮断器の信号も変動していることから、これらの信号は設備の実際の動作をとらえたわけではないと考えている。

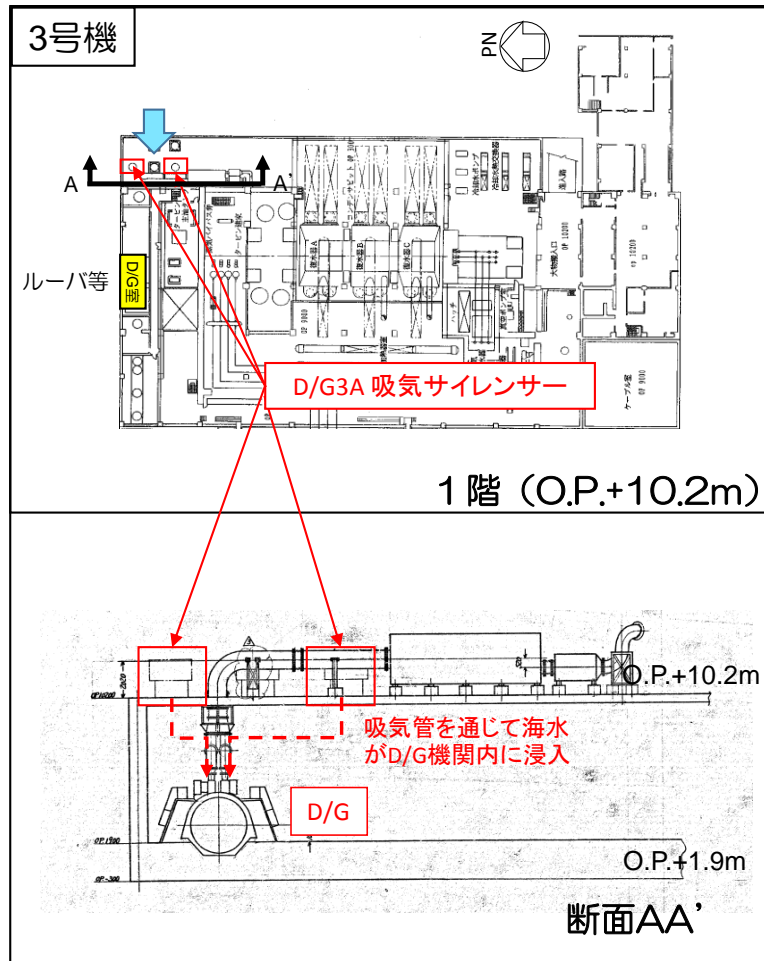


図10 D/G3A 吸気サイレンサー設置位置
(上：タービン建屋平面図、下：AA'矢視断面)

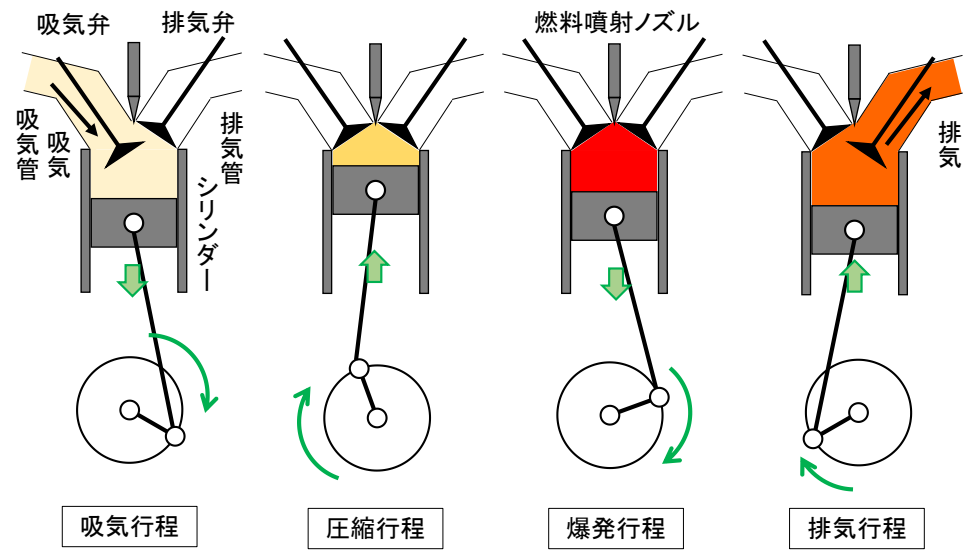


図11 4サイクル式ディーゼル機関の作動行程

3.5. 5号機の機能喪失時刻についての考察

図12に5号機におけるタービン建屋内への津波浸水イメージを示す。M/C5C、5Dは地下1階の電気品室に、D/G5A、5Bは電気品室から少し高い床面のD/G室に設置してある。また、D/G制御盤の一部は電気品室に設置してある。図3に示したとおり、各々の設備までの津波侵入の経路長に大きな差はない。D/G室には津波の浸水痕が見られないことから、D/G自体の浸水による機能喪失は考えにくい。一方、電気品室へは、電気品室のケーブル貫通孔から浸水した形跡が見られていることから、地中に埋設されたケーブルダクトを通じて、ケーブル貫通孔から津波が浸入したものと推定している。従って、M/C主回路が浸水して母線電圧を喪失しなくても、D/G制御盤内の端子が浸水により通電することでD/Gが機能喪失する可能性がある。

図13に5号機各設備のプロセス計算機データを示す。A系もB系も15時40分00秒頃にD/G遮断器が開放し、D/G電流値とD/GおよびM/C電圧値が急減して0になっている（要因③が不成立）。スパイク状の電流が流れていないため、D/GおよびM/Cに電気事故は発生していない（要因①が不成立）。従って、2号機A系、3号機B系と同じく、DGSWポンプトリップもしくは浸水によりD/G制御盤内の端子が通電し、D/Gロックアウトリレーが動作したものと考えられる（要因②が成立）。

以上のとおり、A系もB系も津波によって電源喪失に至ったと考えられる。

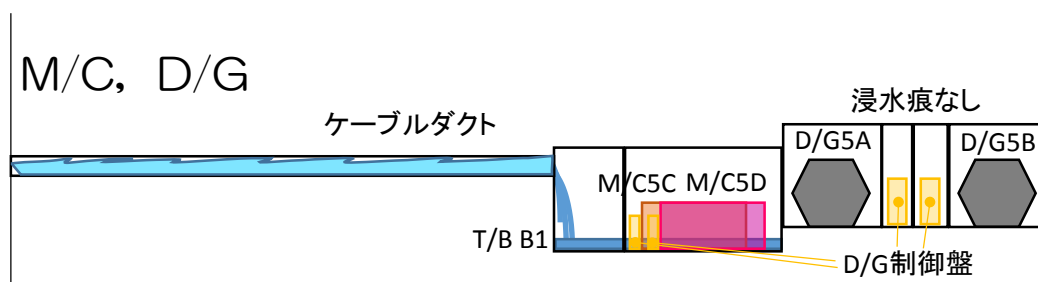


図12 5号機におけるタービン建屋内への津波浸水イメージ

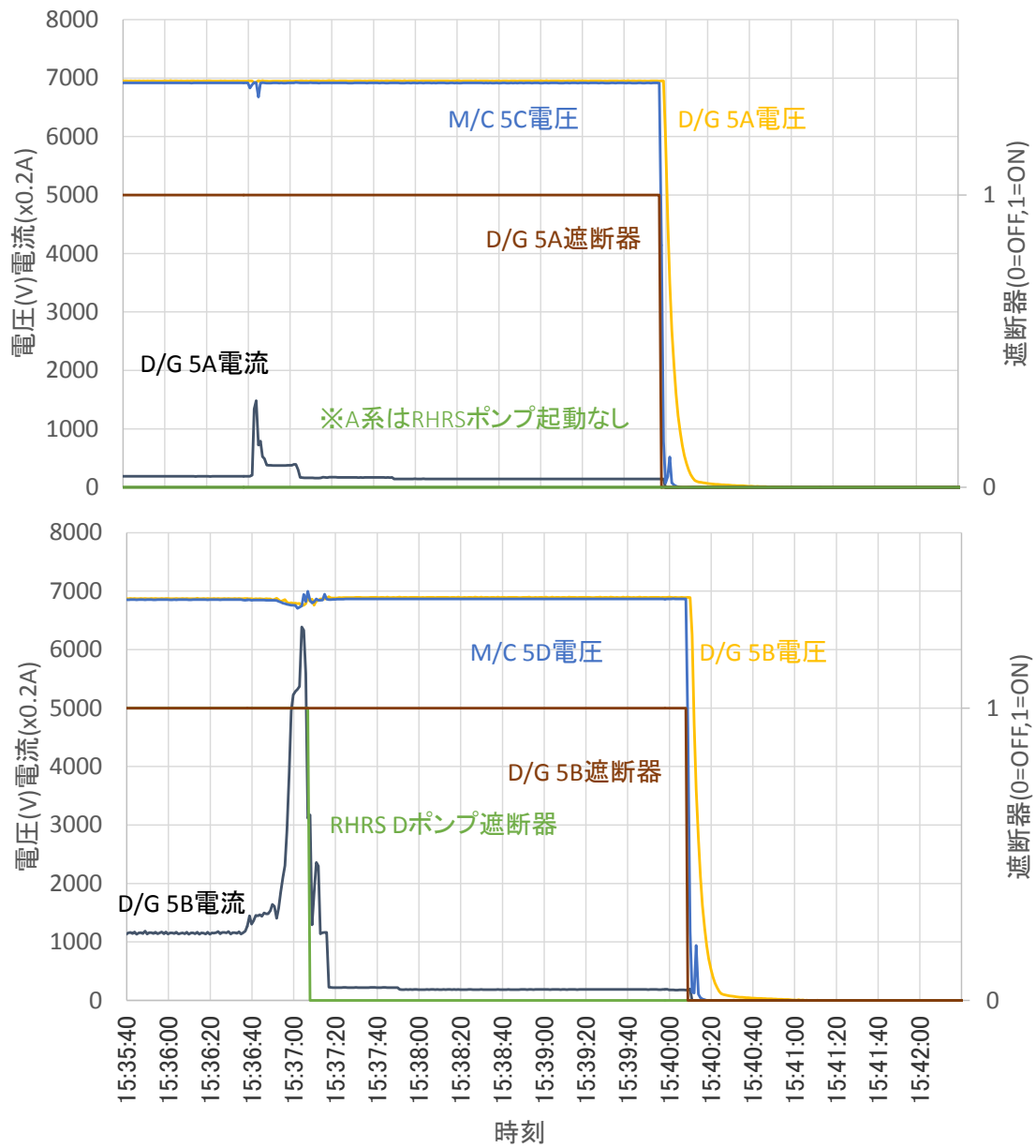


図 1 3 5号機各設備のプロセス計算機データ (上: A系、下: B系)

3.6. DGSW ポンプトリップによる D/G ロックアウトリレー動作について

2号機 A 系、3号機 B 系、5号機 A 系、B 系が電源喪失に至った要因として、DGSW ポンプトリップによる D/G ロックアウトリレー動作の可能性を挙げた。これらいずれも、15時36分20秒頃から D/G の電流値が上昇し、運転中かつ記録が残っている2号機 RHSW 遮断器および5号機 RHRS 遮断器は15時37分00秒頃に開放している。従って、15時36分台に津波が着岸し、DGSW ポンプも浸水して過負荷状態になっていたと考えられる。DGSW ポンプが過負荷トリップし、ポンプ吐出圧低信号を発信すると、3号機は10秒後、2号機、5号機は60秒後に D/G ロックアウトリレーが動作する設定となっている。しかし、仮に15時37分00秒頃にポンプ吐出圧低信号を発信したとすると、3号機、5号機についてはリレー動作設定時間に対して実際の D/G トリップ時刻がかなり遅れている。この原因として、DGSW ポンプトリップがもっと遅い時刻であった可能性、DGSW ポンプがトリップした後も津波の水頭等により系統内圧力がある程度維持された可能性などが考えられるが、現状特定には至っていない。そのため、本検討において電源喪失に至った要因としてあげた D/G ロックアウトリレー動作について、DGSW ポンプトリップによるポンプ吐出圧力低信号がトリガーとなったのか、浸水による D/G 制御盤内の端子の通電がトリガーとなったのかを完全に絞り込むまでには至っていない。

4. まとめ

津波によって非常用交流電源が喪失したとの推定をより確からしいものとするための追加検討として、各電源設備までの津波侵入の経路長と機能喪失時刻の関係性について確認を行った。検討の結果、各電源設備までの津波侵入の経路長が長いほど、機能喪失時刻が遅くなる傾向が確認されたことから、津波の遡上、浸水によって、各電源設備が機能喪失していったという従来の推定がより確からしいものになった。また、各電源設備までの津波侵入の経路長と機能喪失時刻の全体的な傾向から、比較的乖離している設備については、合理的に説明できるシナリオが存在することが分かった。

5. 安全対策との関係について

福島第一原子力発電所が津波により電源喪失に至ったことを踏まえ、原子力発電所の安全対策として、津波を含む外的ハザード等への備えを強化すること、万が一その防護策が破られ重要設備が喪失した場合でも代替手段により炉心損傷を防止できることが重要となる。

当社柏崎刈羽原子力発電所では、この教訓も踏まえて安全対策に取り組んでいる。津波に関係する対策を一例として挙げると、まず津波による事故の発生防止策（図14）として、敷地・建屋内への津波の流入防止、重要機器設置エリアの止水、引き波時の海水確保、可搬型設備の高台保管、津波監視カメラの設置等を実施している。また、万一の電源喪失に備え電源確保策（図15）として、空冷式ガスタービン発電機車、配電盤等の電源設備、電源車を高台に配備し、予備バッテリーの配備や直流電源設備を原子炉建屋の高所に増設する等の対策を実施している。

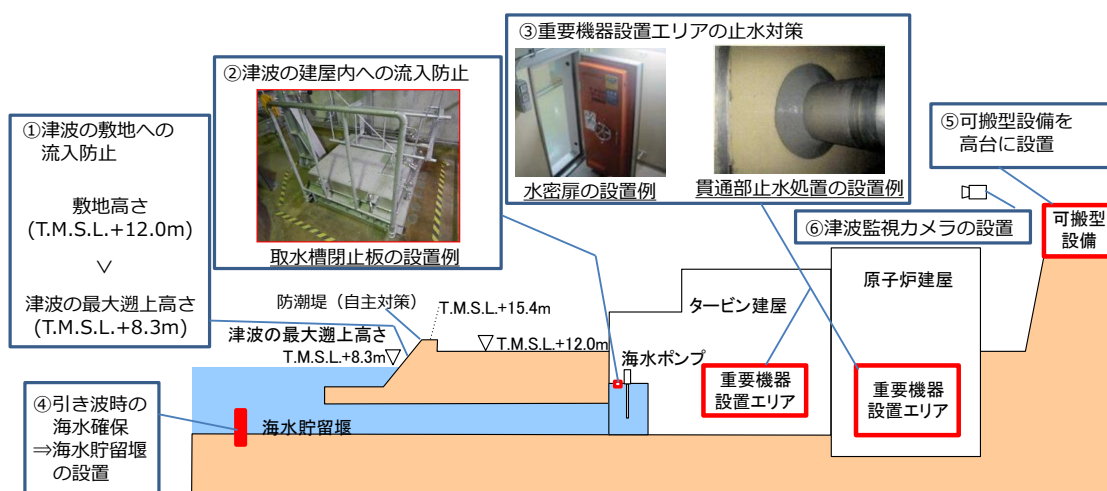


図14 柏崎刈羽原子力発電所6、7号機の津波対策イメージ

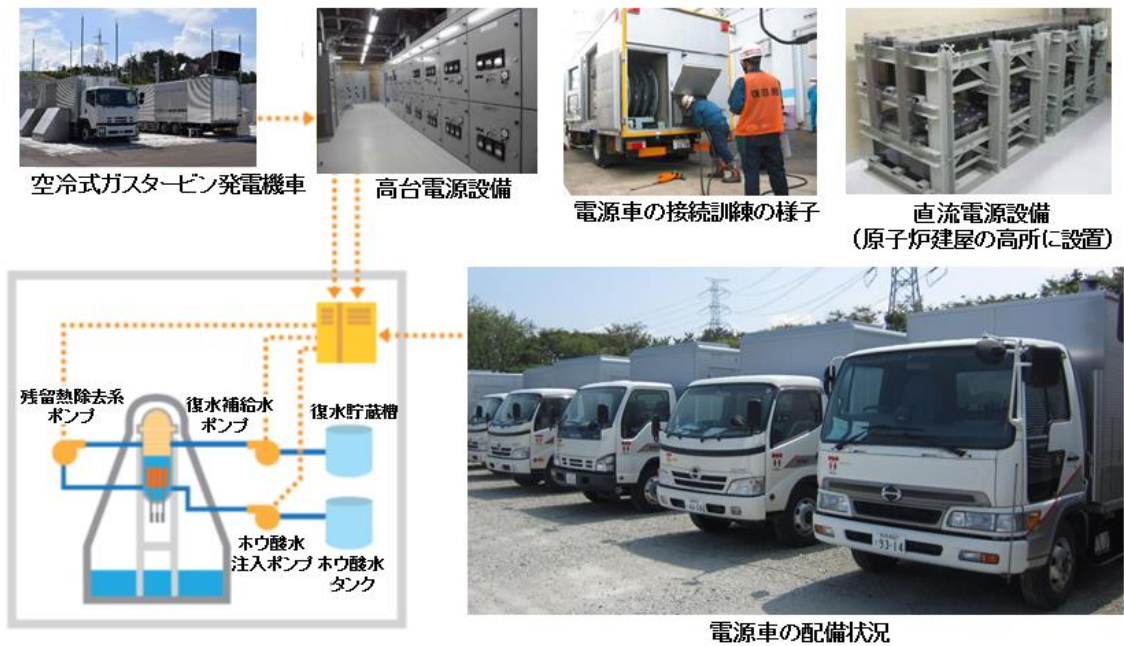


図 1 5 柏崎刈羽原子力発電所の電源確保策の概要

参考資料

- [1] 新潟県, 「平成28年度第2回新潟県技術委員会原子力発電所の安全管理に関する技術委員会 資料No.3福島事故検証課題別ディスカッション『地震動による重要機器の影響』中間まとめ」, 平成28年8月10日.
- [2] 東京電力株式会社, 「福島原子力事故調査報告書」, 平成24年6月20日.
- [3] 原子力規制委員会, 「東京電力福島第一原子力発電所事故の分析 中間報告書」, NREP-0001, 平成26年10月8日.

なお、本件の主旨は2017年11月号の原子力学会誌アトモスに掲載されている。

1号機 MAAP 解析における注水量の設定について

<最新の MAAP 解析（添付資料 3）における注水量の設定について>

1号機 MAAP 解析における原子炉への注水量の入力値については、消防車代替注水時のバイパス流を評価し、原子炉への注水量を設定した（図 1 参照）。

バイパス流の流量評価及び原子炉への注水量評価は、「添付資料 1-4 消防車による原子炉注水に関する検討」にて抽出されたバイパス経路を用いて評価を行った（添付資料 1-5 参照）。

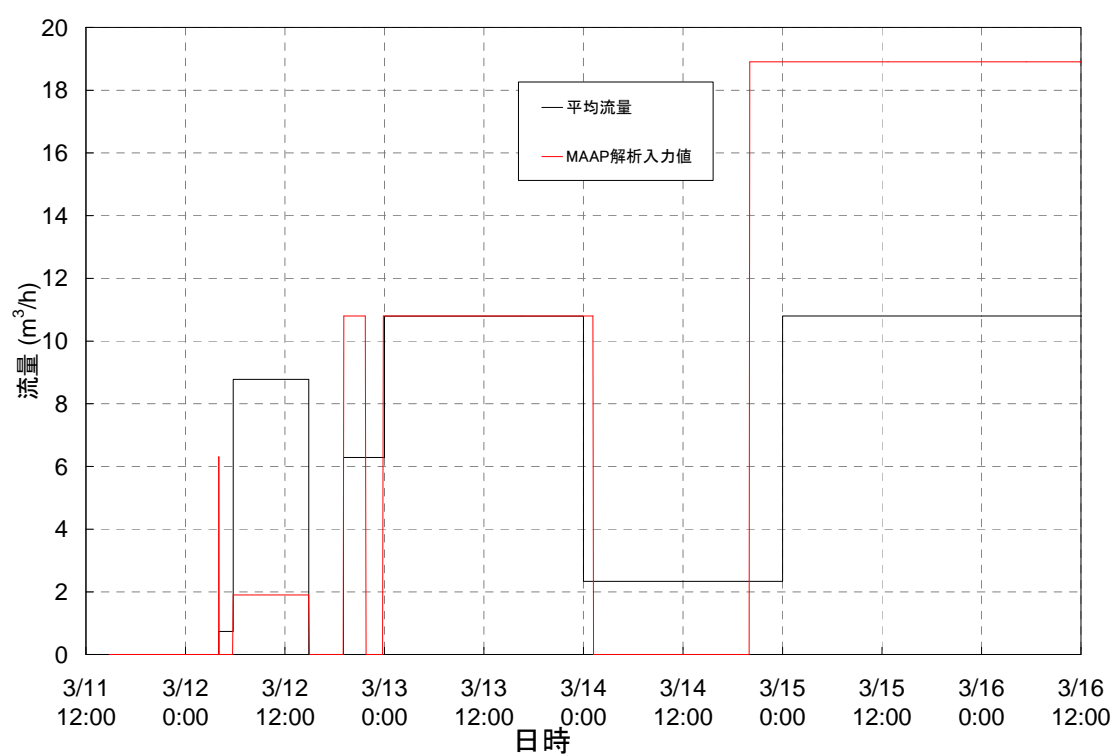


図 1 平均注水流量と MAAP 解析における注水量入力値

<2012年3月公表のMAAP解析（別冊1）における注水量の設定について>

1号機MAAP解析における原子炉への注水量の入力値については、これまでに公表した操作実績をもとに、平均の注水流量を超えないように設定した（図2参照）。

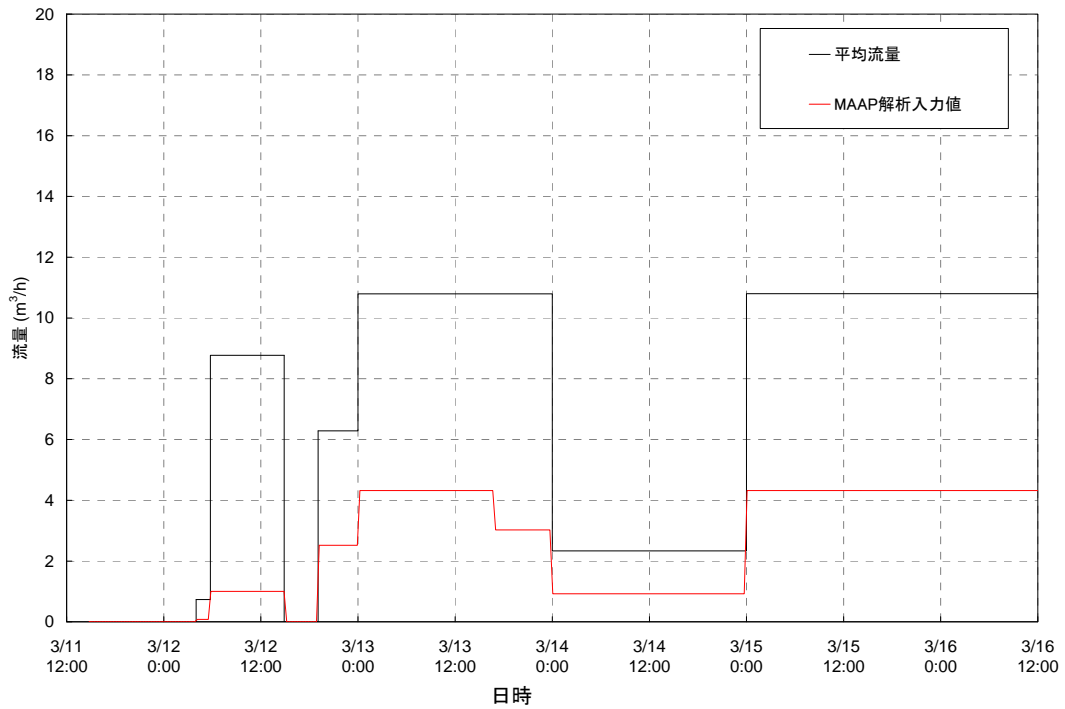


図2 平均注水流量とMAAP解析における注水量入力値

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「凝縮槽方式」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压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压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。

原子炉压力容器から 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压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压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、原子炉压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える。

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える。

以上

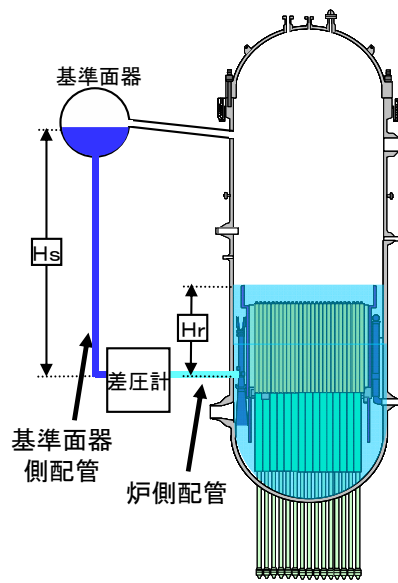


図 1 燃料域水位計の概略図

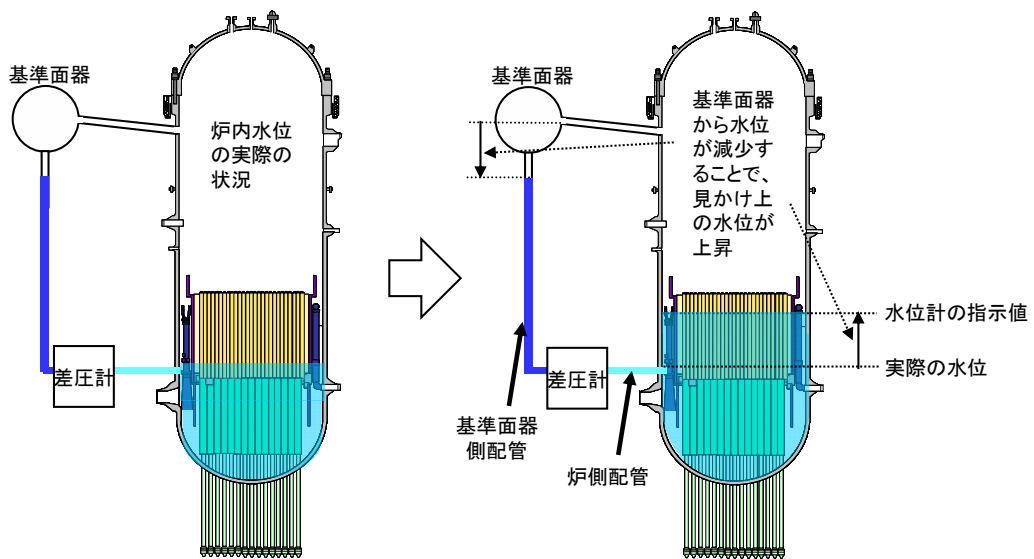


図 2 計装配管内の水位低下に伴う燃料域水位計の指示値について

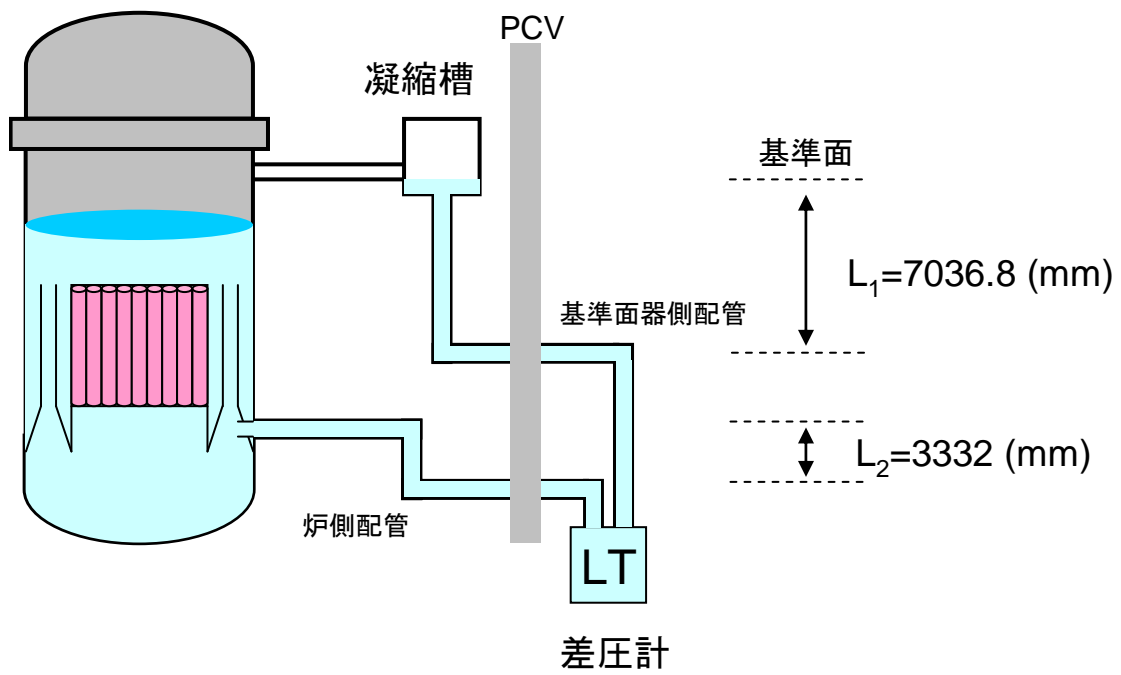


図3 燃料域水位計装配管のD/W内垂直方向長さ

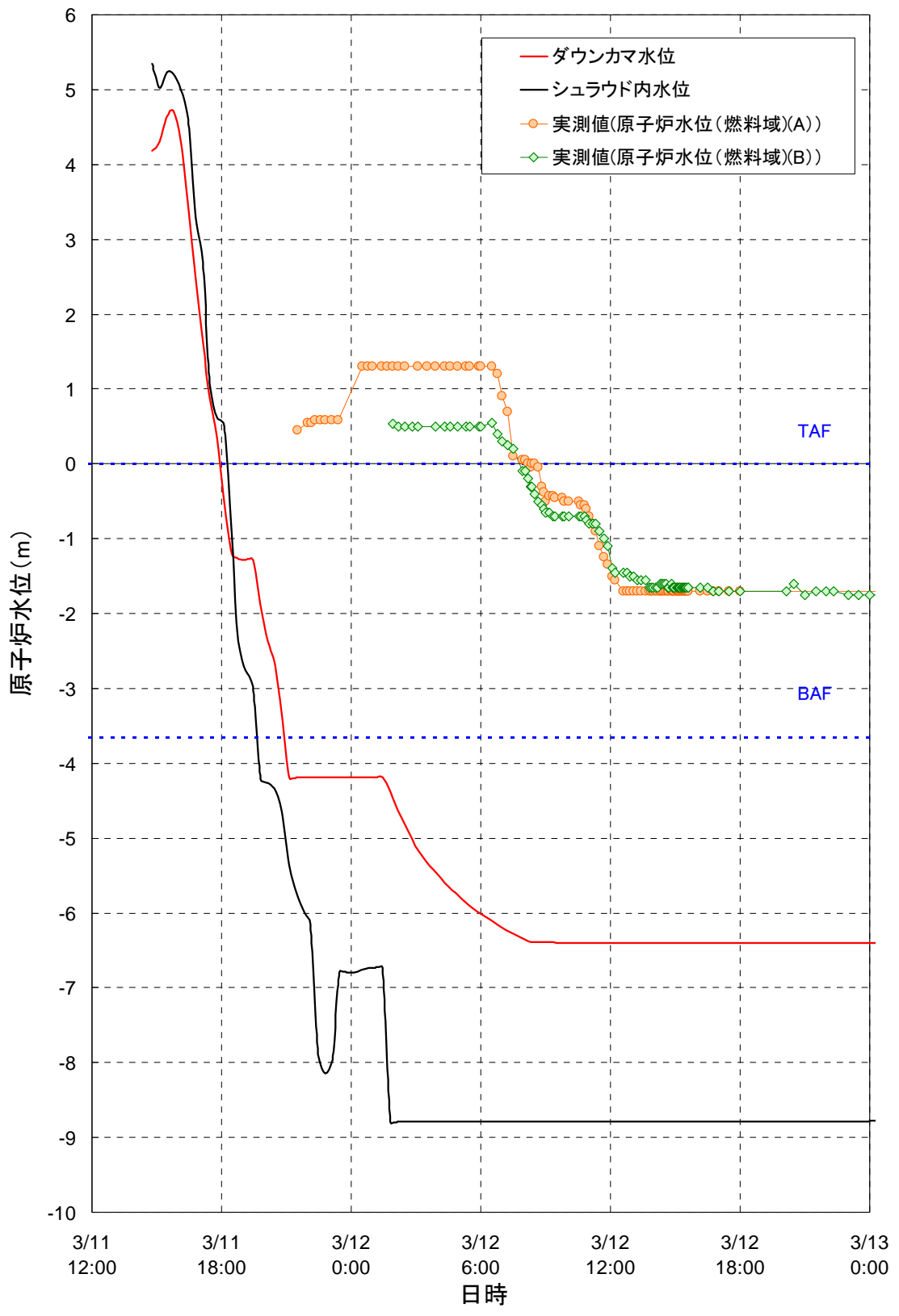


図4 燃料域水位計挙動

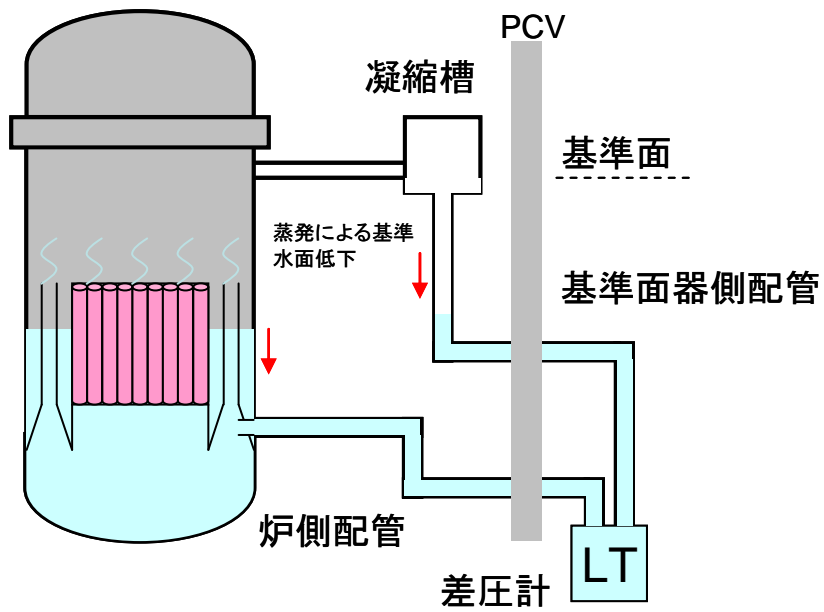


図 5 - 1 原子炉水位および燃料域水位計挙動
【 11 日 21 時 30 分から 12 日 0 時 30 分頃まで 】

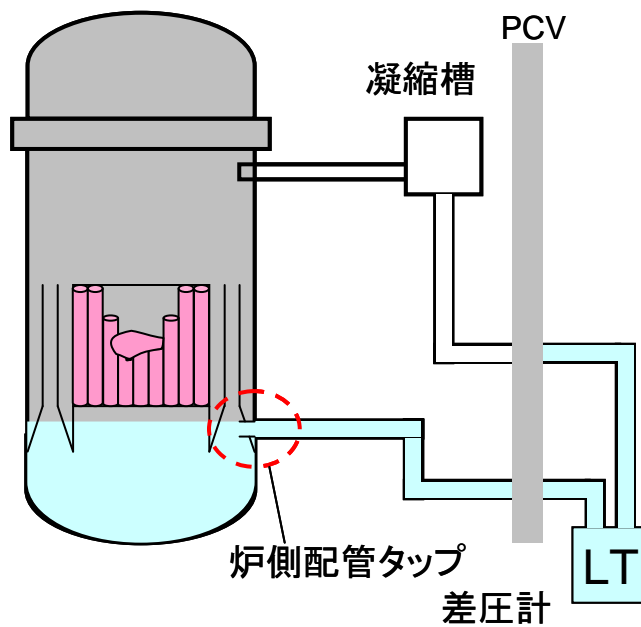


図 5 - 2 原子炉水位および燃料域水位計挙動
【 12 日 0 時 30 分頃から 6 時 30 分頃まで 】

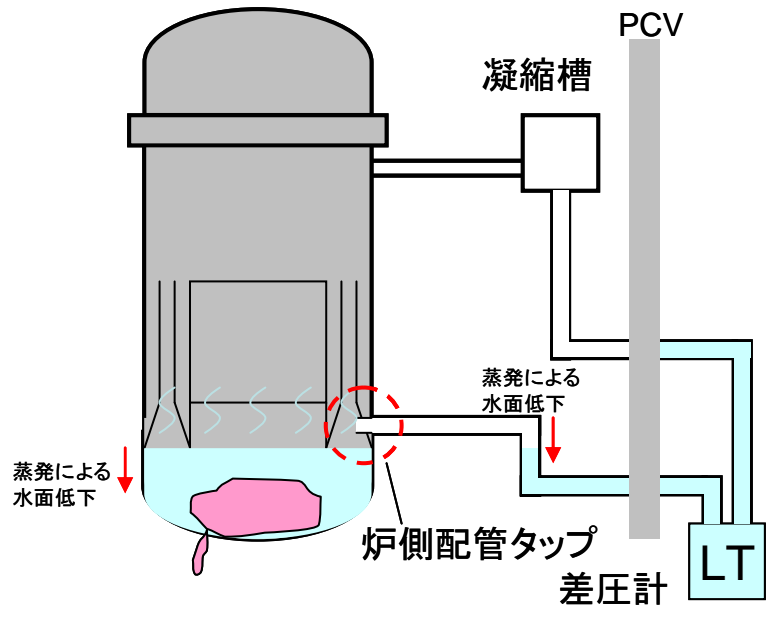


図 5 - 3 原子炉水位および燃料域水位計挙動
【 6時30分頃以降 】

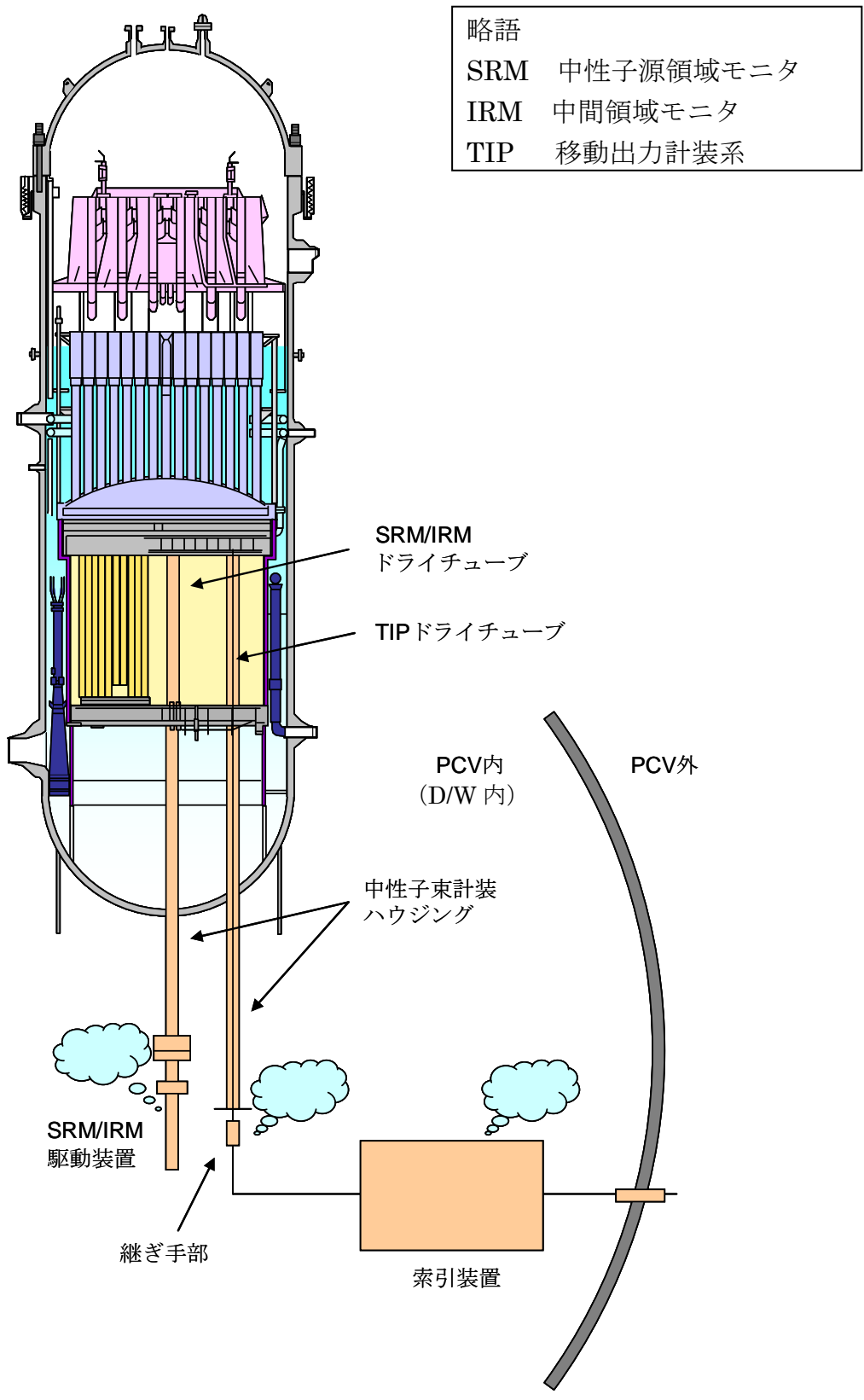


図6 炉内核計装からの漏えいパス

1 号機における地震の影響について

1. 現象の概要と検討課題

福島第一原子力発電所 1～3 号機は、地震発生後は、スクラムの成功、原子炉冷却の開始により、冷温停止に向けた操作が進められていたが、津波が発電所に到達したことで、ステーションブラックアウト (SBO) となり、直流電源も含め、短期間で復旧が出来なかったことから原子炉の冷却手段を全て喪失し、シビアアクシデントに至ったと評価している。従って、事故の直接的な原因は津波であると判断している。

しかしながら、国会事故調の報告書では、1 号機において、小規模な冷却材喪失事故 (LOCA) が発生した可能性が否定できないとの主張がなされている。この主張の根拠は、

- ・ 協力企業作業員が原子炉建屋 4 階非常用復水器 (IC) 室で水が落ちてくるのを確認した
- ・ 原子力安全基盤機構 (JNES) の評価では、 0.3cm^2 以下の漏えいを否定できない
- ・ 運転員は主蒸気逃がし安全弁 (SRV) の作動音を聞いていない。

との 3 点から成り立っている。この 3 点を出発点として論理的に小規模な LOCA があつたとの結論を導けるかを検討する。

また、非常用ディーゼル発電機 (A) (DG(A)) については、運転員の証言から、津波が到達する前に機能喪失している可能性があるとして、津波ではなく、地震が原因である可能性を指摘している。

2013 年 4 月、過渡現象記録装置に地震発生前から津波到達による過渡現象記録装置の停止時までの 1 分間隔の計測データが存在していることが改めて確認されたため、このデータを用いて、DG(A)の挙動について検討を実施する。

2. LOCA の発生の可能性について

国会事故調の報告書では、前述のとおり、観測事実、評価結果、運転員の証言の 3 点から小規模な LOCA が発生した可能性を否定できないとしているが、この 3 点を合理的に説明できる LOCA シナリオを提示していない。そのため、以下の章で、それぞれに対して、検討を実施する。

まず、1 号機 4 階 IC 室での出水についてであるが、国会事故調の報告書によると、出水が確認された場所は 4 階南西側の大物搬入口のハッチの付近であり、その方向は東側の壁 (壁の反対側は使用済み燃料プール) の高い位置からであつたとのことである。最も近くで出水を確認した B 氏、及び、B 氏方向に水が落ちるのを確認した A 氏の 2 者の証言から現場の状況を推定すると、図 1～3

に示す位置関係であったものと考えられる。図 1 に示すとおり、B 氏は大物搬入口のハッチのすぐそばに立ち、正面に IC を見る位置におり、右上方から水が出てくるのを確認している。また、図 2 に示すとおり、A 氏は格納容器と IC の間に逃げ込んでおり、そこから B 氏方向を見て、左上から水が落下するのを確認している。両者の証言から図 1、2 で示した出水の方向（矢印）には整合性があり、図 3 に示す東側の壁上方から出水があったことは事実であると考えられる。（なお、規制庁による、第 2 回東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会での資料 1-1 福島第一原子力発電所 1 号機 4 階における出水事象に関する出水当時の状況等について（ヒアリング資料）によれば、A 氏は IC(A)タンクと IC(B)タンクの間をいたとの証言があるが、水の落下する方向については、どちらにいても変更は無い。）

これらの位置関係から明らかなように、IC の本体とは異なる方向から出水が確認されており、IC に流入する蒸気もしくは凝縮後の戻り水が、漏えいしたとは考えにくい。

出水があったとされる東側壁には、図 4 に示すとおり、いくつかの配管・ダクトが存在しているが、水または蒸気が内包されている可能性のある配管は、溢水防止チャンバ①及び IC 蒸気配管のベント配管②の二つである。複数ある③の配管は電線管であり、流体は内包していない。

溢水防止チャンバとは、使用済み燃料プールの表面から空気を吸い込み外部へ排出するダクトに接続されていたもので、万一、使用済み燃料プールの水がダクトに侵入した場合、溢水防止チャンバで水を一度受けて、ドレン配管を通じてダクト系から水を抜くために設置されたものである。しかしながら、地震発生時、使用済み燃料プールの水がスロッシングによりダクト配管に侵入した際に、ドレン配管による水の排出が間に合わず、下流側のダクト系統に流出し、管理区域外に水を漏えいさせてしまった事例が発生したことから、溢水防止チャンバと下流側のダクトを切り離し、溢水防止チャンバに閉止板を付ける改造工事が行われている。

IC 蒸気配管のベント配管は、IC の蒸気配管系統でウォーターハンマー現象が発生することを防止するため、通常運転中に常時蒸気を流し、蒸気配管を暖気させる役割を果たしている。また、IC が稼働した場合にはこのベント配管に分岐する弁は閉止され、ベント配管への蒸気供給はなくなる。そのため、出水が目撃された正確な時間が不明なため、IC が運転状態にあったのかは不明であるが、長期的な観点からは、この配管から漏えいが継続することはない。すなわち、この配管の破断を原因とする LOCA シナリオは存在しない。

溢水防止チャンバと IC 蒸気配管のベント配管の二つを比較すると、ベント配管は流体が蒸気であるため、配管破断が発生しても水が落下することはなく、

高温高压な蒸気が放出される場合に予想される状況と、証言は大きく異なっている。また、現地で実施された調査からも、この配管に破損は見つかっていない。溢水防止チャンバは、水素爆発による影響を受けたためか、既に原型をとどめないまでに破損してしまっている。しかしながら、5階にてスロッシングによる溢水が確認されており、使用済燃料プール壁面のダクト開口部以上の高さまで使用済み燃料プールの水位が変動し、ダクト内へ水が入り得る状況にあったこと、大量に水が流入するとドレン配管では水を処理しきれないとの溢水防止チャンバが設置された経緯から考えると、1号機4階で観測された出水は、溢水防止チャンバに流れ込んだ使用済み燃料プールの水が何らかの原因で漏えいした可能性が高いと考えられる。

したがって、作業員からの証言による国会事故調の指摘する原子炉建屋内でLOCAの発生を疑わせるような現象が発生していたとする記載は、少なくともLOCAとは関係がないと判断できる。

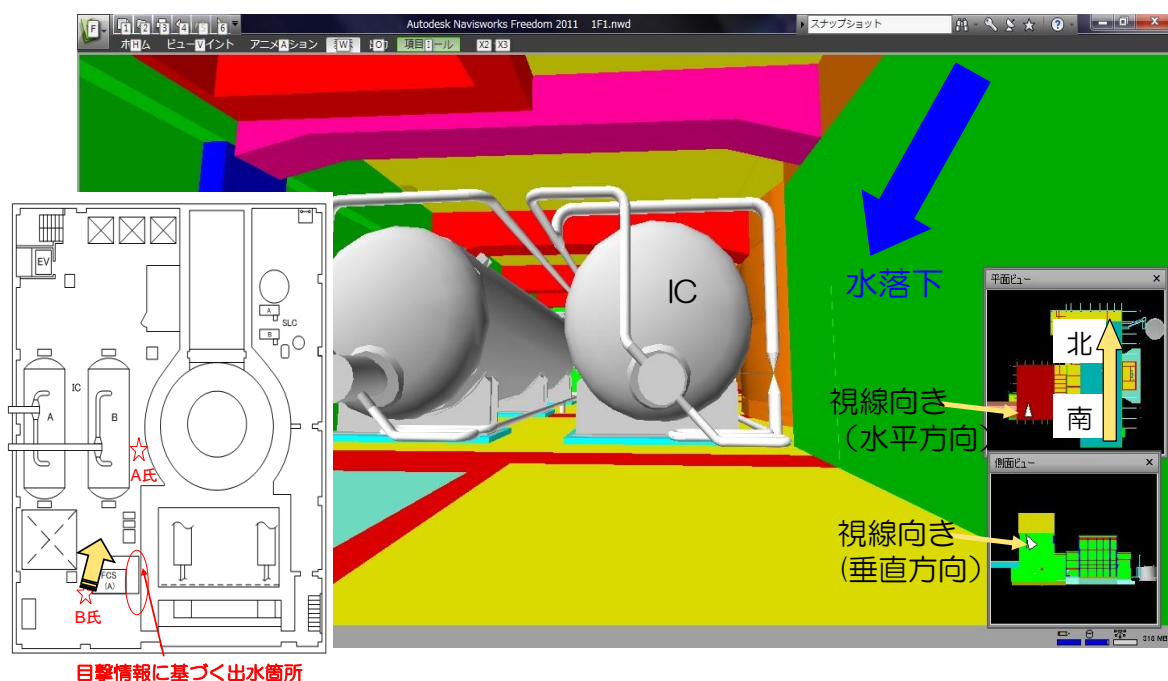


図1 B氏の出水当時の状況

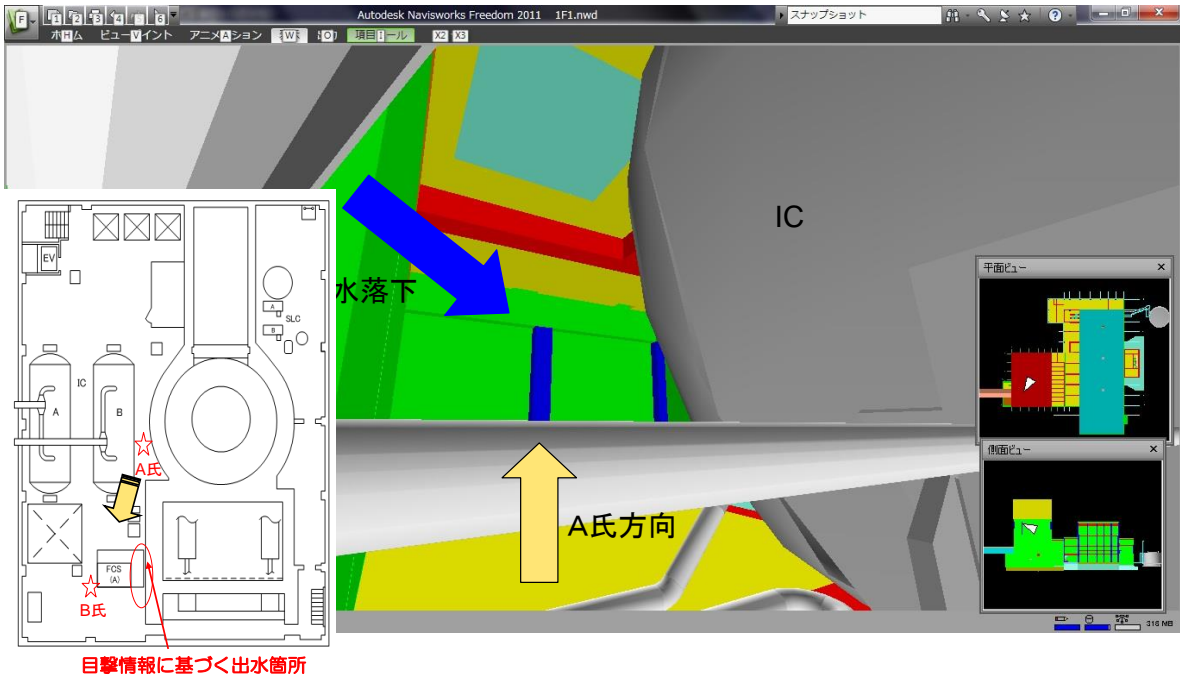


図2 A氏の出水当時の状況

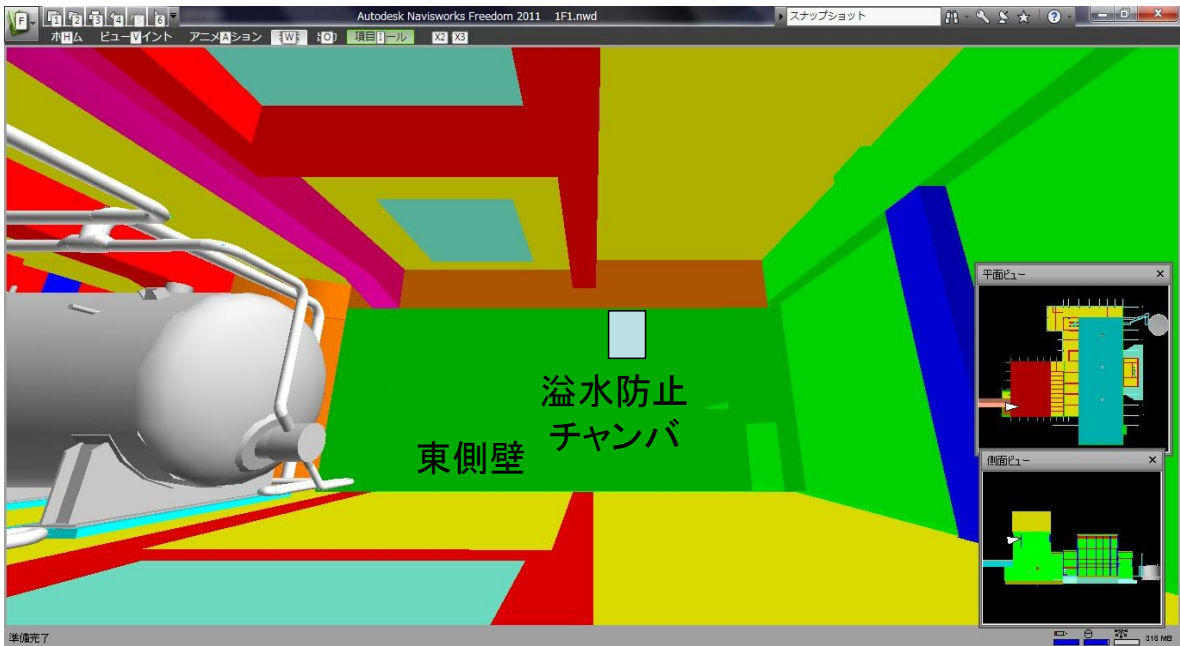


図3 出水が確認された方向

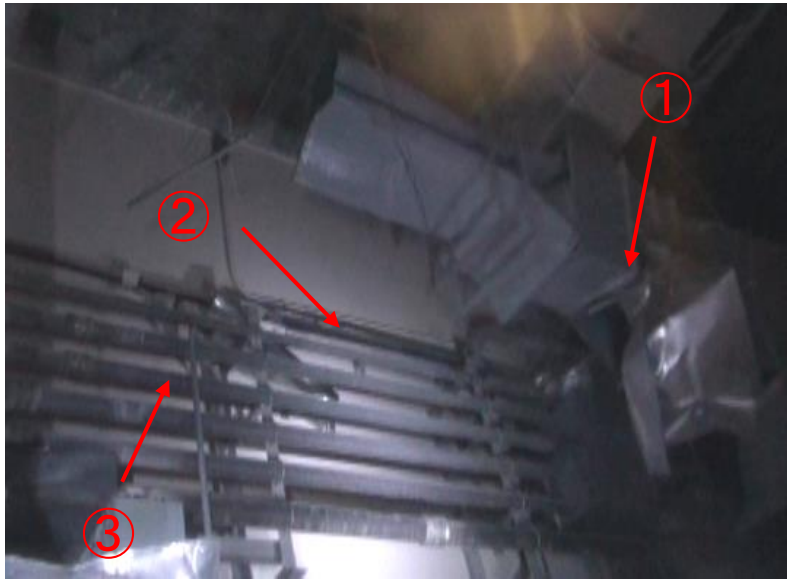


図 4 東側壁にある配管類

次に、JNES が試算した、 0.3cm^2 以下の漏えいが発生した場合について考察する。漏えい量が少なければ、プラント挙動に大きな影響が出ないことから、ある程度以下の漏えいであれば、その発生をプラント挙動の相違から否定出来ないことは事実である。しかしながら、漏えいが万が一あったとしても 0.3cm^2 以下の小さいものとの前提であり、また、SRV の作動音に関する証言が得られなかった事を根拠として、SRV が作動しなかったとすると、SRV により蒸気を逃がすこともできなかった事になる。この二つが同時に成り立つか検討する。圧力上昇は、観測されているプラント挙動および MAAP 解析から類推すると、津波の到達以降も上昇傾向にあると考えられることから、図 5 に示すとおり、漏えいの有無にかかわらず、3月11日17時00分時点で、 12MPa を遙かに超える圧力に到達することが推定される。その場合、圧力容器破損に至る可能性があるが、そのような徴候は見られていない。すなわち、JNES の示す 0.3cm^2 以下の漏えいを否定できないことと、SRV が作動していないとの条件は物理的に同時に成立しない。

上記の考察より、SRV が作動しないという条件を満足させるために、津波到達後にプラントパラメータが確認できなくなった後、リーク孔の拡大があったとするシナリオを仮定する。その場合、少なくとも SRV の作動設定圧に到達する 3月11日16時00分頃には、発生した蒸気を逃せるだけのリーク孔の拡大が必要となる。蒸気発生量は、崩壊熱とともに単調に低下するため、圧力上昇を止めるだけのリーク孔が開いたその後は、蒸気発生よりも蒸気流出が支配的となるため、図 5 に示すとおり、圧力は減少に転じる。

当社が実施した MAAP 解析（2012 年 3 月 12 日公表）では、3 月 11 日 18 時 50 分頃 1.4cm^2 のリーク孔ができたとの仮定を置き、解析を実施しているが、この孔の大きさでは、3 月 11 日 18 時 50 分頃の蒸気発生量でさえリーク孔から蒸気を逃がしきることができず、SRV も間欠的に作動することで、7.5MPa 程度の圧力で安定した状態になっている。したがって、MAAP 解析を参考とすれば、3 月 11 日 17 時 00 分頃であっても、発生した蒸気を逃しきるリーク孔は、 1.4cm^2 より小さいことは有り得ず、それよりもかなり大きいリーク孔でないとシナリオが成立しない。

MAAP 解析では、 1.4cm^2 のリーク孔によって、3 月 11 日 19 時 40 分頃に原子炉圧力の低下が始まり、3 月 11 日 20 時 07 分の 6.9MPa(gage)を再現するとの解析となっている。したがって、圧力低下が始まる時間がずっと早く、リーク孔の面積もずっと大きい条件においては、3 月 11 日 20 時 07 分の 6.9MPa(gage)を再現することはあり得ず、それよりもかなり小さい圧力になっていたものと考えられる。つまり、MAAP 解析の 3 月 11 日 19 時 40 分頃からの圧力低下曲線よりもより低下が速い側の領域に圧力低下曲線が存在することになり、測定された圧力と矛盾が生じる。

上記の仮説を証明すべく、津波到達後に微小な漏えいが発生した場合について、リーク孔面積をパラメータとした MAAP による感度評価を実施した（図 6 参照）。なお、この計算におけるリークの発生時間は地震スクラム 1 時間後としている。感度解析の結果から、 7cm^2 以下の場合には、原子炉圧力が上昇し、SRV の作動条件に達することから、リーク孔面積がこれ以上でないと SRV が作動しないという条件を満たせないことになる。一方で、リーク孔面積が 7.5cm^2 以上の場合には、SRV は作動することはないものの、原子炉圧力は早期に低下し、3 月 11 日 20 時 07 分の 6.9MPa(gage)を再現することはできないことが示された。この解析結果により、津波到達後に SRV が作動しない条件で、20 時 07 分に観測された 6.9MPa(gage)を満足する小規模な LOCA シナリオは存在しないことがわかる。

以上から、国会事故調の報告書で示された、LOCA の発生を疑わせるような 3 つの指摘事項については、LOCA とは関係のない事象、もしくは、LOCA が原因であったとした場合、物理的に同時に成立しないものであることが判明した。

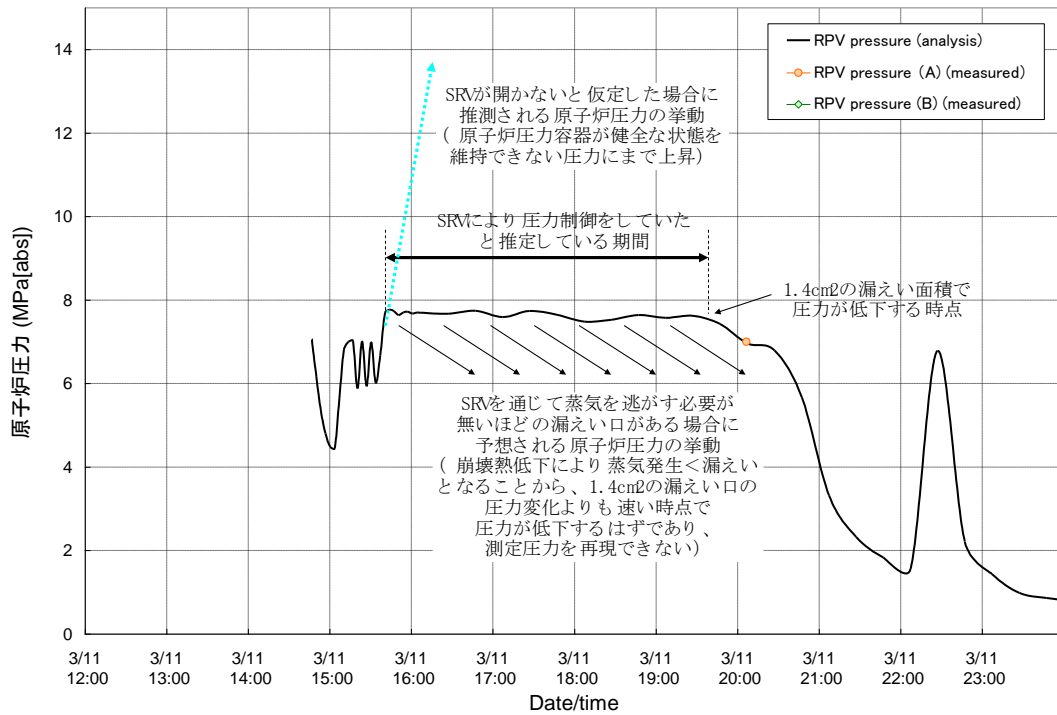


図5 1号機の原子炉圧力の変化

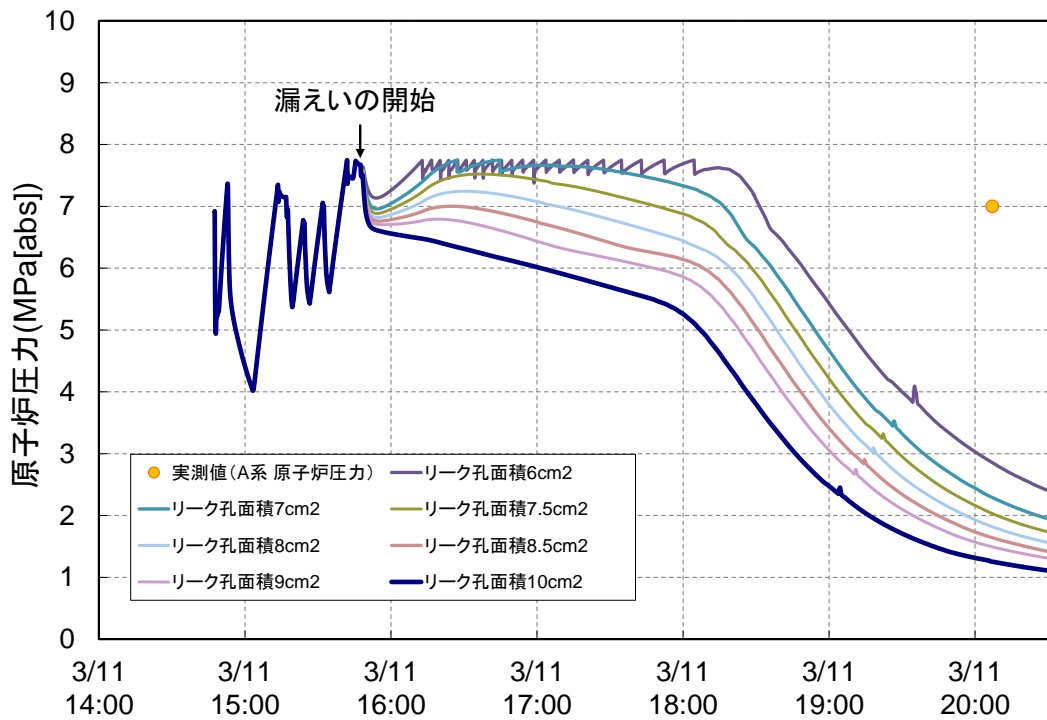


図6 リーク孔面積に応じた原子炉圧力の変化

3. 津波到達前の運転員の IC の操作について

ここでは、津波到達前の運転員による IC の操作とそれによるプラントパラメータの推移について検討する。

図 7 に、津波到達前の原子炉圧力の変化と運転員による IC の操作実績を示す。3 月 11 日 14 時 47 分、地震が発生し、1 号機は地震加速度大信号によりスクラムした。スクラムの際に若干原子炉圧力は低下するが、その後は、崩壊熱による蒸気発生により、原子炉圧力は上昇に転じる。14 時 52 分、原子炉圧力が IC の自動起動の設定圧力に達したことから、IC(A)、IC(B)が自動起動している。なお、IC の自動起動の設定圧力は、SRV の自動開の設定圧力よりも低いため、IC 起動が起動する場合は、SRV は作動しない。

IC(A)、IC(B)の自動起動後は、IC の冷却効果により原子炉圧力は減少に転じ、10 分程度で 5MPa を下回る圧力にまで達している。また、通常運転時の約 7MPa における飽和温度は約 285°C、約 5MPa における約 265°Cであることから、原子炉内の冷却剤の温度は 10 分程度で、約 20°C低下したことになる。原子炉停止時の冷却速度の上限値は 1 時間で 55°Cであり、この冷却速度を上回っている。運転員は、急激な圧力低下が漏えいの原因によるものではないことを確認するため、また、冷却速度を低減しコントロールするため、15 時 3 分、IC(A)、IC(B)を手動で停止させた。

その後、圧力は再度上昇に転じており、約 7MPa まで上昇している。その後、手動起動と手動停止を 3 回ずつ実施しているが、いずれの操作においても、圧力の低下と上昇は運転員の制御範囲に収まっている。

以上のことから、運転員は当初、LOCA による圧力低下の可能性を考慮したもの、IC の起動停止時の原子炉挙動から、その可能性が無いことを確認できたものと考えられる。なお、運転員は、運転シミュレータでの訓練等を通じ、常に漏えいの可能性について考えながら操作をすることから、1 号機の圧力変化に対して漏えいの可能性を考慮したのは特別なことではない。

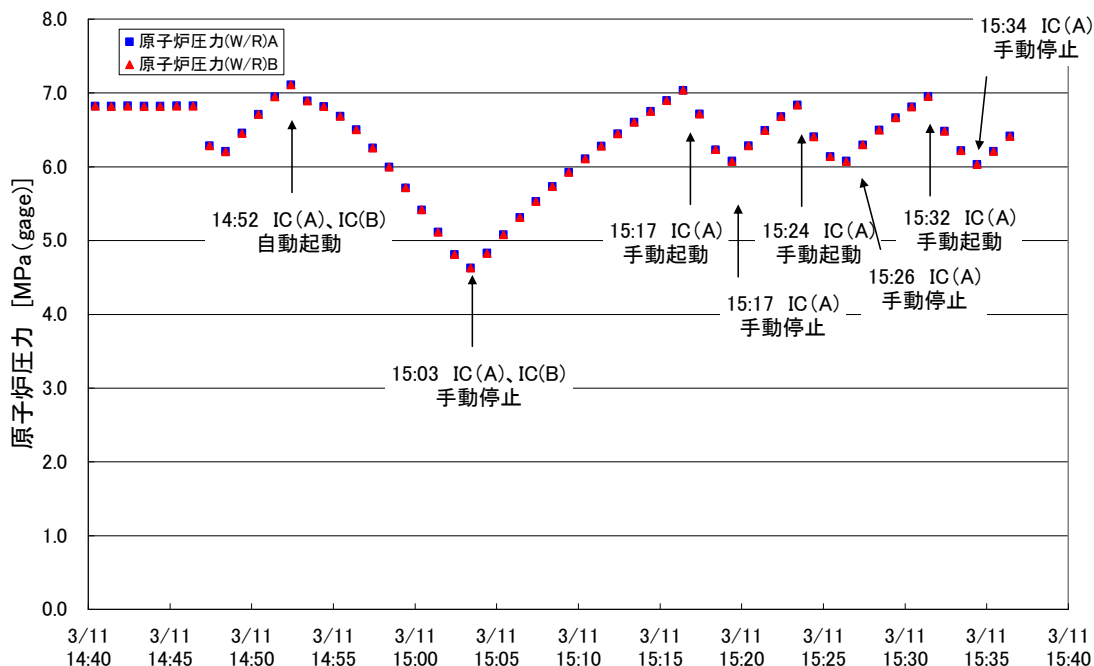


図 7 津波到達前の原子炉圧力と IC 操作

4. 非常用ディーゼル発電機 (A) の機能喪失の原因について

国会事故調の報告書では、非常用ディーゼル発電機 (B) (DG(B)) の機能喪失の時刻が 15 時 37 分と記録されており、運転員の DG(A) はそれより前に停止していた (間隔は長くても 2、3 分) とする証言から、DG(A) の停止時刻を 15 時 35 分以前であると断定し、その時点では津波は到達していないことから、地震による機能喪失であると指摘している。

本件に関しては、2013 年 4 月になって、過渡現象記録装置が 1 分間隔ではあるものの津波到達までのプラント挙動が記録されているファイルを再度検証したことにより、津波到達と母線電圧、ディーゼル発電機の挙動が明らかになった。

過渡現象記録装置とは、何らかの過渡事象が発生した場合に、その前後のプラント挙動を 10msec の時間間隔で記録する装置である。1 号機の場合、地震発生 の 5 分前から、30 分後までの記録が残されているが、津波到達は 30 分以降であるため、津波到達時の 10msec 間隔のデータは残されていなかった。しかしながら、過渡現象記録装置の本来の機能ではないものの、より長い周期でデータを記録するオプションがあり、1 号機では 1 分間隔のデータを記録する設定がなされていた。

過渡現象記録装置の 10msec 間隔のデータと 1 分間隔のデータとでは、情報量が大きく異なる。図 8 に外部電源が喪失し、DG が起動した 2011 年 3 月 11

日 14 時 48 分頃の際の母線 C 及び D の電圧の変化を両者のデータを用いて示す。10msec 間隔のデータでは、外部電源を喪失する前の揺らぎと電圧降下、また、DG(A)、DG(B)の立ち上がり時間の微妙な相違を捉えている。しかしながら、1 分間隔のデータでは、この時間帯を代表する測定点は、14 時 48 分 59 秒の 1 点（図 8 の丸部分）のみであり、このデータからは、母線電圧が降下したことも、DG の起動に成功したのかどうかも正確には説明できない。そのため、1 分間隔のデータは、過渡的な挙動を検討する際に、有用な情報を持っているとは見なされてこなかった。

しかしながら、1 分間隔のデータは、過渡現象記録装置の本来の機能である 5 分前から、30 分後までの記録データには無い、津波到達によって、過渡現象記録装置そのものが機能喪失する直前までのデータが残っており、このデータから、母線、DG の機能喪失の順番に関する情報を引き出せることが判明した。

図 9 に 1 分間隔データを用いた母線電圧、DG 電圧の変化を示す。上段には母線電圧 A,B,C、DG(A)の電圧の、下段には母線電圧 D、DG(B)の電圧の変化をプロットしている。まず、DG に接続されていない母線 A,B は、外部電源の喪失により、電圧は 0 になっていることが確認できる。また、DG(A)、DG(B)はその電圧が 0 から約 7000V に上昇していることから、外部電源喪失後に立ち上がっていることが確認できる。母線 C,D はそれぞれ DG(A),DG(B)に接続されているため、外部電源を喪失しても、DG から電気が供給されるが、前述のとおり、1 分間隔のデータであるため、外部電源喪失時の電圧降下、DG 起動の際の電圧上昇は捉えられていない。津波が到達した 15 時 37 分頃の挙動を見てみると、母線 C は電圧が 0 にまで低下していることが確認（1 分間隔のデータであるため、15 時 35 分 59 秒から 15 時 36 分 59 秒までの間に電圧が 0 にまで低下。）できる。母線電圧 D 及び DG(A)、DG(B)については、15 時 36 分 59 秒の時点で、電圧は 7000V 程度を維持しており、これらの機能喪失は、15 時 37 分以降であったことになる。なお、DG は供給先の電圧が 0 となっても、単独運転で電圧を維持することが出来る。

次に、図 10 に DG(A)、DG(B)の電流の変化を示す。DG の立ち上がり時の電流の増加、圧力抑制室のプール水の冷却のための CCS 起動時の電流の増加が確認できる。津波到達時の挙動については、母線 C に接続されている DG(A)については、母線電圧が 0 となっている関係から、電流についても 0 にまで落ち込んでいる。一方、電圧が 7000V 程度を維持していた母線 D についても、電流の落ち込みが確認できる。これは、敷地内の比較的低い位置に設置されている海水ポンプ等の機能喪失により、負荷が脱落していったことにより、電流が低下しているものと推定される。

以上から、津波到達時頃の電源の状況としては、

- ① 津波到達
- ② 海水ポンプ等の機能喪失
- ③ 母線電圧 C の機能喪失
- ④ 母線電圧 D、DG(A)、DG(B)の機能喪失

という形で、津波の影響が海側から順番に進行していったものと推定され、電源喪失の原因は津波であることが改めて確認された。

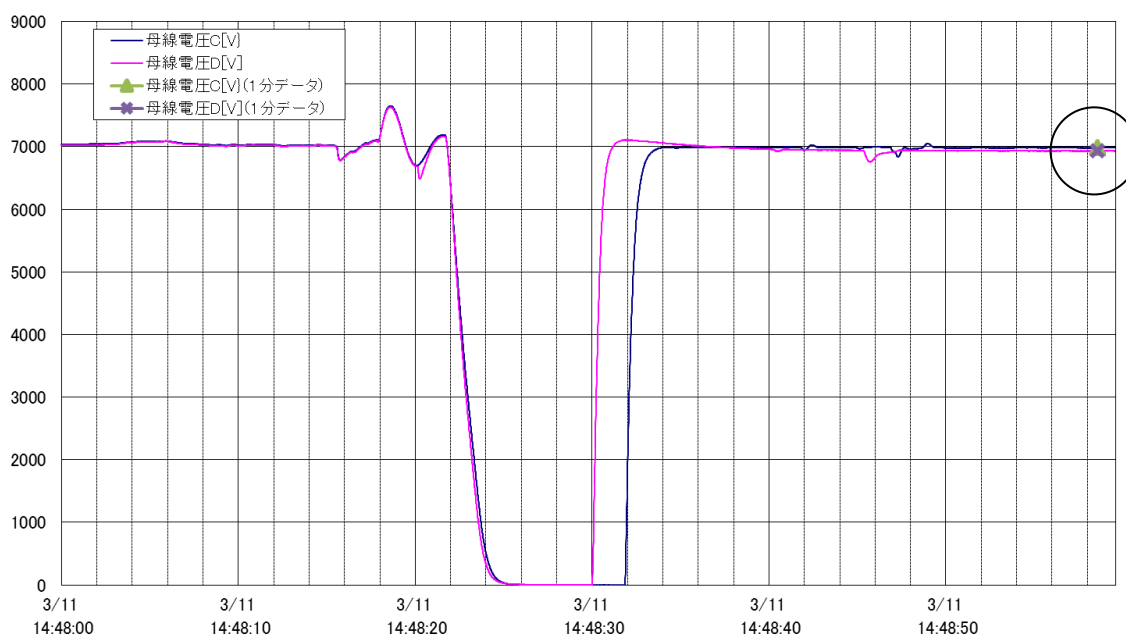


図 8 過渡現象記録装置による 10msec 間隔と 1 分間隔のデータの相違

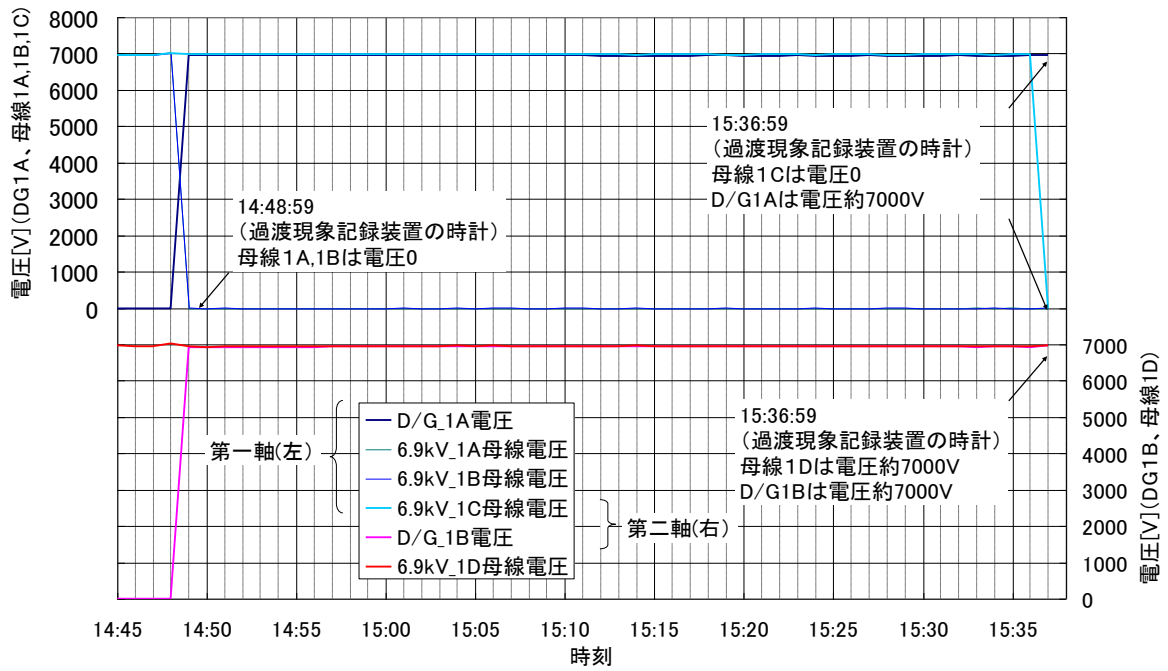


図9 母線電圧、DG電圧の変化（1分間隔データ）

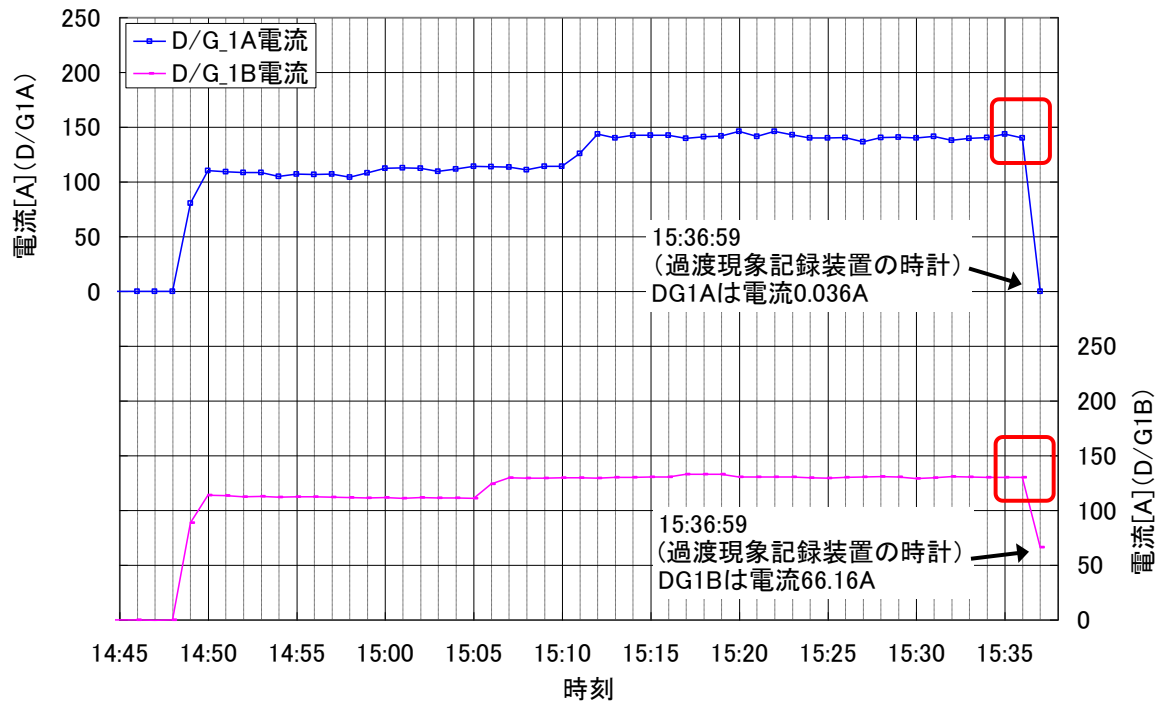


図10 DG(A)及びDG(B)の電流の変化

5. まとめ

1号機において、地震による影響で、LOCA または DG の機能喪失が発生した可能性について検討を実施した。LOCA については、現在想定している事故進展に影響を与えるような漏えいを伴う規模での配管破断は発生していないとの結論に達した。また、DG の機能喪失については、津波によるものと推定される海側ポンプ等の機能喪失に引き続き DG の機能喪失に至っていることが記録により明らかとなったことから、地震による機能喪失の可能性は無いことが示された。

以上

消防車による原子炉注水に関する検討

1. はじめに

福島第一原子力発電所 1～3 号機では、事故時に作動が期待されていた注水機能を最終的に全て喪失し、臨機対応として、消防車を用いた原子炉代替注水を実施した。しかしながら、消防車から吐出された冷却水は全量が原子炉へ注水されたわけではなく、配管図面上の分岐の存在や、主復水器での溜まり水が確認されたことから、代替注水の一部が原子炉へ通ずる配管だけでなく他系統・機器へ流れ込んでいた可能性が考えられる。

本資料では、消防車による原子炉への注水量を明らかにする観点から、その準備として、代替注水の概要と注水ラインにおいてバイパス流が生じ得る経路についてまとめる。さらに、明らかとなった時系列情報およびプラントパラメータから、公表している日単位の平均注水量よりも詳細な注水流量についても検討を実施する。また、福島第一原子力発電所事故における本事象を受けて、柏崎刈羽原子力発電所において実施している対策について述べる。

2. 消防車を用いた原子炉代替注水について

消防車による原子炉代替注水を開始した当初は、図 1 に示すとおり、消防車を消火系（F P 系）に接続し、F P 系から復水補給水系（MUWC 系）を経由した後、1 号機では炉心スプレイ系（C S 系）、2・3 号機では残留熱除去系（R H R 系の LPCI ライン）より原子炉へ注水をしていた。

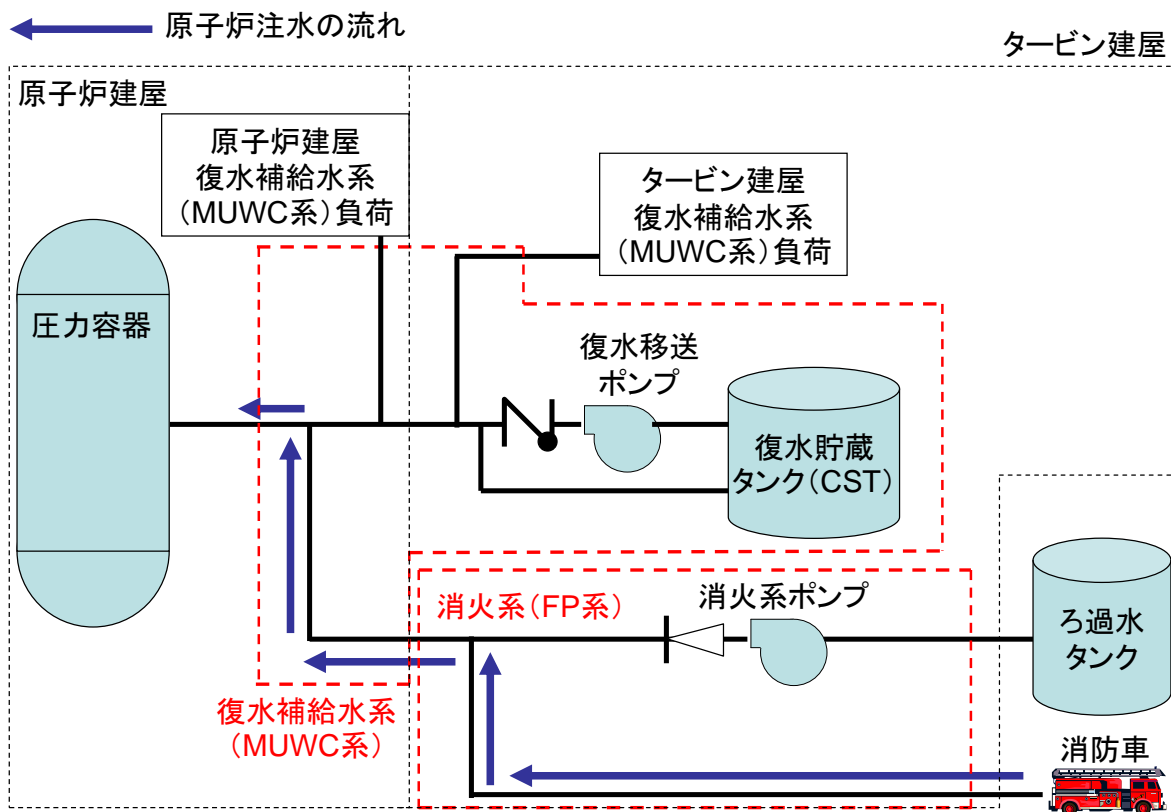


図1 消防車による原子炉代替注水のラインアップについて

各号機における消防車のポンプ吐出付近での、公表している日単位の平均海水注水量を、図2～4に示す。なお、本注水流量については、日単位の平均にしてしまっていること、また、計測値のない期間における推定値も含んでおり、実際の注水量とは異なる。

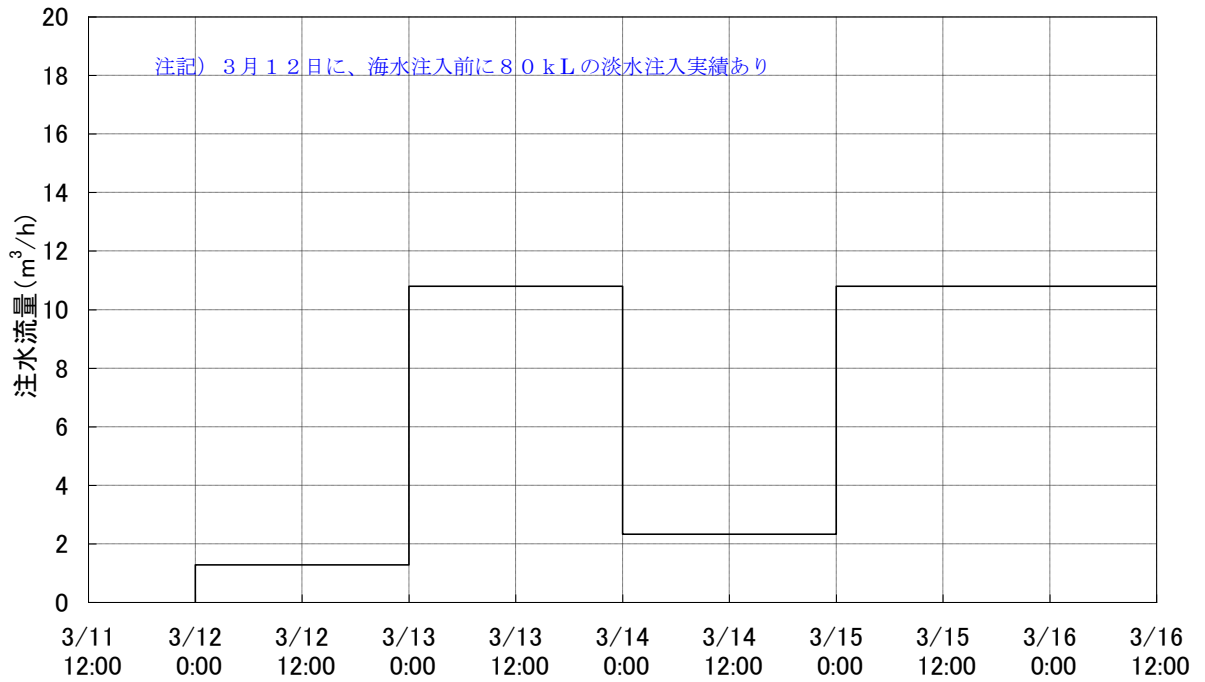


図2 1号機 消防車のポンプ吐出付近での平均海水注水量

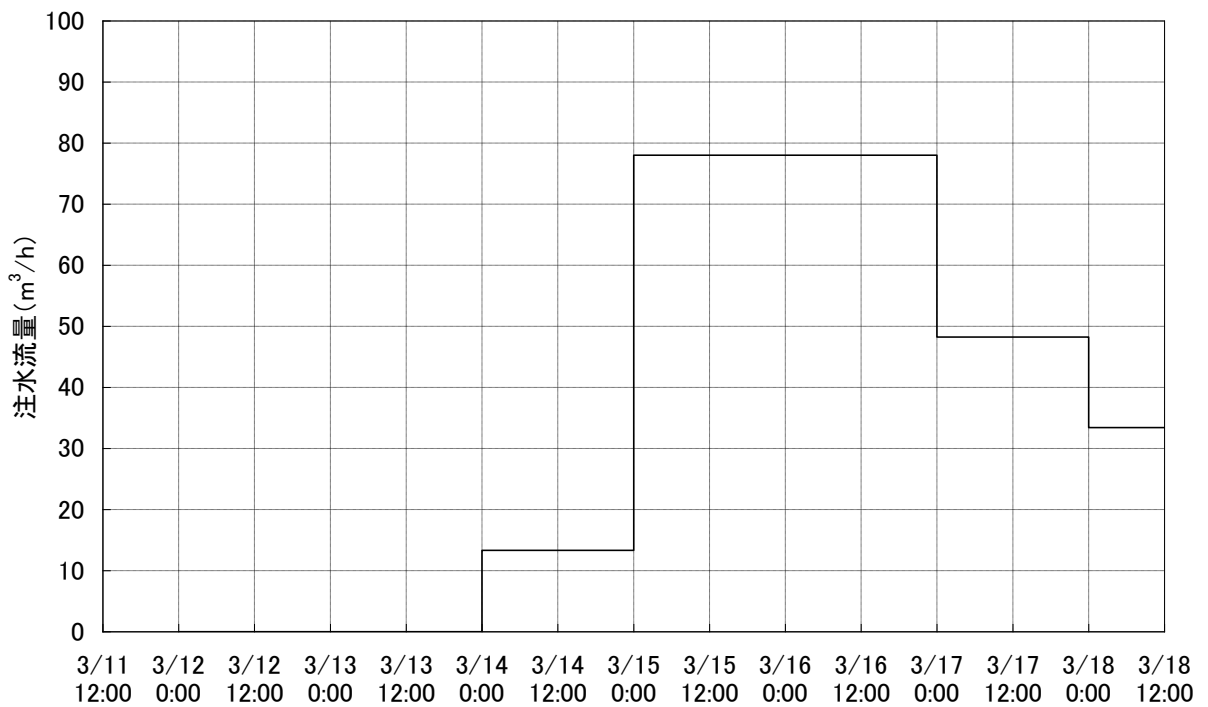


図3 2号機 消防車のポンプ吐出付近での平均海水注水量

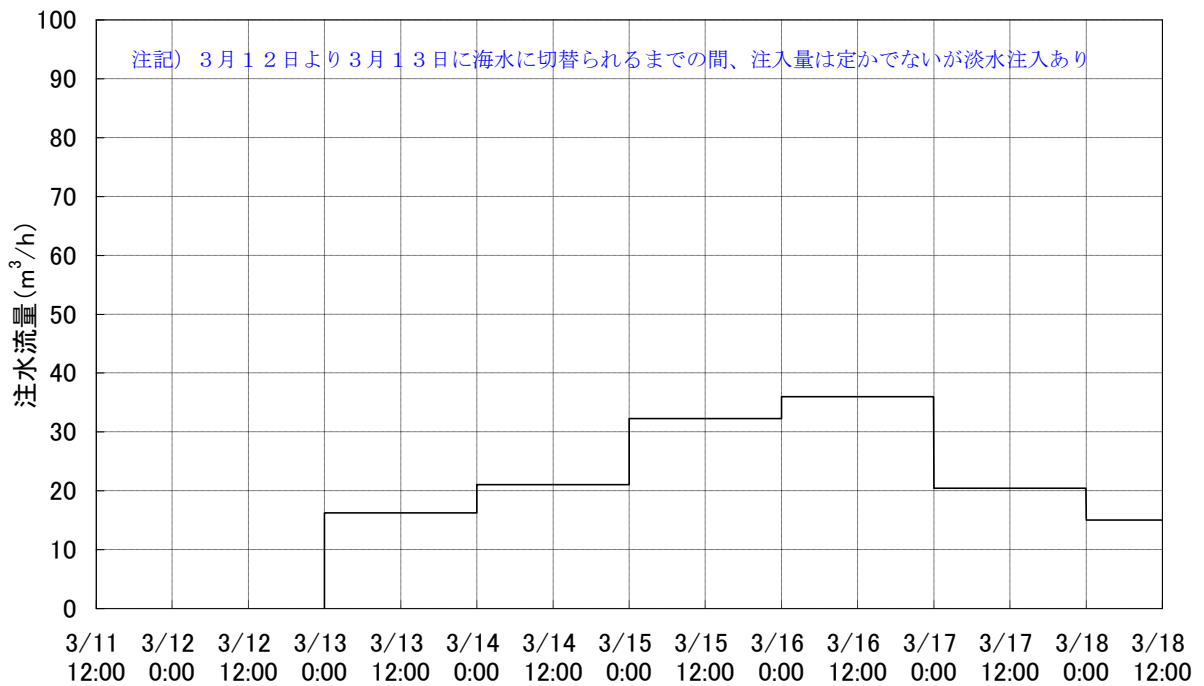


図4 3号機 消防車のポンプ吐出付近での平均海水注水量

事故初期の消防車による原子炉代替注水に関する時系列について、表1～3にまとめる。消防車による注水が中断した時期はピンク色で示した。消防車の配置、水源～消防車～FP系間の接続に関しては、当社が平成24年6月に公表した福島原子力事故調査報告書の添付10-4(3)に記述されている。

表1 1号機の代替注水に関わる運転操作時系列

日時	操作	備考
3月12日 4:00頃	消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水注入開始。消防車に積載していた淡水1300リットルを注水。	11日20:50にディーゼル駆動消火ポンプ(DDFP)による原子炉代替注水ラインを確立。ポンプを起動し、減圧後に注水可能な状態としている。その後DDFPについては12日1:25に停止が確認されている。
4:00～5:46	消防車による注水中断	

日時	操作	備考
5:46	消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水注入開始。	注水初期においては、防火水槽の水をくみ上げ、タービン建屋寄りに移動し、注水を実施した。その後、防火水槽から FP ラインの送水口間の連続注水ラインを構成し、注水をおこなった。
14:53	消防車による原子炉への淡水注入、約 80,000 リットル（累計）を注入完了。	
14:53 ~ 19:04	津波によって海水がたまっていた 3 号機逆洗弁ピットを水源とした、注水ライン構成中	15:36 に 1 号機原子炉建屋で爆発発生。淡水注水の実施と並行して準備をしていた海水注水のためのホースが破損。
19:04	原子炉内に消火系ラインから消防車による海水注入開始。	
21:45 ~ 23:50	消防車による海水注入が一時中断	
23:50	海水注入再開	
3 月 14 日 1:10~20:00	3 号機逆洗弁ピットの海水が残り少なくなったことから、海水注入を一時中断。	
20:00	海水注入再開	

表 2 2 号機の代替注水に関わる運転操作時系列

日時	操作	備考
3 月 12 日 1:20	DDFP の停止を確認	DDFP については、当初、屋外にある排気ダクトから出ている煙により、起動していることを確認した。しかしながら 3 月 12 日 1:20 に DDFP の排気ダクトからの煙が消えていたことにより、DDFP が停止していることを確認。
3 月 14 日 15:30 頃	原子炉への海水注入を行うため、消火系の送水口へ接続した消防車を起動。	この段階では、原子炉圧力 > 消防ポンプ圧力。原子炉減圧後に注水可能な状態。
18:02	原子炉減圧開始	

日時	操作	備考
19:20 ～ 19:54	19:20に原子炉への海水注入のための消防車が燃料切れで停止していることを確認。注水が一時中断。	19:20の30分～1時間前に注水ラインを構成している消防車が停止していたことが、19:20に確認された。
19:54	原子炉内に消火系ラインから消防車（19:54、19:57に各1台起動）による海水注入開始。	

表3 3号機の代替注水に関わる運転操作時系列

日時	操作	備考
3月13日 9:25	原子炉内に消火系ラインから消防車による淡水注入開始（五ホウ酸ナトリウム入り）。	
12:20	消防車による淡水注入終了	8:40～9:10の間にラインアップされたDDFPによる原子炉への注水は、消防車による淡水注入終了後も継続しているものと考えられる。
12:20 ～ 13:12	3号機の逆洗弁ピットの海水を注水するようライン構成中	
13:12	原子炉内に消火系ラインから消防車による海水注入開始。	
3月14日 1:10～3:20	3号機逆洗弁ピットの海水が残り少なくなったことから注水を一時中断。	
3:20	ホースの取水位置を調整することにより海水を引くことができ、3号機への注水を再開。	
11:01 ～ 15:30頃	3号機の水素爆発の影響で、原子炉への注水が停止。	
15:30頃	原子炉への海水注入を行うため、消火系の送水口へ接続した消防車を起動。	
19:20 ～ 19:54	19:20に原子炉への海水注入のための消防車が燃料切れで停止していることを確認。注水が一時中断。	19:20の30分～1時間前に注水ラインを構成している消防車が停止していたことが、19:20に確認された。
19:54	原子炉内に消火系ラインから消防車（19:54、19:57に各1台起動）による海水注入開始。	
21:14～ 3月15日 2:30	2号機への注水量確保のため、3号機への海水注入を一時中断	

日時	操作	備考
3月15日 2:30	消防ポンプによる海水注入再開	

図2～4に示した海水注水量は、日単位の平均値を表したものであるが、表1～3に示した時系列とその他の注水量の変動を考慮すると、消防車による代替注水量は、より詳細には、図5～7の通り書くことが出来る。

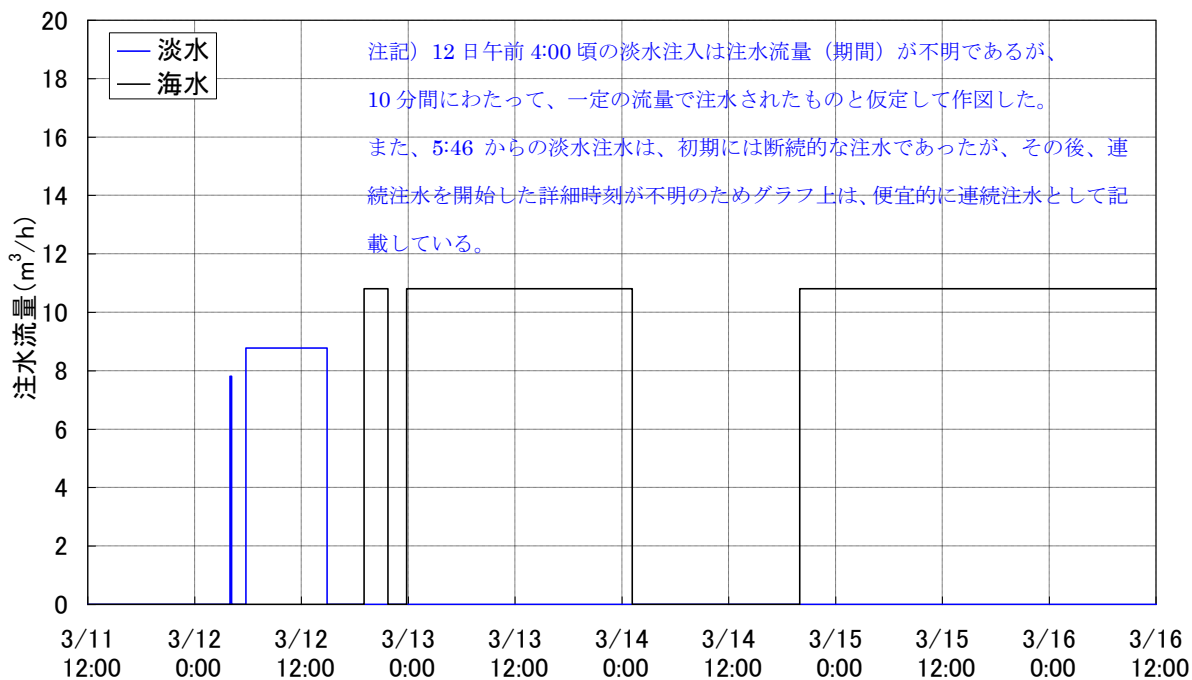


図5 1号機 消防ポンプの吐出流量

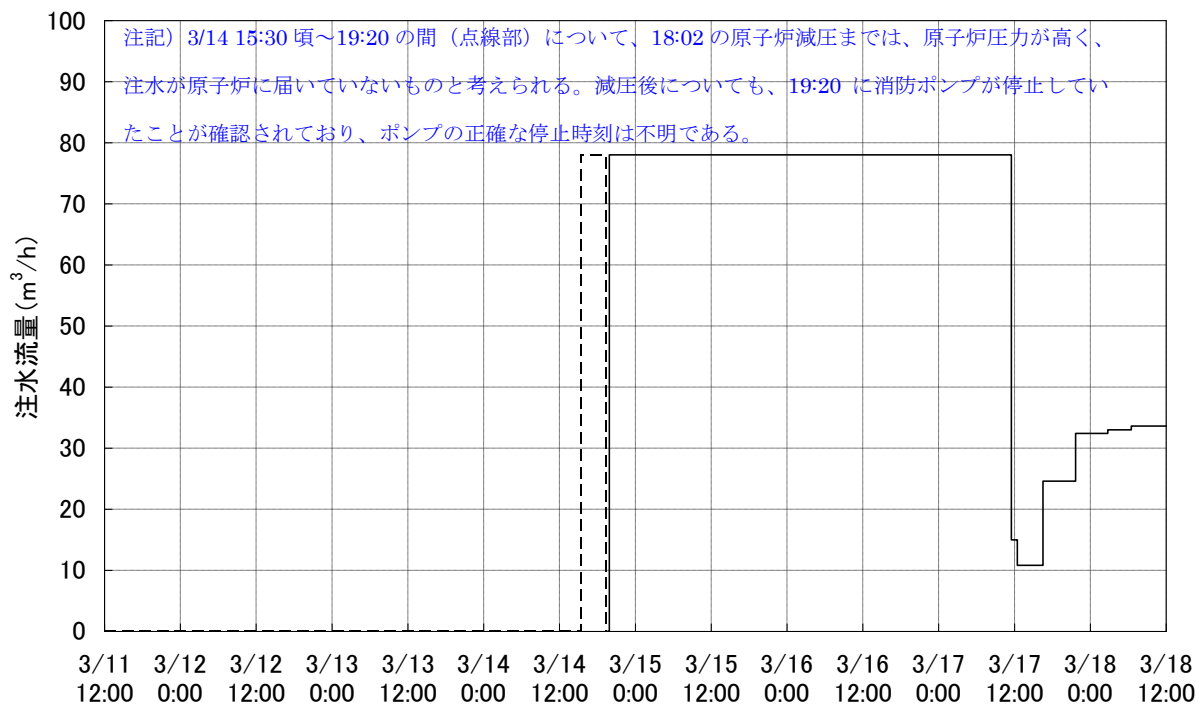


図6 2号機 消防ポンプの吐出流量

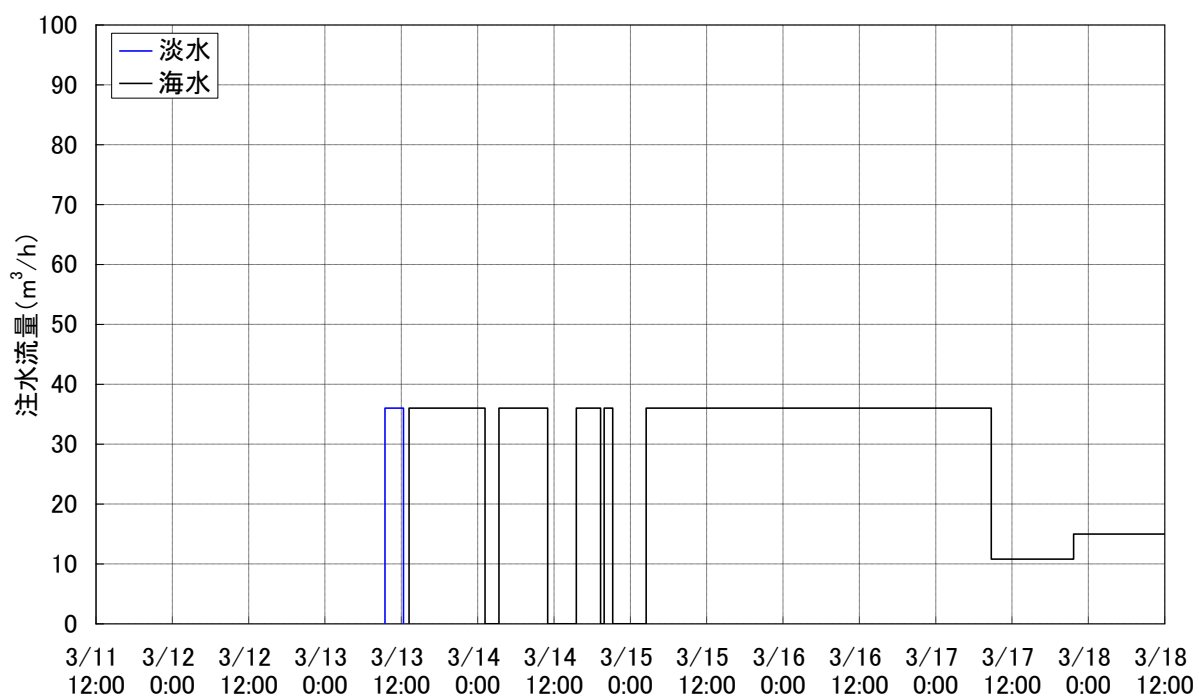


図7 3号機 消防ポンプの吐出流量

表1～3、図5～7から分るとおり、消防車による代替注水は、特に1、3号機の注水初期において、水源の枯渇、建屋の水素爆発によるホース損傷等により、

頻繁に中断を余儀なくされている。これら注水の開始（再開）／停止時のプラントの挙動について、次の章で評価する。

3. 消防車を用いた原子炉代替注水時のプラント挙動について

1～3号機で消防車による代替注水が始まった際には、燃料が冠水していない状態であったと考えられ、このような状態で注水がなされた場合、水蒸気や水-ジルコニウム反応で発生する水素により、原子炉圧力および格納容器圧力が上昇することが想定される。以下、各号機について、消防車による代替注水の開始／中断に対するプラントの挙動を評価する。

3.1. 1号機の代替注水時におけるプラント挙動について

1号機の原子炉水位の計測値と、当社が平成24年3月に公表したMAAP解析による原子炉水位の解析値の変化を図8に示す。

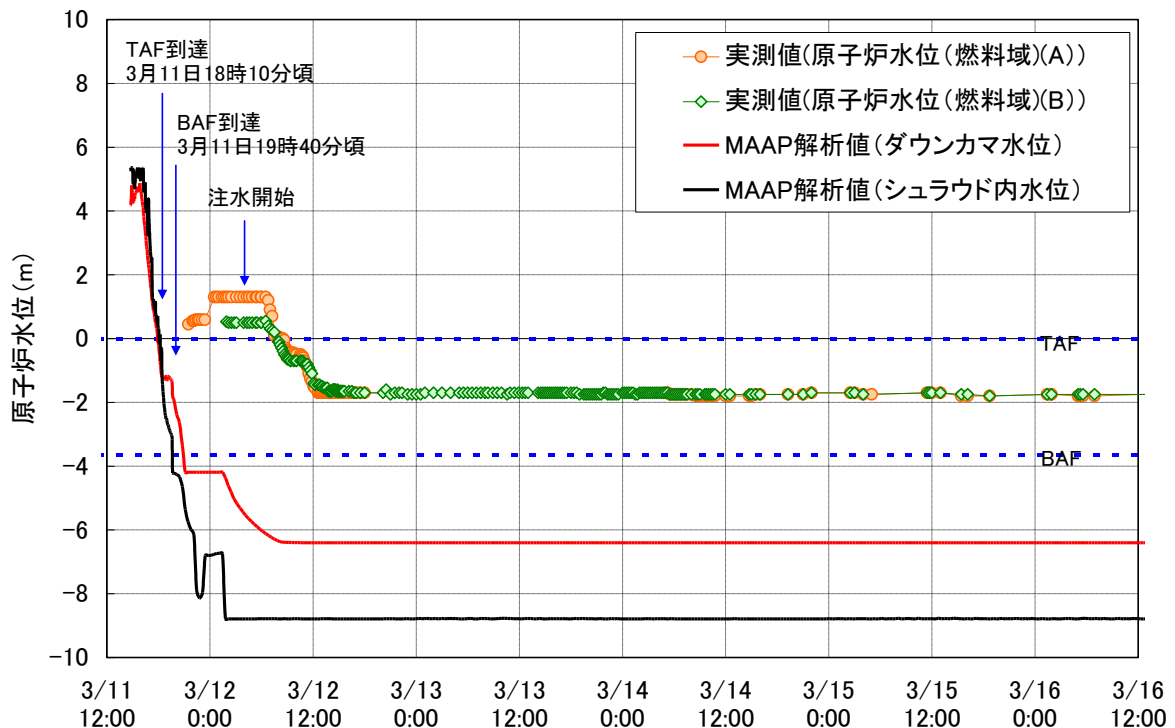


図8 1号機原子炉水位の変化

添付資料 1-2 に記載のとおり、計測された原子炉水位は、格納容器内が高温になること等で水位計内の水が蒸発し、正確な水位を示していないものと考えられる。また、図9に系統構成を示す非常用復水器（IC）については、実機において、全交流電源喪失後、11日18時18分～18時25分、および21時30分以降、MO-3A弁が開状態であったものの、格納容器内側の隔離弁（MO-1A弁、MO-4A弁）の

開度が不明であること、燃料が露出した後に発生したであろう水素ガスやその後の炉圧の低下の影響が不明であることなどから、解析においては、全交流電源喪失以降、IC は動作していないものと仮定している。

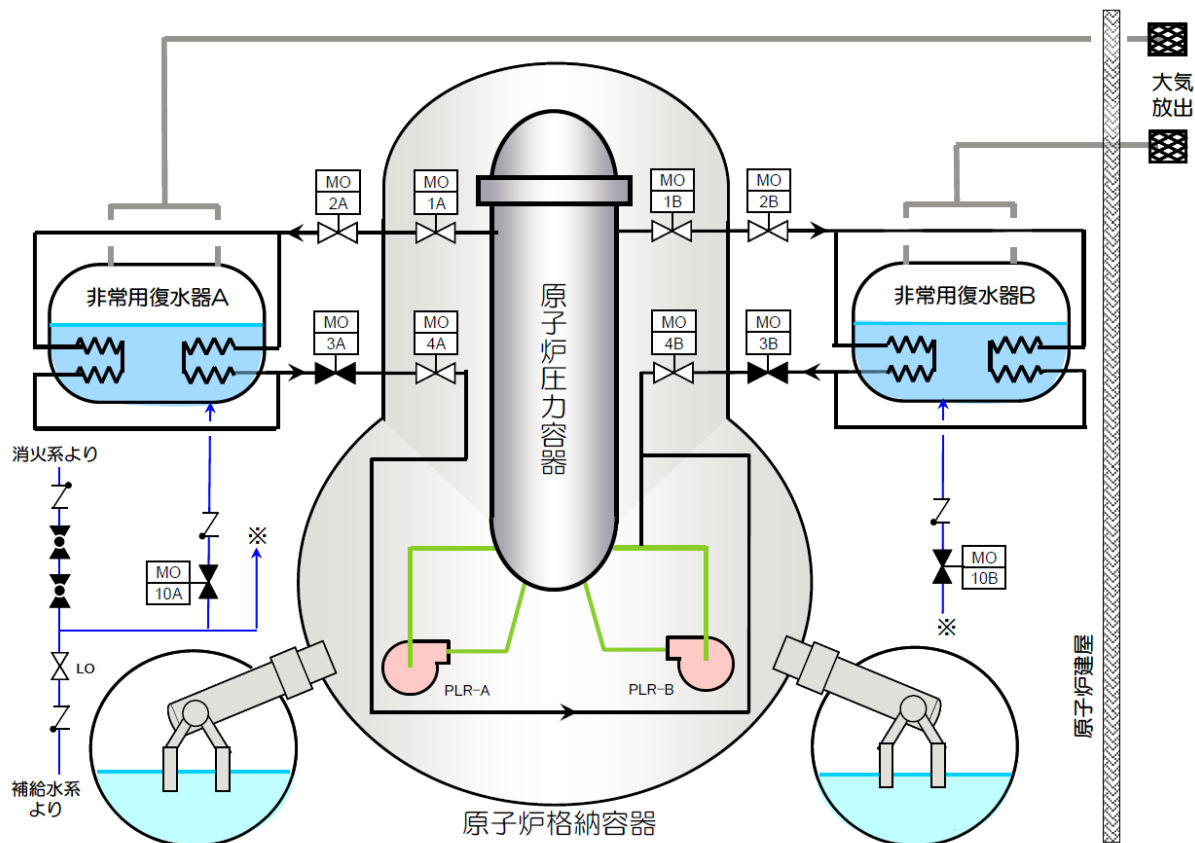


図9 非常用復水器の系統構成

原子炉水位の解析値は18時10分頃、有効燃料頂部（TAF）に、19時40分には有効燃料底部（BAF）に到達する結果となっている。なお、解析においては11日18時18分から18時25分の7分間、ICのMO-3A弁は開状態であったことを考慮していない。当社が平成24年3月に公表したMAAP解析の報告書において、11日18時18分～18時25分、および21時30分～12日8時03分の間でICが機能維持され、運転されていたと仮定した場合の解析結果を掲載している。これによればICの動作を仮定しないケースに比べ、上記ICの動作を仮定したケースでは、BAF到達時間が、若干遅れる程度である。また、実測値は正しい水位を示していなかったものと考えられるが、12日0時30分から6時30分頃、水位計測値が一定である期間においては、添付資料1-2に示すとおり、原子炉の実水位がBAFを下回り、さらに水位計の炉側配管タップ位置付近となることで、水位変動が検出されずに、水位計測値としては一定値を示した可能性が考えられ、12日0時30分には水位は水位計の炉側配管タップ位置付近となっていた。またそれ以降

についても、崩壊熱により蒸発が進んだであろうことを考えると、1号機において初めて代替注水が始まった12日午前4:00頃の断面では、原子炉圧力容器内部も含めて、格納容器ドライウェル内に存在する水は、非常に少なかったものと考えられる。

次に1号機の原子炉圧力および格納容器圧力の全体推移を、消防ポンプの吐出流量とともに図10-1に示す。また、注水開始/停止時の圧力変化の詳細を、図10-2に示す。

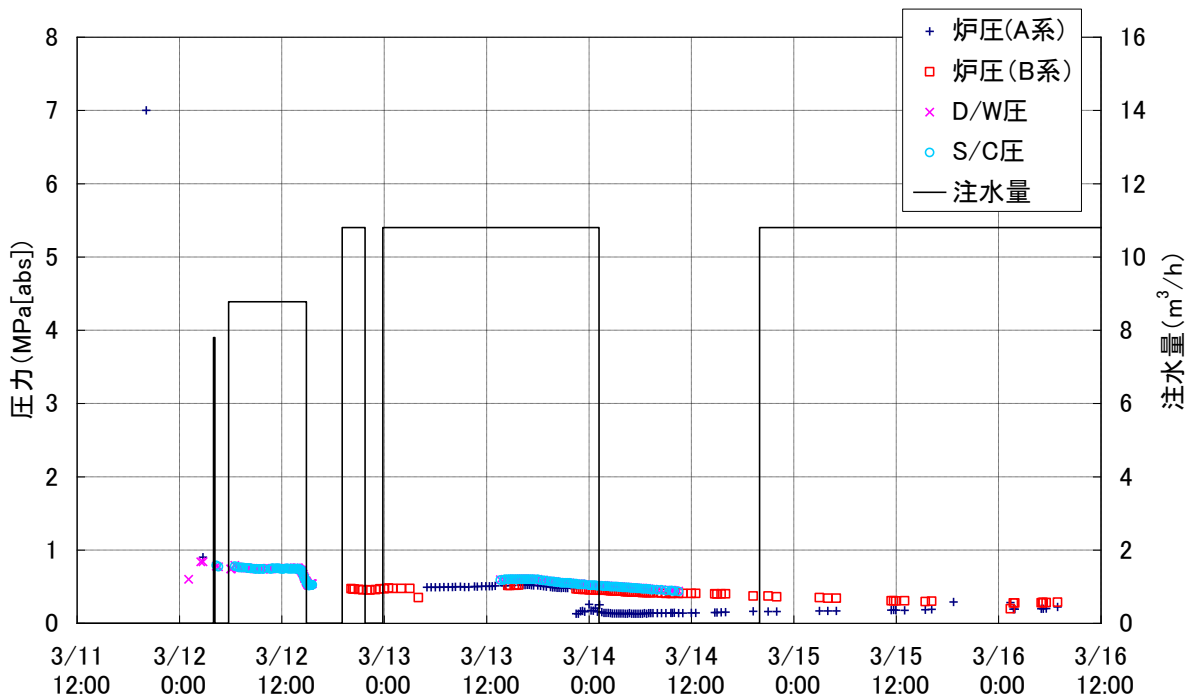


図10-1 1号機 原子炉圧力および格納容器圧力の推移

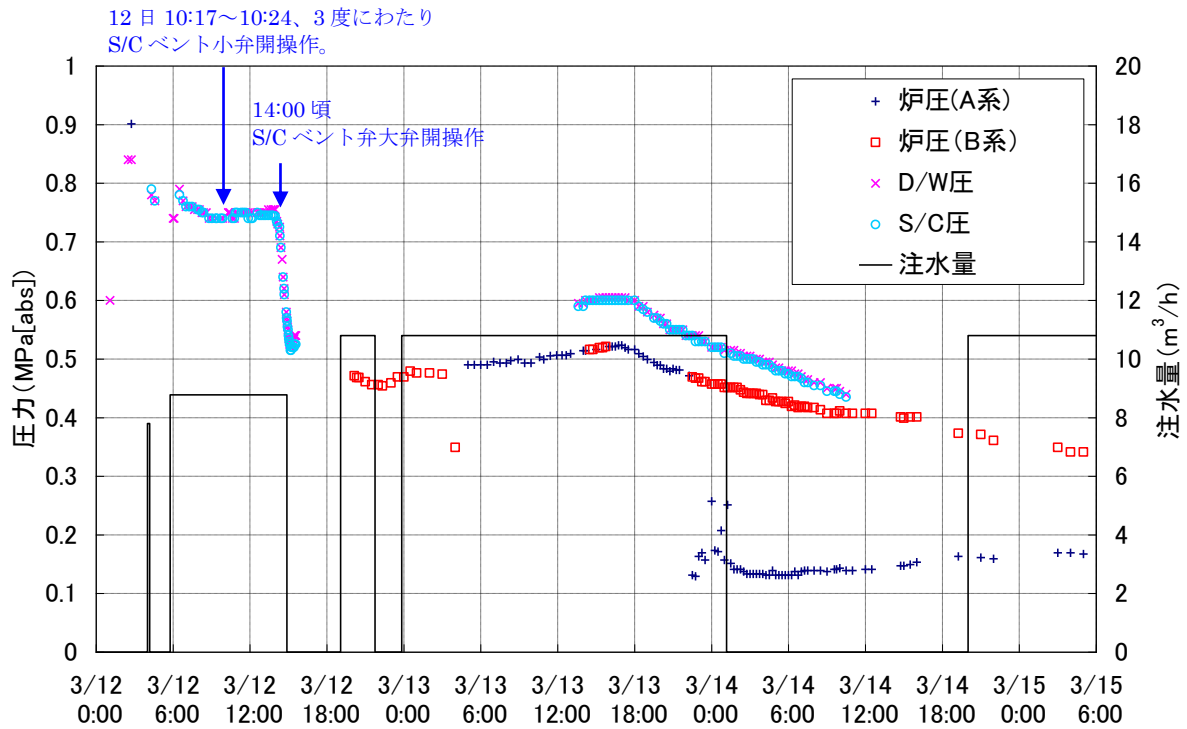


図10-2 1号機 原子炉圧力および格納容器圧力の推移（拡大図）

格納容器圧力の計測値が、午前 2 時 30 分には設計圧力の 2 倍である 0.76MPa[abs]を超えていること、午前 4 時 00 分から 4 時 23 分の間に正門付近の線量率が上昇していることを考慮すると、消防車による淡水注水が開始された午前 4 時頃に格納容器に漏えいが生じていた可能性が高く、これにより格納容器圧力は全体として低下傾向を示していたものと考えられる。しかしながら、表 4 に示す通り、淡水注入が開始／再開された 12 日午前 4 時頃および午前 5 時 46 分の前における格納容器圧力の計測値の記録は限られており、このため、注水開始／再開前の圧力計測値の傾向は不明であり、注水によって格納容器圧力がどのように変動したかについて、詳細は不明である。

表 4 淡水注水開始時および再開時前後における格納容器圧力の計測値

日時	D/W 圧力 (MPa[abs])	S/C 圧力 (Mpa[abs])
3/12 1:05	0.6	—
2:30	0.84	—
2:45	0.84	—
4:00 頃	約 1300 リットルの淡水注入実施	
4:19	0.78	0.79
4:35	0.70	0.77
5:46	淡水注入開始	
6:00	0.74	—

6:05	0.74	—
6:30	0.79	0.78

5時46分に淡水注水を再開した後、6時05分から6時30分の間で格納容器圧力が上昇しており、これについては、注水によって蒸気や水素が発生した可能性も考えられる。しかしながら、測定点は2点のみであり、必ずしも注水と格納容器圧力の上昇に関連性があるとは言えない。その他の圧力上昇の要因としては、燃料のリロケーションによって、水と燃料が接触し、蒸気や水素が発生した可能性や、コア・コンクリート反応によって水素や二酸化炭素等のガス発生したこと等が考えられる。なお、12日午前0時30分から午前6時30分まで一定値を示していた原子炉水位の計測値は、次の計測点である6時47分には低下を示しているが、添付資料1-2に示すように、格納容器内が高温となったために、水位計の炉側配管内の水が減少していく過程をとらえているものと考えられる。

同日14時すぎのS/Cベントの後、淡水注入が完了し、14時53分に注水が一時中断した後および21時45分に再度注水が中断した後に、格納容器圧力は上昇を示している。しかしながら、圧力上昇は注水の中断に対して、時間遅れがあること、上述のように、燃料のリロケーション等の他の要因によって圧力上昇することも考えられることから、注水の中断と圧力上昇の因果関係は不明である。また、その他の注水開始/停止時のタイミングにおいても、原子炉圧力および格納容器圧力は、明確な因果関係を持った変動を示していない。

冒頭で述べたとおり、代替注水は全量が原子炉へ届いていない可能性もあり、実際の注水量は不明であること、またその他、熱源である燃料の位置・分布を含むプラントの状態も事象進展に伴い複雑に変化するため、限られた計測値の中から確からしい状況を同定することは困難である。このため注水開始/停止時のプラント挙動のうち、注水開始/停止との明確な因果関係が確認できるものは無い。

3.2. 2号機の代替注水時におけるプラント挙動について

2号機の原子炉水位計測値と、当社が平成24年3月に公表したMAAP解析による原子炉水位の解析値の変化を図1-1に示す。

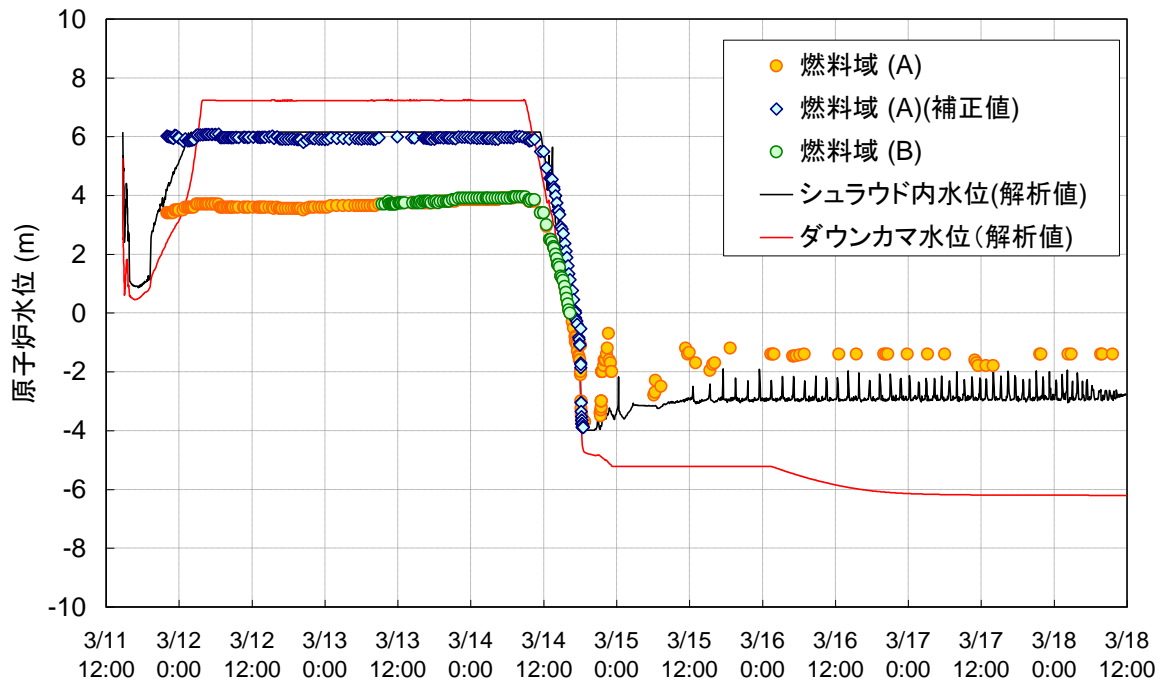


図 1 1 2 号機原子炉水位の変化

2 号機では、地震後、原子炉隔離時冷却系（RCIC）の手動起動と水位高による自動停止を繰り返すことで原子炉水位を制御しており、3 回目に RCIC を手動起動した直後に、津波により全電源喪失に陥った。その後計測された水位等のパラメータから、津波により制御電源を喪失した後も RCIC は約 3 日間にわたって注水を継続していたものと考えられる。原子炉水位の実測値（補正值）は、14 日 17 時 15 分頃には TAF に到達しており、その後、18:02 の SRV 強制開による減圧時の減圧沸騰により水位は大きく低下し、減圧後は BAF を下回っている。よって、原子炉減圧後の消防車による代替注水が始まった頃には、原子炉水位は BAF 以下であったと考えられる。

次に 2 号機の原子炉圧力および格納容器圧力の全体推移を図 1 2—1 に示す。また、注水開始／停止時の圧力変化の詳細を、図 1 2—2 に示す。2 号機の格納容器ベント操作としては、13 日 11:00 に S/C ベント弁（AO 弁）大弁を開操作し、ラプチャーディスクを除くベントラインの構成を完成している。しかしながら、14 日 11 時 01 分の 3 号機原子炉建屋の爆発の影響で、S/C ベント弁（AO 弁）大弁に駆動用空気を供給するラインの電磁弁励磁用回路が外れ、S/C ベント弁（AO 弁）大弁が閉となったことから、S/C ベント弁（AO 弁）大弁の復旧を進めつつも、S/C ベント弁（AO 弁）小弁の開操作を実施しているが、ラプチャーディスクの動作の有無を含め、ベントライン経由でベントがなされたかどうかは明確ではない。

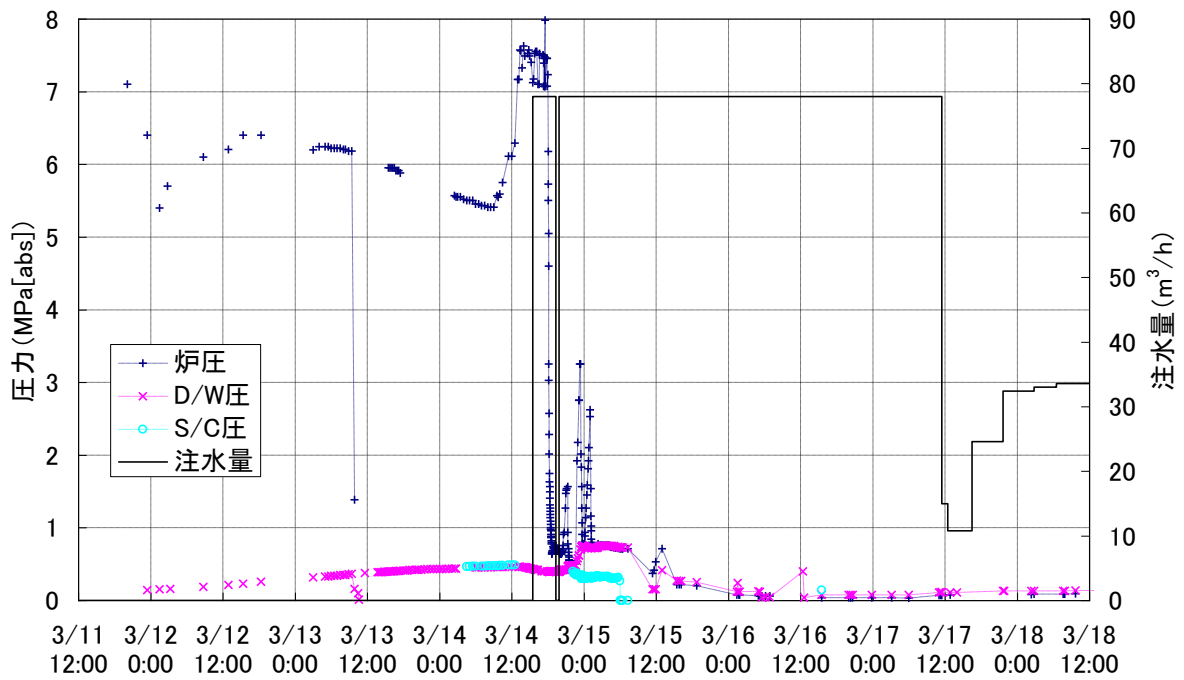


図 1 2 - 1 2号機 原子炉圧力および格納容器圧力の推移

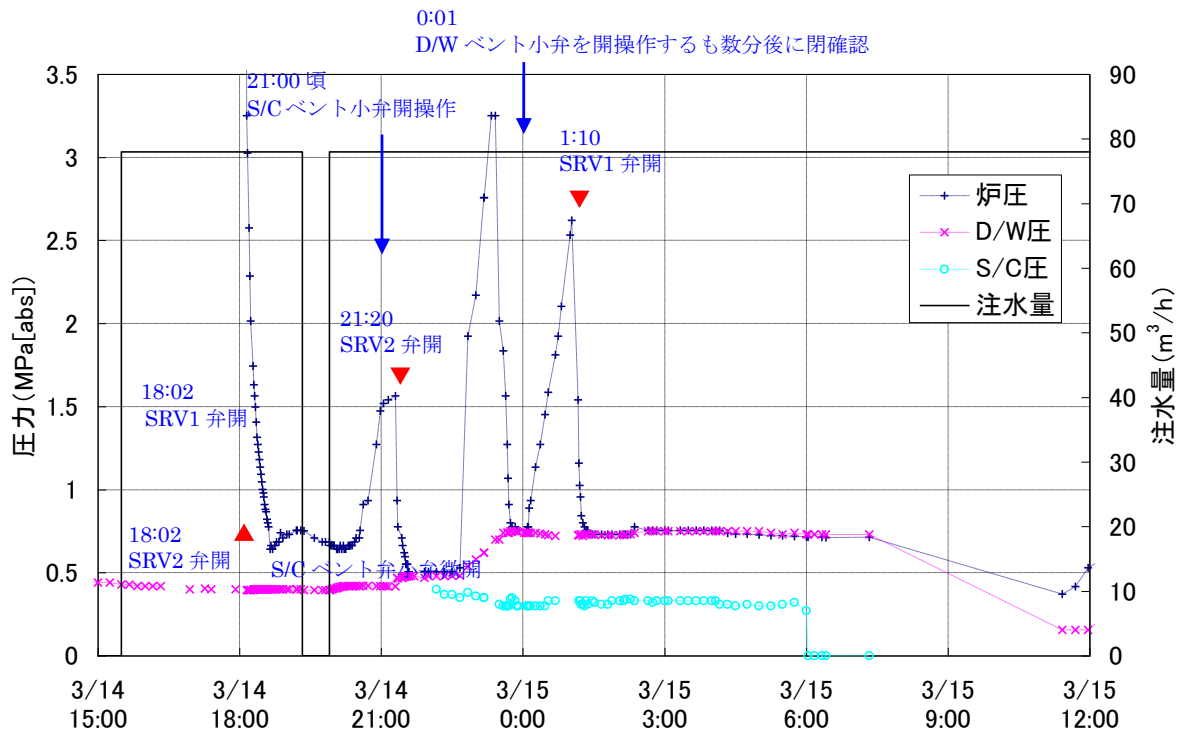


図 1 2 - 2 2号機 原子炉圧力および格納容器圧力の推移 (拡大図)

2号機では、14日18時02分に主蒸気逃し安全弁（SRV）により原子炉の減圧が開始された。その後、18時30分頃には炉圧は1MPa程度まで減圧されている。

減圧前の 15 時 30 分には消防車が起動され、減圧後に注水が可能なように準備されていたが、19 時 20 分頃の非常災害対策室の発話にて、注水ラインを構成していた消防車が発話時点の 19 時 20 分頃から約 30 分～1 時間前に停止していたことが報告されている。原子炉圧力は、減圧後 18 時 40 分以降上昇傾向を示しており、減圧により注水がなされたことによって蒸気や水素発生した可能性も考えられるが、一方で原子炉水位は 18 時 47 分まで一定値を示していることから減圧直後の注水は限定的であったものと考えられる。

同日 19:54 に消防車の注水を再開した後、20 時 15 分頃から原子炉圧力が上昇している。この後 21 時 20 分の SRV 開操作をした時間帯に、炉圧が低下するとともに、それまで一定であった格納容器圧力が上昇していることから、SRV を通じて原子炉の蒸気が S/C に放出されたものと考えられる。前述の通り、2 号機は減圧後に BAF 以下にまで水位が低下していたこと、また、2 号機は低圧注水系経由で注水しているため、注水された水はシュラウドの外側を通過して原子炉圧力容器底部からの水位上昇により炉心部に届くことから、図 1 3 に示すような過熱した燃料に水が触れることによる水蒸気の発生が予測される。そのため、原子炉圧力の上昇はこの蒸気発生によるものである可能性があり、また、水位が炉心部に届かない状態では蒸気の発生がほとんど無いと考えられることから、21 時 20 分の SRV 開操作の前に SRV が閉となっていたとしても、それがいつのタイミングであったのかは、パラメータからは推測できない。原子炉圧力は、これを含め、3 度にわたって急峻なピークを示している。これらの圧力上昇については、2 号機 - 1 2 にて詳細を検討する。

消防車の最大吐出圧力は 1MPa[gage]程度であったことから、原子炉圧力が 1MPa[gage]を超えている期間においては、注水は原子炉に届いていなかった可能性がある。水位の上昇と原子炉圧力の上昇が 1 対 1 の対応となっているのであれば、どの程度の注水がなされたのかが、圧力上昇による中断も含めて明らかとなる可能性がある。なお、当社が平成 24 年 3 月 12 日に公表した MAAP 解析では、原子炉圧力が 1MPa[gage]を超えている期間については、注水が一時中断したと仮定して解析を実施している。

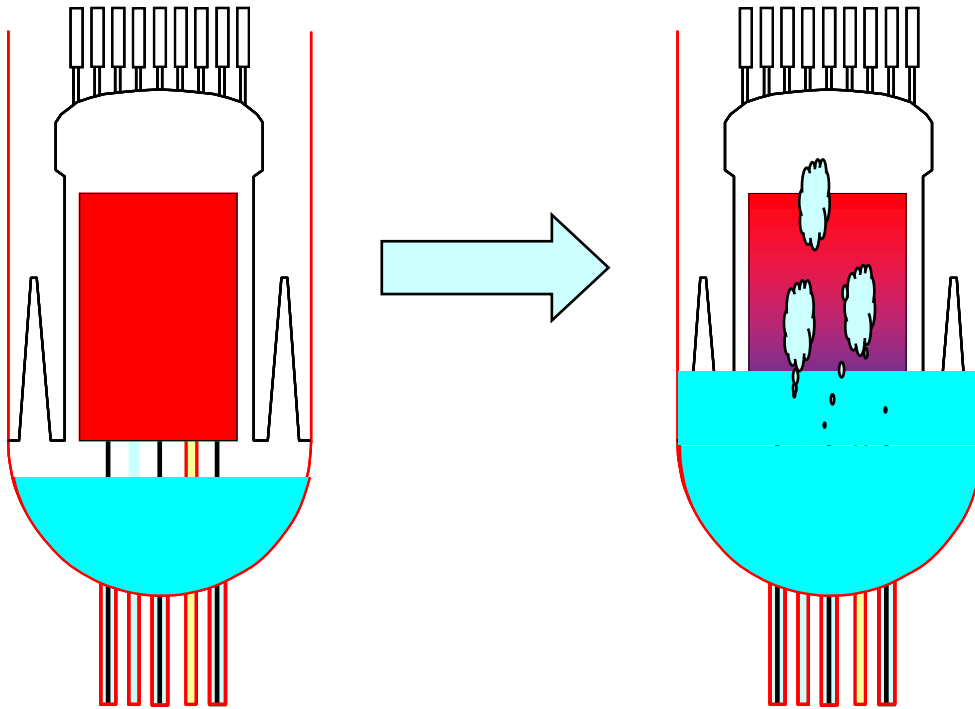


図 13 注水後の蒸気発生と圧力上昇（水位上昇ケース）

また、2号機については、炉心損傷が進展している状況での CAMS データが測定されている。図 1 4 に圧力計測値とともに CAMS 線量率の変化を示す。

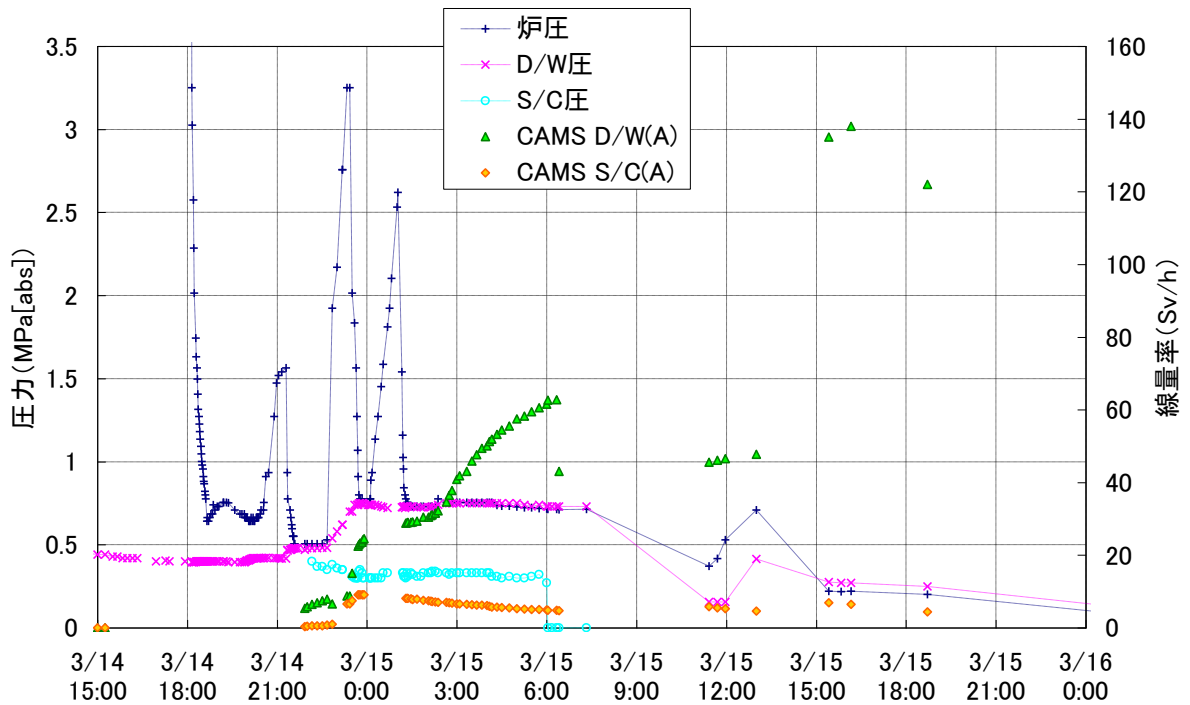


図 1 4 2号機 CAMS 線量率の推移

CAMS D/W (A) の線量率は、大きく分けて 2 回上昇しており、2 回目の 15 日 15 時過ぎの上昇後は、線量率は単調に減少している。2 号機においても最終的には、熔融した燃料が、原子炉压力容器から格納容器へ移行したものと考えられることから、15 日 15 時過ぎの CAMS D/W(A)線量率の上昇のタイミングで、熔融燃料が格納容器へ移行した可能性が考えられる。その場合、注水が中断されたと考えられる 15 日 1 時 20 分頃までの間に 3 回観察されている急峻な原子炉圧力の上昇から、半日以上が経過しており、注水も継続されていることから、注水の中断が、結果に影響を与えたとは考えにくい。

なお、CAMS D/W (A)線量率の 1 回目の上昇については、14 日の SRV 強制開による減圧直後においては、炉内で発生した気体は SRV の排気管を通じて、S/C のプール水中に導かれ、そこで凝縮できなかった分や非凝縮性の気体は、S/C 気相に移行し、その後、真空破壊弁を介して、D/W に放出される状態であったと考えられることから、注水の中断ではなく、SRV からの蒸気放出の影響と考えられる。

3.3. 3 号機の代替注水時におけるプラント挙動について

3 号機の原子炉水位計測値と、当社が平成 24 年 3 月に公表した MAAP 解析による原子炉水位の解析値の変化を図 1 5 に示す。

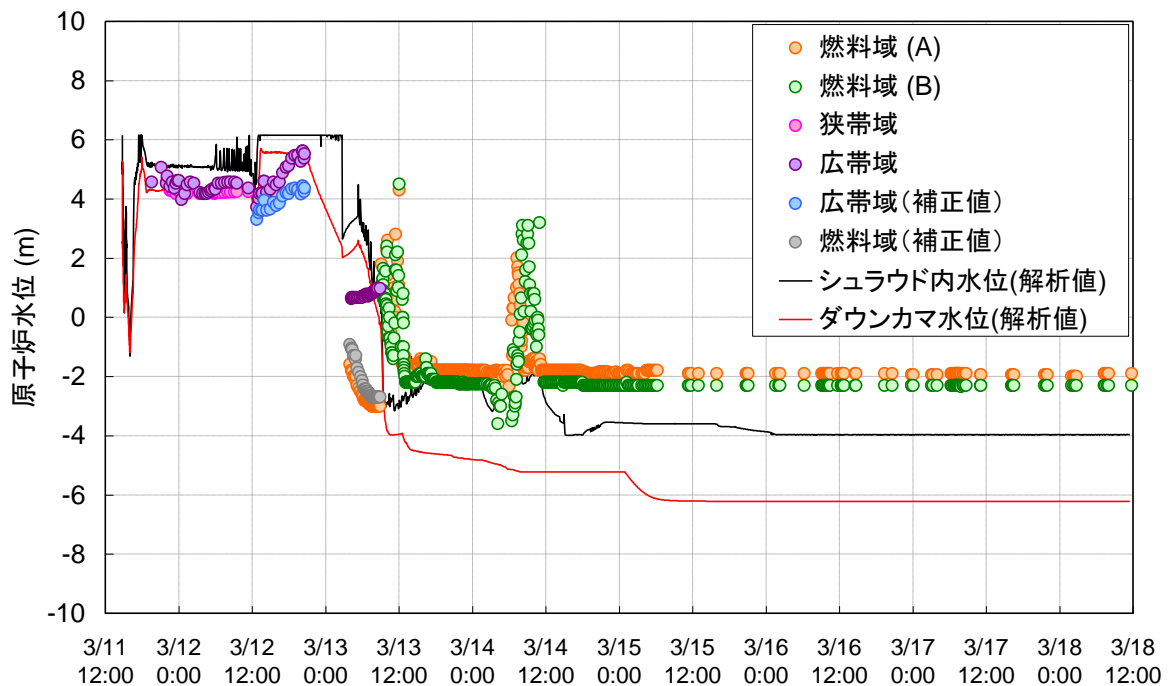


図 1 5 3 号機 原子炉水位の変化

3 号機においては、津波後も直流電源が使用可能であったことから、原子炉隔離時冷却系 (RCIC) および高圧注水系 (HPCI) により注水を継続することがで

きた。12日20時36分には水位計の電源が喪失し、次に水位計の測定値が得られたのは、HPCI停止後の13日午前4:00であり、この時の水位は燃料域水位計の指示値でTAFを下回っている。添付資料3-3に記載したとおり、13日2時42分に手動停止した時点よりも前の段階で、すでに原子炉への注水能力をほとんど喪失していた可能性が高く、HPCI停止時まで注水が継続したと仮定したMAAP解析値は、水位を過大評価している。その後、13日午前7時45分には、燃料域水位計の指示値はTAF-3mとなり、そのまま午前8時55分まで一定値を示した。有効燃料長の部分においては崩壊熱が発生していることから、水位がBAF以上の一定値で維持されることは物理的に考えにくい。このため、原子炉の実水位はこの時点で、BAF以下に到達し、一定値を維持していた可能性も考えられる。以上より、消防車による注水が開始された13日9時25分においては、原子炉水位はTAFを大きく下回っており、さらにはBAFを下回っていた可能性があるものと考えられる。

次に3号機の原子炉圧力および格納容器圧力の全体推移を図16-1に示す。また、注水開始/停止時の圧力変化の詳細を、図16-2-1、16-2-2に示す。

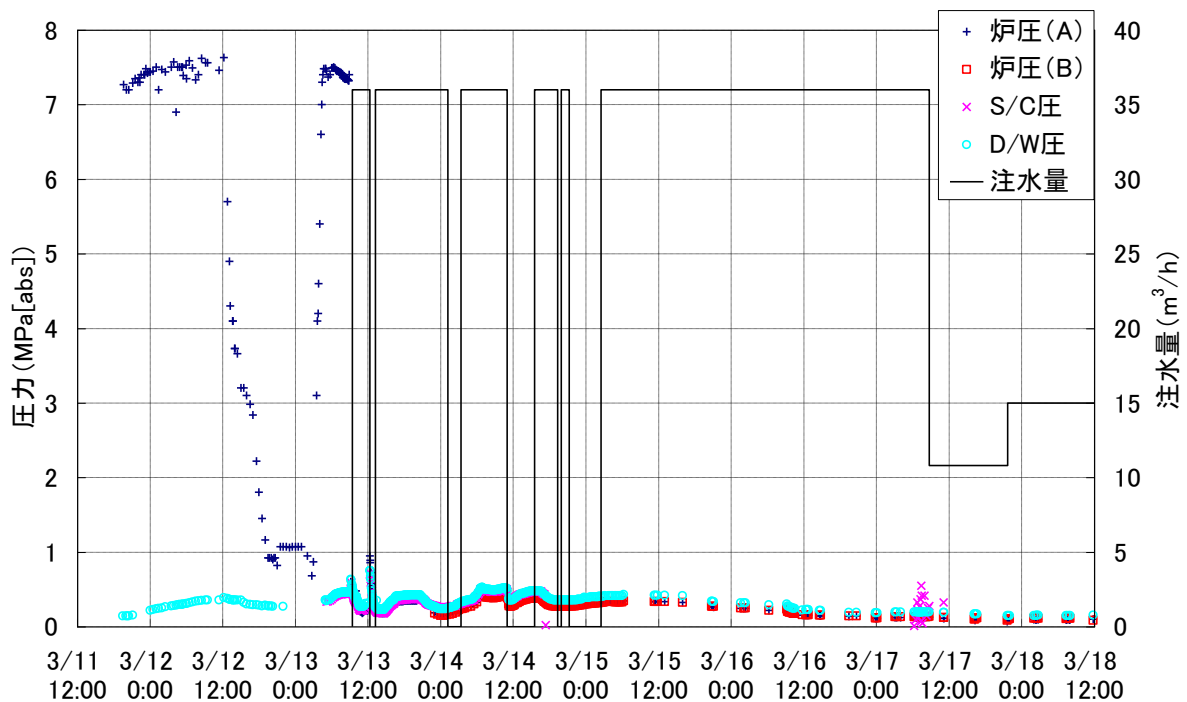


図16-1 3号機 原子炉圧力および格納容器圧力の推移

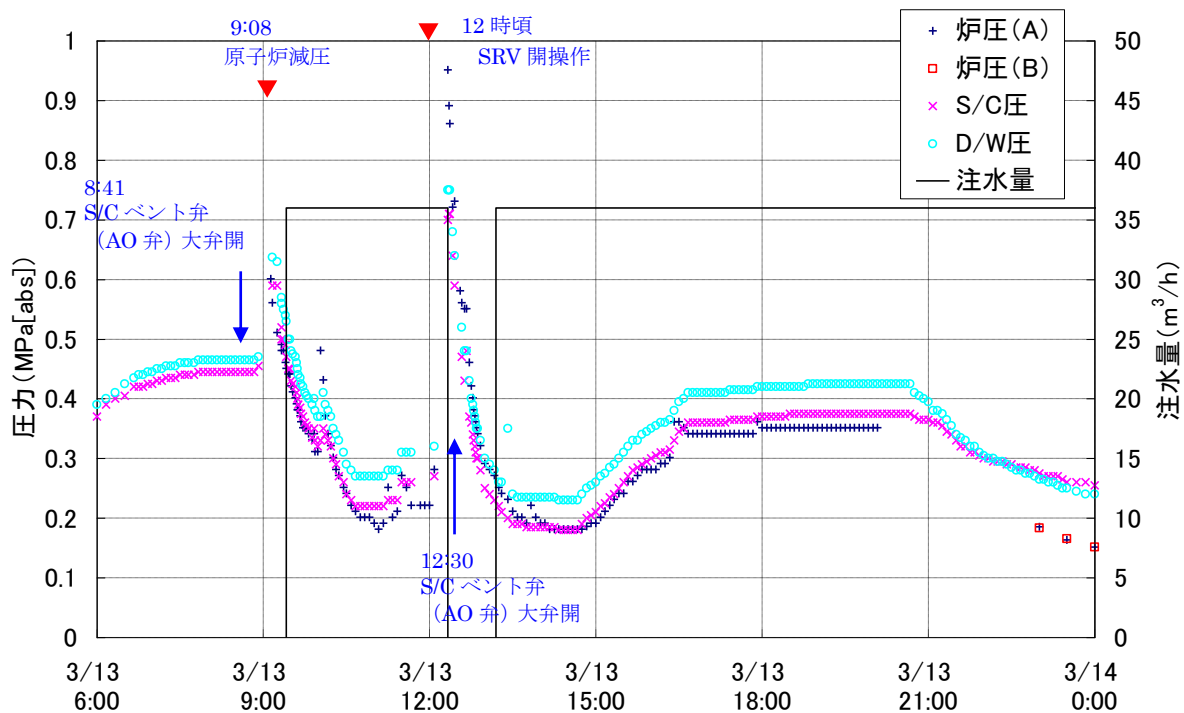


図 1 6 - 2 - 1 3号機 原子炉圧力および格納容器圧力の推移 (拡大図その1)

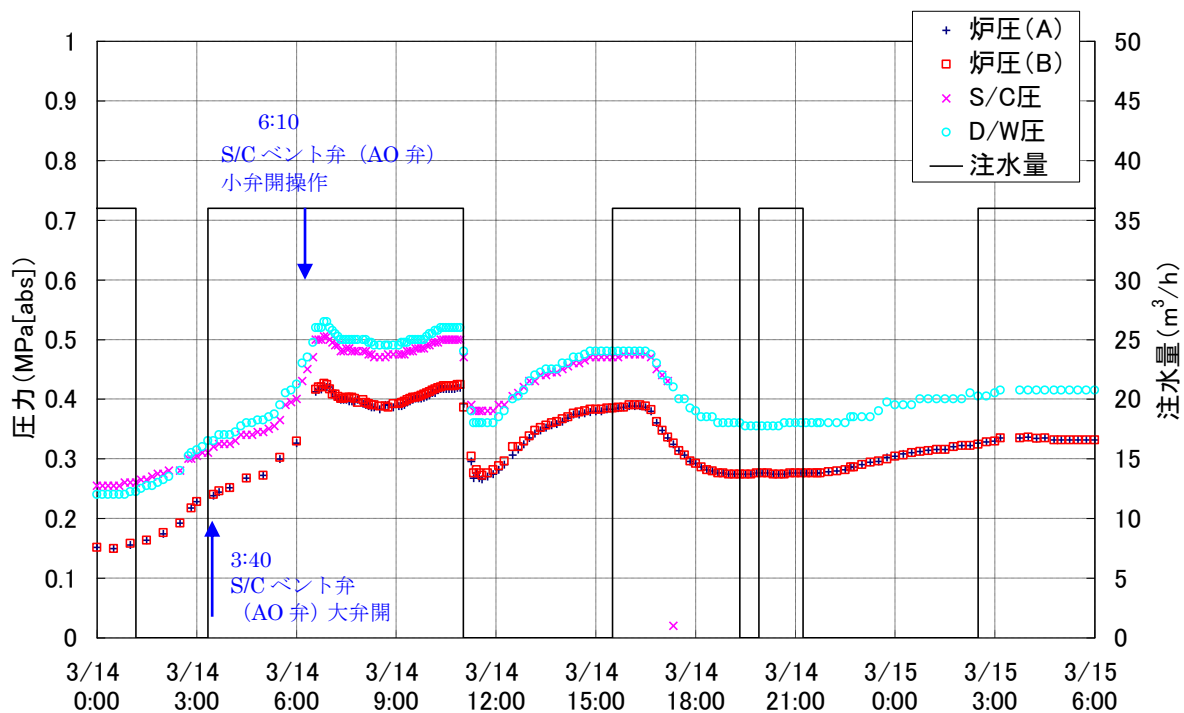


図 1 6 - 2 - 2 3号機 原子炉圧力および格納容器圧力の推移 (拡大図その2)

3号機においては、格納容器ベントラインの構成が完了した後、電磁弁励磁用の仮設電源または励磁回路、駆動用の空気源の不具合が幾度か確認され、その都

度、ベント弁（AO 弁）の開状態を維持するための作業が実施されている。これらの操作時系列を表 5 にて補足する。

表 5 3号機 格納容器ベント操作に関わる操作時系列

日時	操作
3月13日 8:41	S/C ベント弁（AO 弁）大弁開により、ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了
11:17	AO 弁駆動用空気ポンベの圧抜けにより、S/C ベント弁（AO 弁）大弁が閉となったことを確認。
12:30	ポンベの取替を実施し、S/C ベント弁（AO 弁）大弁の開を確認。
14:50	D/W 圧力が上昇に転じる。
19:00 頃	計装用空気圧縮系（IA）に仮設コンプレッサーを接続し、起動。 （21:10 D/W 圧力低下により S/C ベント弁（AO 弁）大弁が開となったと判断。）
3月14日 3:40	S/C ベント弁（AO 弁）大弁の電磁弁励磁回路に不具合が確認されたことから、再度励磁。
6:10	S/C ベント弁（AO 弁）小弁開操作

3号機において、消防車による注水が開始されたのは9時25分であるが、その頃のプラント状況は以下のとおりである。13日2時42分のHPCI手動停止後、DDFPおよび消防車による注水準備が進められた。これらの低压注水系による注水を実施するための原子炉減圧操作として、SRVの空気供給ラインにある電磁弁の励磁回路にバッテリーを接続する作業をしていたところ、バッテリー接続前の13日9時08分、原子炉の減圧が開始された。本減圧挙動については、添付資料3-3で詳細な検討を実施している。さらに、表5に記載のとおり、減圧前の8時41分には、S/Cベント弁（AO弁）大弁を開操作し、ラプチャーディスクを除く、S/Cベントラインの構成を完了している。原子炉の減圧が開始された後、格納容器圧力は一旦上昇し、その後減少したことから、S/Cベントが実施されたものと考えられる。先に述べたとおり、原子炉減圧前の原子炉水位はTAFを大きく下回り、BAF以下に到達していた可能性がある。このような状況において、注水が実施されれば、蒸気発生や水素の発生により、原子炉圧力および格納容器圧力が上昇することが予想される。3号機では、10時頃、12時頃に原子炉圧力、格納容器圧力の急上昇が観測されているが、図17のとおりチャートに記録されている原子炉圧力挙動をみると、この際の圧力上昇は非常に急峻であり、2号機の圧力上昇とは異なっているように見える。そのため、3号機の圧力上昇は、図18に示すような、熔融した燃料が下部プレナムに溜まった水に落下して発生した蒸気による可能性がある。以上から、圧力上昇の形態の相違により、消防車による注水がどの程度原子炉に届いたか届いていなかったかについて、推定することがで

きる可能性がある。なお、水位計については、原子炉減圧前に TAF-3m で一定だったにも関わらず、9 時 10 分には、TAF+1.8m の水位を示し、急激に指示値が上昇していることから、この時点では、指示不良を起こしているものと考えられる。

3 号機では、14 日 11:01 の 3 号機原子炉建屋爆発の影響による注水の中絶時に、原子炉圧力、格納容器圧力ともに、低下を示していることを除いては、注水開始／停止時のタイミングにおいて、原子炉圧力および格納容器圧力はそれまでの傾向を概ね維持したまま推移しており、注水による影響は確認できない。

なお、13 日 9 時頃に原子炉が減圧された後の原子炉圧力および格納容器圧力の挙動についても不明な点が多く、これについては 3 号機-08 として課題が設定されている。

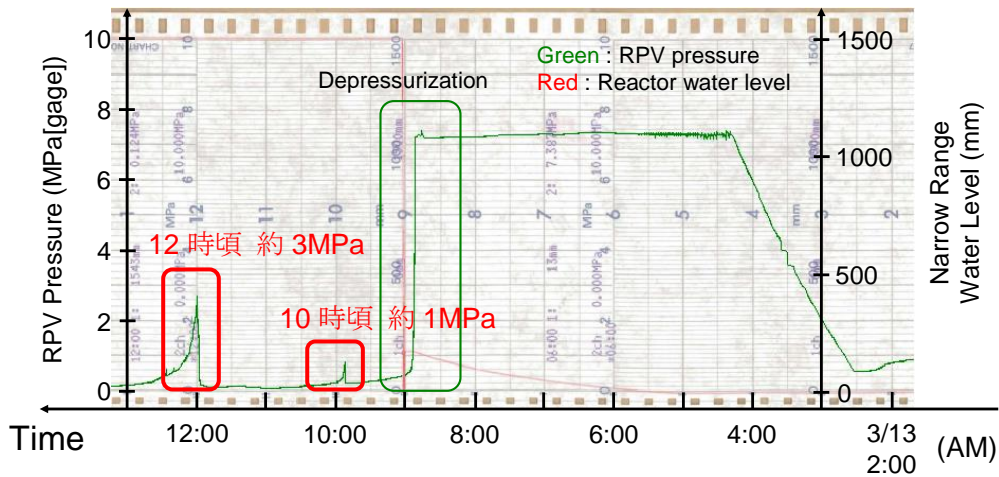


図 1 7 減圧後の原子炉圧力上昇

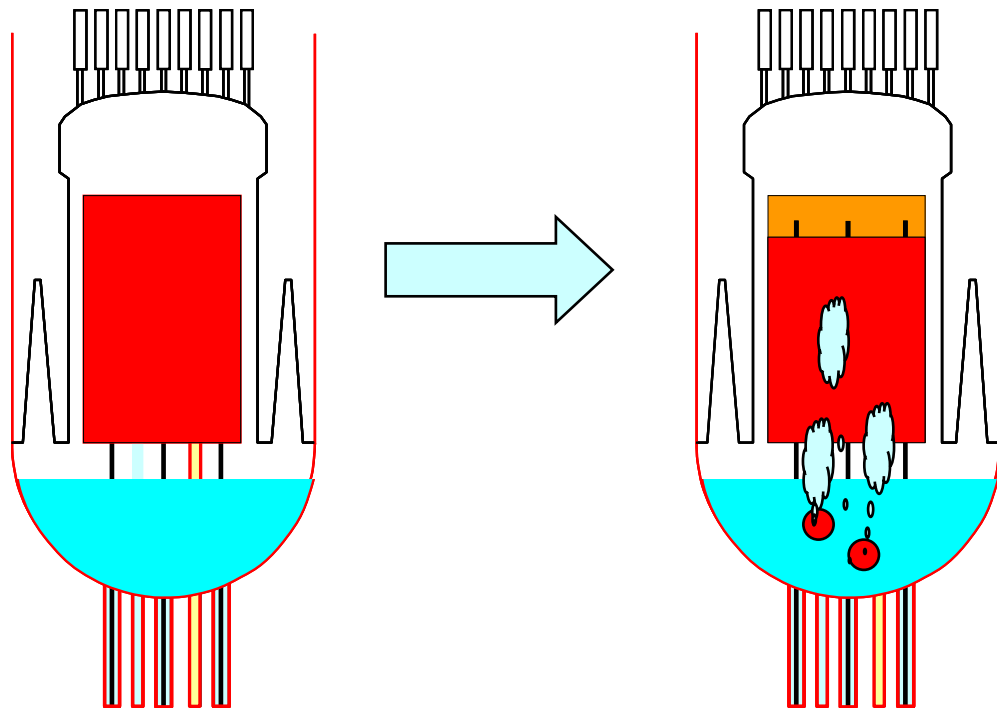


図 1 8 注水後の蒸気発生と圧力上昇（溶融燃料落下ケース）

以上、消防車による代替注水に関わるプラント挙動について調べたところ、注水の開始（再開）／停止に対して、プラントパラメータが明確な反応を示していないケースが多くあることが分かった。また、仮に消防ポンプの吐出付近で測定されている流量の全量が原子炉へ注水されていた場合、原子炉圧力容器は冠水して、事故が収束していた可能性がある。これらのことを考慮すると消防ポンプがはき出した全量が原子炉へ注水されていた可能性は低いものと考えられる。なお、当社が実施した MAAP 解析においても、消防ポンプ付近で測定された流量に比べ、大幅に少ない流量を注水量の入力値として採用している。

冒頭で述べたとおり、事故対应当時より配管図面上の分岐の存在や、主復水器での溜まり水が確認されたことから、代替注水の一部が原子炉へ通ずる配管だけでなく他系統・機器へ流れ込んでいた可能性については把握されていた。次章においては、代替注水ラインにおいて原子炉圧力容器以外への流れ込みが生じ得る経路について検討する。

4. 原子炉代替注水ラインにおいてバイパス流が生じ得る経路について

事故初期の1～3号機の原子炉代替注水ラインについて、原子炉圧力容器をバイパスして、他の系統・機器への流れ込みが生じ得る経路を検討するために、当該ライン上の弁について、配管図面等により開閉状態を確認した。その結果、バイパス流が生じ得る経路を別表1～3のとおり抽出した。これらの経路について、概略イメージを図19に示す。

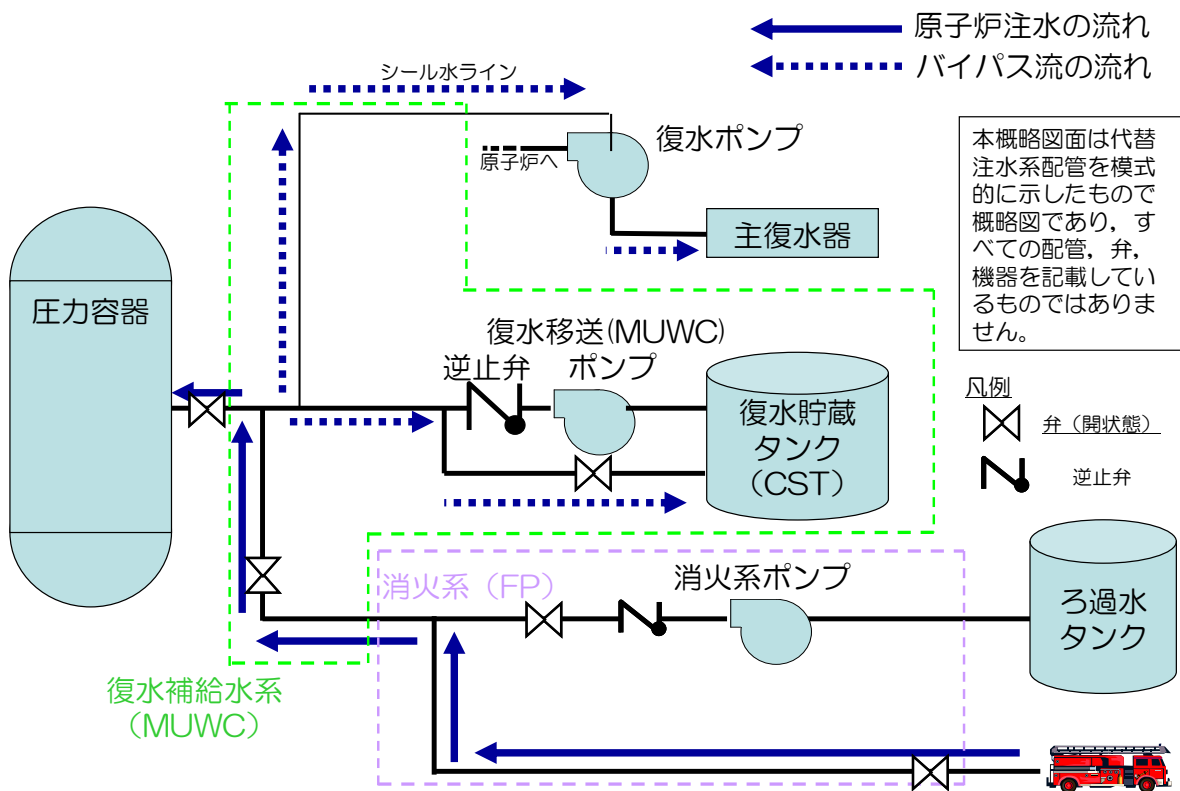


図19 バイパス流の概略イメージ

2. で述べたとおり、消防車による代替注水は、FP 系および MUWC 系を經由している。MUWC 系は、プラント内に設置される各種機器の洗浄、封水、ならびに、各タンク、機器への給水など、プラント運転中あるいは停止中に復水を供給する系統である。このため地震直前に本来の用途で MUWC 系から復水の補給を行っていた箇所が存在し、仮に地震後もライン構成が変更されていなかった場合には、その箇所へバイパス流が生じる可能性がある。

別表 1～3 に挙げたバイパス流が生じ得る経路について、以下に説明する。

① 復水ポンプ（1号機）および低圧復水ポンプ（2,3号機）シール水ライン

復水ポンプは、復水器で凝縮された復水を、給水ポンプまで送る役割を持っている。ポンプの軸封水は、通常運転中には、ポンプ吐出側に接続されている自給水ラインによって供給され、ポンプ起動時には、MUWC からの他給水ラインを通過して供給される。今回の事故時には外部電源喪失に伴いポンプが停止し、代替注水の一部が、MUWC からの他給水ラインを通じ、ポンプ軸封部へと水が流れ込み、そこからポンプ吸い込み側を經由して復水器へ流入していた可能性がある。軸封部からポンプ吸い込み側へのラインには、1号機ではオリフィス、2,3号機のシール水ラインには定流量弁が設置されていることから、本ラインが漏えい経路となった場合にも流量が制限される。

② 復水移送ポンプのミニマムフローライン

ポンプの保護のため設置されるラインで、ポンプの吐出側から分岐して、吸い込み側へ吐出流を戻すライン。消防車を使った代替注水時には、FP 系を經由して、MUWC 系の復水移送ポンプの吐出側に注水をしていたことから、本ラインを通過して、復水移送ポンプの水源である復水貯蔵タンクに代替注水の一部が流れ込んだ可能性がある。なお、ミニマムフローライン上には、流量制限オリフィスが設置されている。

③ 主タービンの蒸化器

通常運転中、蒸化器では、タービンの抽気を熱源として、MUWC からの給水を沸騰させることで蒸気を発生させる。この蒸気を主タービン、原子炉給水ポンプ駆動用タービン(RFP-T)、およびそれらの蒸気弁のグラント部にシール蒸気として供給し、グラント部内部への空気混入及び外部への蒸気漏洩を防止する。福島第一原子力発電所事故時、1～3号機においては主蒸気隔離弁が閉止し、蒸化器は熱源を喪失した状態であった。MUWC から蒸化器への給水ライン上にある水位調整弁は電源喪失時に開となるため、代替注水が蒸化器を經由して、復水器へ流れ込んでいた可能性がある。

④ 弁封水

復水器まわりの配管等で系統内が負圧の配管に設置された弁に対し、弁グランド部から配管内部への空気混入を防止する目的で、MUWC から弁グランド部に封水を実施している。通常運転中から封水のごく一部が配管側に流入しており、代替注水時にも配管側へ流入していた可能性がある。

⑤ 廃液中和ポンプシール水ライン

廃液中和ポンプは、pH を調整した廃液を廃棄物集中処理施設に移送する際に起動する。1 号機においては、当該ポンプシール水の供給弁は駆動空気喪失時に開状態となる空気駆動弁であることから、MUWC を用いた代替注水の際には、系統内への流れ込みが生じていた可能性がある。

⑥ 復水器真空破壊弁のシール水ライン

復水器真空破壊弁は復水器に大気を取り入れ、復水器の真空破壊を行うための弁で、通常運転中は閉状態である。復水器真空破壊弁のシール水は、弁のシート部から復水器内部への空気混入を防止する目的で、MUWC から復水器真空破壊弁の大気側に供給される。

1 号機においては、シール水の入口弁を常時微開とし、オーバーフローしたシール水を最終的に復水器で回収している。このため、消防車による代替注水時にも、通常運転時と同様に復水器への流れ込みが生じていた可能性がある。2、3 号機においては、シール水の入口弁は通常閉状態で、シール水の水位低警報により、シール水を補給する運用のため流れ込みは生じない。

⑦ PLR ポンプのメカシール水ライン

通常運転中 PLR ポンプのメカニカルシールのパージ水は、制御棒駆動水圧系 (CRD) により供給される。CRD は MUWC または給復水系の復水脱塩装置 (CD) 出口を水源としており、1 号機においては、MUWC と CD 出口の間に空気喪失時開となる空気駆動弁が設置されていることから、MUWC を用いた代替注水の際には、注水の一部が PLR のメカシールへ流入し、そこから機器ドレンサンプに流入した可能性がある。

⑧ 給水ポンプのシール水ライン

1 号機に関しては、CD 出口から給水ポンプのシール水を供給している。⑦で述べた通り、CRD が MUWC または CD 出口を水源としていることから、MUWC と CD 出口は配管でつながっており、MUWC を用いた代替注水の際には、注水の一部は給水ポンプの軸シールへ流入し、そこから復水器に流入した可能性がある。

⑨ 復水脱塩装置

同様に、1号機に関してはCD出口から復水脱塩装置の脱塩塔へ注水の一部が流入した可能性がある。

⑩ 低圧ヒータードレンポンプのシール水

1号機については、CD出口から低圧ヒータードレンポンプにシール水を供給している。当該ポンプのシール水供給弁は、プラント起動時ドレンポンプ起動前に開操作されるため、MUWCを用いた代替注水の際には、注水の一部がCD出口から低圧ヒータードレンポンプのシール部へ流入し、そこから機器ドレンサンプに流入した可能性がある。

5. 原子炉代替注水ラインにおけるバイパス流に関する対策について

原子炉代替注水におけるバイパス流に対し、柏崎刈羽原子力発電所では、以下の対策を実施している。

①復水補給水系（MUWC系）へのタービン供給元弁（電動弁）の追設

復水補給水系（MUWC系）におけるタービン建屋での不要なバイパス流を防止する目的で、原子炉建屋からタービン建屋へ復水を供給する配管に電動弁（タービン供給元弁）を設置。事故時運転操作手順書において、復水補給水系（MUWC系）による注水を実施する場合は、バイパス流防止の観点から本弁を閉止する手順とする。なお、本弁は中央操作室からの操作が不能な場合、現場にて手動で閉止操作が可能。

②復水補給水系（MUWC系）の耐震強化工事

復水補給水系（MUWC系）について、耐震強化工事を実施。配管の損傷等によりバイパス流が発生するリスクを低減する。

③消防車による代替注水のためのホース接続口の追設

上記対策①および②によって、バイパス流の発生リスクを低減した復水補給水系（MUWC系）に対し、消防車による代替注水のためのホース接続口を追設する。

なお、柏崎刈羽原子力発電所では、福島第一原子力発電所1～3号機とは異なり、復水移送ポンプ吐出側の逆止弁が、ミニマムフローラインへの分岐より下流側に設置されている。このため、ミニマムフローラインを介したバイパス流は発生しない設計となっている。図20に、7号機を例に上述の対策の概略を示す。

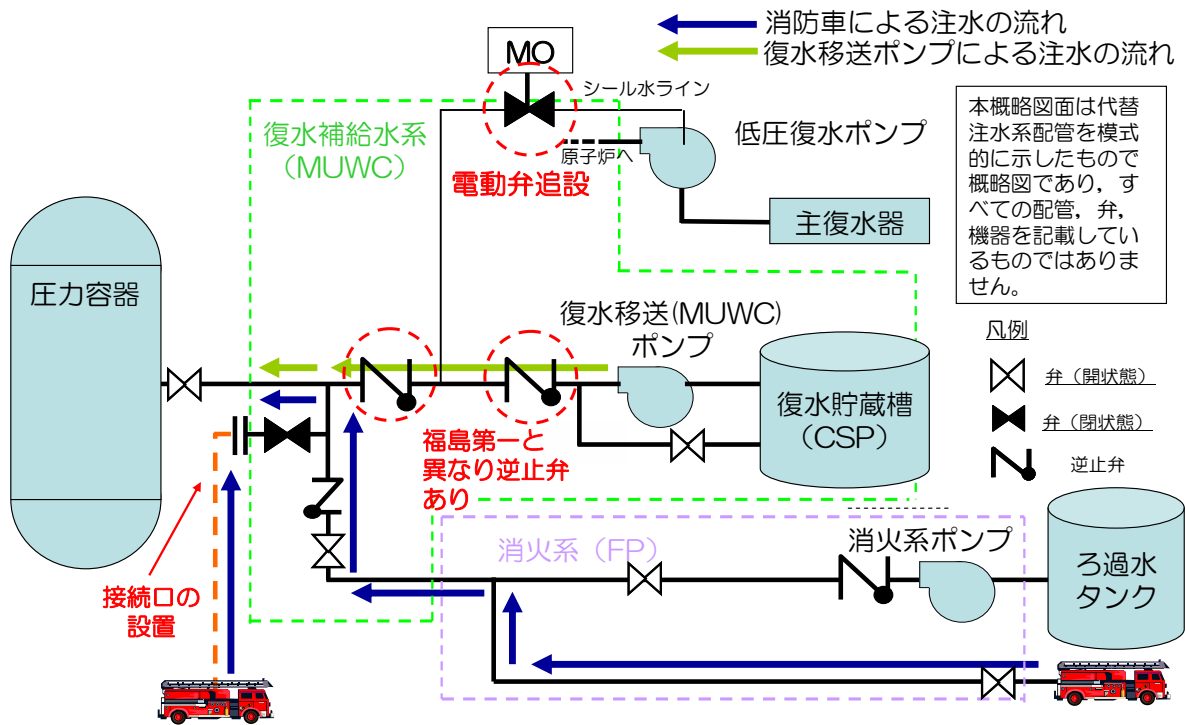


図 2 0 柏崎刈羽原子力発電所における対策の概略図（7号機の例）

6. まとめ

消防車による原子炉代替注水について、これまで明らかとなっている時系列情報およびプラントパラメータから、公表している日単位の平均注水量よりも詳細なポンプ吐出付近での注水流量を示した。また、配管図面の調査により、消防ポンプから原子炉圧力容器までの間でバイパス流が生じ得る経路について同定した。

以上

別表 1-1 1号機バイパス流が発生する可能性がある経路

No	漏えい箇所	呼び径	備考
1	復水ポンプのシール水ライン	3/4 インチ	復水器へ流入
2	復水移送ポンプのミニマムフローライン	4 インチ	復水貯蔵タンクへ流入
3	蒸化器補給水ライン	2 インチ	復水器へ流入
4	弁封水ライン	1/2 インチ	配管側へ流入
5	廃液中和ポンプシール水ライン	3/4 インチ	配管側へ流入
6	復水器真空破壊弁のシール水ライン	3/4 インチ	復水器へ流入
7	PLR ポンプのメカシール水ライン	3/4 インチ	機器ドレンサンプへ流入
8	給水ポンプのシール水ライン	1 インチ	復水器へ流入
9	復水脱塩装置	8 インチ	復水脱塩塔へ流入
10	低圧ヒータードレンポンプのシール水ライン	3/8 インチ	機器ドレンサンプへ流入

別表 2-1 2号機バイパス流が発生する可能性がある経路

No	漏えい箇所	呼び径	備考
1	低圧復水ポンプのシール水ライン	2 インチ	復水器へ流入
2	復水移送ポンプのミニマムフローライン	2 インチ	復水貯蔵タンクへ流入
3	蒸化器補給水ライン	2.5 インチ	復水器へ流入
4	弁封水ライン	1/2 インチ	配管側へ流入

別表 3-1 3号機バイパス流が発生する可能性がある経路

No	漏えい箇所	呼び径	備考
1	低圧復水ポンプのシール水ライン	2 インチ	復水器へ流入
2	復水移送ポンプのミニマムフローライン	2 インチ	復水貯蔵タンクへ流入
3	蒸化器補給水ライン	3 インチ	復水器へ流入
4	弁封水ライン	1/2 インチ	配管側へ流入

消防車による 1 号機原子炉注水の注水量に関する検討

1. はじめに

福島第一原子力発電所 1～3 号機では、事故時に作動が期待されていた注水機能を最終的に全て喪失し、臨機の対応として、消防車を用いた原子炉代替注水を実施した。しかしながら、配管図面上の分岐の存在や、主復水器での溜まり水が確認されたことから、消防車から吐出された冷却水は全量が原子炉へ注水されたわけではなく、他系統・機器へ流れ込んでいた可能性が考えられる。

添付資料 1-4 において、消防車による原子炉への注水量を明らかにするための準備として、消防車注水に関連する操作実績や観測情報と注水ラインにおいてバイパス流が生じ得る経路についてまとめている。

本資料では、1 号機について添付資料 1-4 で抽出したバイパス経路からの流出量を定量評価し、原子炉への正味の注水量を推定した結果を報告する。

2. 消防車を用いた原子炉代替注水とバイパス経路について

2.1. 消防車を用いた原子炉代替注水操作について

消防車を用いた原子炉代替注水量の評価の元となる代替注水操作履歴を表 1 に示す。この操作履歴については、当社社内事故調査報告書でとりまとめた運転操作時系列（添付資料 1-4 の表 1）、及び、主な時系列（参考資料[1]）の注水記録を集約した。また、消防車構成については、同じく社内事故調査報告書にて報告した「消防車による原子炉注水の概略図（参考資料[2]）」から、表 1 の各注水操作の時間帯に該当する構成を図 1 の A～D として表記している。

表 1 消防車による代替注水操作履歴

No.	日時	操作	備考	水源	消防車構成
注水 1	3/12 4:00 頃	注水開始		淡水	A
		注水停止	1,300L 注入完了		
注水 2	5:46	注水開始		淡水	A→B
	5:52	注水停止	1,000L 注入完了		
	-	注水開始			
	6:30	注水停止	1,000L 注入完了		
	-	注水開始			
	7:55	注水停止	1,000L 注入完了		
	-	注水開始			
	8:15	注水停止	1,000L 注入完了		
	-	注水開始			
	8:30	注水停止	1,000L 注入完了		
	-	注水開始			
	9:15	注水停止	1,000L 注入完了		
	-	注水開始			
	9:40	注水停止	15,000L 注入完了		
	-	注水開始			
14:53	注水停止	80,000L (累計) 注入完了			
注水 3	19:04	注水開始		海水	C
	21:45	注水停止			
注水 4	23:50	注水開始		海水	C
	3/14 1:10	注水停止			
注水 5	20:00	注水開始		海水	D
	3/19 0:00	(注水継続)			

注) 3/11 20:50 に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自動起動により、原子炉減圧後に注水可能な状態となった。しかし、3/12 1:48 のディーゼル駆動消火ポンプ停止までに減圧操作が行われていなかったことから、3/12 4:00 頃以前の代替注水はないものとして評価した。

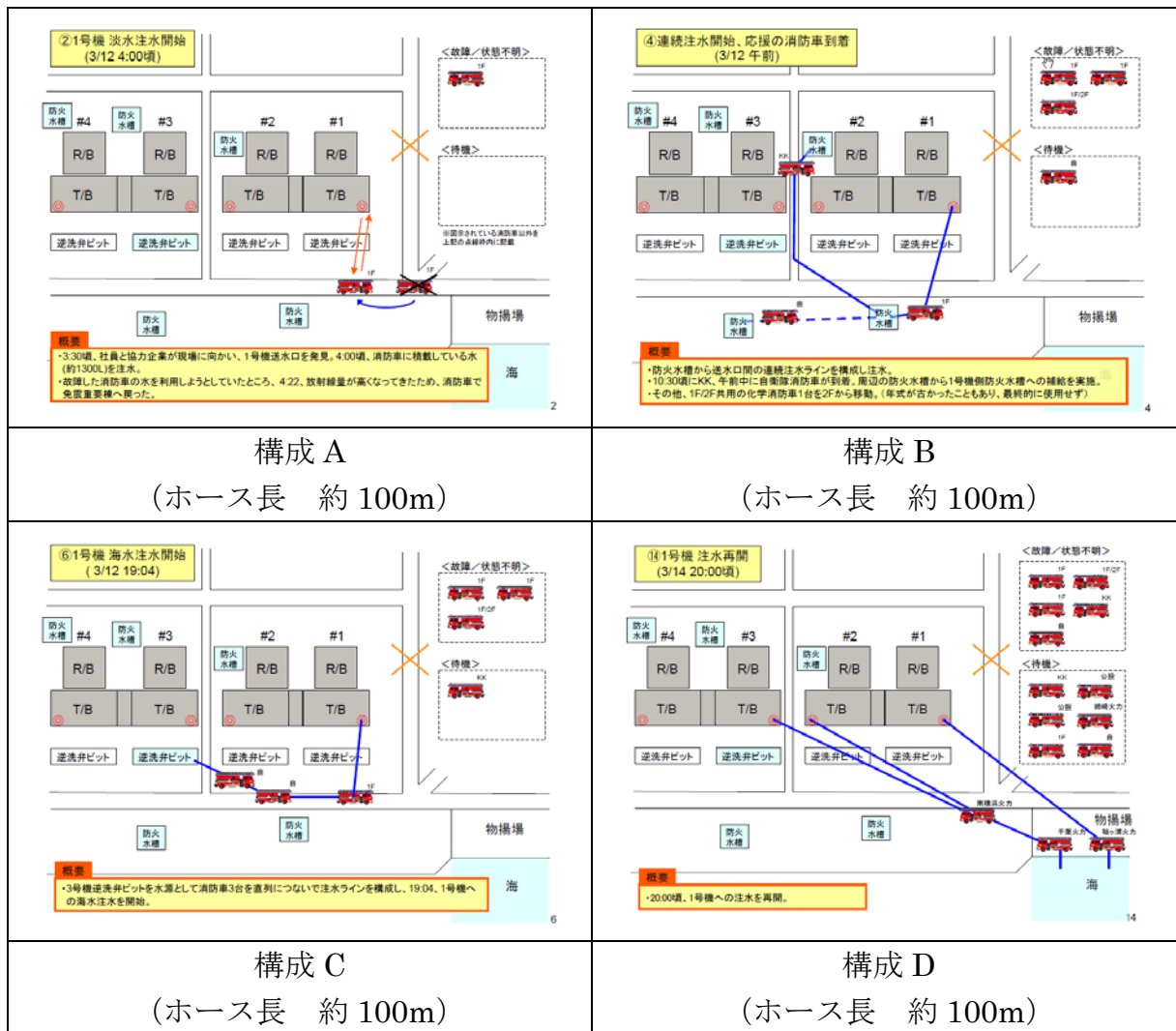


図 1 消防車による原子炉注水の概略図 (抜粋) (参考資料[2])

2.2. バイパス経路について

消防車による原子炉代替注水を開始した当初は、図 2 に示すとおり、消防車を消火系（FP 系）につながるタービン建屋外側の消防車の送水口に接続し、FP 系から復水補給水系（MUWC 系）を経由した後、原子炉へ注水をしていた。

MUWC 系は、プラント内に設置される各種機器の洗浄、封水、ならびに、各タンク、機器への給水など、プラント運転中あるいは停止中に復水を供給する系統である。このため地震直前に本来の用途で MUWC 系から復水の補給を行っていた箇所が存在し、仮に地震後もライン構成が変更されていなかった場合には、その箇所へバイパス流が生じる可能性がある。バイパス流が生じ得る経路については添付資料 1-4 にて抽出しており、これらのバイパス経路について各流出量を評価し、原子炉への注水量を推定した。

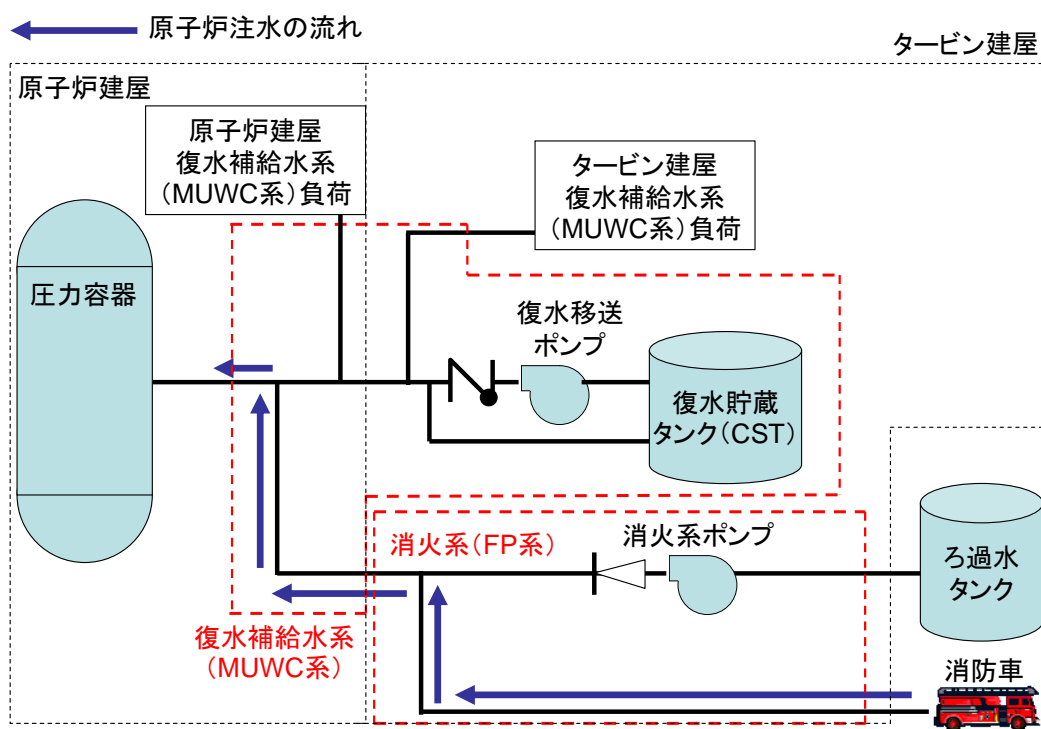


図 2 消防車による原子炉代替注水のラインアップについて
(添付資料 1-4 の図 1)

表 2 1号機バイパス流が発生する可能性がある経路(添付資料 1-4(別表 1-1))

No	漏えい箇所	呼び径	備考
1	復水ポンプのシール水ライン	3/4 インチ	復水器へ流入
2	復水移送ポンプのミニマムフローライン	4 インチ	復水貯蔵タンクへ流入
3	蒸化器補給水ライン	2 インチ	復水器へ流入
4	弁封水ライン	1/2 インチ	配管側へ流入
5	廃液中和ポンプシール水ライン	3/4 インチ	配管側へ流入
6	復水器真空破壊弁のシール水ライン	3/4 インチ	復水器へ流入
7	PLR ポンプのメカシール水ライン	3/4 インチ	機器ドレンサンプへ流入
8	給水ポンプのシール水ライン	1 インチ	復水器へ流入
9	復水脱塩装置	8 インチ	復水脱塩塔へ流入
10	低圧ヒータードレンポンプのシール水ライン	3/8 インチ	機器ドレンサンプへ流入

3. 流出量評価の前提条件

3.1. 代替注水操作に関わる仮定

原子炉への注水量およびバイパス経路への流出量の評価については次の仮定を置き、表 3 に示す代替注水操作履歴に基づき評価した。

<代替注水操作に関わる仮定>

- ・消防車ポンプを 1MPa で運転していたという発話記録と、使用した一般的な屋外消火栓ホースの耐圧がおおよそ 1MPa であることから、消防車吐出圧を 1MPa 一定とした。
- ・「注水 1」の注水開始時刻は、3/12 4:00 と仮定した。
- ・「注水 2」の期間では断続的に注水を行っているが、その注水開始時刻の記録がほとんどないため、一つ一つの注水期間を指定できない。本評価の圧力一定の条件による計算では、求めた注水流量が注水期間にわたって注入されたことになり、注水総量への寄与が大きくなることから、その影響を考慮して注水停止期間を含め平均的に注水が行われたものとした。

表 3 本検討で仮定した消防車による代替注水操作履歴

イベント			消防車吐出圧力 (解析)	消防車吐出圧力 (発話記録)	消防車構成
注水 1	注水開始	3/12 4:00	1MPa	ポンプ吐出圧を 1MPa 程度で運用し ていた	A
	注水停止	-			
注水 2	注水開始	3/12 5:46	1MPa	〃	A→B
	注水停止	3/12 14:53			
注水 3	注水開始	3/12 19:04	1MPa	〃	C
	注水停止	3/12 21:45			
注水 4	注水開始	3/12 23:50	1MPa	3/13 4:00 頃 0.46MPa 3/13 5:25 頃 0.65MPa	C
	注水停止	3/14 1:10			
注水 5	注水開始	3/14 20:00	1MPa	3/15 23:00 1MPa 3/16 4:00 1MPa 3/16 8:00 0.7MPa 3/16 12:00 0.7MPa	D
	(解析終了)	3/19 0:00			

3.2. バイパス経路についての設定

代替注水は、消防車～FP 系～MUWC 系とラインナップされている。MUWC 系において、原子炉へ向かう経路と各バイパス経路へと分岐している。分岐点の先でさらに表 4 に示す計 10 種類のラインに分岐するが、分岐ラインのうち口径の小さい配管には配管圧損が大きいとため有意な量が流れず、口径の大きい配管から流出することになる。(例えば、④復水器ラインは No.3、7、8、9 に分岐するが、No.3、7、8 は No.9 に比べて圧損が大きいとため、水が流れないか流れたとしても少量であり、最大口径の No.9 に④の流量のほとんどが流れることになる。) よって、原子炉への正味の注水量を評価する上では、上流側の上記 3 つのバイパス経路での流量が求めればよく、表 2 で抽出したバイパス経路は表 4 のとおり図 3 に示す 3 つの代表経路 (③CST ミニフローライン、④復水器ライン、⑤弁シール) に集約することができる。

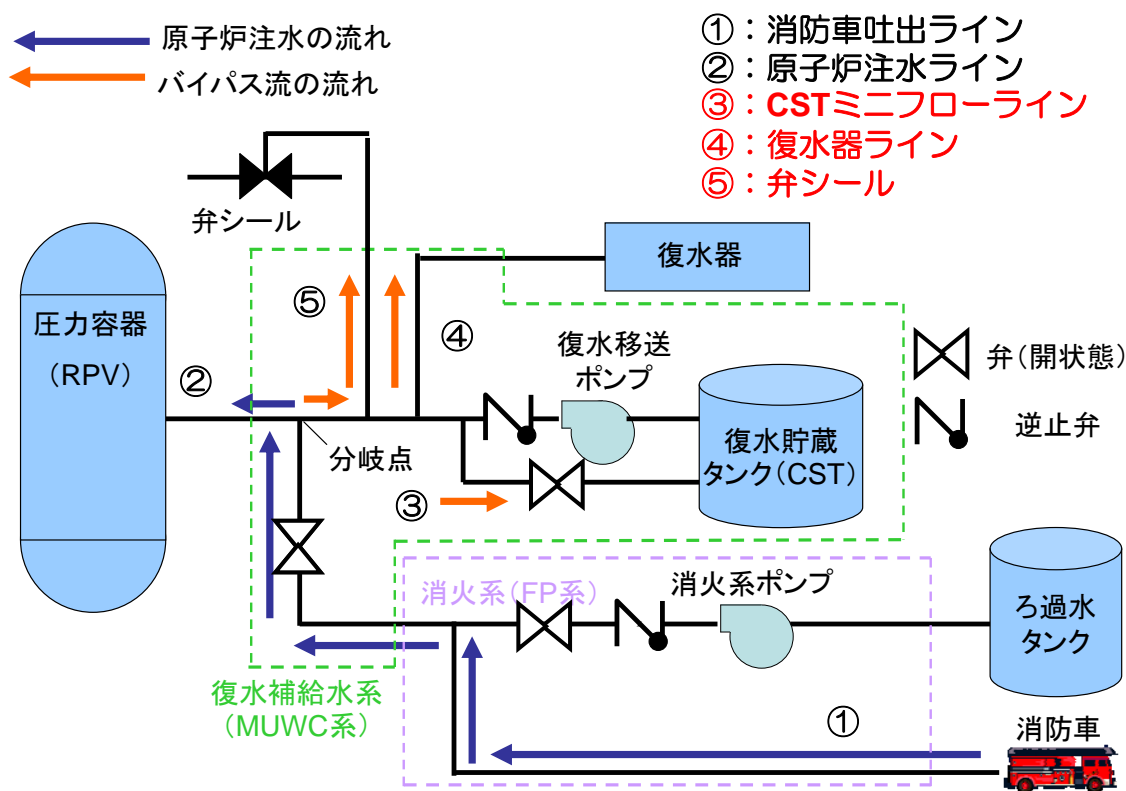


図 3 バイパス代表経路

表 4 バイパス経路の分類

No	漏えい箇所	呼び径	代表経路
1	復水ポンプのシール水ライン	3/4 インチ	⑤：弁シール
2	復水移送ポンプのミニマムフローライン	4 インチ	③：CST ミニフローライン
3	蒸化器補給水ライン	2 インチ	④：復水器ライン
4	弁封水ライン	1/2 インチ	⑤：弁シール
5	廃液中和ポンプシール水ライン	3/4 インチ	⑤：弁シール
6	復水器真空破壊弁のシール水ライン	3/4 インチ	⑤：弁シール
7	PLR ポンプのメカシール水ライン	3/4 インチ	④：復水器ライン
8	給水ポンプのシール水ライン	1 インチ	④：復水器ライン
9	復水脱塩装置	8 インチ	④：復水器ライン
10	低圧ヒータードレンポンプのシール水ライン	3/8 インチ	⑤：弁シール

4. 原子炉注水量とバイパス経路流出量の評価手法

4.1. 原子炉注水量とバイパス経路流出量の評価手法

3.2.で述べたとおり、消防車からの代替注水は③CST ミニフローライン、④復水器ライン、⑤弁シールの3つのバイパス経路から流出するとし、原子炉への正味の注水量を評価する。図4の評価体系に示すように、消防車から吐出される冷却水(①)は、FP系を介してMUWC系配管の1点で、原子炉へ向かうライン(②)と上記3つのバイパスライン(③～⑤)に分岐するものとして評価を行った。また、3.1.で述べたとおり、消防車吐出圧力を1MPa程度で運用していたという情報に基づき、全評価期間において消防車吐出圧力一定として評価を行った(注 この仮定は表3に示す、一部残されている消防車吐出圧力の測定記録と必ずしも一致していない。これについては6.2.で述べる)。

エネルギー保存則により、図4の各経路のヘッドで示すとおり、配管圧力損失を加えた各経路(②～⑤)のヘッドはMUWC分岐点での圧力ヘッド P' に等しい。分岐点圧力ヘッド P' は消防車の吐出圧力 P_1 と、圧損係数 C_1 、流量 Q_1 と高低差の位置ヘッド ΔH_1 により次式で得られる。

$$P' = P_1 - C_1 \times Q_1^2 + \Delta H_1 \quad (1)$$

ここで右辺第2項は圧力損失を示している。

各経路についても、圧力 P 、圧損係数 C 、位置ヘッド ΔH を用いて同じ式が成り立ち、各々の流出流量について以下のように表現することが出来る。

$$Q_2 = \sqrt{(P' - P_2 + \Delta H_2) / C_2} \quad (2)$$

$$Q_3 = \sqrt{(P' - P_3 + \Delta H_3) / C_3} \quad (3)$$

$$Q_4 = \sqrt{(P' - P_4 + \Delta H_4) / C_4} \quad (4)$$

$$Q_5 = \sqrt{(P' - P_5 + \Delta H_5) / C_5} = 0 \quad (5)$$

各経路からの流出流量の和は消防車から吐出される流量に釣り合うことから、各々の流量は次の流量収支式が成り立つ。

$$Q_1 = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 \quad (6)$$

ここで、 P_1 は消防車吐出圧 1MPa、 P_2 は原子炉圧力、 $P_3 \sim P_5$ は大気圧とした。なお、これまでの MAAP 解析結果（別冊 1）によると注水を開始した時点で既に原子炉圧力容器は破損していると考えられるため、今回の評価に用いる原子炉圧力 P_2 は、原子炉圧力容器と均圧化している D/W の代表的な圧力（「注水 1,2」で 0.65MPa、「注水 3,4」で 0.5MPa、「注水 5」で 0.07MPa）を用いることとした。圧損係数はホース（構成 A～D のいずれも 100m）と系統・機器の仕様により、位置ヘッド ΔH は配管据え付け位置の差により算出される既知の値である。従って、式(6)の右辺に式(1)～(5)を用いると、右辺も Q_1 のみの式となり、これを解けば Q_1 の解が得られる。

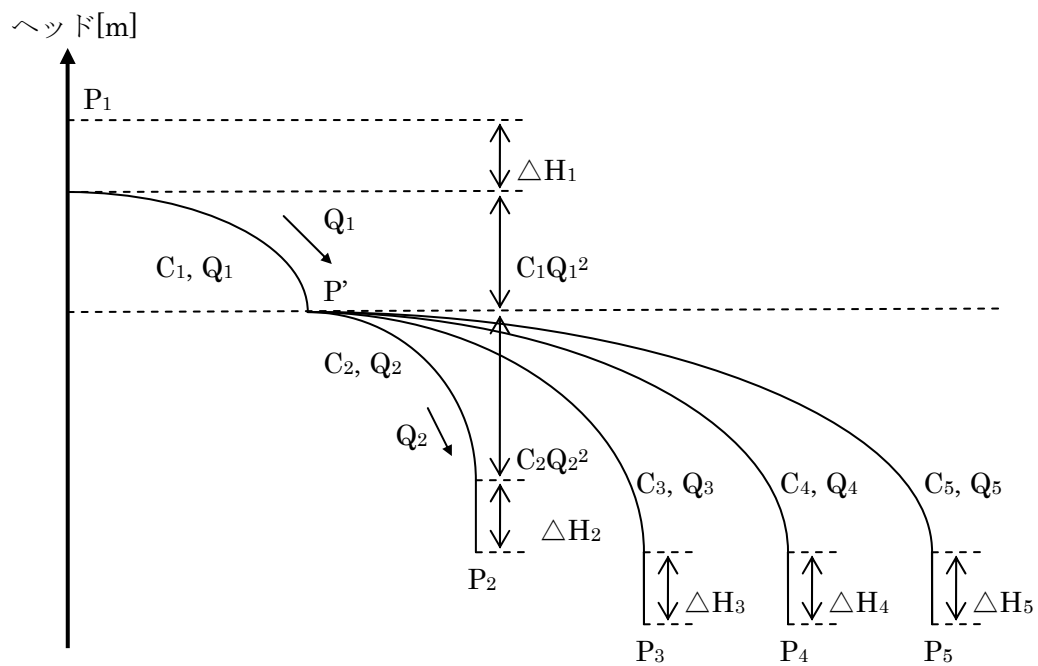
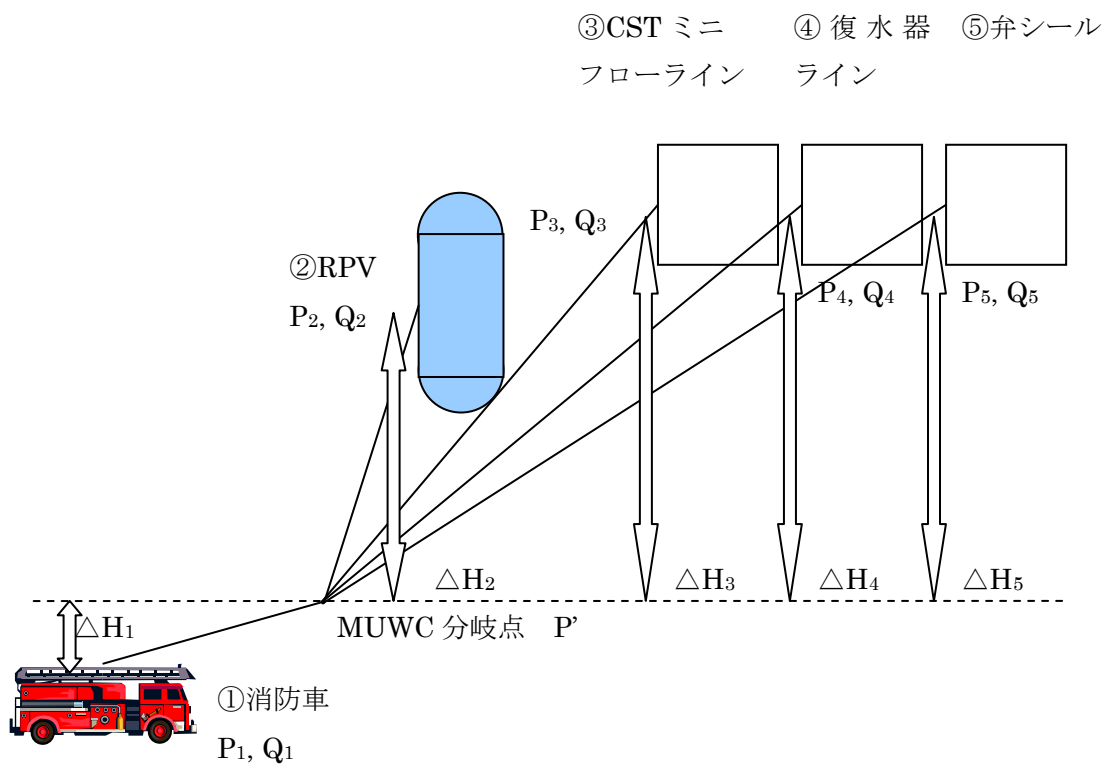


図4 評価体系（上）と各経路のヘッド（下）

5. 原子炉注水量評価結果

5.1. 原子炉への注水量

本検討で得られた原子炉への注水量を図 5 及び表 5 に示す。3.1.で述べたとおり、3/12 4:53～14:53 の「注水 2」の期間については断続的にポンプ操作が行われたため、消防車吐出圧力 1MPa で得られた注水流量を「注水 2」の期間にわたり平均したものを注水流量としている。

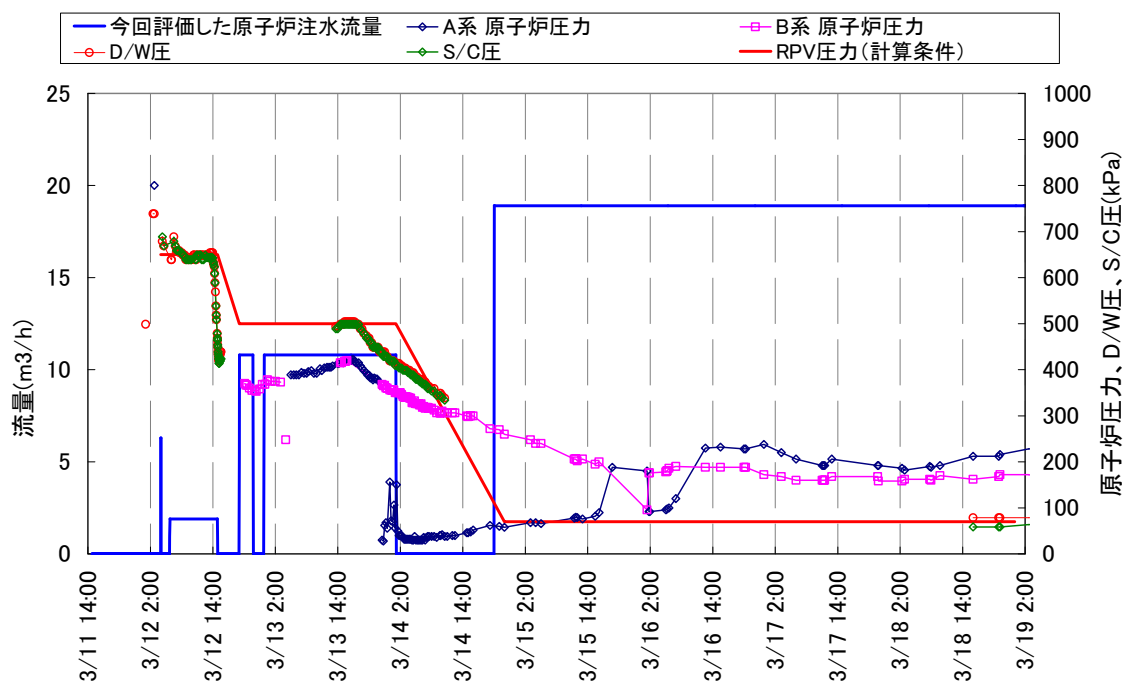


図 5 今回評価した原子炉注水流量と原子炉圧力および格納容器圧力実測値

表 5 各経路への流出量評価結果

イベント(*1)			注水流量 (MAAP 解析入力値)	①消防車 吐出流量	②R P V 注水流量	③C S T 注水流量	④復水器 注水流量	原子炉圧力 (計算条件)
			kg/s	m ³ /h	m ³ /h	m ³ /h	m ³ /h	MPa
注水 1 (淡水)	注水開始	3/12 4:00	1.75	28.5	6.3	5.3	16.9	0.65
	注水停止	3/12 4:02(*2)						
注水 2 (淡水)	注水開始	3/12 5:46	0.53	8.8(*3)	1.9(*3)	1.6(*3)	5.2(*3)	0.65
	注水停止	3/12 14:53						
注水 3 (海水)	注水開始	3/12 19:04	3.00	32.4	10.8	5.2	16.5	0.50
	注水停止	3/12 21:45						
注水 4 (海水)	注水開始	3/12 23:50	3.00	32.4	10.8	5.2	16.5	0.50
	注水停止	3/14 1:10						
注水 5 (海水)	注水開始	3/14 20:00	5.25	39.3	18.9	4.9	15.5	0.07
	(解析終了)	3/19 0:00	-	-	-	-	-	-

(*1)赤枠は最新の MAAP5 解析 (添付資料 3) で用いる条件。

(*2)「注水 1」の注水停止時刻は、注水開始を仮定した 3/12 4:00 から 28.5m³/h の消防車吐出流量で 1,300L 注水し終えた時刻とした。

(*3)「注水 2」の注水中の消防車吐出流量評価値自体は「注水 1」と同じであるが、断続的に注水を行っていたため停止時間を含めた期間全体の平均値とした。

5.2.各バイパス経路への流出割合

各経路への流出割合について図 6 に示す。原子炉への注水に要するヘッドが原子炉圧力により増減するため、原子炉圧力が高いところでは、原子炉への注水割合が小さく、原子炉圧力が低いところでは原子炉への注水割合が大きくなる結果となった。また、今回の消防車吐出圧力 1MPa 一定の条件下では、観測された原子炉圧力値の範囲では、他系統への流出があるものの全く原子炉へ入っていないとの結果にはならなかった。

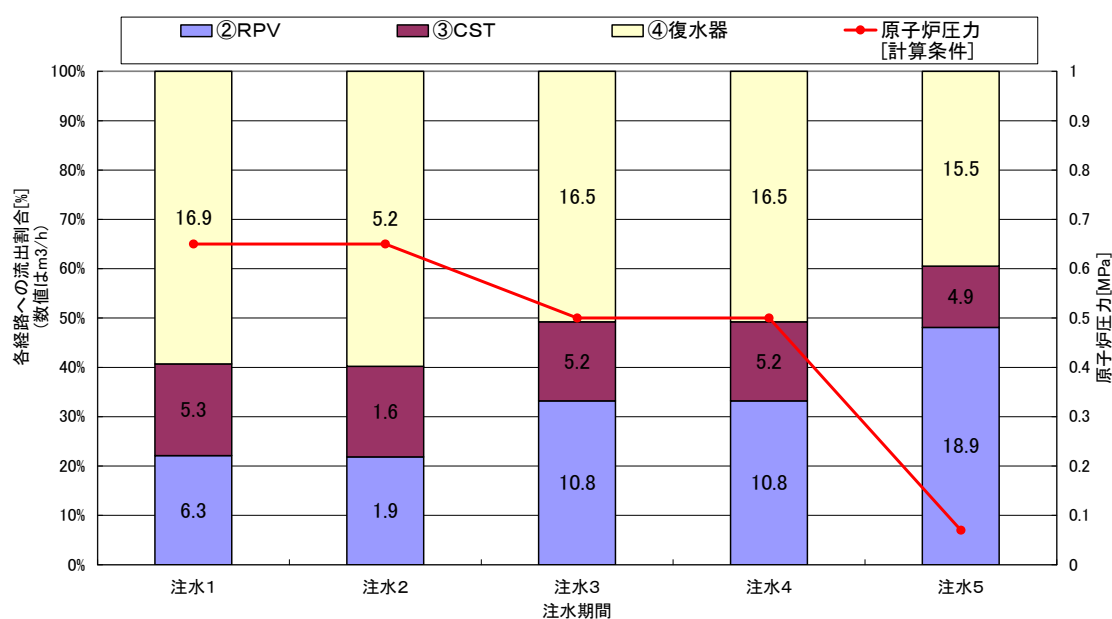


図 6 原子炉圧力と各経路への流出割合

5.3. 本評価の原子炉注水流量と従来の注水流量の比較

本評価の原子炉注水流量、従来の MAAP 解析で入力として設定した注水流量、添付資料 1-4 の「図 5 1号機 消防ポンプの吐出流量」で報告した消防車吐出流量を図 7 に示す。本評価の原子炉注水量は、従来の MAAP 解析入力注水量及び添付資料 1-4 の消防車吐出流量を概ね (※) 上回っていることが確認された。また、3/14 20:00～の「注水 5」の期間においては、添付資料 1-4 の消防車吐出流量の約 1.5 倍以上の流量で原子炉へ注水されると評価された。

(※) 3/12 5:46～14:53 の「注水 2」の期間に関しては、本評価の原子炉注水量は添付資料 1-4 に記載した消防車吐出流量を下回っている。添付資料 1-4 の消防車吐出流量は、表 1 に記した 14:53 での時点の消防車累積注水量 80,000L を「注水 2」の期間で除したものであるため、同じく累積注水量からバイパス分を考慮した本評価の原子炉への注水流量が消防車吐出流量を下回るのは必然である。従来の MAAP 解析においても、添付資料 1-4 の消防車吐出流量が全量は原子炉へ注水出来ていないと考え、低めの注水量を設定していた。本評価の原子炉注水流量は、この MAAP 解析の原子炉への設定注水流量より大きい結果となったため、従来の MAAP 解析はより保守的な厳しい条件で計算されていたことになる。

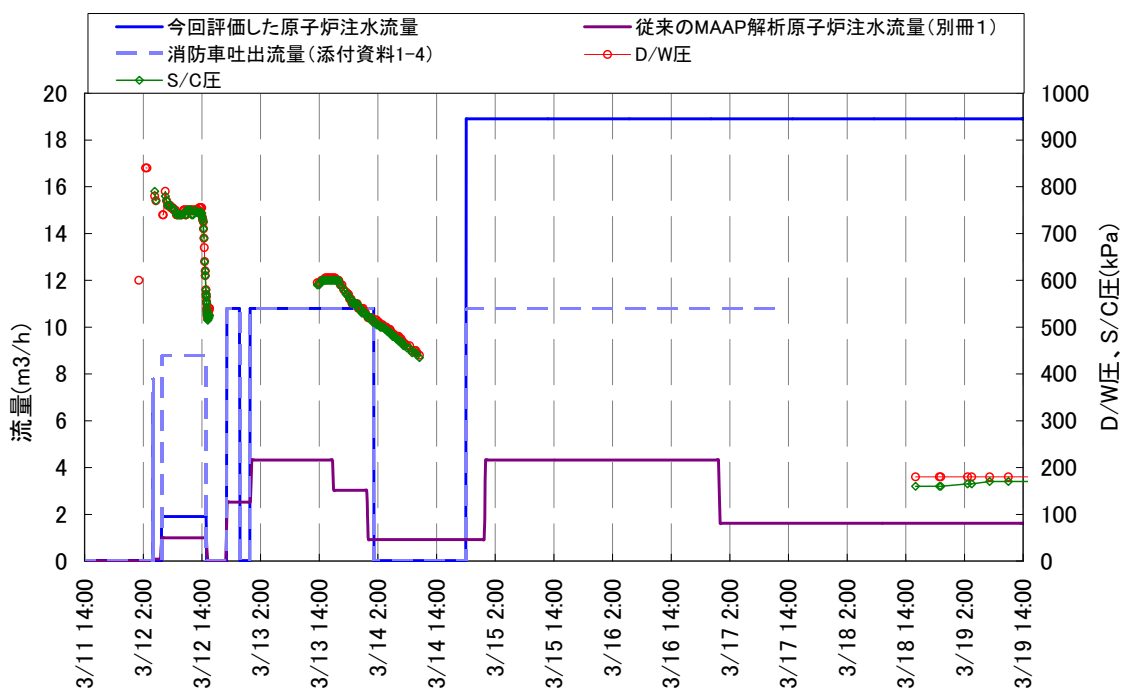


図 7 注水流量の比較

6. 考察

6.1. 消防車運転記録との整合性

表 6 に 3/12 5:46～14:53 の「注水 2」における記録から算出した消防車吐出流量と本評価による消防車吐出流量を示す。参考資料[1]に記載されたとおり [a] の期間については注水開始／停止操作の時刻の記録が残っており、この記録に基づく消防車吐出流量は $10\text{m}^3/\text{h}$ と算出できる。[b]～[h] の期間は注水開始時刻の記録がなく、吐出流量を計算できない。そこで、直前操作である注水停止の時刻と同時刻に注水が開始された（つまり、連続的に注水が行われた）と仮定して、消防車吐出流量を求めた。この値は注水時間を最大とした値であるため、消防車吐出流量はこれより大きな値となると考えることができる。

「注水 2」の期間は、図 5 および図 7 で示した D/W 圧力実測値は約 0.65MPa から大きく変化していないため、消防車の運転状態が一定であれば消防車吐出流量は一定になると考えられる。表 6 に示す記録に基づく消防車吐出流量は、[a] の流量 $10\text{m}^3/\text{h}$ に対して [b]～[f] はより少ない流量を示していることから、上記の仮定より短い時間で注水されたと考えると整合がとれている。しかし、[a] の流量より大きな [g] の $36\text{m}^3/\text{h}$ 以上、[h] の $11\text{m}^3/\text{h}$ 以上では辻褄が合わない。このことから、実際の操作時刻と免震重要棟の発話までの間隔は一定ではないと考えられ、注水記録から算出した消防車吐出流量には不確かさを含んでいると推定される。一方、解析による消防車吐出流量 $28.5\text{m}^3/\text{h}$ で注水した場合、[a] で約 2 分間、[g] で約 32 分間注水が行われたことになる。表 6 の最大注水時間と比較してもその差は数分程度であり、事故対応の最中（この時間はベント操作対応に奔走している時）ではその程度の時間のずれが現場と免震重要棟の連絡で生じていたとしても不自然ではない。従って、本評価により求めた消防車吐出流量は、注水開始／停止の記録に対して大きく矛盾していないと考えられる。

表6 「注水2」における記録から算出した消防車吐出流量と
本評価上の消防車吐出流量

イベント				最大注水時間 (*1)	注水量 (記録)	最低消防車吐出流量 (積算注水量から算出)	解析消防車吐出流量 (吐出圧力1MPaから算出)
No.	日時	操作	備考	(min)	(L)	(m ³ /h)	(m ³ /h)
注水2	[a]	3/12 5:46	注水開始	6	1,000	10	28.5 (注水中)
		5:52	注水停止				
	[b]	5:52	注水開始	(38)	1,000	>1.6	
		6:30	注水停止				
	[c]	6:30	注水開始	(85)	1,000	>0.7	
		7:55	注水停止				
	[d]	7:55	注水開始	(20)	1,000	>3	
		8:15	注水停止				
	[e]	8:15	注水開始	(15)	1,000	>4	
		8:30	注水停止				
	[f]	8:30	注水開始	(45)	1,000	>1.3	
		9:15	注水停止				
	[g]	9:15	注水開始	(25)	15,000	>36	
		9:40	注水停止				
9:40		注水開始					
[h]	14:53	注水停止	80,000L (累計) 注水完了	(313)	59,000	>11	

(*1)()内の時間は、注水時間が最大となるよう前操作（注水停止）と同時刻と仮定した。

6.2. 消防車の吐出圧力について

表 3 のとおり、消防車吐出圧力は 1MPa で運用されていたとの情報があったことから、本検討においては消防車吐出圧力を 1MPa 一定と仮定した。消防ポンプの特性上、ポンプの回転数が不変であるとする、約 30m³/h 以下の低流量域でのポンプ運転点は吐出流量によらず吐出圧力はほぼ不変である。従って、ポンプの回転数調整等を行っていないければ、圧力一定というのは妥当な仮定と考える。

しかし、表 3 の記録のとおり、3/12 23:50～3/14 1:10 の「注水 4」および 3/14 22:00～3/19 0:00 の「注水 5」の期間には、消防車吐出圧 1MPa より低い圧力で運転していたという記録もある。すなわち、1MPa 程度で運用されていたという情報が、どの期間を指すのかも明確ではないため、1MPa ではない吐出圧力で運転していた期間がある可能性が十分考えられる。

今回の注水量評価は当該期間についても 1MPa として評価しており、添付資料 1-4 の消防車吐出流量よりも本評価の原子炉注水流量の方が大きい結果となっていることから、この評価結果が過大評価であり、実際にはより低い流量でしか注水できていない可能性がある。

6.3. 格納容器圧力変化との関係について

図 8 に 3/12 23:50～3/14 1:10 の「注水 4」におけるポンプ停止前後の注水流量と D/W 圧力を示す。ポンプ停止のタイミングで原子炉内への注水は直ちに 0m³/h となるが、D/W 圧力変化については停止前後で変わりなく単調に減少している。つまり、D/W 圧力の推移は、ポンプを停止しても炉内の状況に大きな変化を与えていないことを示しており、実際の注水流量は本評価のように急激に低下していない可能性がある。表 3 にも示したとおり、仮定した 1MPa より低い吐出圧力でポンプを運転していた発話記録もあり、この吐出圧力が正しいとすれば原子炉への注水流量は今回の評価値より少なく、また消防車のポンプを停止する以前に注水量が 0m³/h になっていた可能性がある。

さらに、本検討では 5 つの注水期間に区切って、その期間のおおよその D/W 圧力 1 点を用いて原子炉注水量を評価しているため、事象進展する炉内状況からのフィードバックを考慮していない。具体的には、実際には注水した水が蒸気発生に寄与し、D/W 温度と圧力を上昇させる事が考えられるため、注水量は減少すると考えられる。逆に、注水量が減少することで D/W は逆の応答を示し、今度は注水量が増加することが考えられる。このバランスにより D/W 圧力および原子炉への注水量が決まると推測されるが、現時点ではそこまでの詳細検討には至っていない。

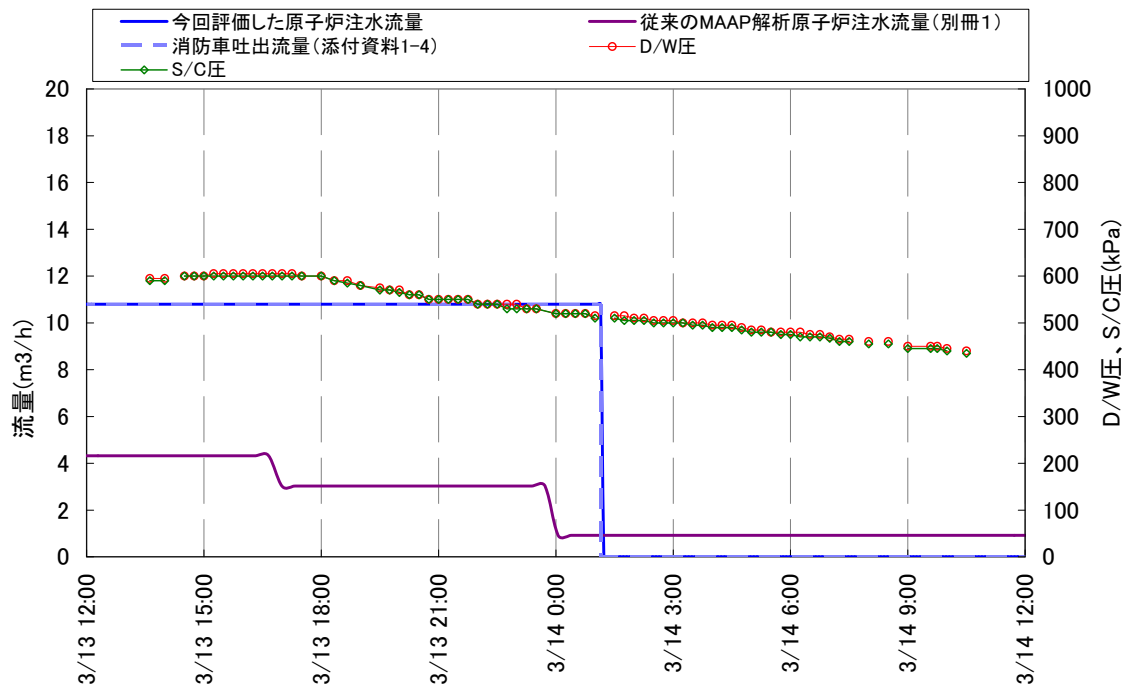


図8 「注水4」ポンプ停止時の挙動

7. まとめ

消防車代替注水時における他系統への流出を考慮した原子炉注水流量の評価を行った。本検討ではポンプの運転記録に基づき、消防車の吐出圧力を1MPa一定と仮定し、添付資料1-4において抽出した10のバイパス経路を3つの代表経路に集約して評価した。本評価での原子炉への注水流量は、従来のMAAP解析の原子炉注水流量（別冊1）と添付資料1-4の「図5 1号機 消防ポンプの吐出流量」の消防車吐出流量を概ね上回る結果となった。

ただし、評価の特性上、消防車の吐出圧力の設定値に原子炉への注水量が大きく依存するが、一部の吐出圧力記録には本評価で仮定した1MPaを下回るものもあり、実際の注水量は今回の評価よりもさらに少ない可能性がある。また、消防車ポンプ停止のタイミングで、D/W圧力等のプラントパラメータ推移に変化が見られないことから、消防車ポンプ停止より前に原子炉への注水量が十分少ないか、あるいは既に原子炉への注水が途絶えていた可能性も考えられる。これらの過大評価部分についてさらに検討を進め、原子炉への注水によるD/W圧力変化と、その変化した圧力を反映した原子炉への注水量の詳細検討についても実施していく必要がある。

今後、MAAP解析により得られた炉心の状態も確認しながら、本検討で得られた結果を基に、事象進展についての検討を深めていく必要がある。また、並行して本検討をベースに2、3号機の消防車による原子炉代替注水についても検討を進めていく。

参考資料

[1] “福島原子力事故調査報告書”，別紙2，p33-35，東京電力株式会社，Jun. 20，2012

[2] “福島原子力事故調査報告書”，添付資料，添付10-4（3），東京電力株式会社，Jun. 20，2012

1 号機の測定データ、及び既往の解析結果による事故進展の推定について

※本資料は、添付資料 2 における検討課題リスト「1 号機-3」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[1]を基に作成したものである。

1. はじめに

添付資料 1-2「1 号機燃料域水位計の挙動による推定について」にて、水位計の測定原理を示すとともに、燃料域水位計指示値の変化の原因について考察した。本資料ではそれに加え、他の測定データ（原子炉圧力、格納容器圧力）の傾向や既往の解析結果から得られた知見を考慮して 1 号機の事故進展を推定した。さらに、推定した事故進展に基づいて解析コードによる測定データの再現解析を行い、推定した事故進展によって測定データの傾向を説明できることを確認した。

2. 測定データ、及び既往の解析結果に基づく 1 号機事故進展挙動の推定

測定データ（水位計指示値、原子炉圧力、格納容器圧力）、及び既往の解析等により得られた知見に基づいて 1 号機の主要な事故進展を推定する。このうち、特に水位計の指示値は事故の影響により正しい水位を表してはいないものの、指示値は水位計配管内の水頭に対応するものであるため、これを再現するような配管内の水位を推定することにより、事故進展に関する情報を得ることが期待できる。

これらの情報に基づいて推定した 1 号機の主要な事故進展を表 1 に示す。表中の各イベントの発生、及び発生時刻の推定根拠は、測定データに基づく推定 (2.1)、及び既往の解析結果に基づく推定 (2.2) にて後述する。

表 1 1号機の主要な事故進展の推定結果

番号	日	時刻	イベント	推定根拠
E1	3/11	15:37	全電源喪失	文献[2]
E2		18:10	炉心水位 TAF 到達	2.2
E3		18:50	燃料損傷開始 水素発生開始 RPV からの小規模な漏えい（例：計装配管損傷）	2.1.2 2.2
E4		19:40	炉心水位 BAF 到達	2.2
E5		20:00～21:00	RPV からの主要な漏えい（例：主蒸気配管損傷）	2.1.1 2.2
E6		21:00～22:20	原子炉圧力が格納容器圧力まで減圧	2.1.1 2.2
E7		23:24～0:30	下部プレナムへの溶融デブリ移行開始（小規模）	2.2
E8	3/12	1:05～2:30	下部プレナムへの溶融デブリ移行開始（大規模）	2.1.2
E9		4:00 頃	淡水注入開始	文献[2]
E10		6:00 頃	RPV 下部ヘッド損傷	2.1.1

2.1. 測定データに基づく推定

2.1.1. 燃料域水位計指示値に基づく推定

図 1 に 1 号機の全電源喪失から約 24 時間後までの燃料域水位計指示値を示す。測定された水位計 (A 系) の指示値は 3/11 の 21:19 に燃料有効長上端 (TAF) +0.2m を示しているが、この時間までには RPV 内には注水されていないため、炉内の実水位はすでに燃料有効長下端 (BAF) 以下まで低下していたと考えられる。このため、指示値は実水位を過大評価していたことになる。また、この時点の指示値は上昇傾向にあるが、注水のない状態で指示値が上昇する要因は水位計の基準面器側配管の水位低下しかない。これらより、この時点ですでに基準面器側配管内の水位が大きく低下しており、さらに低下中であったと考えられる。

21:30 頃には指示値の上昇が緩やかになり、22:20 には指示値の上昇が止まり、以降 23:24 まで TAF+0.59m で一定値を示す。これらより、基準面器側配管の水位を低下させるような状況の変化は 21:00~22:20 頃にはほぼ収束したものと推定される (表 1 におけるイベント番号 E6 の推定根拠)。その後 12 日 0:30 には指示値は+1.3m まで上昇し、以降 6:00 頃まで一定値を示す。このときの指示値は基準面器側配管の水位が格納容器貫通部まで低下し、炉側配管はほぼ満水であり、炉内水位は炉側配管取出し口以下であることを想定した状態の値とほぼ一致する。その後 12:00 頃までに指示値は TAF-1.7m 程度まで徐々に低下し、以降ほぼ一定値を示す。このときの指示値は炉側配管内の水も全て蒸発したことを想定した値とほぼ一致する。なお、3/21 に測定された格納容器温度は 400°C 付近[2]であり、この状態では水位計配管内の水は全て蒸発すると考えられるが、その時点まで指示値がほぼ一定であったことから 12 日の 12:00 頃の時点ですでに水位計配管内に水はなかったと考えられる。B 系の指示値は 12 日の 2:30 から測定されており、6:00 頃までは TAF+0.5m 程度でほぼ一定値を示している。A 系の指示値よりも 0.8m 程度低いことから、B 系の基準面器側配管には 80cm 程度の水位がこの時点で残っていたと推定される。12 日の 6:00 頃以降は A 系と同様に炉側配管内の水が蒸発し、12:00 頃には基準面器側配管、炉側配管ともに水がなくなったものと推定される。

上述のように水位計配管内の水が蒸発したとすれば、その原因は格納容器の温度が上昇し水位計配管内の水が飽和温度に達したためと考えられる。格納容器の温度上昇の要因は、原子炉圧力容器 (以下 RPV と略す) からドライウェル (以下 D/W と略す) への放熱、冷却材の漏えい、溶融デブリの漏えい等が考えられる。RPV からの放熱について、RPV は保温材で覆われているため放熱は制限され、短時間に格納容器温度を大きく上昇させることはないと考えられる。

RPV から D/W へ冷却材が漏えいした場合には、格納容器温度が上昇すると同時に RPV の減圧により飽和温度が低下し、水位計配管内の水はより蒸発しやすい状況になる。これは 11 日 21:00 頃の基準面器側配管の水位低下の要因と考えられる（表 1 におけるイベント番号 E5 の推定根拠）。また、RPV から溶融デブリが漏えいした場合には、高温のデブリからの直接的な放熱により格納容器雰囲気温度は短時間で上昇し、水位計配管内の水は蒸発するものと考えられる。これは 12 日 6:00 頃からの水位計指示値低下の要因と考えられる。このことから、12 日の 6:00 頃に RPV 下部ヘッドが損傷し、溶融デブリが格納容器に移行したものと推定する（表 1 におけるイベント番号 E10 の推定根拠）。

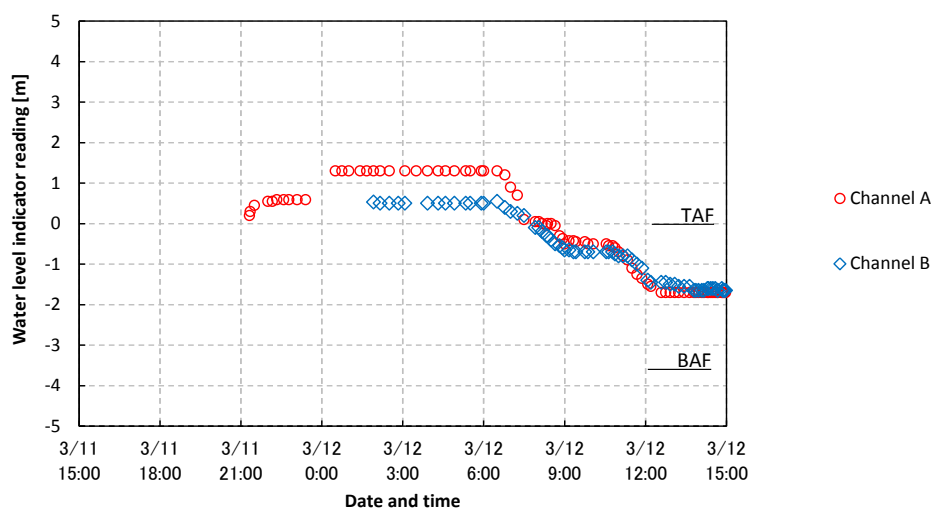


図 1 燃料域水位計指示値の測定値

2.1.2. 原子炉圧力、格納容器圧力に基づく推定

図 2 に 1 号機の全電源喪失から約 24 時間後までの原子炉圧力、及び格納容器圧力を示す。原子炉圧力は 11 日の 20:07 に 7MPa[abs]、12 日の 2:45 に 0.9MPa[abs]が測定されている。全電源喪失後は逃し安全弁の安全弁機能が作動し、その作動圧は約 7.7MPa[abs][9]である。20:07 の時点の測定値は安全弁機能の作動圧の下限值よりもやや低いと考えられるため、この時点ですでに RPV からの漏えいが生じていた可能性がある（表 1 におけるイベント番号 E3 の推定根拠）。漏えいの要因として、炉内計装配管の溶融損傷や、主蒸気配管の損傷の可能性が指摘されている[3][4][5][6]。

格納容器圧力は 11 日の 23:50 と 12 日の 1:05 に 0.6MPa[abs]が測定されている。2.2 節にて後述するように、この圧力は RPV から D/W への漏えいがな

ければ到達しない圧力であるため、11日 23:50 までに RPV から D/W への漏えいが生じていたと考えられる。その後 12日 2:30 に 0.84MPa[abs]が測定されている。12日 2:45 の原子炉圧力は 0.9MPa[abs]であり、この時点では RPV と格納容器はほぼ均圧していたことになる。その後格納容器圧力は徐々に低下し、12日 6:00 頃に上昇している。本検討では 12日 6:00 頃に RPV 下部ヘッドが損傷したと推定しており、このときの圧力上昇は RPV の損傷に伴う溶融デブリの格納容器への移行によるものと考えた。すなわちそれ以前の圧力上昇はそれ以外の要因によるものと推定することとし、ここでは 12日 1:05 から 2:30 までの圧力上昇の要因を大規模な下部プレナムへのデブリ移行と推定した（表 1 におけるイベント番号 E8 の推定根拠）。

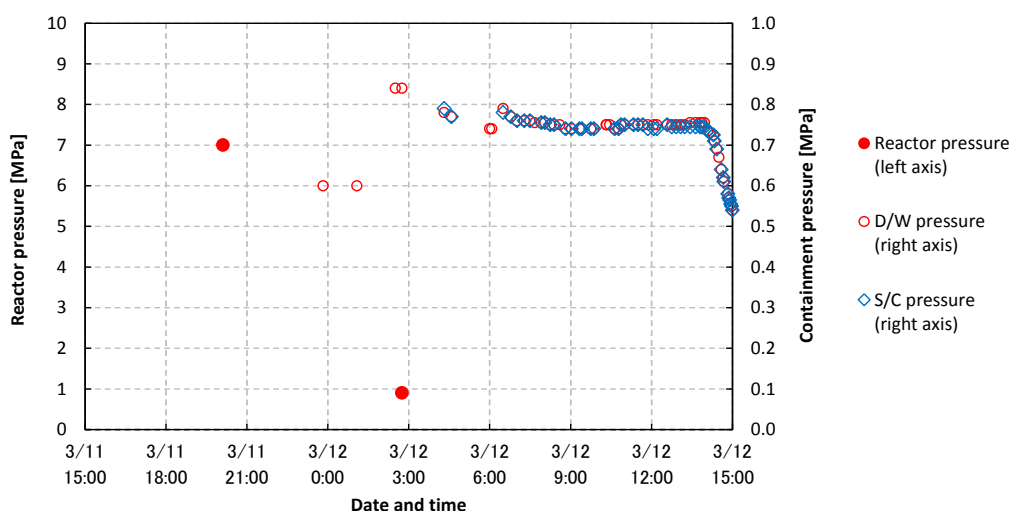


図 2 原子炉圧力、及び格納容器圧力の測定値

2.2. 既往の解析結果に基づく推定

炉内水位の低下挙動については崩壊熱と保有水量に基づく比較的単純な計算であるため解析コードによる予測は概ね信頼できる。MAAP 解析結果[3]は 11日 16:42~16:56 の水位計測定値をよく再現しており、炉心水位の TAF 到達時刻は 11日の 18:10 頃、BAF 到達が 11日 19:40 頃と評価している。本検討では 19:40 までの炉心水位挙動については同 MAAP 解析結果を採用する（表 1 におけるイベント番号 E2、E4 の推定根拠）。

MAAP 解析[3]では炉心水位が TAF 以下になると炉心温度は上昇し始め、11日 18:50 頃には 1000K 程度に達して燃料が損傷すると評価されている。このような状況では、炉内計装配管から格納容器下部への気相漏えいが生じる可能性が出てくる。また、主蒸気配管フランジのガスケットは 450℃程度の温度環境

でシール性を喪失する可能性があることが指摘されているが、11日 20:00～21:00頃には主蒸気配管中の温度がこの程度に達すると評価されている[3][4][5]。このような状況から、解析上は比較的早期にRPVからD/Wへの気相漏えいが仮定されている。なお、逃し安全弁が開状態で固着した場合には蒸気がサプレッションチェンバ（以下S/Cと略す）に移行するが、その場合は11日 23:50のD/W圧力を解析上再現しないことが分かっている[3][4][5][6]。

本検討では11日 18:50に炉心損傷が開始するとともに、炉内計装配管から格納容器ペDESTAL部への気相漏えいが発生したと推定する(表1におけるイベント番号E3の推定根拠)。ただし漏えい量は小さく、その後も水位がBAFに到達する11日 19:40までは逃がし安全弁（以下SRVと略す）の安全弁機能によって圧力が維持され、水位がBAFに到達する19:40の時点でSRVが閉となったものとする。そこから20:07までの約30分の期間に圧力が7.5MPa[abs]（SRVの安全弁機能作動中の圧力の平均値を想定）から7.0MPa[abs]まで低下する程度の漏えい量であったとする。

後述するように、この程度の漏えい量では格納容器温度は大きくは上昇せず、水位計配管内の水を蒸発させるには至らない。このため、水位計指示値の挙動を説明するためには追加の仮定が必要となる。ここでは前述の解析結果を参考とし、11日 20:00～21:00に主蒸気配管からD/Wへの気相漏えいが開始したと推定する(表1におけるイベント番号E5の推定根拠)。漏えい期間については、基準面器側配管の水位低下が21:00～22:20頃にはほぼ収束していたと考えられることから、この頃には大規模な漏えいは終了しており、RPVと格納容器はほぼ均圧していたものと推定する(表1におけるイベント番号E6の推定根拠)。

炉心内で発生する水素量については不確かさが大きいですが、各組織の評価では概ね400～800kg程度と見積もられている[3][4][5][6]。本検討では水素発生量は800kgと仮定する。水素発生の開始時期は炉心損傷と同じ18:50と推定する(表1におけるイベント番号E3の推定根拠)。

下部プレナムへの溶融デブリ移行の開始やRPV下部ヘッド損傷のタイミングについては、解析コードごとに、また解析を行った組織ごとに異なる解析結果が得られている。下部プレナムへの溶融デブリ移行の時期については、11日の22時頃に溶融デブリが大量に下部プレナムに移行する解析結果[3]や、20時頃にごく一部の溶融デブリが移行し、その後23:00頃に大量に移行する解析結果[5]、21:00頃に1/3程度が移行して、23:00頃に残りが移行する解析結果[6]、12日の1:00～2:00頃に大量に移行する解析結果[4][7]など様々である。RPV下部ヘッドの損傷時期についても、12日の1:00～3:00頃[3][6][8]、12日の5:00～6:00頃[4][5]、12日の12:00頃[7]と解析結果に差が見られる。

このように結果がばらつく要因は下部プレナムへのデブリ移行やRPV下部

ヘッド損傷は現象として非常に複雑であり、解析コードのモデル等に不確かさが大きいと考えられる。ただし、コード間で構造物への熱量の配分や構造物の損傷条件が異なっている可能性はあるものの、これらの解析は同様の崩壊熱[2]に基づいている。本検討で推定した大規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行の時期、RPV 下部ヘッドの損傷時期はいずれも既往の解析結果で予測された範囲内にあり、熱バランスの観点で非現実的な推定ではないと考えられる。

11日 23:24 から 12日 0:30 までの水位計指示値の上昇の原因について述べる。この時点ではすでに RPV から D/W への気相漏えいもほぼ収束しており、また大規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行は 12 日の 1:05 以降と推定した。このような状況で基準面器側配管の水位を低下させる要因として、小規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行が発生したと推定する（表 1 におけるイベント番号 E7 の推定根拠）。なお、11日 23:50 と 12日 1:05 に格納容器圧力 0.6MPa[abs] が測定されていることから、この期間の冷却材の漏えいは小規模であったと推定したため、「小規模な」溶融デブリ移行との表現とした。

3. 推定した事故進展に基づく 1 号機水位計指示値の再現解析

2 で推定した事故進展の妥当性を確認するため、推定した事故進展に基づく 1 号機水位計指示値の再現解析を行う。水位計配管内の水位の変化を模擬するためには、原子炉圧力の変化と格納容器内の局所的な温度変化を評価する必要がある。本検討ではこれらに係る条件を仮定に基づいて境界条件として設定し、これを用いて格納容器内熱流動解析コード GOTHIC[10][11]による格納容器内の温度変化、及び水位計配管内の水位挙動の解析を行う。

3.1. 解析体系

図 3 に解析体系を示す¹。水位計配管、及び格納容器を複数の領域、流路（矢印）、及び熱構造物（着色部）で模擬している。各熱構造物は接する領域と熱交換をする。RPV 内部の構造物は模擬していない。温度境界は RPV 内壁と原子炉建屋の空間である。

水位計配管は内部の水が蒸発して水位が低下する様子を模擬できるように、配管の形状を複数の領域と熱構造物で格納容器空間内にモデル化している。形状は基本的に設計データに基づき設定している。水位計配管周辺の気体の温度分布や自然対流を模擬するため、図中の点線で示すように格納容器空間内の領域をさらに詳細に分割している。これにより高さ位置等による格納容器温度の違いが模擬される。図では省略するが周方向（図の奥行き方向）にも領域を分割しており、A 系と B 系の基準面器側配管は周方向に異なる領域内でそれぞれ模擬している。これにより A 系と B 系の水位計配管の水位挙動の違いが模擬される。炉側配管は簡単のため A 系と B 系で共通の設定をしている。

図中の星形のマークは本検討で想定した漏えい箇所を示したものである。計装配管からペDESTALへの漏えいは表 1 における RPV からの小規模な漏えいに対応するものである。RPV からの主要な漏えい箇所として、後述するベースケース解析では主蒸気配管上部を仮定する。また比較のため、漏えい箇所を SRV 位置とした感度解析も行う。なお、主蒸気配管は計算上模擬していないが、漏えいを想定する位置をイメージしやすくするために記載したものである。

¹ 図中の「Reference leg」は基準面器側配管を、「Variable leg」は炉側配管を指す。

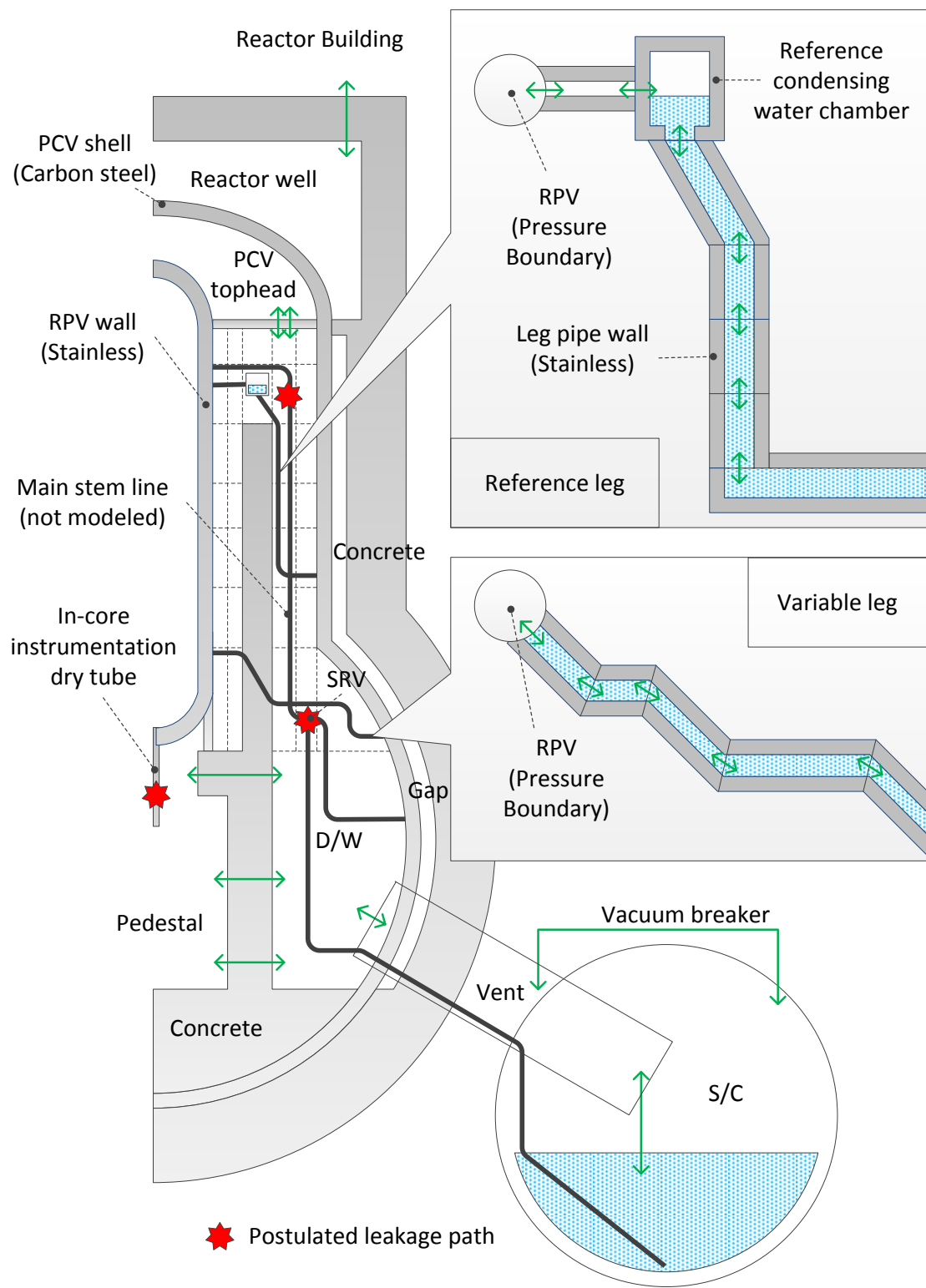


图 3 解析体系

3.2. 解析条件

解析対象の期間は全電源喪失時から 12 日の 14:00 までとする。初期温度の設定を表 2 に、熱構造物の物性値の設定を表 3 に示す。蒸気表はコード内蔵のものを用いた。

基準面器側配管に接続する圧力境界は蒸気と水素の混合気体とする。これは基準面器側配管内の水位が急速に低下する時期（11 日 20:30～22:20）においては、炉内で水素が発生していると考えられるためである。炉側配管の接続する圧力境界は想定される原子炉水位に応じて水から蒸気に切り替わるものとする。

境界条件（原子炉圧力、格納容器の温度変化に係る条件）の設定を表 4 に示す。これらの設定は推定した事故進展に基づいている。それぞれの設定とその根拠を参考情報として本添付資料の末尾に示している。なお、本解析では 12 日 4:00 頃以降の注水は事故進展への影響が小さいと考え、考慮していない。また、格納容器からの気体の漏えいは解析期間を通じて考慮していない。

表 2 初期温度の設定

領域	設定	備考
D/W	50℃	構造物と水位計配管内の水も同様とする。
S/C	30℃	圧力抑制プール水温も同様とする。
原子炉ウェル	50℃	D/W と同様とする。
原子炉建屋	25℃	期間中の温度変化は考慮しない。

表 3 熱構造物の物性値の設定

材質	密度	熱伝導率	比熱
ステンレス	7920 kg/m ³	16 W/m-K	0.499 kJ/kg-K
コンクリート	2400 kg/m ³	1.2 W/m-K	0.9 kJ/kg-K
炭素鋼	7850 kg/m ³	51.5 W/m-K	0.473 kJ/kg-K

表 4 境界条件の設定

境界条件	設定
原子炉圧力	参考図 1
RPV 内壁温度	参考図 2
SRV から S/C へのガス流量	参考図 3
炉内計装配管からペDESTAL への漏えいガス量	参考図 4
主蒸気配管から D/W への漏えいガス流量	参考図 5
ペDESTAL 落下後の溶融デブリから PCV 雰囲気への伝熱量	崩壊熱の約 15%

3.3. 解析結果

3.1、3.2 に示した解析体系と解析条件に基づく水位計指示値の再現解析の結果を示す。RPV からの主要な漏えいの位置を主蒸気配管上部としたベースケースの解析結果を 3.3.1 に、SRV 位置とした感度解析の結果を 3.3.2 に示す。

3.3.1. ベースケース解析結果

図 4 にペDESTAL 部、D/W 上部（A 系、B 系基準面器側配管近傍）、D/W 中部（炉側配管付近）の雰囲気温度挙動の解析結果を示す²。計装配管からの漏えいを仮定した 11 日 18:50 までは温度上昇は比較的緩やかになっている。また、計装配管からペDESTAL への漏えいが開始した後も、20:30 までは格納容器雰囲気温度は高々 100°C 程度となっており、水位計配管内の水を蒸発させるような顕著な温度上昇は見られない。これは RPV からの放熱量やペDESTAL への気相の漏えい量が小さいことに加えて、格納容器内の熱構造物の熱容量が大きく、雰囲気温度が上昇しにくいためである。その後 20:30 に主蒸気配管からの漏えいが開始すると、流出する蒸気は大量かつ高温であるため格納容器全体の温度が急激に上昇している。その後漏えい量が減少すると共に、格納容器内の熱構造物に熱を奪われて雰囲気温度は低下している。23:30 の小規模な溶融デブリ移行、及び 12 日 1:30 の大規模な溶融デブリ移行の際にも同様に、格納容器温度はスパイク状に上昇し、また低下している。その後 12 日 6:00 の RPV 下部ヘッド損傷に伴う溶融デブリ流出により、溶融デブリの熱が格納容器雰囲気に直接的に伝わり、格納容器温度が上昇し続ける結果となっている。

主蒸気配管からの漏えい時に B 系よりも A 系のピーク温度が高温となるのは、漏えい位置によるものである。今回漏えいを仮定した位置は主蒸気配管上部であり、B 系の凝縮層の近傍である。すなわち解析では、B 系配管の上方の漏えいによってむしろ A 系配管位置でより高温となっている。これは高温の漏えいガスによって B 系配管位置で上方向、及び横方向に向かうガスの流れを生じ、そのガスの流れによって A 系配管が比較的高温になっているためである。図 5 に D/W 気相温度がピークとなる 11 日 20:35 時点における D/W 気相温度分布を示す。炉側配管周辺は漏えい箇所よりもかなり低い位置にあり、高温の漏えい蒸気が到達するまでに構造物によってある程度冷却されるため、基準面器側配管周辺と比較してピーク温度は低くなっている。

² 図中の「LP relocation」は下部プレナムへの溶融デブリの移行を指す。

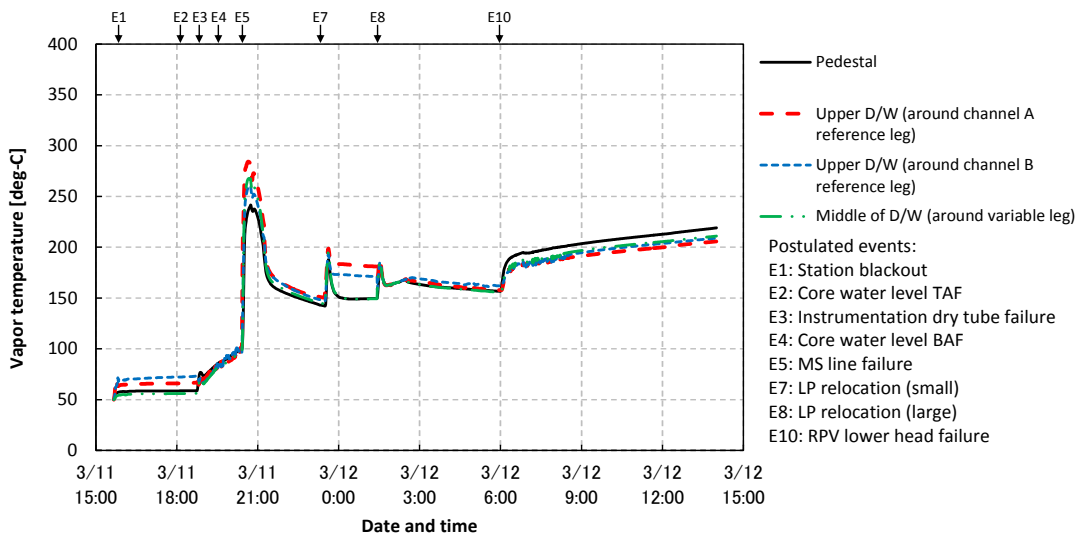


図 4 D/W 各部の雰囲気温度 (ベースケース解析)

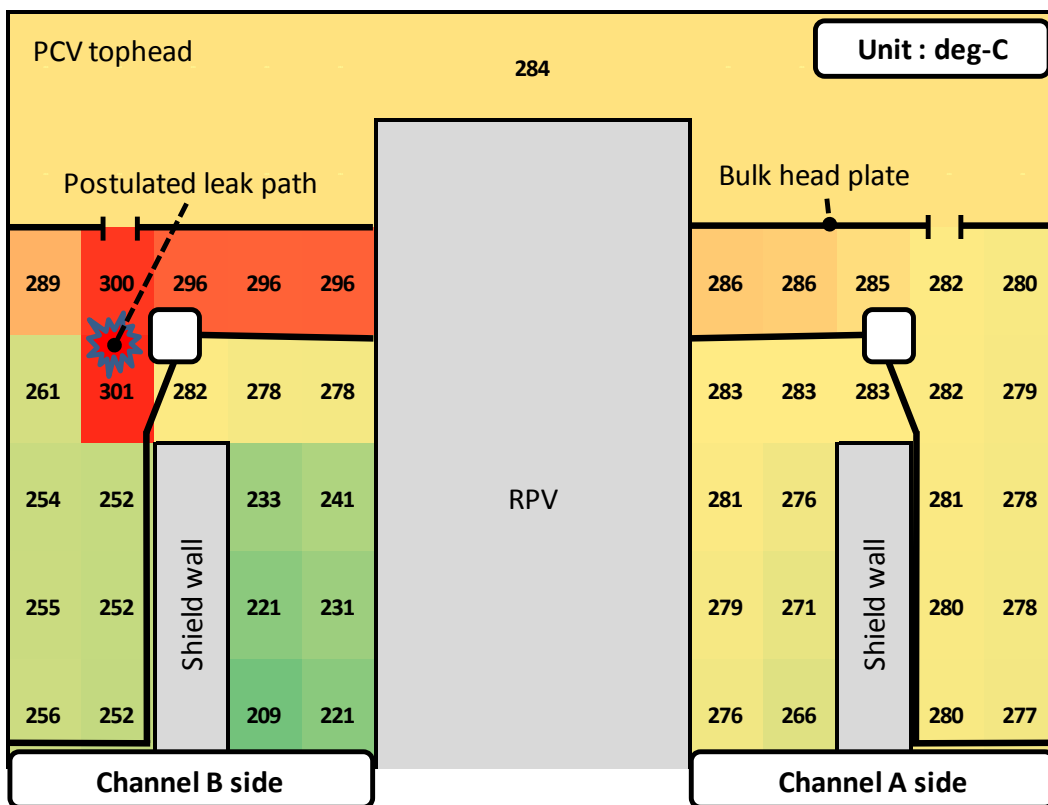


図 5 D/W 気相温度分布 (3/11 20:35 時点) (ベースケース解析)

図 6 に原子炉水位の推定値と、基準面器側、及び炉側の各水位計配管内の水位挙動の解析結果を示す。原子炉水位は推定した事故進展に基づいて仮定したものである。RPV 減圧が収束した時点で原子炉水位は炉側配管取出し口とほぼ同程度となり、この後 11 日 23:30 に小規模な溶融デブリ移行が生じるまで炉側配管取出し口付近を維持すると仮定する。ここで推定した原子炉水位挙動は水位計指示値を求める際に用いる。

格納容器雰囲気温度の上昇により水位計配管内の水温が上昇し、これが減圧により低下した飽和温度を超えたタイミングで基準面器側配管内の水の蒸発が開始している。基準面器側配管は全体的に高温となり、配管各部での蒸発により 22:00 頃までに大きく水位低下している。その後の 2 回の下部プレナムへの溶融デブリ移行によってさらに水位が低下している。A 系よりも B 系の水位低下量が小さいのは、B 系配管周辺の雰囲気温度が比較的低いためである(図 5)。なお、水位がスパイク状に上昇する箇所が見られるが、これは水平管内での水の蒸発により水平管内の気相の体積率が増え、上部配管の水位が一時的に上昇したものである。

炉側配管水位は基本的には RPV 下部ヘッドの損傷を仮定した 12 日 6:00 まではほぼ満水を維持し、その後徐々に低下して 12:00 頃に水がなくなる結果となっている。11 日 21:00 以降、途中何度か水位が低下しているが、これは主蒸気配管からの漏えいガスによる一時的な温度上昇によるものである。その後に炉側配管の水位が回復しているのは、図 4 に見られるように漏えいガスによる温度上昇の期間は短く、炉側配管周辺の温度が低下するため、圧力境界から供給される蒸気が凝縮しているためである。

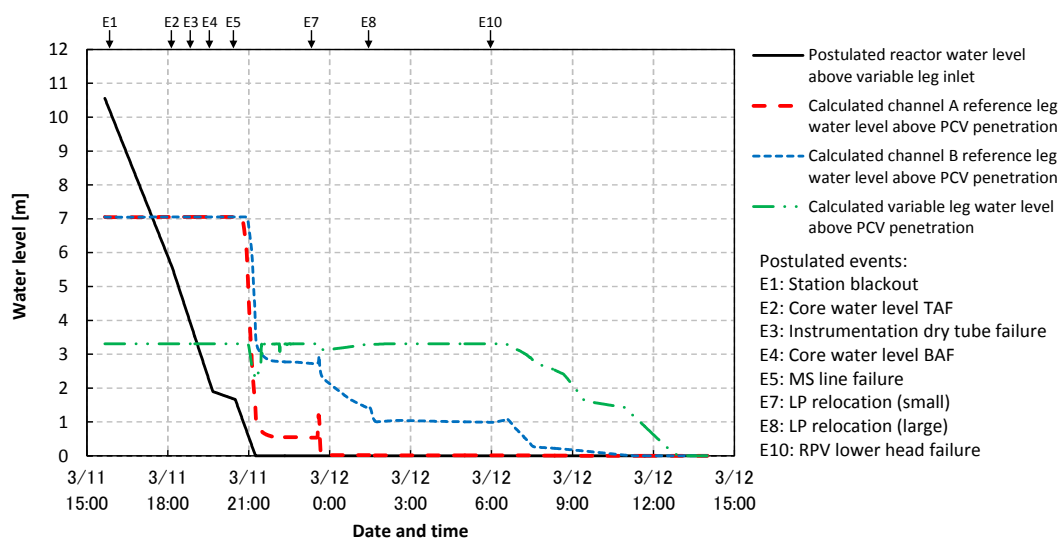


図 6 炉内と水位計配管内の水位 (ベースケース解析)

図 6 に示した水位挙動を水位計指示値に変換した結果を測定値と比較して図 7 に示す。燃料域水位計は常温大気圧時に正しい水位を示すよう校正されているため、水位計配管内の水位が満水であっても実水位とは異なる指示値を示すことに留意が必要である。解析結果は測定値の傾向を A 系と B 系の違いを含めて概ね再現しており、表 1 に示した事故進展に基づく境界条件の設定によって測定値の傾向を再現できることが確認された。なお、12 日 9:00~11:00 頃に指示値の低下傾向が緩やかになっている期間は、水位が炉側配管の水平部にある期間に対応しており、水位計配管形状を解析で模擬することによって再現されたものである。

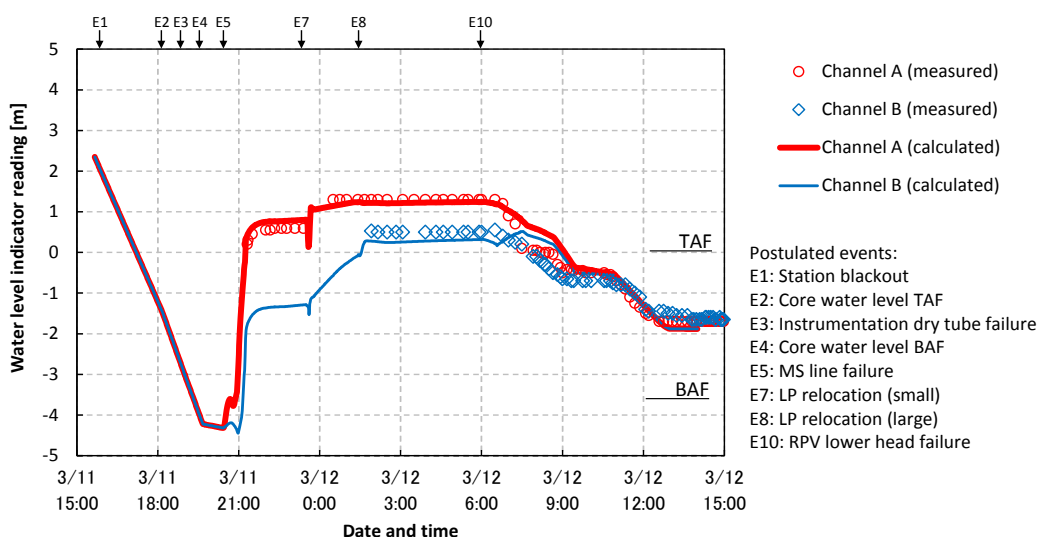


図 7 水位計指示値の実測値との比較（ベースケース解析）

図 8 に D/W 圧力と S/C 圧力の解析結果を測定値と比較して示す。解析では主に S/C への水素の流出と主蒸気配管からの蒸気と水素の漏えいにより 11 日 21:15 までに格納容器圧力は大きく上昇している。その後雰囲気温度（図 4）とともに圧力は低下するが、23:30 に仮定した小規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行に伴い発生した蒸気によって上昇し、その後崩壊熱による一定の蒸気漏えいにより圧力はほぼ横ばいとなっている。12 日 1:30 に想定した大規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行の後には急激に圧力が上昇し、その後温度低下により徐々に減圧した後、6:00 頃の溶融デブリ移行に伴う格納容器の温度上昇により圧力は上昇傾向となっている。

測定値と比較すると、11 日 23:50 と 12 日 1:05 に測定された 0.6MPa[abs] をよく再現している。この期間の圧力が横ばいとなるのは、図 4 に示すように

格納容器雰囲気温度がほぼ一定となっているためであり、これは崩壊熱により発生した蒸気の漏えいによる加熱と格納容器内の構造物による冷却がバランスしているためである。12日 1:30 に仮定した大規模な溶融デブリ移行では圧力が大きく上昇するが、2:30 時点での測定値 0.84MPa[abs]には至っていない。本解析では下部プレナムへの溶融デブリ移行に伴う水素の発生を仮定していないため、圧力を過小評価した可能性が考えられる。なお、既往の解析結果の中には溶融デブリ移行時に新たに水素が発生しているものも見られる[5]。

測定された圧力は12日 6:00~6:30 にかけて 0.05MPa 程度上昇しているが、同期間の解析結果の上昇幅は測定値と比較すると小さい。この時点で RPV 下部ヘッドが損傷して溶融デブリが格納容器に流出していたとすると、溶融デブリとコンクリートの反応（以下、MCCI と略す）に伴う非凝縮性ガスが発生して圧力が上昇することになるが、本解析では MCCI に伴うガスの発生を模擬していないため圧力上昇を少なめに評価している可能性が考えられる。また、その後の圧力の測定値はほぼ一定となるが、解析結果は上昇傾向となっている。これは格納容器からの漏えいを考慮していないためと考えられる。

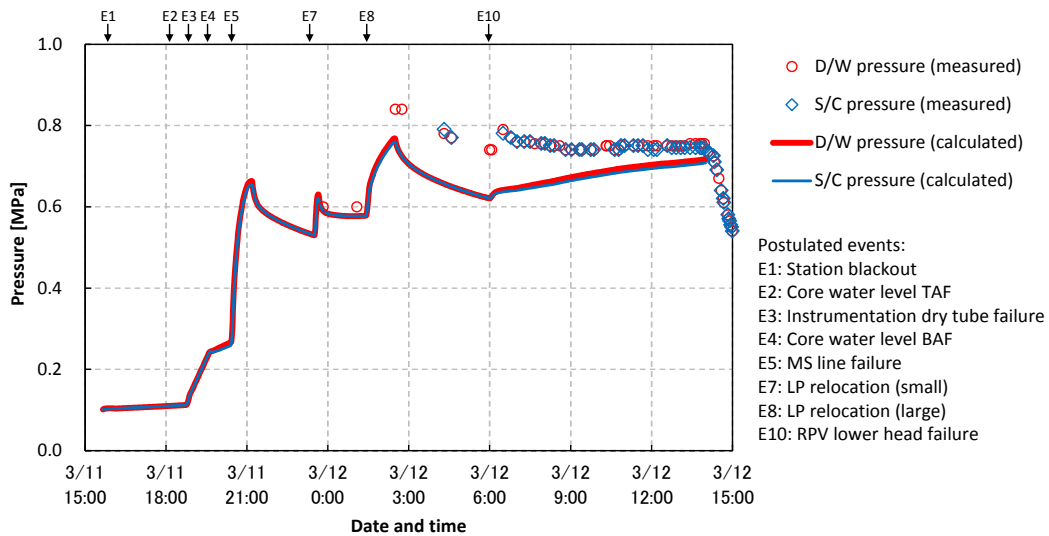


図8 格納容器圧力の実測値との比較（ベースケース解析）

3.3.2. 感度解析ケース解析結果

漏えい位置による解析結果への影響を確認するため、SRV に相当する位置からの漏えいを想定した感度解析を行った。SRV から D/W への漏えいガスの温度については、11日 22:20 頃までの水位計（A系）指示値の再現性がよい条件として同期間中に 620℃を設定した。図9に水位計指示値の解析結果を示す。

23:30 に仮定した下部プレナムへの熔融デブリ移行後に炉側配管の水位が低下し、実測値を再現しない結果となっている。これは図 3 に示したように SRV は炉側配管に隣接しており、漏えいしたガスによって早期に炉側配管の温度が上昇し、内部の水が蒸発したためである。また、A 系よりも B 系の水位低下が速い結果となっている。B 系基準面器側配管の格納容器貫通部付近には 3m 程度の周方向の取り回しがあるが、この部分が高温となり内部の水が蒸発することで上部の配管内の水位が早めに低下する結果となっている。この点も測定値の傾向と異なる。漏えい位置が格納容器上部となるベースケース解析ではこのような傾向は見られない。これらの結果から、推定した事故進展に基づけば、RPV から D/W への主要な漏えいは格納容器の上部で生じた可能性が示唆される。

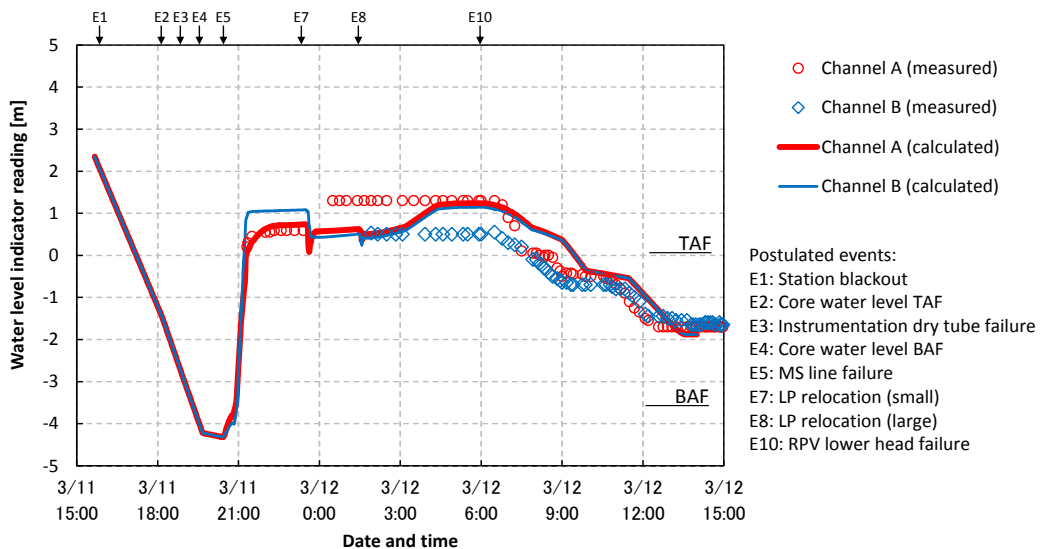


図 9 水位計指示値の測定値との比較（感度解析ケース）

4. まとめ

以上のことから、推定した事故進展（表 1）によって 1 号機の燃料域水位計指示値の挙動を含む測定値の挙動を概ね説明できることが確認された。また、RPV から D/W の主要な漏えいは格納容器上部で生じた可能性が示唆された。

以上

(参考) 境界条件の設定について

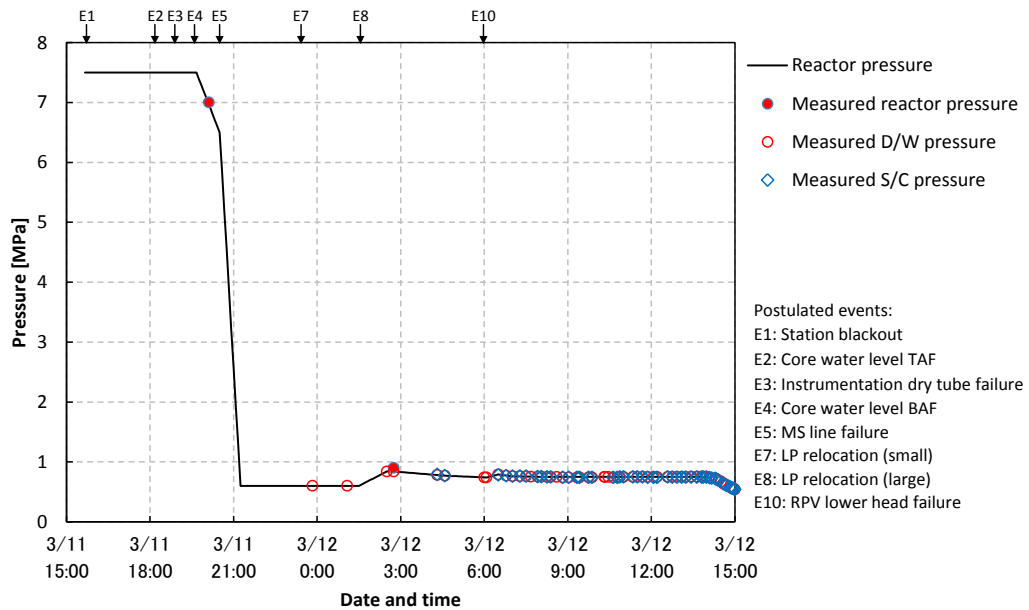
表 1 に示した事故進展の推定に基づく境界条件（原子炉圧力、格納容器の温度変化に係る条件）の設定について以下に示す。なお、文中の「予備解析」とは事象のタイミング、漏えいガスの温度、溶融デブリからの伝熱量等のパラメータを想定し得る範囲で変化させ、測定値の再現性のよい値を探索することを指す。

a. 原子炉圧力

本解析における原子炉圧力の設定を参考図 1 に示す。全電源喪失時から原子炉水位が BAF に到達する 11 日の 19:40 までは原子炉圧力は SRV の安全弁機能の設定圧程度に保持されるものとし、簡単のため 7.5MPa[abs] で一定とした。水位が BAF に達すると炉水の蒸発量は低下し、計装配管からの漏えいによって 20:07 の測定値である約 7MPa[abs] まで徐々に減圧するものとした。その後 20:30 に主蒸気配管からの漏えいが発生し、21:15 までに 0.6MPa[abs]（23:50 の格納容器圧力の測定値）まで減圧するものと仮定した。その後は圧力の変化が小さい期間が続き、12 日の 1:30 に大規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行に伴い 2:30 までに 0.84MPa[abs] まで上昇した後、測定された格納容器圧力と同様の挙動を示すものと仮定した。上記の主蒸気配管からの漏えい発生時刻と減圧終了までの時刻、及び大規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行開始の時刻は予備解析を通じて決定した。

なお、既往の解析では大規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行が生じた際には原子炉圧力が急速に上昇する結果が得られている[3][4][6][7]が、溶融デブリ移行時の圧力挙動については不確かさが大きいいため、本検討では急激な圧力上昇は考慮しないこととした³。

³ 仮に下部プレナムへの溶融デブリ移行時に顕著な圧力上昇があった場合には、飽和温度が上昇し、水位計配管内の水は蒸発しにくくなるため、本解析は大規模な溶融デブリ移行時の配管内の水位低下量を過大評価する可能性があることに留意する必要がある。



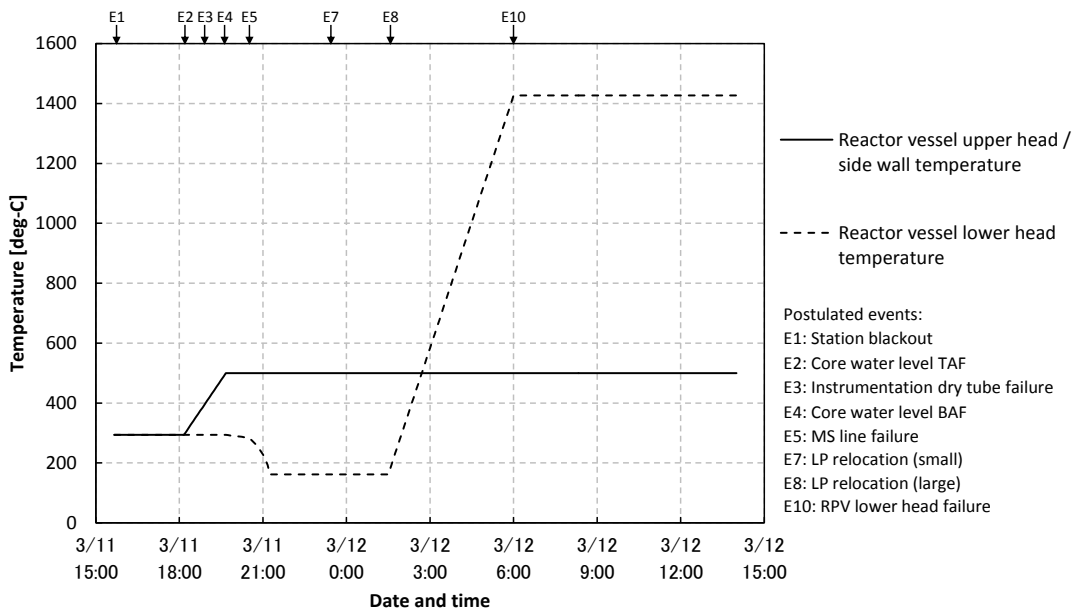
参考図 1 原子炉圧力の設定

b. 格納容器の温度変化に係る条件

本評価においては、格納容器の温度上昇の要因として、RPV から D/W への放熱、冷却材の流出、溶融デブリの漏えいを想定した。それぞれの設定について以下に示す。

b.1. RPV から D/W への放熱

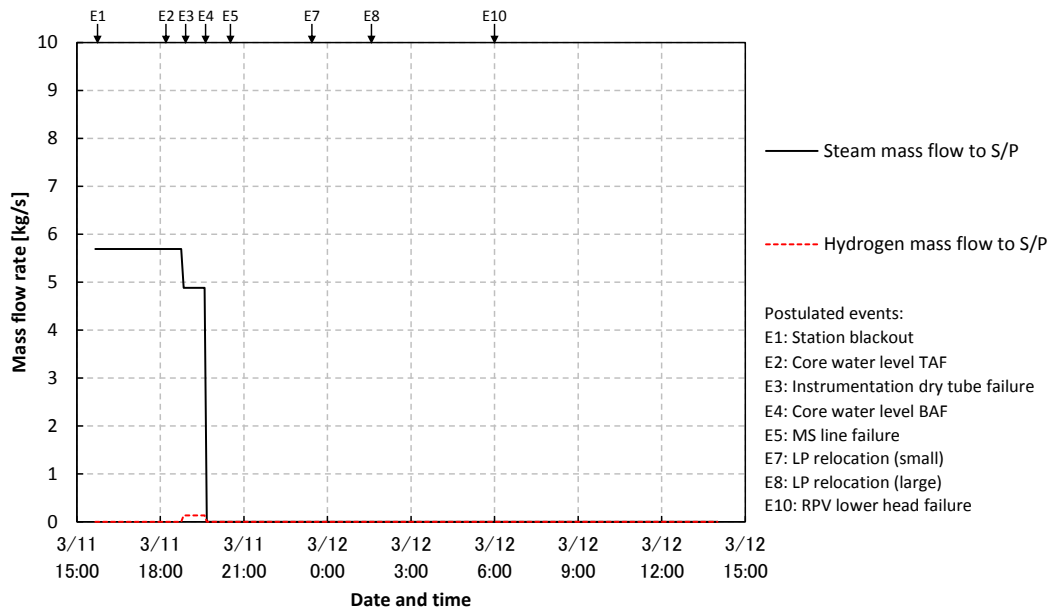
全電源喪失以降は D/W クーラーが停止し、RPV 壁と D/W 雰囲気との間の保温材を介した熱伝達により D/W 温度が徐々に上昇する。RPV 内壁温度の設定を参考図 2 に示す。11 日の 18:10 までは水位は TAF 以上であるため RPV 内壁温度は当該圧力における飽和温度とみなした。それ以降は炉内が高温となり、過熱蒸気や炉心からの輻射伝熱によって水位以上の RPV 内壁の温度は上昇すると考えられる。ここでは MAAP 結果[3][4]を参考として、19:40 以降の下部プレナム部より上の RPV 内壁の温度を 500°C と仮定し、18:10~19:40 の間は線形内挿した。下部プレナム壁に関しては、大規模な下部プレナムへの溶融デブリ移行が生じたと推定した 12 日 1:30 までは、設定した RPV 圧力における飽和温度を仮定した。それ以降は溶融デブリの接触により下部プレナム壁の温度は徐々に上昇すると考えられるが、この温度挙動については既往の解析結果 [5]を参考に、RPV 下部ヘッド損傷を仮定した 6:00 まではステンレスの融点である 1700K まで線形に上昇し、その後は一定値と保つものとした。保温材の熱伝達係数については通常運転時の原子炉からの放熱量から推定した値を用いた。



参考図 2 RPV 内壁温度の設定

b.2. SRV から S/C への流出

参考図 3 に SRV を通じた S/C へのガス流量の設定を示す。BAF 位置から全電源喪失時の水位（通常運転時付近）までの炉水が 11 日 19:40 までの約 4 時間で一定流量の蒸気として流出したものと仮定した。なお、18:50 以降は後述するように計装配管からの漏えいを仮定するため、その分は流量から差し引いている。水素については 18:50 から発生したものとし、19:40 までの 50 分間のうちに推定生成量 800kg のうち半分の 400kg が SRV を通じて S/C に一定流量で流出したものと仮定した。これは MAAP 解析[3][4]において減圧までに炉内発生量の 60%程度、減圧中に 40%程度の水素が発生していることを参考に、概ね半分と考え設定した。流出温度については当該圧力における飽和温度とした。なお、流出した気体の熱量は S/C に吸収されるため、S/C への流出気体の温度は水位計配管の水位挙動の解析結果に大きく影響しない。



参考図 3 SRV 流量条件

b.3. 炉内計装配管を通じたペDESTALへの漏えい

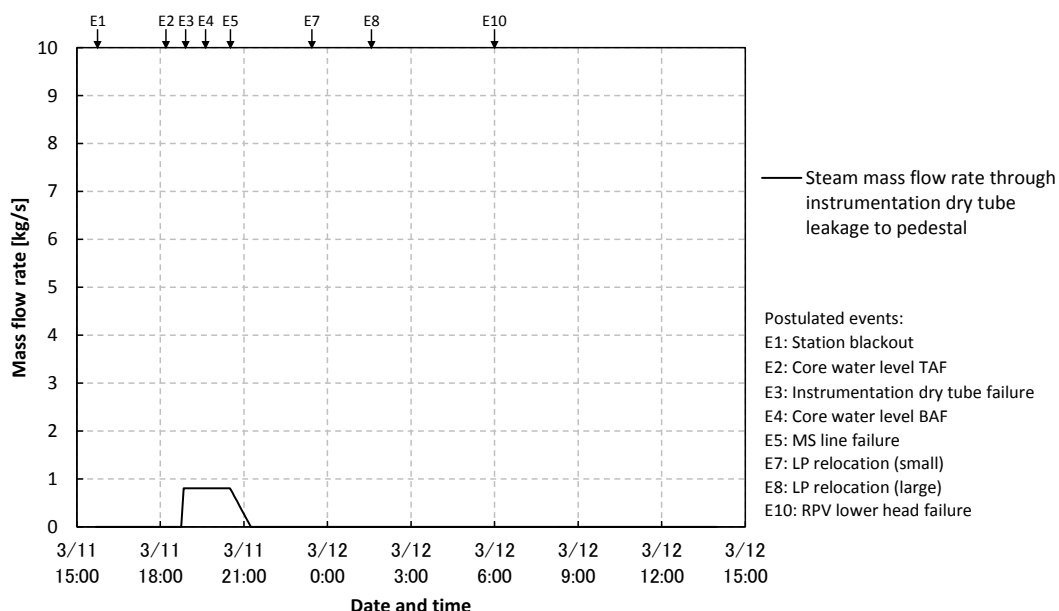
参考図 4 に炉内計装配管を通じたペDESTALへの漏えい流量の設定を示す。この位置からの漏えいに関しては蒸気のみとし、水素は SRV を通じて流出するものとした。減圧時の炉水の蒸発量は以下の式に基づいて評価した。

$$M = V\rho x \quad (1)$$

$$x = \frac{h_f(P_1) - h_f(P_2)}{h_g(P_2) - h_f(P_2)} \quad (2)$$

ここで M は蒸発量[kg]、 V は RPV 内 (ダウンカマ、再循環ループ含む) に残存する水の体積[m³]、 ρ は減圧時の平均的な水密度[kg/m³]、 x は蒸発率[-]、 h_g 、 h_f はそれぞれ飽和蒸気エンタルピと飽和水エンタルピ[J/kg]、 P_1 、 P_2 はそれぞれ減圧前と減圧後の圧力[Pa]を示す。原子炉水位が BAF まで低下したと推定した 11 日 19:40 に SRV が閉となり、その後計装配管から蒸気が流出して、19:40 から 20:07 までに 7.5MPa[abs]から 7.0MPa[abs]まで減圧されたと想定し、式 (1)(2)よりその間の蒸発量は約 1300kg と見積もった。このため平均的な漏えい流量は約 0.8kg/s とした。計装配管からの漏えいを仮定した 18:50 から主蒸気配管からの漏えいを仮定した 20:30 までは、簡単のため上記の一定流量で流出するものとし、以降の流量は漏えいがほぼ収束すると推定した 21:15 まで線形

に減少するものとした。流出する気体の温度は設定した RPV 圧力における飽和温度とした。流出する気体は計装配管内を通過する際、配管周囲の炉水によりある程度冷却されると考えたためである。



参考図 4 計装配管からの漏えい流量条件

b.4. 主蒸気配管を通じた D/W への漏えい

参考図 5 に主蒸気配管を通じた D/W への漏えいガス流量の設定を示す。漏えいは 11 日 20:30 の主蒸気配管損傷から 21:15 までの減圧沸騰によるもの、小規模な溶融デブリ移行（予備解析を通じて 23:30 に設定）に伴う蒸気発生によるもの、12 日 1:30 の大規模な溶融デブリ移行に伴う蒸気発生によるものに大別される。それぞれの期間の漏えい流量の設定について以下に示す。

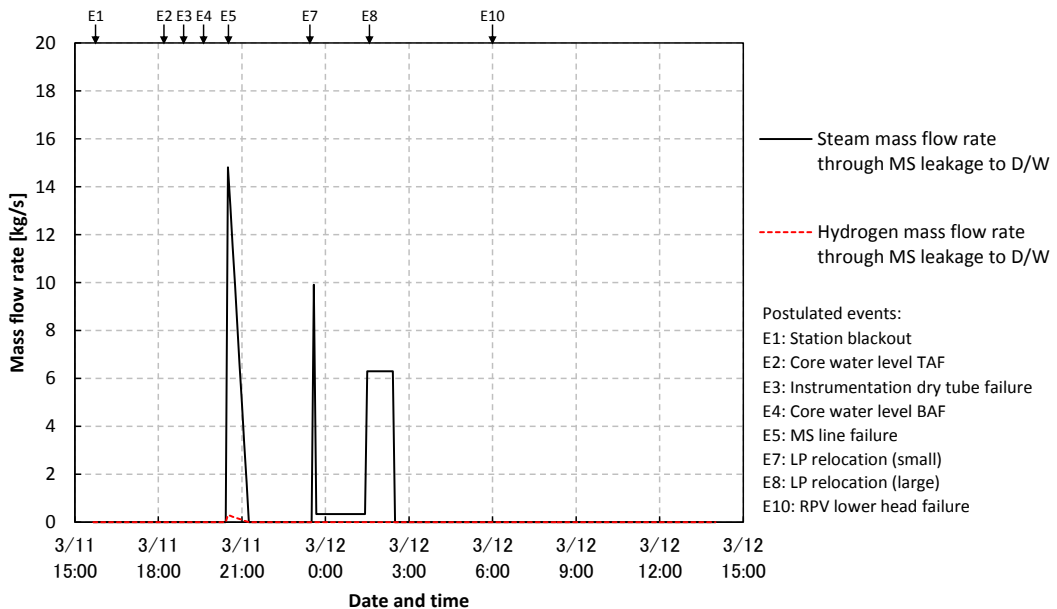
11 日 20:30 から 21:15 までの漏えい流量については以下のように設定した。(1)(2)式によって 7.5MPa[abs]から 0.6MPa[abs]まで減圧された場合の蒸発量を評価し、そこから参考図 4 に示した計装配管からの漏えい量を差し引いた結果、主蒸気配管からの漏えい蒸気量は約 20000kg と見積もられた。圧力の急激な低下に応じた漏えい量の変化を模擬するため、漏えい開始時の 20:30 から 21:15 まで流量が線形に減少するものとし、漏えい量の総量が上記の値となるようにした。なお、水素は推定生成量 800kg のうち 400kg がこの間に D/W に流出するものとした。減圧時に発生した蒸気は炉心あるいはダウンカムを通過して昇温されるため、主蒸気配管からの流出する気体の温度はある程度高温となると考えられるが、温度の不確かさは大きい。このため流出する気体の温度

については測定結果を再現するような値として、予備解析を通じて 600°Cの一定値を設定した。

23:30 の小規模な溶融デブリ移行では、炉心全体のうちの一部が溶融デブリとして下部プレナムに移行するものと仮定した。移行時にはデブリが細粒化して急速に冷却されると想定した。移行時の下部プレナム水の蒸発量については、溶融デブリ温度を 2500K、比熱を 300J/kg-K と仮定し、これが 0.6MPa[abs]の飽和温度まで冷却される熱量を蒸発潜熱で除して見積もった。10分程度でデブリの急激な冷却は終了し、以降 1:30 までは下部プレナム中のデブリの崩壊熱による緩やかな蒸発が続くと仮定した。予備解析を通じて、全溶融炉心の約 7% (10000kg) が溶融デブリとして下部プレナムに移行するものとした。また、この時の流出温度は 450°Cの一定値を仮定した。

12日 1:30 の大規模な溶融デブリ移行では、炉心に残存する溶融物が下部プレナムに全て移行することを仮定した。これにより下部プレナムに残存する水量が 2:30 までに全て蒸発すると仮定し、その間の漏えい流量を蒸発量の時間平均値とした。この時の流出温度は、当該圧力の飽和温度とした。溶融デブリが下部プレナムに移行することにより、発生した蒸気が漏えい口に至るまでに過熱されにくくなると考えたためである。

なお、参考図 3～参考図 5 に示した蒸気流量を積分した値は全電源喪失時の RPV 内の水保有量（再循環ループ配管内の水を除く）に等しい。



参考図 5 主蒸気配管からの漏えい条件

b.5. RPV からペDESTALへの溶融デブリの移行

ペDESTALに移行したデブリから格納容器雰囲気への伝熱量については予備解析を実施し、崩壊熱の約 15%がデブリから格納容器雰囲気へ伝達されるものとした。溶融デブリとペDESTALコンクリートとの反応 (MCCI) による非凝縮性ガスの発生については、水位計指示値の再現の観点からは影響が小さいと判断し、考慮しないこととした。なお、ペDESTALに移行した溶融デブリの影響は伝熱量としてのみ考慮するため、溶融デブリの具体的な物性値の設定は行っていない。

以 上

参考文献

- [1] Nozaki et al., "Discussion of Accident Progression of Fukushima Daiichi Unit 1 based on Behavior of Fuel Range Water Level Indicator Readings," Proc. NUTHOS-10, Okinawa, Japan, December 14-18, 2014, paperID: NUTHOS10-1130 (2014)
- [2] "Information Portal for the Fukushima Daiichi Accident Analysis and Decommissioning Activities," URL : <https://fdada.info/index>
- [3] 東京電力 "福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未
解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告" 2013/12/13
- [4] 東京電力 "福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未
解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告" 2014/8/6
- [5] Sandia National Laboratories, "Fukushima Daiichi accident study," Report
No. SAND2012-6173 (2012).
- [6] Electric Power Research Institute, "Fukushima technical evaluation: phase
1-MAAP5 analysis," Report No. 1025750 (2013).
- [7] Electric Power Research Institute, "Modular Accident Analysis Program
(MAAP) 5.03 Simulation of Accidents at Fukushima Dai-ichi Units 1, 2, and
3," Report No. 3002002670 (2014).
- [8] Naitoh et al., "Analysis of accident progression of Fukushima Daiichi NPP
with SAMPSON code -(1) unit 1," San Diego California, November 11-15
(2012).
- [9] 東京電力 "福島第一原子力発電所東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への
影響について" 2012/5/9
- [10] Electric Power Research Institute, "GOTHIC thermal hydraulic analysis
package technical manual: version 8.0(QA)," Report No. NAI 8907-06 Rev
19 (2012).
- [11] Electric Power Research Institute, "GOTHIC thermal hydraulic analysis
package qualification report: version 8.0(QA)," Report No. NAI 8907-09 Rev
12 (2012).

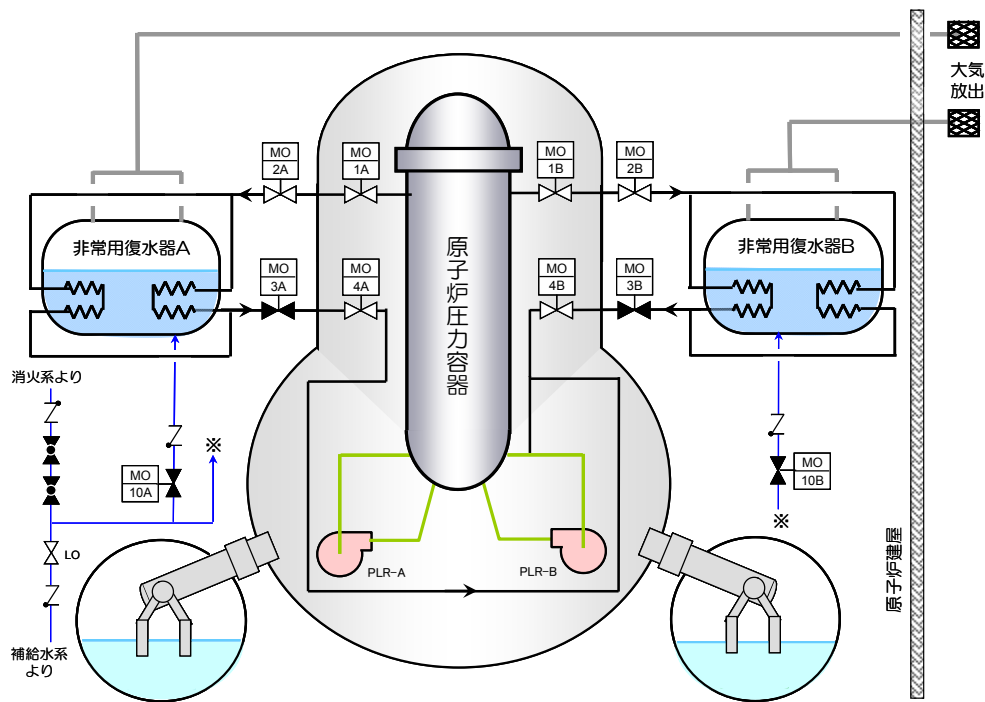
1 号機非常用復水器における除熱状況について

1. はじめに

1 号機においては、地震後、非常用復水器（IC、概略図を図 1 に示す）を断続的に運転することで、原子炉を冷却しつつ圧力を制御していた。津波により全電源を喪失する直前においては、IC は一時的に停止している状態であった。全電源喪失後、運転員は中央制御室にて格納容器外側の IC（A 系）隔離弁（MO-2A、MO-3A 弁）の閉状態を示すランプが点灯していることを発見し、3 月 11 日 18 時 18 分に、これらの弁を開操作し、蒸気発生音と建屋越しに発生した蒸気を確認している。しかし、このときの蒸気発生量は少なく、しばらくして蒸気の発生がなくなったことから、IC のタンクの水がなくなっていることを懸念し、11 日 18 時 25 分に戻り配管の隔離弁（MO-3A 弁）を閉としている。

IC については、原子炉水位が低下し、水—ジルコニウム反応により非凝縮性ガスである水素が発生した場合、冷却管に水素が混合することによって除熱性能が劣化すると考えられている。これまでの解析結果によると 18 時 18 分時点では、原子炉水位は有効燃料頂部（TAF）を若干下回った程度で、水素が大量に発生していた状況には無い可能性があるが、放射線分解による水素発生の影響等も考慮し、1 号機において、実際にどの程度の除熱劣化があったかについて明らかにする必要がある。

事故後に実施した IC のタンクの水位調査によれば、平成 23 年 10 月 18 日の時点で、A 系のタンク水位は 65%（通常水位：80%）と、IC の停止時にもタンク内の水が十分存在していたことになり、3 月 11 日 18 時 25 分に戻り配管の隔離弁（MO-3A 弁）を開操作しなかった場合、IC による冷却が継続できた可能性がある。そこで、格納容器外側の IC（A 系）隔離弁を開操作した後に、蒸気発生量が少なく、かつ、しばらくして蒸気の発生がなくなったことの原因を検討（1 号機-1）するとともに、3 月 11 日 18 時 25 分以降も格納容器外側の IC（A 系）隔離弁を開状態のまま維持した場合の事故進展への影響（1 号機-2）について検討する。



(MO 弁：電動駆動弁)

図1 非常用復水器の系統構成概略図

2. 除熱性能評価について

MAAP5.01 を用いて IC をモデル化し、スクラムから全交流電源喪失までの IC の作動状況を考慮した事故進展解析を行った。解析の結果については第2回進捗報告で「添付資料3」にまとめている（以下既報）。

全交流電源喪失以降については、非凝縮性ガスが IC の伝熱管内に滞留することにより IC の除熱性能が維持できない可能性があったことから、既報の解析では 18 時 18 分以降の IC 弁操作に関わらず、IC が作動していないものとして評価を行った。

今回の評価では、18 時 18 分に IC (A 系) 隔離弁の開操作により IC が起動するものとし、かつ 18 時 25 分の IC 弁閉操作後も IC が作動し続けているものとして評価を行った (IC 作動ケース)。その他の解析条件については、既報と同一とし、格納容器からの気相部漏えいについても原子炉压力容器破損時に原子炉建屋補機冷却系が損傷し漏えいが発生するものとした (既報「添付資料3」参照)。既報の解析条件および今回の IC 作動ケースでの IC 起動条件について表1にまとめる。

表1 IC 起動条件

日時		事象イベント	既報	IC 作動ケース
3/11	14:46	地震発生		
	14:48	原子炉スクラム		
	14:52	IC(A)(B)自動起動		起動
	15:03	IC(A)停止		停止
	15:03	IC(B)停止		停止
	15:17	IC(A)再起動		起動
	15:19	IC(A)停止		停止
	15:24	IC(A)再起動		起動
	15:26	IC(A)停止		停止
	15:32	IC(A)再起動		起動
	15:34	IC(A)停止		停止
	15:37	全交流電源喪失		
	18:18	IC(A) 2A,3A 弁開	停止中	起動
	18:25	IC(A)3A 弁開	停止中	作動中
	21:30	IC(A)3A 弁開	停止中	作動中

3. スクラムから全交流電源喪失までの評価について

スクラムから全交流電源喪失までの期間については既報及び IC 作動ケースは共通である。図 2 に原子炉圧力の過渡現象記録装置に記録された実測値と MAAP 解析値を示す。実測値と比較して、解析値の変化は大きいものの概ね一致している。IC は入口側の原子炉圧力と、蒸気の除熱・凝縮によって圧力降下した出口側との圧力差によって、静的に IC 管側に蒸気が流れる構造となっている。従って、IC の各弁が開いて IC が作動している間は、IC で冷却されることで蒸気が凝縮し、原子炉へ戻った水が再び崩壊熱を奪って気化することを繰り返すため、熱は原子炉から IC の胴側に持ち出され、原子炉圧力は徐々に低下する。原子炉圧力の減少に伴い IC 管側へ流れる蒸気流量が減少することから、図 3 に示す IC への蒸気供給量及び図 4 に示す IC の除熱量の MAAP 解析値が示すとおり、徐々に蒸気供給量と除熱量が低下する。

IC の胴側では原子炉蒸気から熱を奪うことにより水温が上昇する。図 5 に胴側水温の実測値（チャート読み取り値）と MAAP 解析値を示す。胴側水温の上昇は実測値と解析値は概ね一致しており、IC での除熱量はほぼ実機を模擬出来ていると考える。

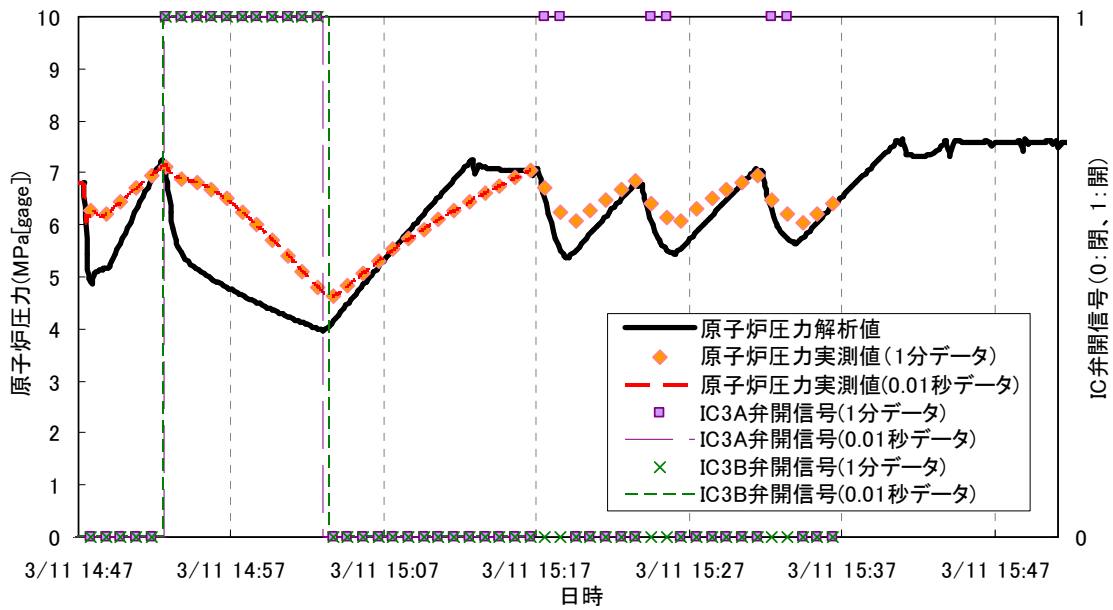


図2 原子炉圧力（過渡現象記録装置に記録された実測値と MAAP 解析値）と IC 弁開信号（過渡現象記録装置）

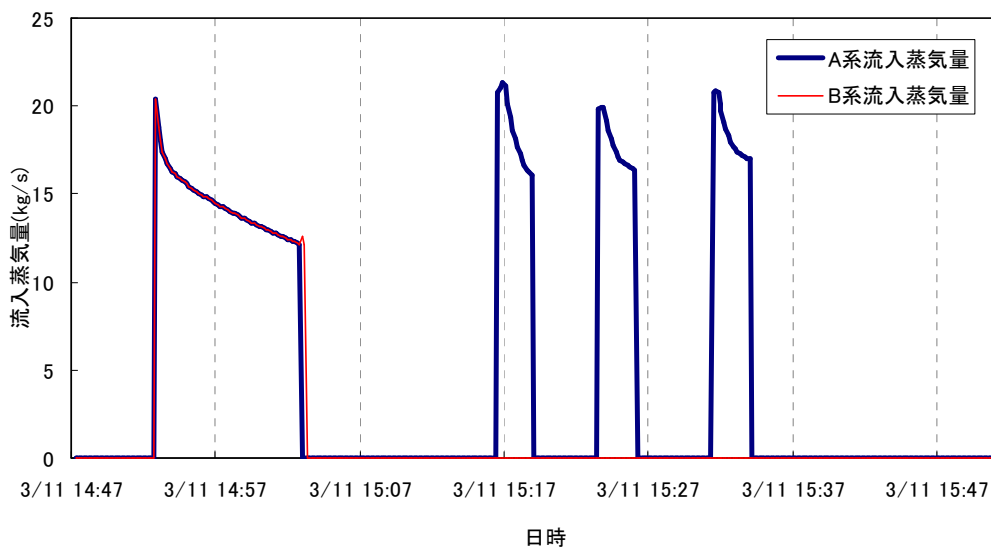


図3 IC への蒸気供給量（MAAP 解析値）

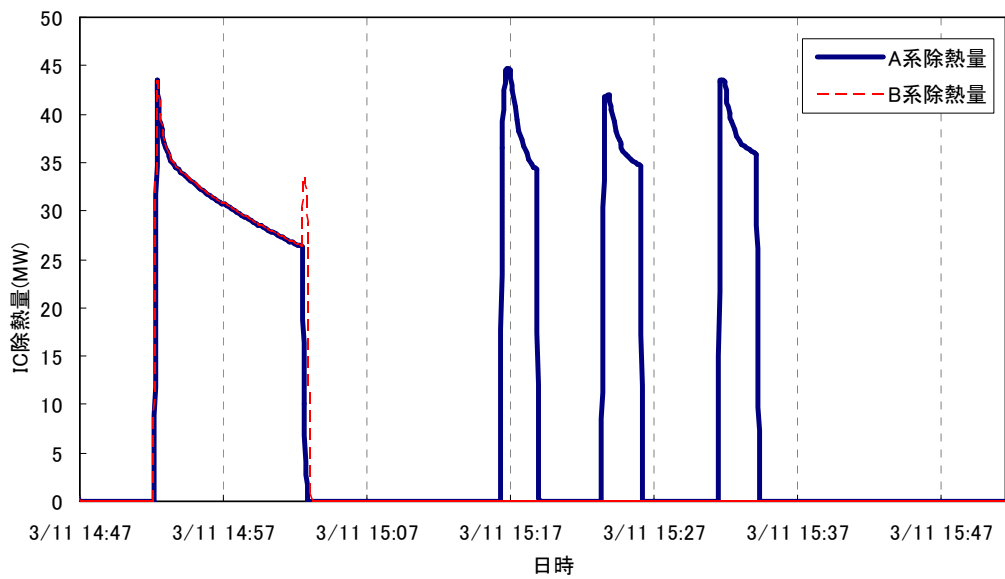


図4 ICの除熱量 (MAAP 解析値)

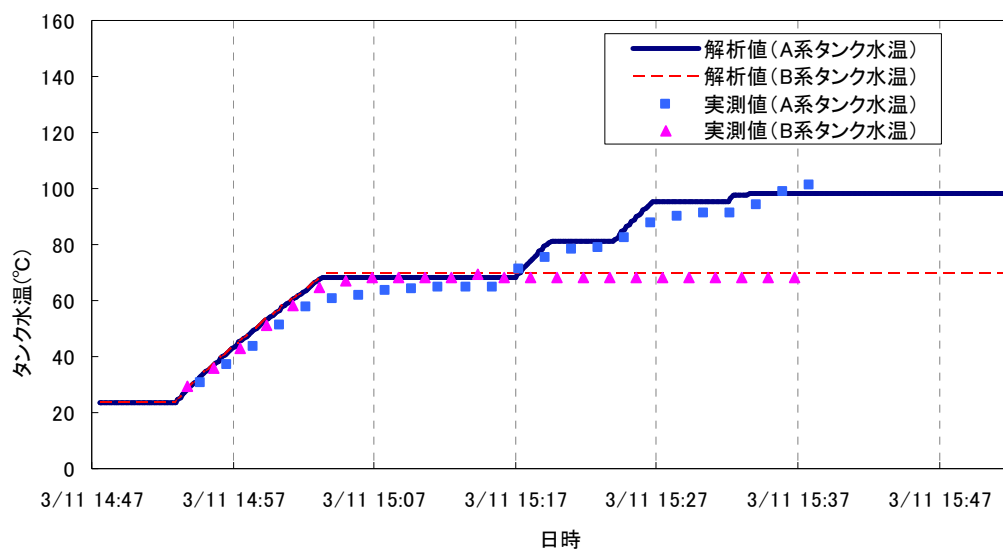


図5 IC 胴側水温 (実測値 (チャート読み取り値) と MAAP 解析値)

4. 全交流電源喪失以降の評価について

全交流電源喪失以降の IC 起動条件については、2.で示したとおり IC 作動ケースでは 18 時 18 分に IC (A 系) 隔離弁を開操作し、18 時 25 分の IC (A 系) 隔離弁の閉操作は考慮せず、継続して IC が作動していたものとして評価を行っている。18 時 18 分以降に継続して IC が作動していた場合の MAAP 解析結果と既報の結果を図 6～図 12 に示す (図 6 原子炉水位変化、図 7 原子炉圧力変化、図 8 格納容器圧力変化、図 9 炉心温度変化、図 10 原子炉圧力容器内気体温度変化、図 11 格納容器温度変化、図 12 水素発生量変化)。

18 時 18 分 IC 起動に伴い、IC での除熱が開始され原子炉圧力は大きく低下する。ただし、MAAP 解析結果によると IC が起動した 18 時 18 分以前に原子炉水位が TAF を下回り燃料の露出が始まっていたことから、燃料の温度は上昇傾向にあった。IC では除熱は出来るものの外部から原子炉へ水を注入しているわけではないため、水位を回復させ燃料を再冠水させることは出来ない。今回の MAAP 評価では、炉水および蒸気による冷却では燃料の温度上昇を止めることが出来ず、徐々に温度が上昇する結果となっている。燃料温度の上昇が進み、水-ジルコニウム反応により発生する水素が急激に増加し、水素が IC の管内に滞留することで蒸気が流れなくなり、急激に IC の除熱量を低下させ、除熱能力を喪失させる。その後、急激に原子炉圧力が上昇し、既報と同様の事故進展をたどる結果となった。

今回の MAAP 解析においては水の放射線分解の影響を考慮していない。IC 作動ケースにおいて 18 時 18 分から開始する IC での除熱は、水-ジルコニウム反応による水素発生が開始する 19 時 0 分頃から急激に除熱量が低下し、水素が約 20kg 発生した 19 時 5 分頃にはほぼ 0 となる解析結果が得られている。水の放射線分解による非凝縮性ガス (水素、酸素) の発生量は崩壊熱の大きさに比例するが、スクラムから 19 時 5 分までの非凝縮性ガスの発生量は約 1.5kg であり、水-ジルコニウム反応による水素発生量の 1 割に満たない程度である。また、SRV が作動すると蒸気とともに非凝縮性ガスも原子炉圧力容器 (RPV) から排出され、RPV 内に存在する非凝縮性ガスの量はさらに少ないものと考えられる。従って、水の放射線分解による IC の除熱性能劣化への寄与は極めて限定的であり、水-ジルコニウム反応によって除熱能力が喪失するものと考えられる。

IC 作動ケースと既報を比較すると、炉心支持板の破損と RPV 破損のタイミングは IC 作動ケースの方が遅くなる結果となっている。これは IC 作動により除熱が出来ている分だけ、事故進展を遅らせたことを意味している。ただし、IC 作動ケースも事故進展を止めるには至っていない。

IC 作動ケースの方が主蒸気配管フランジのガスケットの破損時間が早いのは、既報では RPV 内気体温度が破損を仮定した 450°C に、わずかに到達していないためである。これは核計装ドライチューブ破損時の炉水位や燃料温度といった炉内状況と、モデル性質上の水-ジルコニウム反応量の差異に起因すると考えている。結果として、主蒸気配管フランジのガスケットの破損タイミングと、それに伴う原子炉圧力降下の起点に時間的な違いが生じているものの、本質的には解析結果は同等のものとなっている。

RPV 内気体温度は IC 作動ケースの方が全体的に値が高めとなっている。これは、IC 作動ケースでは IC で凝縮された水が再び原子炉内で蒸発することが出来るため、発生蒸気による水-ジルコニウム反応が進みやすい状況にあることに起因すると考えられる。ただし、蒸気の発生が停止する原子炉水位が有効燃料底部 (BAF) を切る時間に大きな差はなく、やはり事故進展としては既報のケースと大差はないと考えられる。

図 1 3 に IC (A 系) の除熱量と炉内の非凝縮性ガス分圧、図 1 4 に IC タンク水量を示す。核計装ドライチューブ破損、主蒸気配管フランジのガスケットの破損、炉心支持板破損後の原子炉圧力が低下するタイミングで、IC の除熱性能がわずかに回復している。これは解析上 IC に滞留していた水素の一部が RPV 内に戻される結果となったことに起因するが、実際に水素が RPV 内に戻ることが現象として起こりうるかは不明である。しかし、水素が RPV 内に戻るか否かに関わらず、冷却時に消費された A 系タンクの水量は限定的であり、解析上 A 系タンク水量は最終的に 3 ~ 4 割程度消費されるに止まる結果となった。

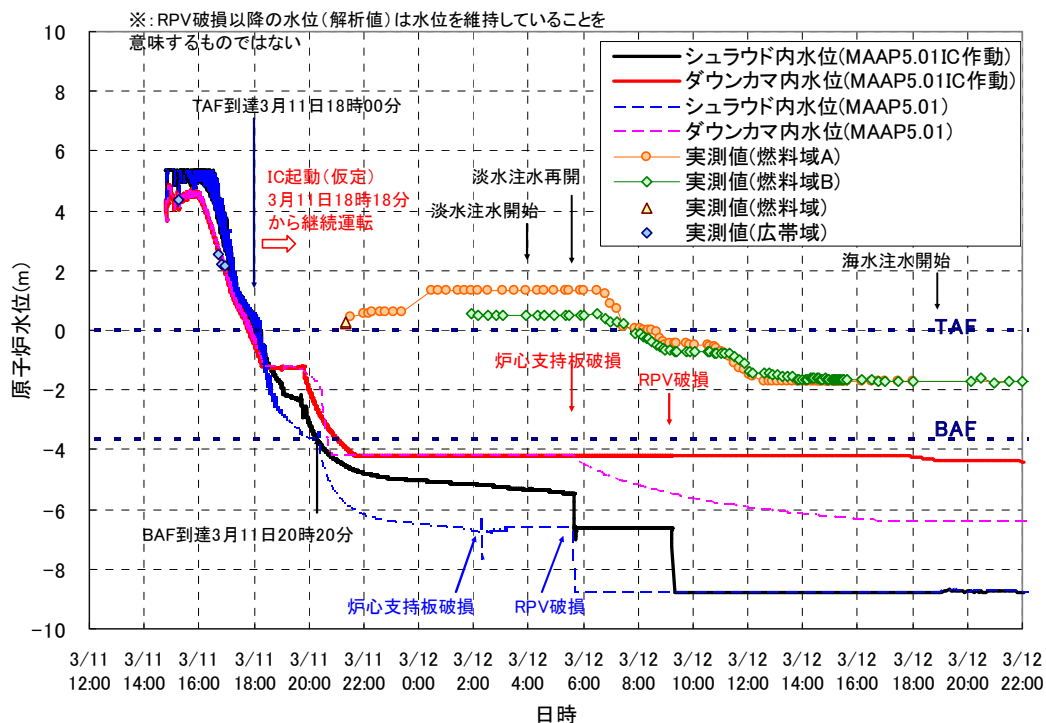


図6 原子炉水位変化 (IC 作動ケースと既報の比較) (青字: 既報、赤字: IC 作動ケース)

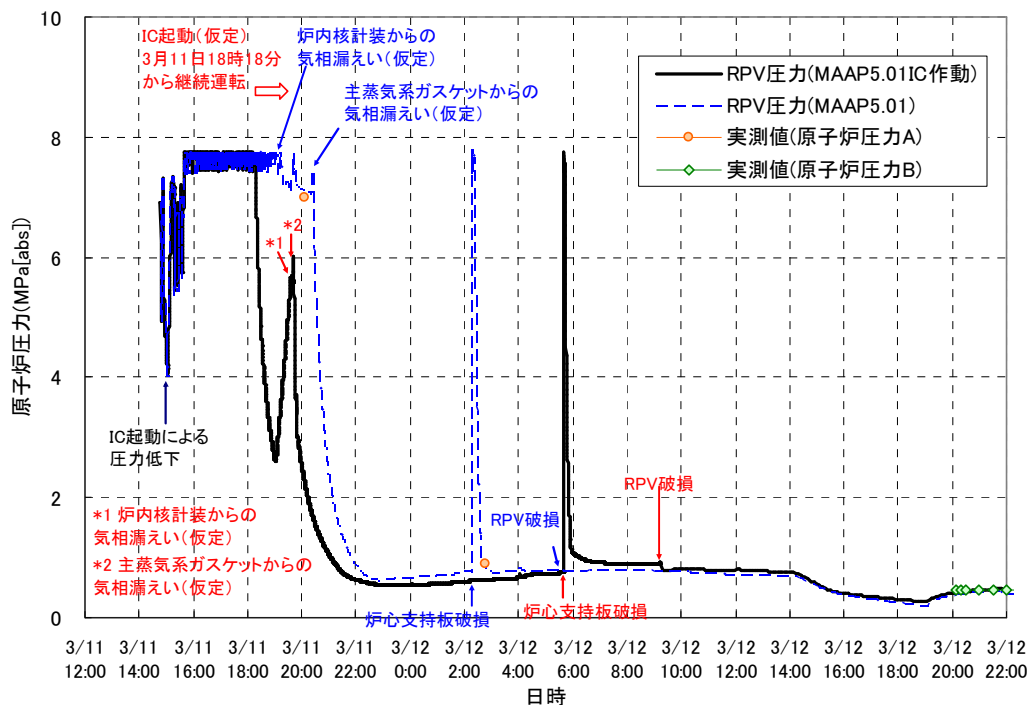


図7 原子炉圧力変化 (IC 作動ケースと既報の比較) (青字: 既報、赤字: IC 作動ケース)

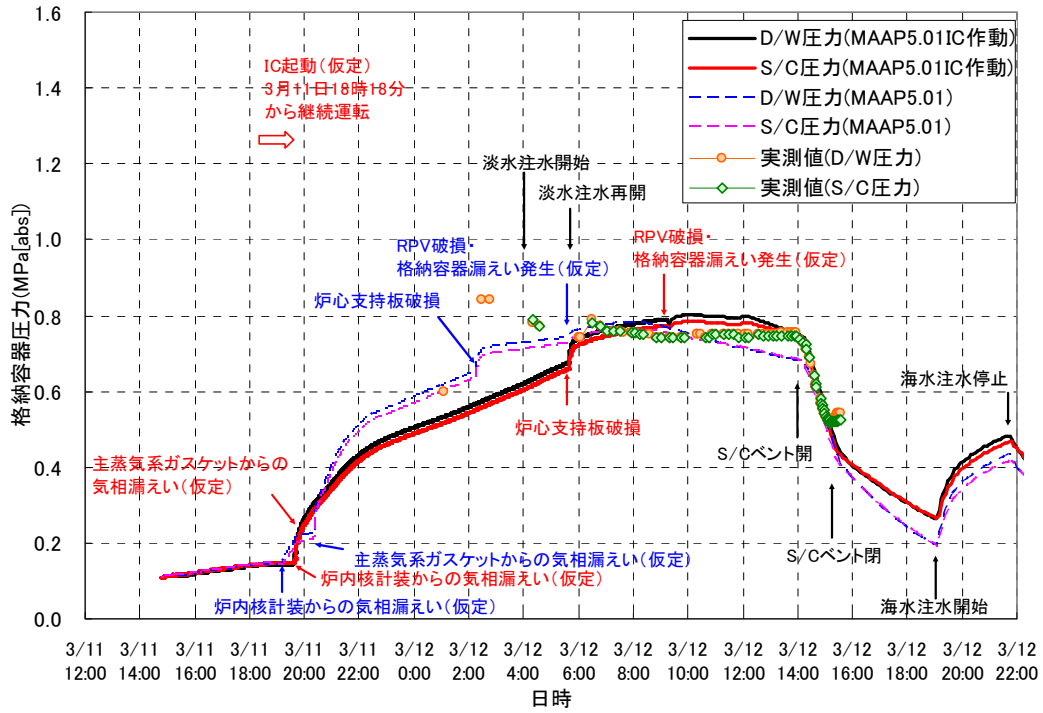


図8 格納容器圧力変化 (IC 作動ケースと既報の比較) (青字：既報、赤字：IC 作動ケース)

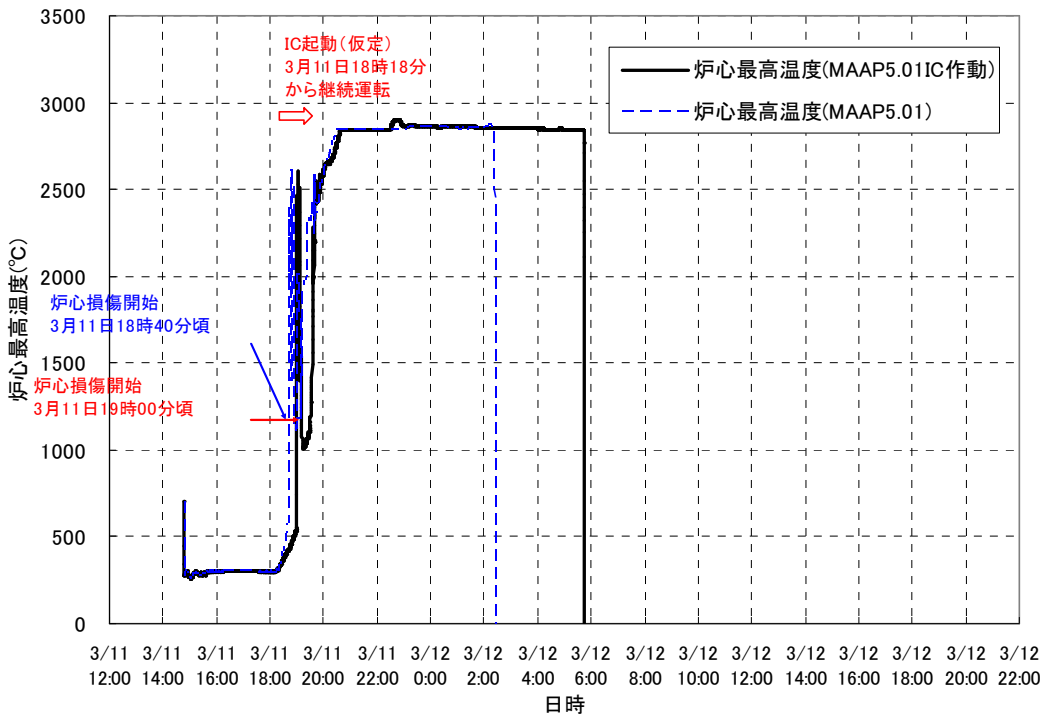


図9 炉心温度変化 (IC 作動ケースと既報の比較) (青字：既報、赤字：IC 作動ケース)

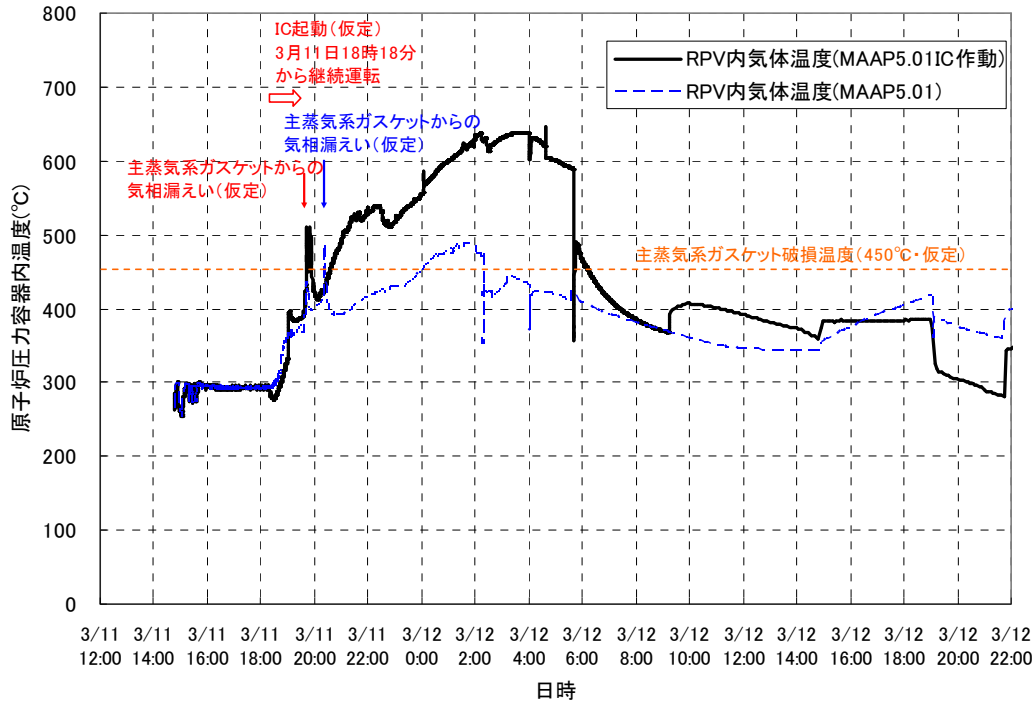


図 1 0 原子炉压力容器内気体温度変化 (IC 作動ケースと既報の比較) (青字 : 既報、赤字 : IC 作動ケース)

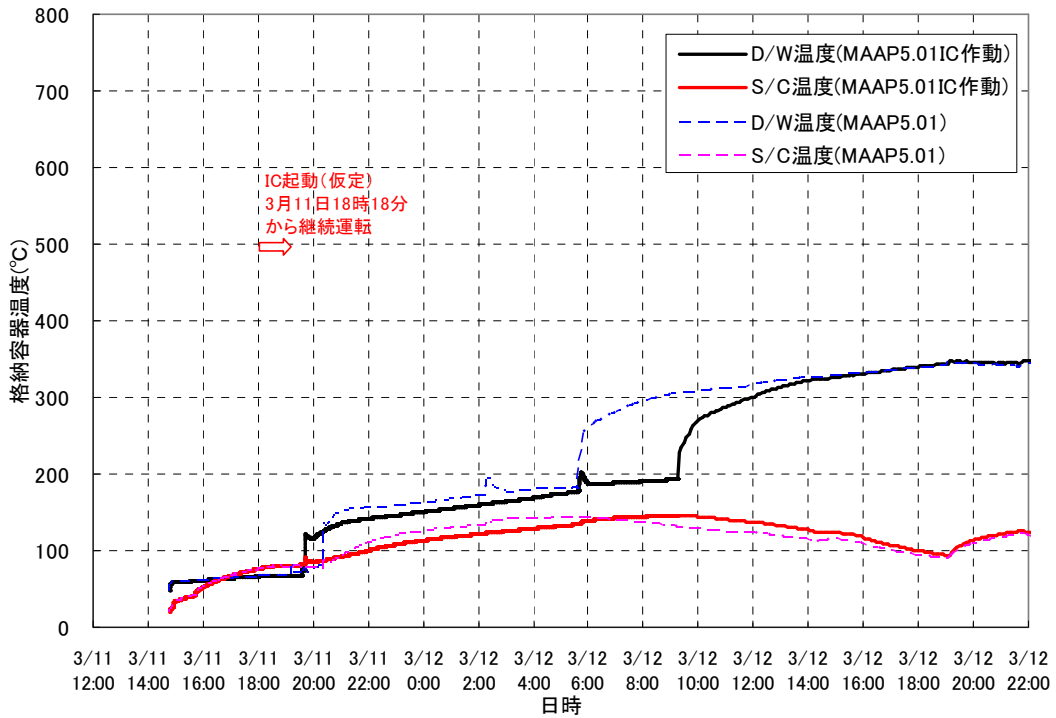


図 1 1 格納容器温度変化 (IC 作動ケースと既報の比較) (青字 : 既報、赤字 : IC 作動ケース)

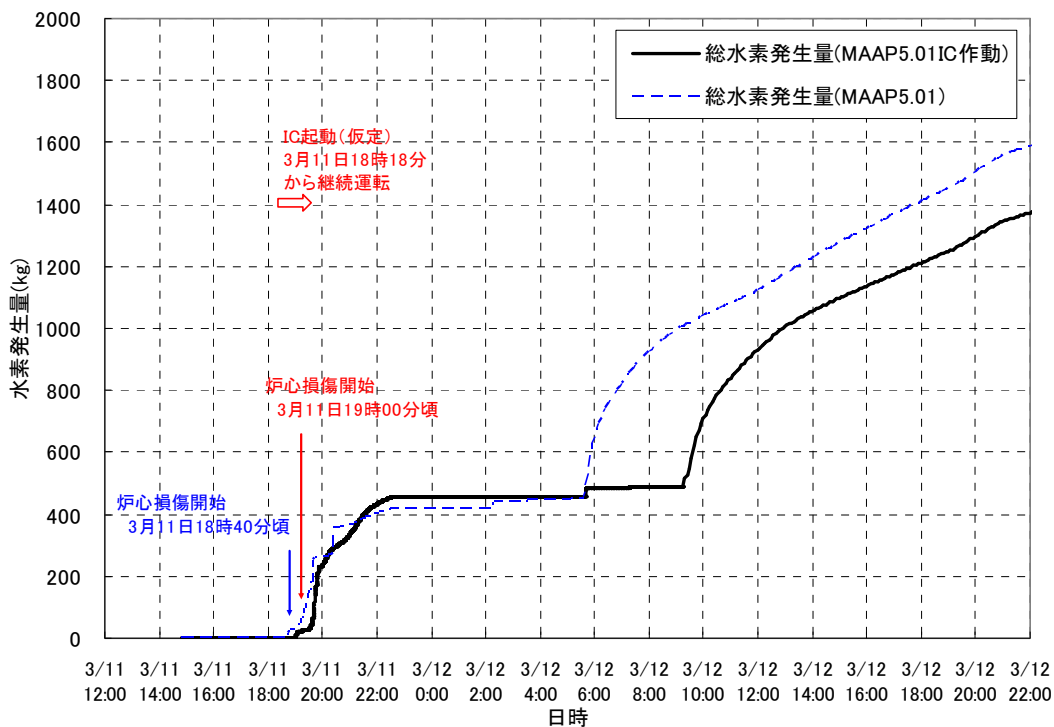


図 1 2 水素発生量変化 (IC 作動ケースと既報の比較) (青字 : 既報、赤字 : IC 作動ケース)

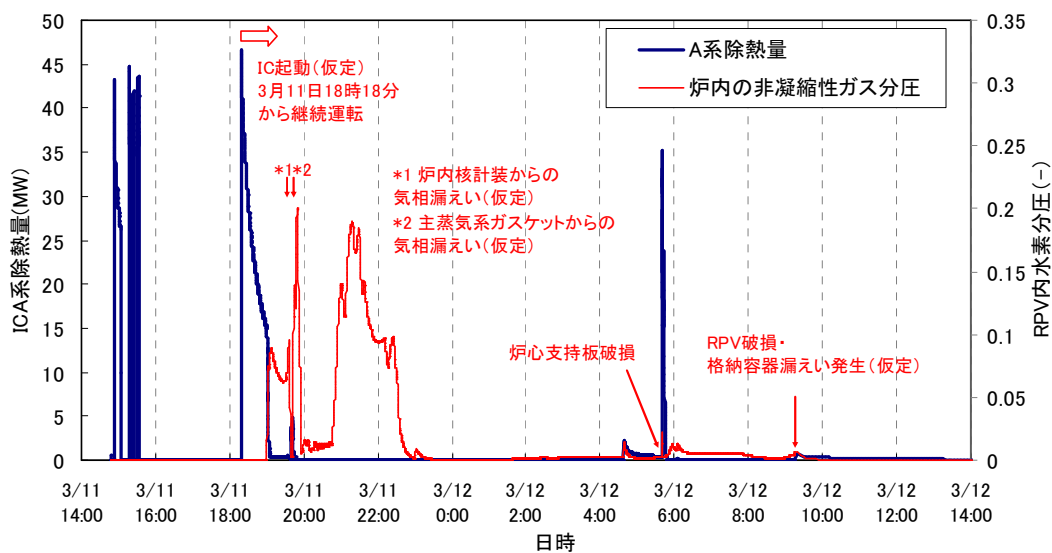


図 1 3 IC (A 系) の除熱量と炉内の非凝縮ガス分圧 (IC 作動ケース)

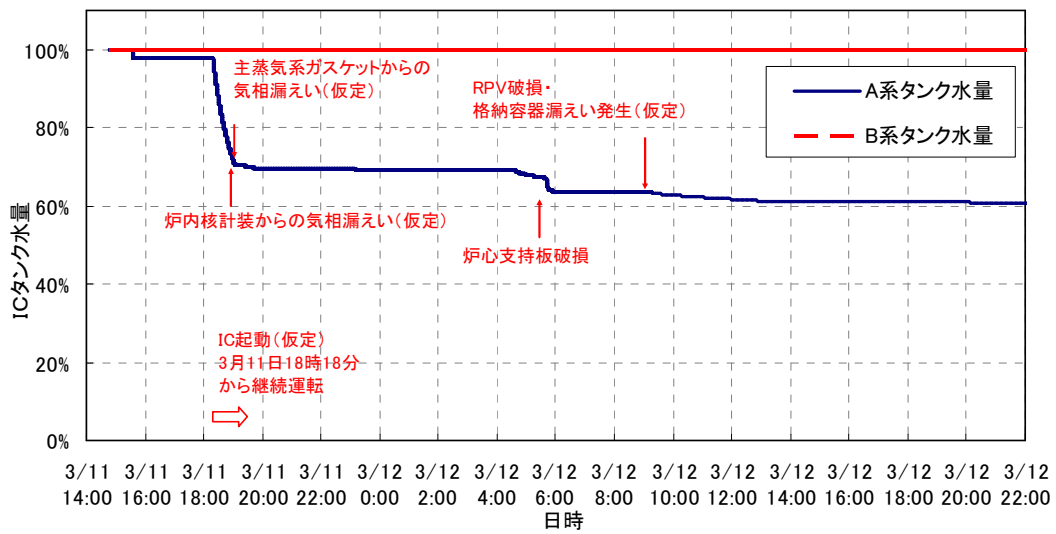


図 1 4 IC タンク水量 (IC 作動ケース)

5. まとめ

全交流電源喪失後、18 時 18 分に IC を起動し、その後 18 時 25 分に IC を閉操作せず開維持した場合の事故進展挙動について検討を行った。その結果、IC が起動し続けていたとしても、水-ジルコニウム反応によって発生する水素が IC の管内に滞留することにより IC は除熱能力を喪失することが示唆された。IC 作動ケースでは、RPV 破損タイミングを遅らせる結果となったが、事故進展の大きな流れからすると現在の 1 号機の状況と比較して大きな差は生じなかったと考える。

溶融燃料の炉心下部への移行挙動

1. はじめに

図 1.1 に BWR プラントにおける炉心部と炉心下部構造を示す。炉心部と炉心下部は炉心支持板によって仕切られており、その炉心支持板近傍は制御棒を挿入するための配管などの存在により、当該部分の形状が複雑であることが分かる。

従来の MAAP コード (バージョン 4.0) (以下、MAAP4) による炉心部からの溶融燃料の炉心下部への移行経路は、溶融燃料が炉心支持板に堆積し溶融破損することにより炉心下部への移行を開始するモデルとなっていた[2, 3, 4]。その MAAP4 による福島第一原子力発電所 1 号機の解析では、原子炉圧力が 3 月 11 日 22 時頃に急峻なピークを示した。このピークが現れた原因は、上述したように溶融燃料が一時的に炉心支持板上に堆積し、炉心支持板が破損後に溶融燃料が炉心下部へ一度に落下したために大量の蒸気が発生したためである。このような評価結果となった背景には、従来の事故解析コードが PWR プラントである TMI2 号機の事故に基づき作成されていたことが挙げられる。

一方、図 1.1 に示しているように BWR の炉心支持板近傍の構造物は燃料支持金具、制御棒駆動機構配管、外周部にはシュラウドが存在する複雑な構造となっている。したがって、溶融燃料の炉心部から炉心下部への移行経路には、炉心支持板が破損せずとも複数存在している。以上のことから、溶融燃料は複数の経路から炉心下部へ移行すると考えられ、MAAP4 による解析結果で見られたような、溶融燃料が一旦炉心支持板に堆積し、炉心下部へ一度に落下する可能性は低いと考えられる。しかし、溶融燃料がどの経路から炉心下部へ移行するか、その挙動は現在でも正確にはわかっていない。

そこで、本資料では福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機における事故進展挙動の解明ならびに炉心・格納容器の状態把握に資するために、各号機の溶融燃料の炉心下部への移行挙動について検討する。検討にあたっては、溶融燃料の炉心下部への移行挙動に関する既往試験結果および解析高度化のための最新研究を調査した。

本資料は、添付資料 2 における検討課題リスト「共通-6」に挙げられる溶融燃料の炉心下部への移行挙動について検討したものである。

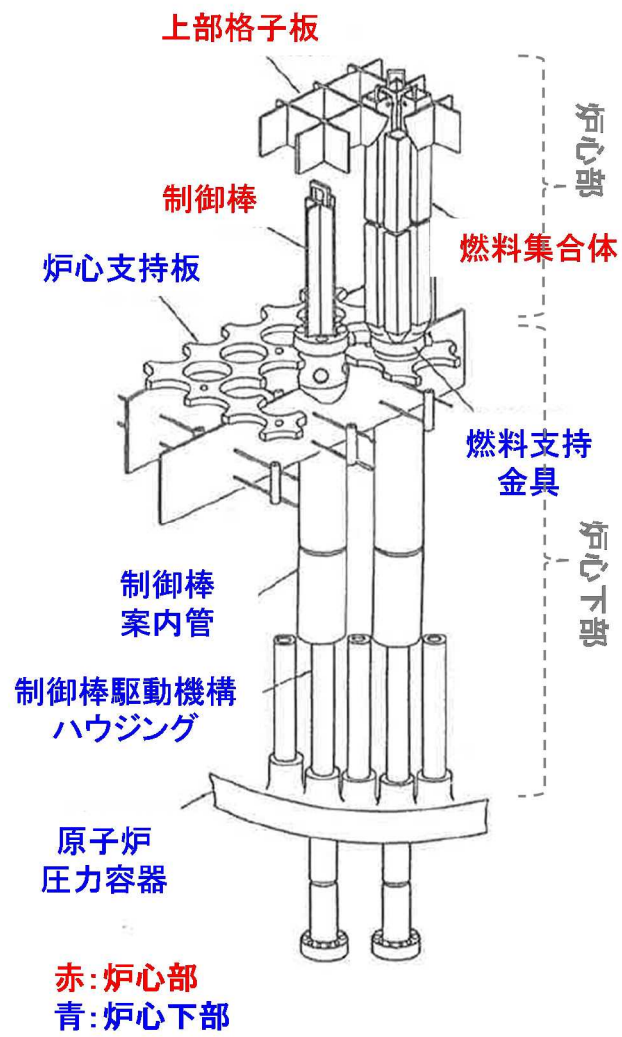


図 1.1 BWR の炉心部と炉心下部構造 [1]

2. 既往試験・最新研究で考慮されている溶融燃料の炉心下部への移行経路

図 2.1 に BWR の炉心下部構造物および既往試験[5, 6]・最新研究¹で考慮されている溶融燃料の炉心下部への移行経路を示す。本図では、想定される炉心部から炉心下部への溶融燃料移行経路として 4 つの経路が考えられている。これらの経路以外に、溶融燃料が炉心の径方向に拡がり、炉心外周部のバイパス領域へ流出後にシュラウドと接触しシュラウドを破損させる経路が考えられる。このシュラウド破損による炉心下部への溶融燃料の移行経路とは、溶融燃料がシュラウドを破損し、さらにジェットポンプを破損させた後、炉心下部へ落下するという経路である。

したがって、既往試験・最新研究で考慮されている炉心部から炉心下部への溶融燃料移行経路は以下に示す 5 経路が考えられている。

- ① 燃料支持金具の入口オリフィス (赤色)
- ② 制御棒駆動機構配管 (青色)
- ③ 破損した核計装配管 (緑色)
- ④ 破損した炉心支持板 (桃色)
- ⑤ 破損したシュラウド (紫色)

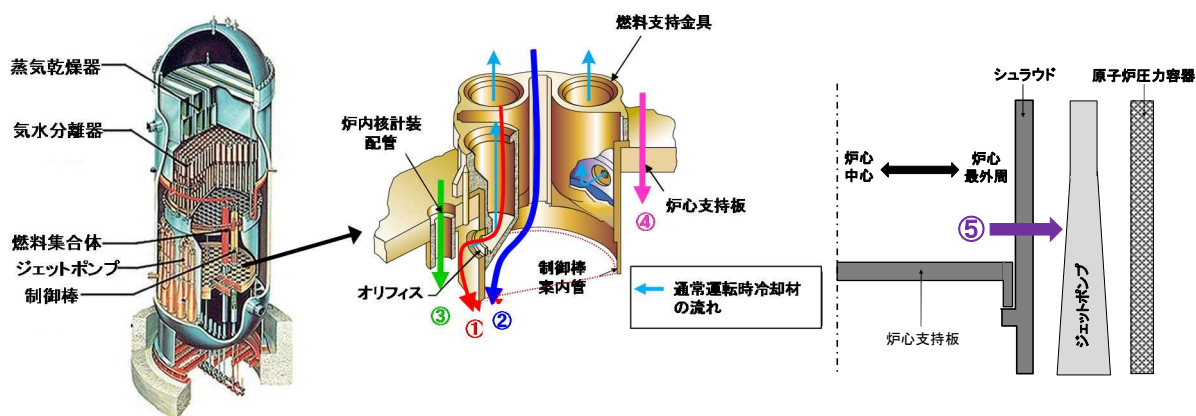


図 2.1 BWR の炉心下部構造物および既往試験・最新研究で考慮されている溶融燃料の炉心下部への移行経路 [5, 6]

¹: 経産省資源エネルギー庁による平成 25 年度補正予算「廃炉・汚染水対策事業」で実施された「過酷事故解析コードを活用した炉内状況把握」事業

3. 既往試験結果に基づく検討

本章では、BWRにおける溶融燃料の炉心部からの炉心下部への移行挙動に関する既往試験について調査し、2章で抽出した溶融燃料移行経路の内、主にどの経路に溶融燃料が移行しているのか確認する。その結果に基づき、福島第一原子力発電所1号機から3号機における溶融物の炉心下部への落下挙動を推定する。

既往試験としては以下に示す試験を調査した。詳細は以降に示す。

1. 米国サンディア国立研究所によるXR2-1試験[5]
2. 日本原子力研究開発機構による制御棒ブレード崩落試験[6, 7]

2は経産省資源エネルギー庁による平成26年度発電用原子炉等安全対策高度化技術基盤整備事業で実施された研究成果である。

3. 1 米国サンディア国立研究所によるXR2-1試験結果に基づく検討

3. 1. 1 試験概要と試験結果

<試験概要>

図3.1に試験部の概略図を示す。炉心部は、燃料集合体4体分の一部および制御棒ブレード2体分の一部で模擬されている。燃料集合体のうち、1体は約1/2集合体の体系（燃料棒28本含む）、2体は燃料棒16本を含む燃料集合体の一部の体系、残り1体は燃料棒4本を含む燃料集合体コーナー部の一部の体系で構成されている。燃料集合体の間には制御棒ブレードの領域が設けられており、そのうちの1体は22本の B_4C 制御材、残りの1体は3本の B_4C 制御材で構成されている。炉心下部構造物は、ノーズピース、燃料支持金具部2体の一部、炉心支持板および、制御棒速度リミッタで構成されている。

図3.2に溶融燃料の移行挙動を模擬するための試験装置全体の概略図を示す。炉心部上端より上方から金属ワイヤーを一定速度で挿入し、その金属ワイヤーを誘導加熱で溶融落下させ、炉心上端部からその溶融物を炉心部に流入させることにより溶融燃料の移行挙動を模擬している。金属ワイヤーは、燃料集合体被覆管および制御棒の構成物質であるZrとSteel/ B_4C の2種類が用意され、それら構成物質が存在している炉心位置に溶融物を落下させるような仕組みとなっている。

試験の流れは、まず炉心部と誘導加熱部を隔離させるためのゲートを閉じ、金属のワイヤーを溶融させるために誘導加熱部を2650Kまで温度を上昇させている。その後、ゲートを開き、まずSteel/ B_4C のみを溶融落下させ、その後Zrのみを溶融落下させている。

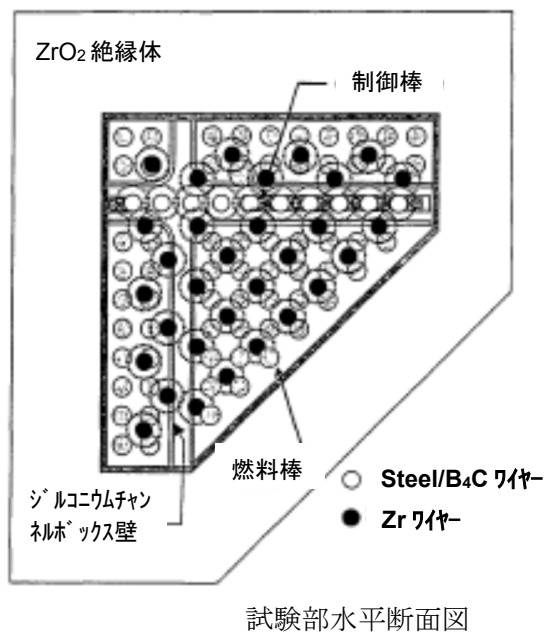
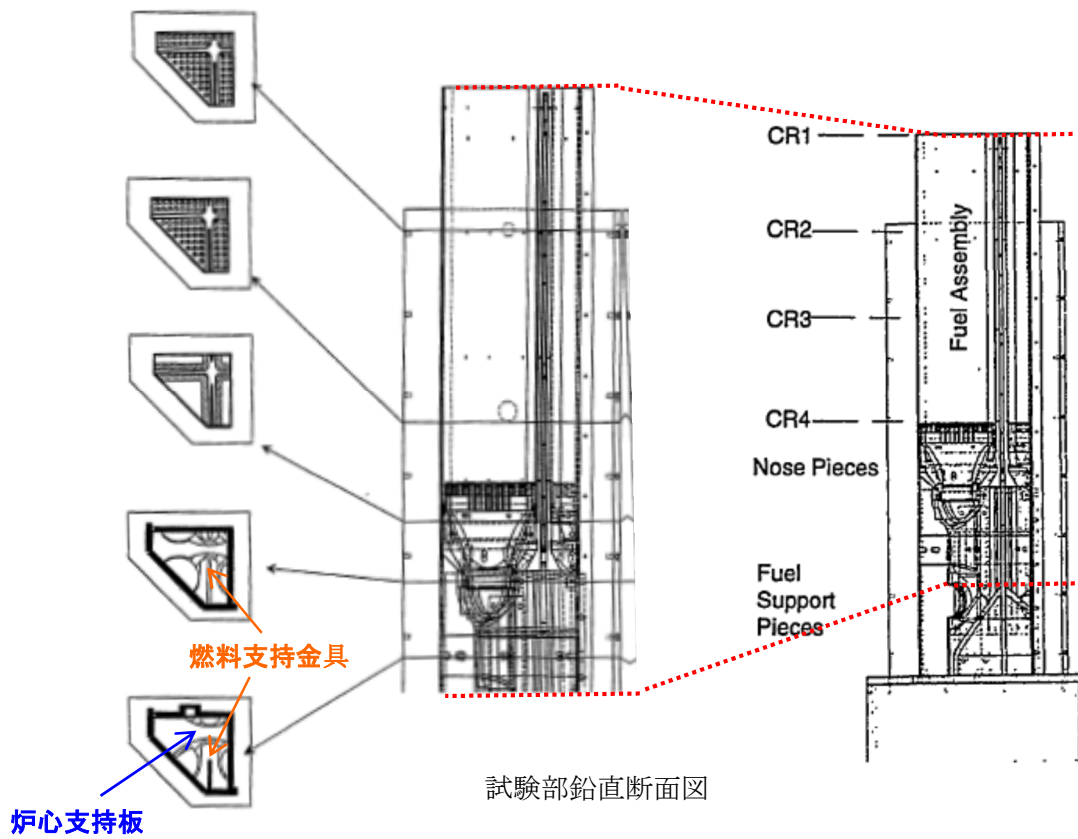


図 3.1 XR2-1 試験部の概略図 [5]

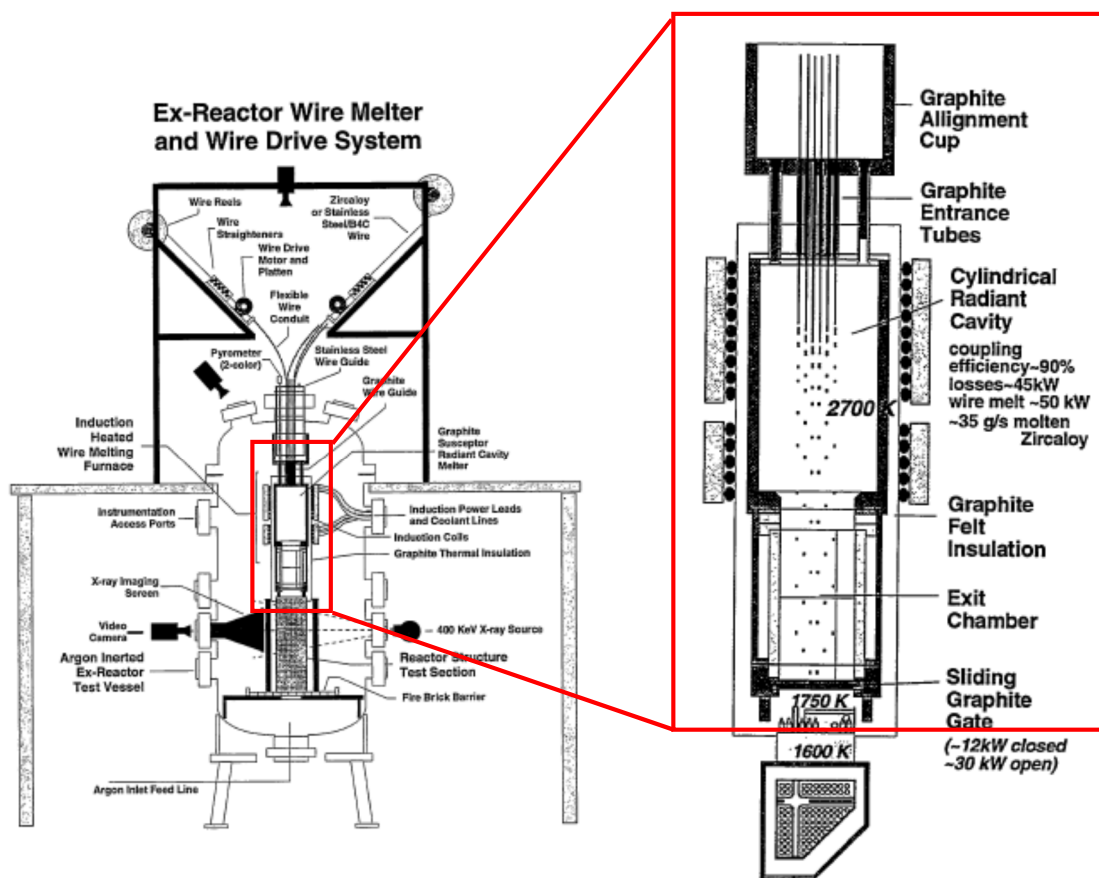


図 3.2 溶融物挙動を模擬するための試験装置全体の概略図 [5]

<試験結果>

図 3.3 に、試験終了後に試験部を X 線で撮影し、溶融物を写した結果を示す。構造物が存在する場合は黒く写ることとなるが、炉心上部の大部分が白く写っていることから、構造物はほとんど溶融し落下している。一方、炉心下部では黒く写っており、溶融物が固化していることがわかる。この溶融物の固化は、入口ノズル部と制御棒速度リミッタ上において多く確認された。また、この試験において炉心支持板は破損しなかった。

表 3.1 に試験後における溶融物の移行状況を示す。金属ワイヤーの溶融物とそれらが溶融させた燃料・構造物のうち、溶融物全体の約 81%が炉心支持板より下部に移行し、残りは炉心部に残存した。さらに炉心支持板より下部に移行した溶融物の移行位置として、燃料支持金具部から下部領域 (Catcher box 部) へ流出したものが約 33%、制御棒速度リミッタ上に 37%、残りの 11%は燃料支持

金具の入口オリフィス部に凝固した結果となった。炉心支持板上には溶融物全体の約 7%が堆積していた。

表 3.1 溶融物の位置とその体積 [5]

Molten Material Identified at Post Test		Molten Material Available for Relocation During Test	
Location	Volume (liter)	Molten material available	Volume (liter)
Material found below the core plate	7.06	Introduced as wire feed	8.6
Catcher box	2.9	SS/B ₄ C composite wire	2.7
On velocity limiter	3.2	Zircaloy wire	5.9
Inlet nozzle	0.96	Test section structural material (excluding UO ₂)	1.5
Material above core plate	1.7	Active control blade	0.19
Above core plate	.62	Fuel rod cladding	1.0
In nosepieces	.77	Fuel canister walls	0.31
Control blade gap	.31		
Volume accounted for:	8.76	Total volume available:	8.6 - 10.1
Volume unaccounted for:	-0.16 - 1.34		

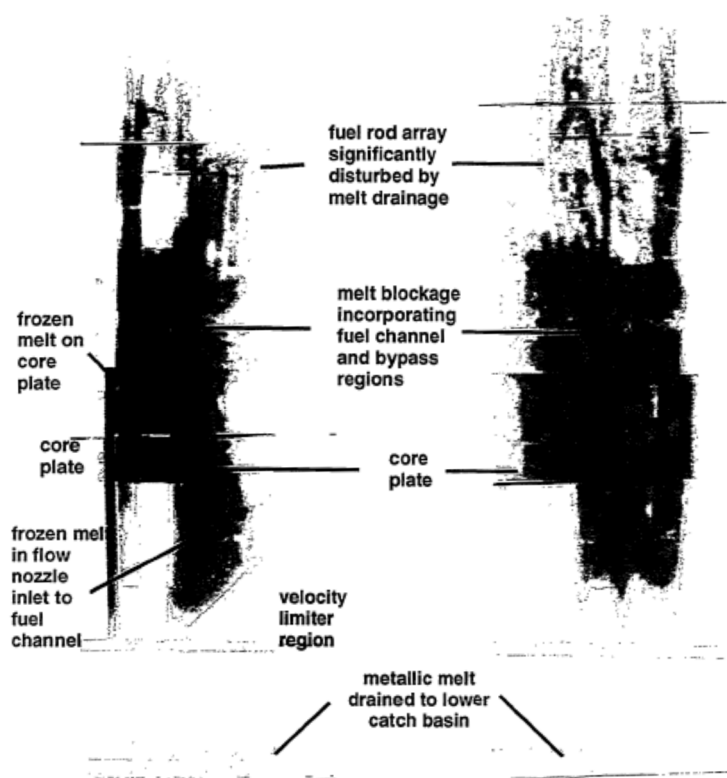


図 3.3 試験終了後の試験部の X 線投影図 [5]

3. 1. 2 試験結果に基づく溶融物移行経路の検討

以上の試験結果から、溶融物は 2 章で示した炉心部から炉心下部への溶融燃料移行経路のうち、①の燃料支持金具の入口オリフィス、②の制御棒駆動機構配管の 2 経路を通過し易いことが分かる。④の破損した炉心支持板の経路については、試験では炉心支持板に溶融物が堆積した結果となっているが破損まで至っていない。しかし、本試験の結果から実機において炉心支持板の破損が起こらないかどうかを判断することは難しい。なぜなら、本試験では、制御棒材料やチャンネルボックスなどの金属成分の溶融物移行は実現しているものの、高温となった炉心燃料が溶融し移行するような状況は実現できていないためである。このような高温の溶融燃料が炉心支持板上に落下・堆積すれば炉心支持板破損は起こりやすくなる。したがって、高温の炉心燃料が溶融する段階での溶融燃料移行挙動は不確かさが大きいと考えられる。

3. 2 日本原子力研究開発機構による制御棒ブレード崩落試験結果に基づく検討

3. 2. 1 試験概要と試験結果

<試験概要>

図 3.4 に用いられた試験体を示す。試験体は、制御棒ブレードとチャンネルボックスで構成された幅が 70mm×70mm 程度、高さが約 1200mm 程度の大きさのものである。制御棒ブレードには、 B_4C が理論密度約 70% で充填された制御棒（実機相当）が用いられている。チャンネルボックス、燃料棒についても実機相当のジルカロイ - 4 製のチャンネルボックスおよびジルカロイ - 2 製の燃料棒被覆管が用いられている。さらに、実機同様に燃料棒を固定するためにインコネル製のスペーサが用いられている。

試験は、アルゴン雰囲気中で最高温度をパラメータとして試験が行われた。試験雰囲気は蒸気を含まないドライな状態で行われている。

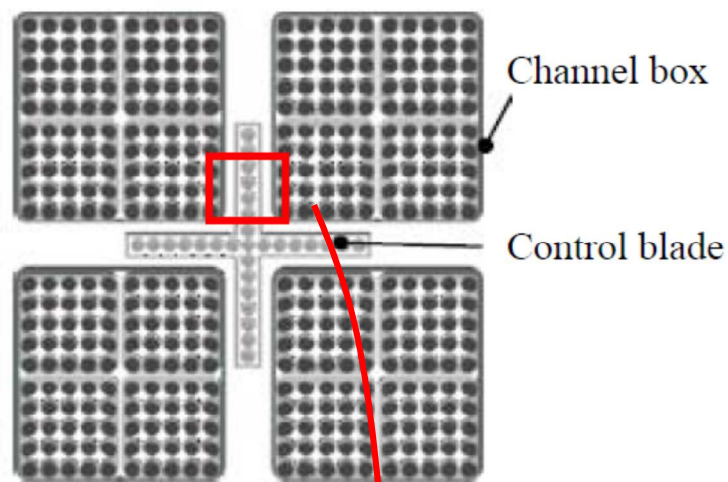


図 3.4 試験体外観写真 [6]

<試験結果>

図 3.5 に試験後の試験体の概観観察結果を示す。これらの試験では、制御棒ブレードとチャンネルボックスの間にこれらの反応溶融物が流れ落ちる様子が確認されている。これは、制御棒ブレードとチャンネルボックスが機械的に接触することにより、SUS316L 製の制御棒シース（さや）とジルカロイ-4 のチャンネルボックスとの Zr-Fe 共晶反応が発生し、生成した反応溶融物が流れ落ちたと推定されている。この反応溶融物が試験体下部まで流れ落ちていく様子が確認されている。

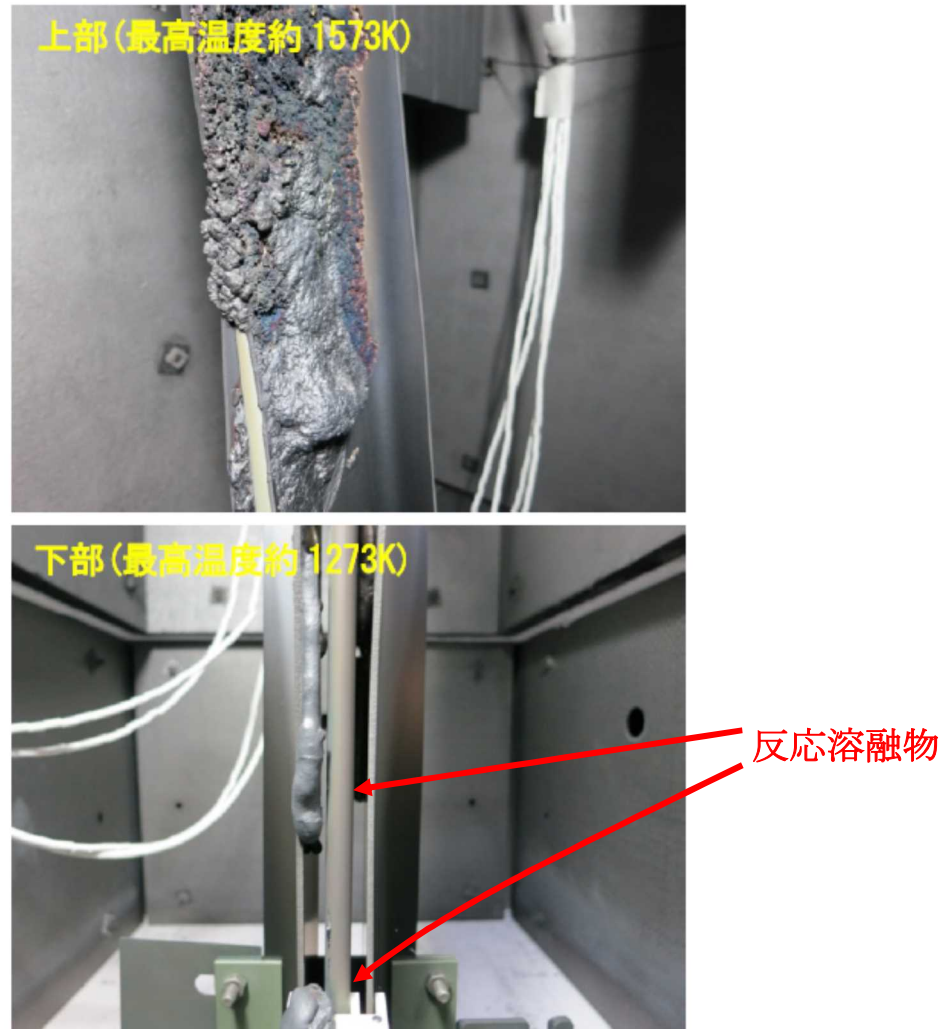


図 3.5 試験後の試験体の外観観察結果 [7]

3. 2. 2 試験結果に基づく溶融物移行経路の検討

以上の試験結果から、制御棒ブレードとチャンネルボックスが機械的に接触した場合の反応溶融物、および制御棒ブレード自体の溶融反応による溶融物は、それらが健全な時に隣接している流路の直下に移行しやすいと考えられる。すなわち、反応溶融物は制御棒駆動機構配管へ直接移行し易いと考えられる。ただし、反応溶融物が落下途中に固化することにより流路が閉塞し、炉心上部から落下してくる反応溶融物の炉心径方向の流れが発生する可能性は高い。現に前述の XR2-1 試験結果では、①の燃料支持金具の入口オリフィス側にも相当量の溶

融物が移行した形跡が見られている。

以上のことから、制御棒ブレードとチャンネルボックスが機械的に接触した場合の反応溶融物、および制御棒ブレード自体の溶融反応による溶融物は、2章で示した炉心部から炉心下部への溶融燃料移行経路のうち、②の制御棒駆動機構配管及び①の燃料支持金具部の入口オリフィスの経路を主に通過すると考えられる。

4. 最新の過酷事故解析コードより得られた結果に基づく検討

本章では、最新の過酷事故解析コードによる福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機の事故進展解析結果に基づき、溶融燃料の炉心部からの炉心下部への移行挙動について検討する。ここで、最新の過酷事故解析コードによる事故進展解析結果とは、経産省資源エネルギー庁による平成 25 年度補正予算「廃炉・汚染水対策事業」で実施された「過酷事故解析コードを活用した炉内状況把握」事業で得られた結果のことである。この事業において用いられた最新の過酷事故解析コードは、以下に示す解析コードである。

1. MAAP コード：バージョン 5.03 (以下、MAAP5.03)

2. SAMPSON コード：バージョン 1.4.3 (以下、SAMPSON1.4.3)

詳細は以降に示す。

4. 1 MAAP5.03 コードによる解析

MAAP5.03 コードは、従来の MAAP コードで考慮していなかった複数の溶融燃料移行経路とそれに伴う炉内構造物との熱的相互作用を考慮できるように改良されている。移行経路としては、2章で示した 5 つの移行経路全てが考慮されている。また、各構造材との熱的相互作用により溶融燃料がエネルギーを失うと、移行経路途中で溶融燃料が固化し、それにより流路閉塞を起こすことも考慮されている。以降に各号機の事故進展解析結果から、溶融燃料の炉心部からの炉心下部への移行挙動についてまとめる。

4. 1. 1 解析結果

図 4.1 から図 4.3 に 1 号機から 3 号機における炉心損傷状態の解析結果を示す。MAAP5.03 による各号機における事故進展解析結果では、炉心損傷初期において以下に示す共通の挙動が得られている。

<各号機共通の事故進展>

まず、熔融燃料は炉心下部方向に移行している。その後、熔融燃料はクラスト化し、それにより燃料集合体非加熱部近傍にて流路閉塞が発生している。この流路閉塞により炉内に熔融プールが形成されている。

核計装配管からの熔融燃料の流出は、核計装配管が細いため貫通部内で固化すると評価している。事故進展初期において制御棒駆動機構配管への熔融物（制御棒ブレードやチャンネルボックス）の移行はあるが、燃料支持金具入口オリフィスと制御棒速度リミッタに囲まれた流路が狭く、流入量に対し燃料支持金具部の熱容量が比較的大きいことから、その流路内において固化する可能性が高いと評価している。その後、熔融燃料が移行してくると固化したものを熔融させる可能性はある。

上記の共通事故進展以降は各号機で異なる挙動を示している。以下に号機毎に事故進展の結果をまとめる。

<1号機>

熔融プール形成後、シュラウド破損が発生している。さらに、炉心支持板中央部の破損により熔融燃料は炉心下部に移行している。その後、炉心外周部の残存熔融燃料は燃料支持金具入口オリフィスおよび制御棒速度リミッタ上の経路へと移行している。最終的に、全炉心支持板が崩落し、炉心部には熔融燃料は存在しない状態となっている。

<2号機>

熔融プール形成後、熔融燃料は燃料集合体入口から炉心下部へ流出している。制御棒速度リミッタ上の経路にも同様に熔融燃料が移行している。1号機解析結果で見られたシュラウド破損は発生せず、炉心支持板の崩落も発生していない。熔融燃料は、燃料下部タイプレート上、炉心支持板、および燃料支持金具部などの炉心下部構造物上にクラスト化して存在している。

<3号機>

熔融プール形成後、熔融燃料は炉心中央部の燃料集合体入口から炉心下部へ流出している。炉心下部へ流出した熔融燃料は制御棒案内管・制御棒ハウジングを熔融させ、それら上部にある炉心支持板における炉心保持機能を喪失させ、まず炉心支持板中央部に堆積している熔融燃料などが炉心下部へ段階的に落下している。最終的に炉心部に熔融燃料は存在しない状態となっている。シュラウド破損はない。

4. 1. 2 解析結果に基づく熔融燃料移行経路の検討

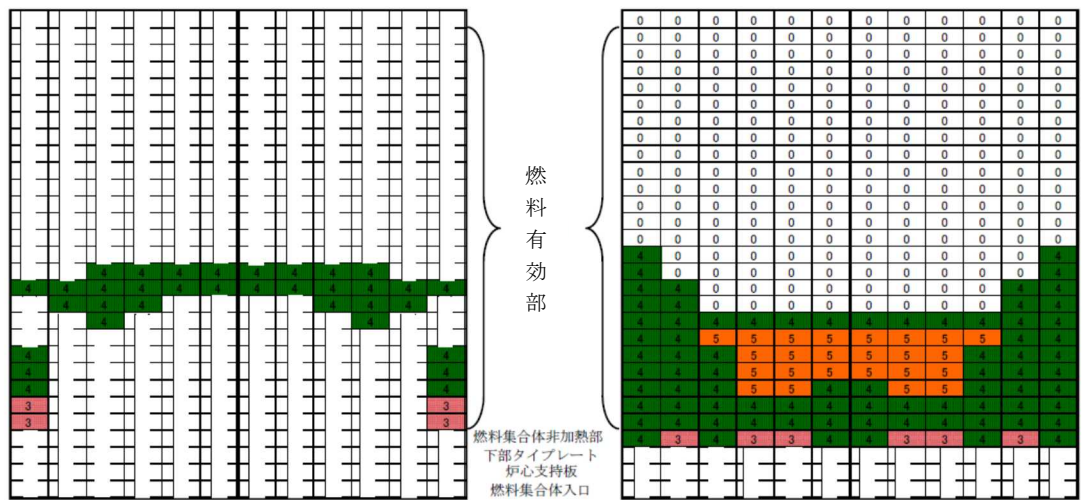
以上の MAAP5.03 による各号機の事故進展解析結果から、2 章で示した炉心部から炉心下部への熔融燃料移行経路について以下にまとめる。

炉心部から炉心下部への 熔融燃料移行経路	1 号機	2 号機	3 号機
① 燃料支持金具の入口オリフィス	○	○	○
② 制御棒駆動機構配管 ⁽¹⁾	○	○	○
③ 破損した核計装配管	×	×	×
④ 破損した炉心支持板	○	×	○
⑤ 破損したシュラウド	○	×	×

○：熔融燃料が通過した ×：熔融燃料が通過しなかった

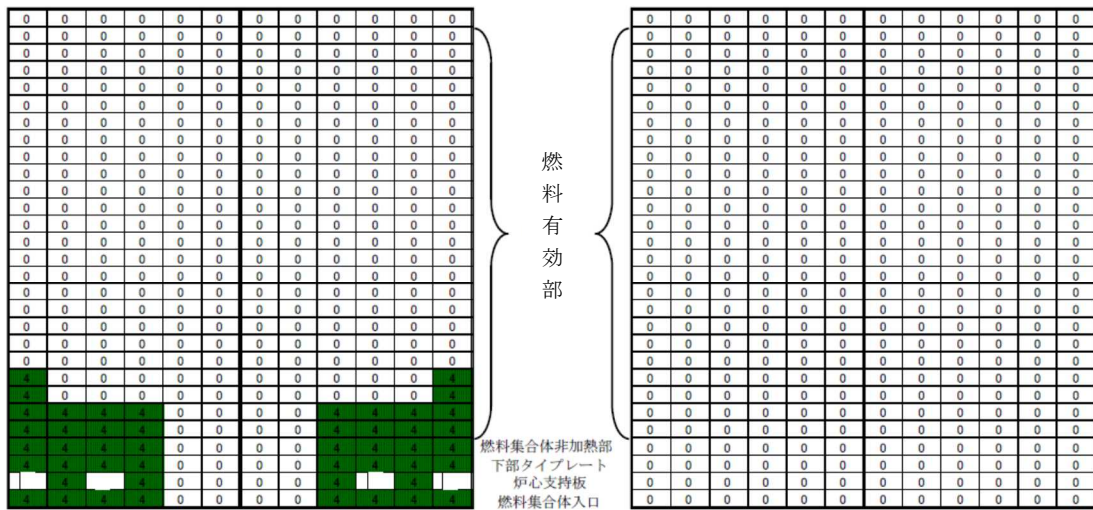
—：熔融燃料移行経路が考慮されていない

(1)：制御棒速度リミッタ上で事故進展初期の熔融物は固化すると評価している。ただし、後に熔融燃料が移行してくると固化したものを熔融させる可能性はある。



(a)事故後 4 時間
(2011/3/11 18:46 頃)

(b)事故後 8 時間
(2011/3/11 22:46 頃)



(c)事故後 15 時間
(2011/3/12 5:46 頃)

(d) 事故後 17 時間
(2011/3/12 7:46 頃)

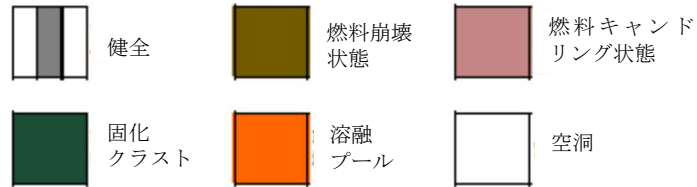
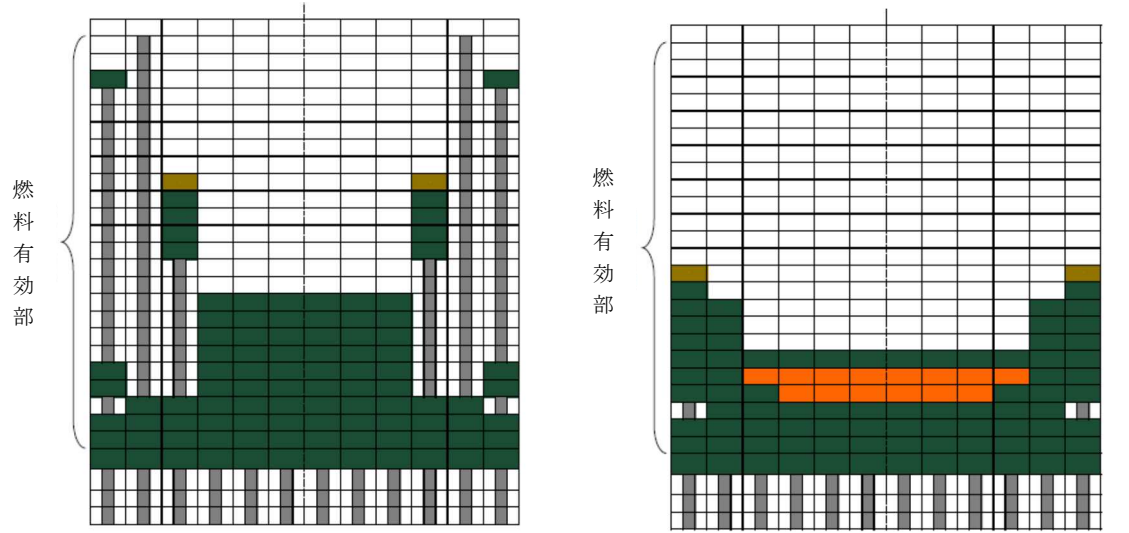
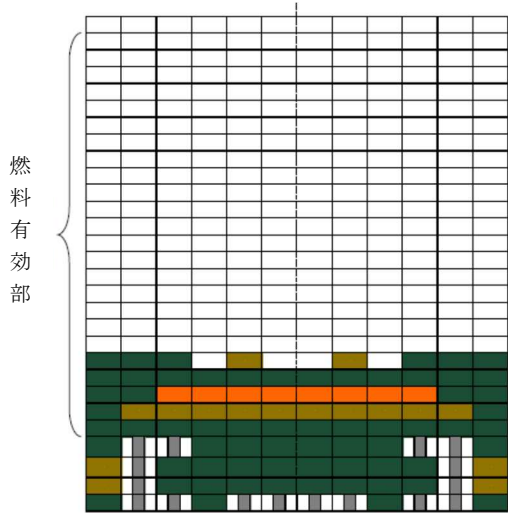


図 4.1 1 号機炉心損傷状態図



(a)スクラム後 78 時間(2011/3/14 20:34)

(b)スクラム後 92 時間(2011/3/15 10:26)



(c)スクラム後 1 週間(2011/3/18 14:46)

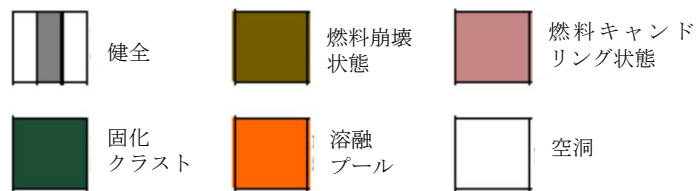
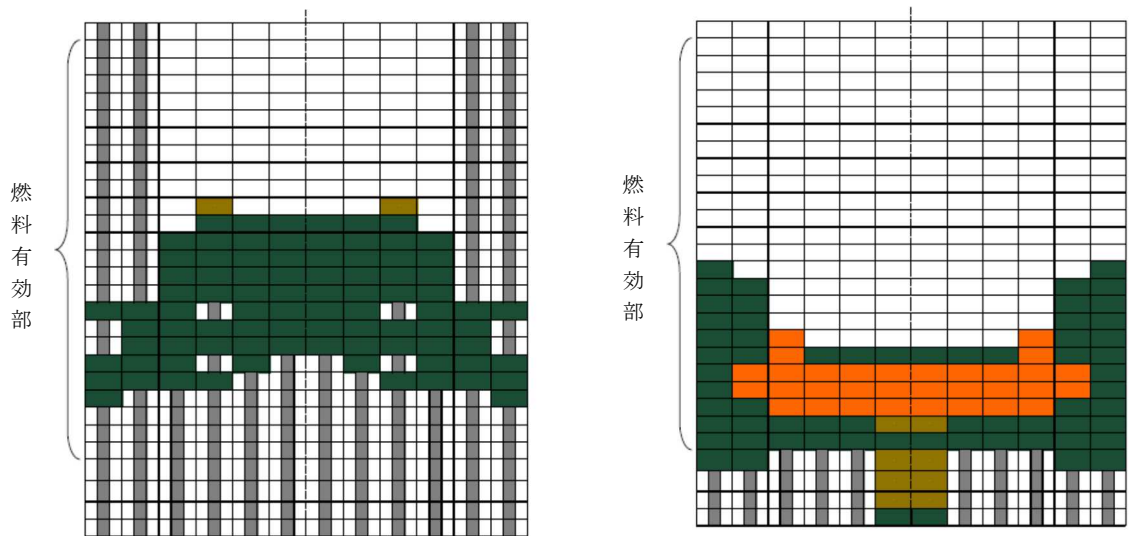
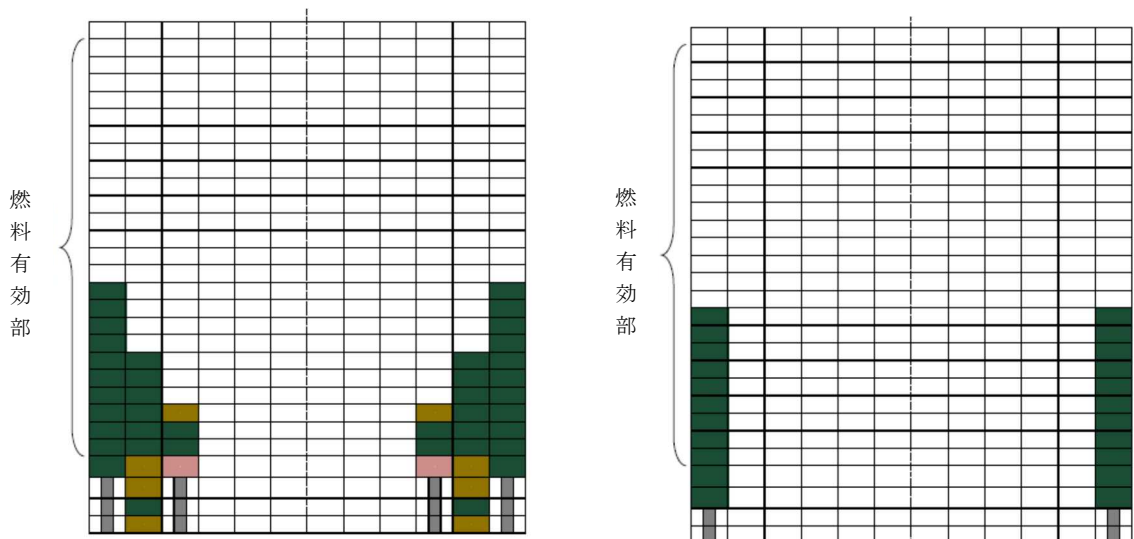


図 4.2 2号機炉心損傷状態図



(a)スクラム後約 40 時間(2011/3/13 6:46)

(b)スクラム後約 44 時間(2011/3/13 11:12)



(c)スクラム後約 48 時間(2011/3/13 14:33)

(d)スクラム後約 60 時間(2011/3/14 2:46)

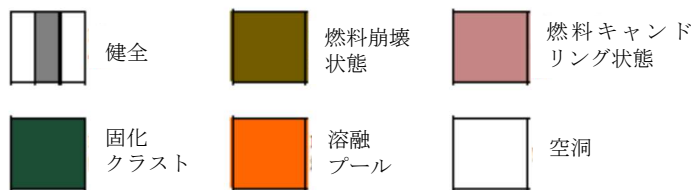


図 4.3 3号機炉心損傷状態図

4. 2 SAMPSON1.4.3 コードによる解析

SAMPSON1.4.3 コードでは、従来の SAMPSON コードで考慮していなかった複数の溶融燃料移行経路の実際の構造をできるだけ反映するように、解析領域の分割を行っている。さらに、炉心支持板が溶融して無くなると、その上部にある燃料棒は全て炉心下部に落下するようになっている。移行経路としては、2章で示した①から③の移行経路が考慮されている。④の破損した炉心支持板については、計算セル内に存在する炉心支持板の体積と物性値は考慮されているが、炉心支持板上に溶融燃料が堆積する挙動までは考慮されていない。さらに、⑤の破損したシュラウドからの溶融燃料移行は考慮されていない（シュラウド損傷は評価しているが、損傷部からの溶融燃料流出は考慮していない）。また、各構造材との熱的相互作用により溶融燃料がエネルギーを失うと、移行経路途中で溶融燃料が固化し、それにより流路閉塞を起こす挙動については MAAP5.03 と同様に SAMPSON1.4.3 でも考慮されている。以降に各号機ごとの事故進展解析結果から、溶融燃料の炉心部からの炉心下部への移行挙動をまとめる。

なお、3号機事故進展解析結果は SAMPSON1.3.1 による解析結果であるが、SAMPSON1.4.3 との違いで溶融燃料の炉心下部への移行経路を検討するのに影響はないことを確認している。

4. 2. 1 解析結果

図 4.4 から図 4.6 に1号機から3号機における炉心損傷状態の解析結果を示す。SAMPSON による各号機における事故進展解析結果では、炉心損傷初期において以下に示す共通の挙動が得られている。

<各号機共通の事故進展>

溶融燃料はクラスト化するものの流路閉鎖するまでには至らず、溶融燃料の多くは燃料集合体入口オリフィスあるいは制御棒駆動機構配管に移行している。

以下に号機毎に事故進展の結果をまとめる。

<1号機>

炉心支持板は溶融燃料の一部と接触することにより溶融破損し、炉心部の構造物が炉心下部へ落下している。一方、制御棒駆動機構配管に移行した溶融燃料も制御棒速度リミッタを溶融させている。最終的に炉心部には溶融燃料は存在しない状態となっている。シュラウドの下部が溶融した結果が得られている。

<2号機>

熔融燃料による炉心支持板、制御棒速度リミッタの全破損は発生していない。燃料下部タイプレート上、炉心支持板、および燃料支持金具などの構造物上に固化した熔融燃料が存在している。シュラウド上部の損傷が発生している。

<3号機>

炉心支持板は熔融燃料の一部と接触することにより熔融破損し、炉心部の構造物が炉心下部へ落下している。一方、制御棒駆動機構配管に移行した熔融燃料も制御棒速度リミッタを熔融させている。最終的に炉心部には熔融燃料はほとんど存在しない状態となっている。シュラウドの下部が熔融した結果が得られている。

4. 2. 2 解析結果に基づく熔融燃料移行経路の検討

以上の SAMPSON1.4.3 (3号機は SAMPSON1.3.1) による各号機の事故進展解析結果から、2章で示した炉心部から炉心下部への熔融燃料移行経路について以下にまとめる。

炉心部から炉心下部への 熔融燃料移行経路	1号機	2号機	3号機
① 燃料支持金具の入口オリフィス	○	○	○
② 制御棒駆動機構配管	○ ⁽¹⁾	○	○ ⁽¹⁾
③ 破損した核計装管	—	—	—
④ 破損した炉心支持板 ⁽²⁾	○	×	○
⑤ 破損したシュラウド ⁽³⁾	○	×	○

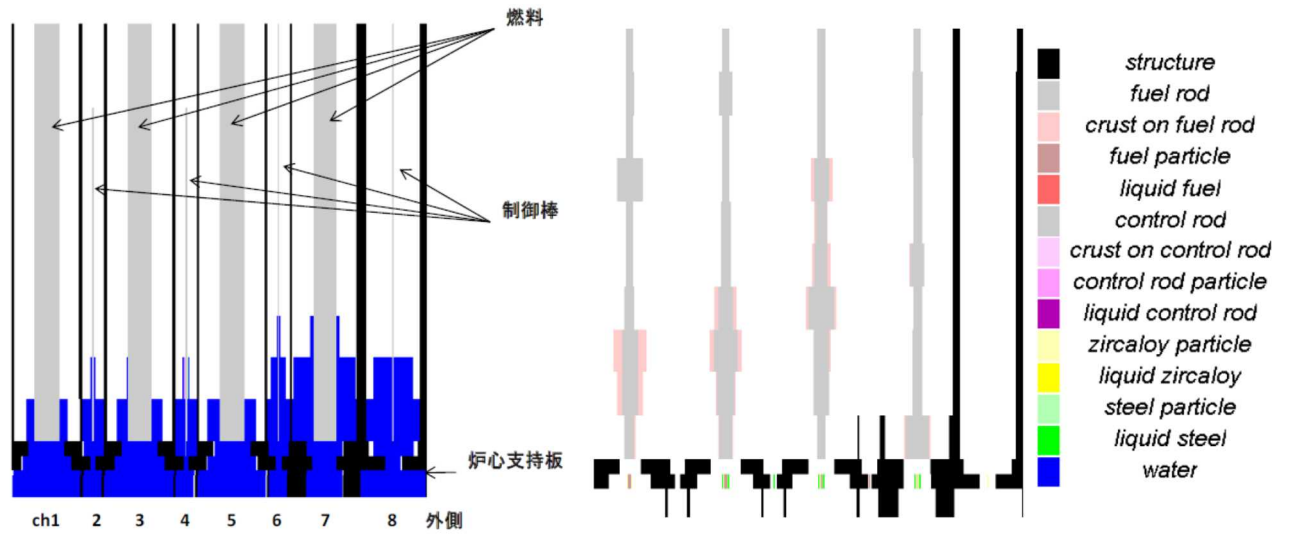
○：熔融燃料が通過した ×：熔融燃料が通過しなかった

—：熔融燃料移行経路が考慮されていない

(1)：制御棒速度リミッタが熔融すると評価している。

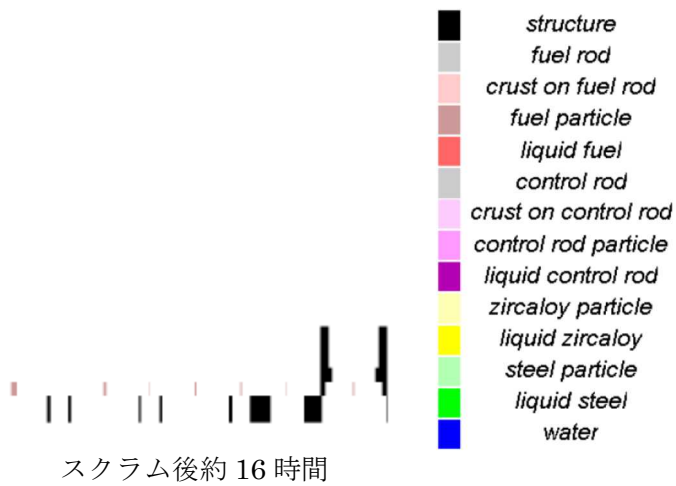
(2)：炉心支持板上の熔融燃料の堆積は考慮していない。

(3)：シュラウド損傷は評価しているが、損傷部からの熔融燃料流出は評価していない。熔融燃料流出可能性で判断した。



スクラム後約 4.5 時間

スクラム後約 6.5 時間



スクラム後約 16 時間

図 4.4 1 号機炉心損傷状態図 (体積率)

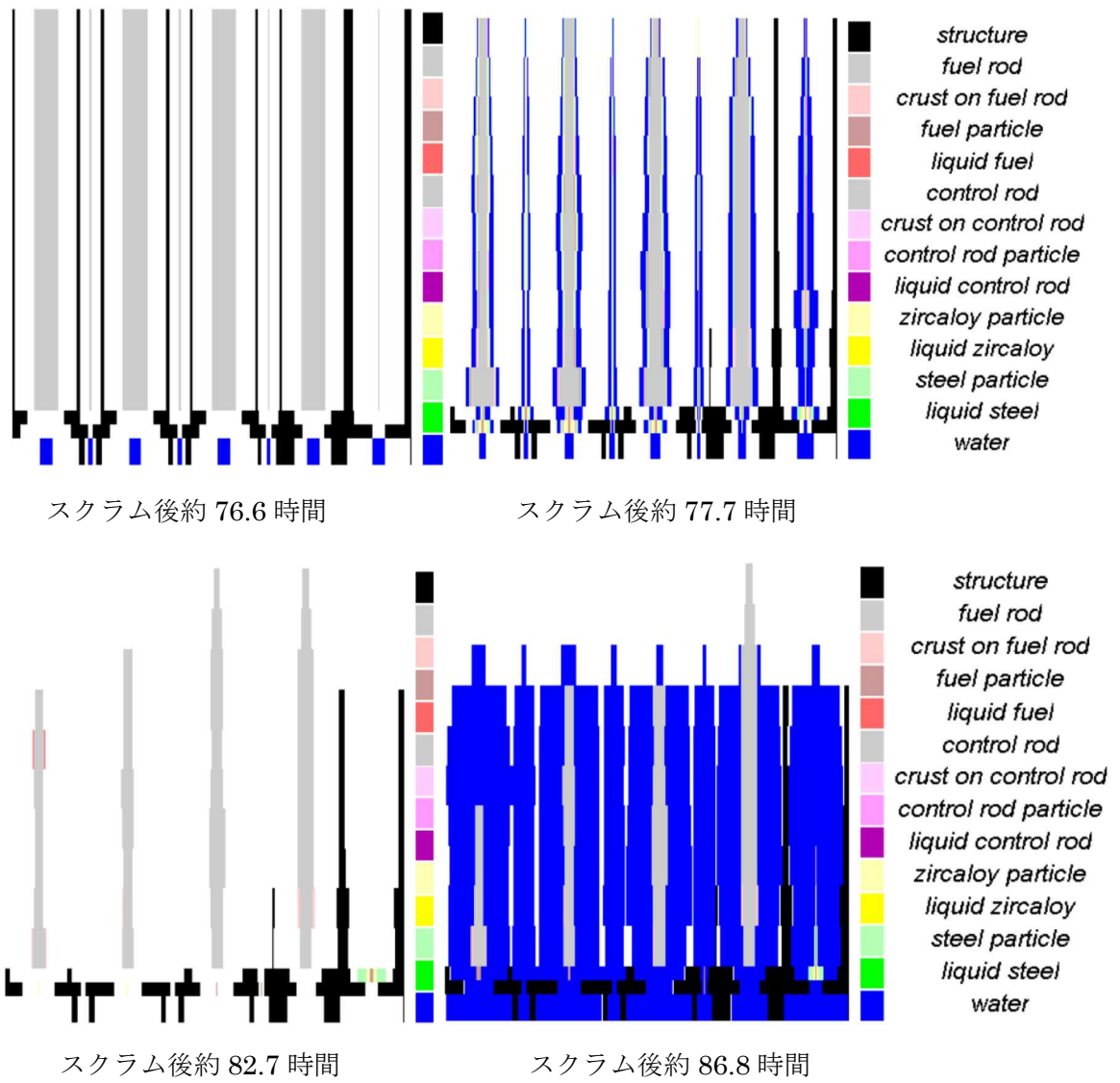


図 4.5 2号機炉心損傷状態図 (体積率)

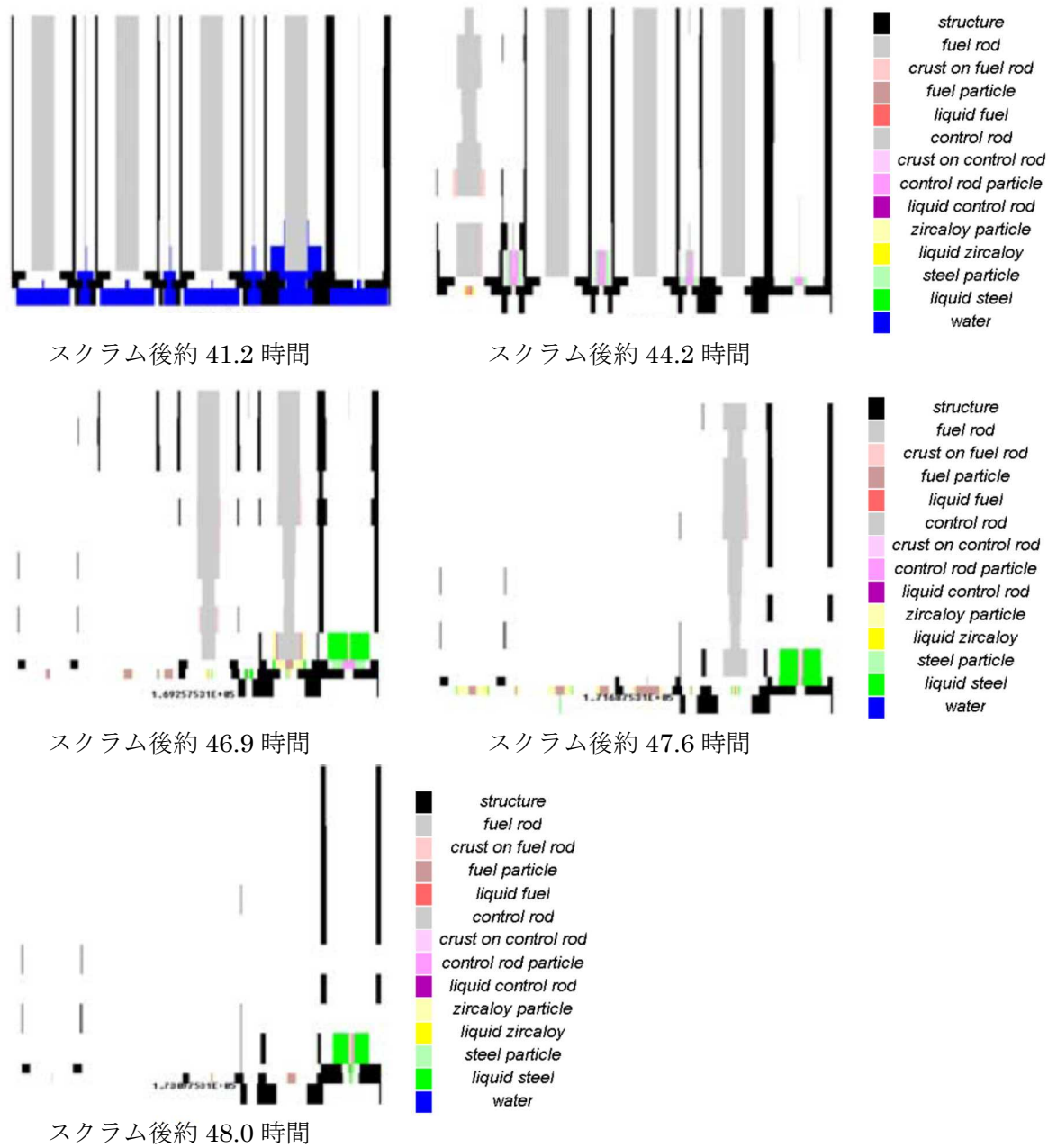


図 4.6 3号機炉心損傷状態図（体積率）

5. 福島第一原子力発電所事故における溶融燃料の炉心下部への移行挙動の推定

前章まで、各々の試験と解析コードの結果に基づいて溶融燃料の炉心から炉心下部への移行経路を検討した。それらの検討結果を 2 章で示した①から⑤の溶融燃料移行経路に分類してまとめたものを表 5.1 に示す。この表に基づき、福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機の事故進展における溶融燃料移行経路について推定した結果を以下に示す。

① 燃料支持金具の入口オリフィスからの溶融燃料の流出

1 号機から 3 号機の事故進展において溶融燃料は本移行経路を通り炉心下部へ移行していたと推定する。

② 制御棒駆動機構配管からの溶融燃料の流出

1 号機から 3 号機の事故進展において、溶融燃料および溶融物（制御棒ブレードおよびチャンネルボックス）は本移行経路を通り制御棒速度リミッタ上へ移行したと推定する。事故進展初期において、まず溶融物が制御棒速度リミッタ上へ移行する。炉心入口オリフィスと制御棒速度リミッタに囲まれた隙間が狭く、流入量に対し燃料支持金具部の熱容量が比較的大きいこと、制御棒駆動機構配管内に冷却材が存在し得ることなどを考慮すると、その隙間において溶融燃料が固化した可能性が高い。その後、溶融燃料が同移行経路に流入した場合は、固化した溶融物を溶融させている可能性はある。

③ 破損した核計装配管からの溶融燃料の流出

1 号機から 3 号機の事故進展において、核計装配管は細いため溶融燃料は貫通部内で固化する可能性が高い。したがって、溶融燃料は本移行経路から炉心下部へ流出していなかったと推定する。

④ 破損した炉心支持板からの溶融燃料の流出

解析では炉心支持板の溶融および崩落により溶融燃料が炉心下部へ流出する結果が得られている。一方、試験では炉心支持板の破損は確認されていない。

この破損は炉心支持板上への溶融燃料の堆積量に依存しており、さらにその堆積量は固化クラストなどによる流路閉塞挙動に関連している。解析による炉心支持板上への溶融燃料の堆積挙動は不確かが大きく、また、試験では実機形状を模擬しているものの考慮している炉心領域の範囲が狭く、かつ温度条件が実機と異なることから、炉心支持板上への溶融燃料の堆積量は実機の挙動を十分

に模擬できていないと考えられる。

以上のことから、1号機から3号機の事故進展において溶融燃料は本移行経路を通り炉心下部へ流出した可能性はあるものの、不確かさが大きく現段階では判断できない。

⑤ 破損したシュラウドからの溶融燃料の流出

異なる過酷事故解析コードによる実機解析から、1号機と3号機においてシュラウド下部が損傷する結果が得られている。以上のことから、1号機と3号機の事故進展において、溶融燃料は本移行経路を通り炉心下部へ流出した可能性はあるものの、④と同様の理由で不確かさが大きく現段階では判断できない。

2号機については「福島第一原子力発電所2号機原子炉压力容器底部における温度上昇を踏まえた対応に係る報告」[8]において、「原子炉再循環系の入口圧と給水系の注水量の関係から当該部位近傍は水が存在すると考えられそれにより冷却されていることから、総合的には原子炉の冷却は維持されているものと判断している。」と整理しており、2号機においてシュラウドは大きく破損しておらず、シュラウド破損による溶融燃料の流出の可能性はないと推定する。

表 5.1 (A)既往試験および(B)解析高度化のための最新研究成果における炉心下部への溶融燃料移行経路調査結果

炉心部から炉心下部への 溶融燃料移行経路	試験		解析					
	(A) XR2-1 試験 (SNL)	(B) 制御棒ブレード 崩落試験 (JAEA)	(B) MAAP5.03 による 実機解析			(B) SAMPSON1.4.3 による 実機解析 (3号機は SAMPSON1.3.1)		
			1号機	2号機	3号機	1号機	2号機	3号機
① 燃料支持金具の入口オリフィス	○	—	○	○	○	○	○	○
② 制御棒駆動機構配管	○	○ ⁽¹⁾	○ ⁽²⁾	○ ⁽²⁾	○ ⁽²⁾	○ ⁽³⁾	○	○ ⁽³⁾
③ 破損した核計装配管	—	—	×	×	×	—	—	—
④ 破損した炉心支持板	×	—	○	×	○	○ ⁽⁴⁾	×	○ ⁽⁴⁾
⑤ 破損したシュラウド	—	—	○	×	×	○ ⁽⁵⁾	×	○ ⁽⁵⁾

○：溶融燃料が通過した ×：溶融燃料が通過しなかった —：溶融燃料移行経路が考慮されていない

(1)：試験結果より、溶融燃料が制御棒駆動機構配管へ直接移行し易いと判断されるため○とした。

(2)：制御棒速度リミッタ上で事故進展初期の溶融物は固化すると評価している。

(3)：制御棒速度リミッタが溶融すると評価している。

(4)：炉心支持板上の溶融燃料の堆積は考慮していない。

(5)：シュラウドが損傷しているが、損傷部からの溶融燃料流出を解析では評価していない。溶融燃料の流出可能性で判断した。

6. まとめ

既往試験と解析高度化のための最新研究成果を調査し、溶融燃料の炉心部から炉心下部への移行経路を整理した。検討した結果を以下に示す。

- ・各号機ともに事故進展において、溶融燃料は燃料支持金具部入口オリフィスと制御棒駆動機構配管から流出していたと推定する。制御棒駆動機構配管からの流出については、炉心入口オリフィスと制御棒速度リミッタに囲まれた隙間において溶融物が固化していた可能性が高い。
- ・各号機ともに核計装配管は細いため溶融燃料は貫通部内で固化していたと推定する。
- ・各号機ともに炉心支持板の破損により融燃料流出の可能性はある。ただし、これらの流出は炉心下部構造物近傍における溶融燃料の堆積・固化の程度に影響され、その挙動の不確かさが大きいため、実際に溶融燃料が移行したか不明である。
- ・1号機と3号機についてシュラウドの破損部からの溶融燃料流出の可能性はある。ただし、これらの流出は炉心下部構造物近傍における溶融燃料の堆積・固化の程度に影響され、その挙動の不確かさが大きいため、実際に溶融燃料が移行したか不明である。2号機については、原子炉再循環系の入口圧と給水系の注水量の関係から、当該部位近傍は水が存在すると考えられ、シュラウドは大きく損傷していないと推定する。

上記の推定における不確かさを低減するため、実プラントの調査、および以下に示す国家プロジェクトあるいは国際プロジェクトにおいて新たな知見の収集を継続する。

・国家プロジェクト

安全対策高度化技術基盤整備事業として「シビアアクシデント時の燃料破損・溶融過程解析手法の高度化」が実施中である。本プロジェクトでは、実機相当の燃料集合体や制御棒ブレードを用いて炉心溶融燃料のリロケーション試験を実施しており、今後は蒸気雰囲気で行う計画がある。さらに、詳細解析として数値流体力学的手法に基づく3次元燃料溶融複雑系シミュレーションコードJUPITER (Jaea Utility Program with Immersed boundary Technique and Equations of multiphase flow analysis for simulating Relocation behavior of molten debris) が開発されており、炉心部から炉心下部への溶融燃料移行進展解析が実施中である[9]。

- ・国際プロジェクト

経済協力開発機構・原子力機関（OECD/NEA）のプロジェクトとして、**Benchmark Study of the Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station (BSAF)**プロジェクトが実施中である。そのプロジェクトにおいて、世界の各機関が所有している原子炉過酷事故解析コードを用いて福島第一原子力発電所1号機から3号機までの事故進展解析を実施している[10]。

参考文献

- [1] “軽水炉発電所のあらまし”，原子力安全研究協会，平成 20 年 9 月
- [2] “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未
解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告”，東京電力，2013/12/13
- [3] “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未
解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告”，東京電力，2014/08/06
- [4] “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未
解明問題に関する検討 第 3 回進捗報告”，東京電力，2015/05/20
- [5] “Final Result of the XR2-1 BWR Metallic Melt Relocation
Experiment”，R.O.Gauntt, L.L.Humphries, NUREG/CR-6527
SAND97-1039, 1997
- [6] “Experimental Study on Control Blade Degradation and its
Modeling”，Proceedings of WRFPM, Paper No. 100079, Sendai,
Japan, Sep. 14-17, 2014
- [7] “シビアアクシデント時の燃料破損・溶融仮定解析手法の高度化－事
業の概要と現状－”，核燃料部会セッション「シビアアクシデント及び
福島第一原発の廃炉に関する燃料関連基礎研究」，日本原子力学会
「2014 春の大会」，2014 年 9 月 8 日-10 日，京都大学
- [8] “福島第一原子力発電所第 2 号機原子炉压力容器底部における温度上
昇を踏まえた対応に係る報告について”，経済産業省 Web，平成 24 年
2 月 15 日
(<http://www.meti.go.jp/press/2011/02/20120216002/20120216002.html>)
- [9] “燃料溶融複雑系シミュレーション”，山下晋，第 26 回 CCSE ワーク
ショップ，平成 27 年 2 月 26 日
- [10] “Information Portal for the Fukushima Daiichi Accident Analysis
and Decommissioning Activities”，URL: <http://fdada.info/index>

1 号機 RCW 配管の高線量汚染の原因の推定について

1. はじめに

1 号機の空間線量率調査において原子炉建屋 (R/B)、及び放射性廃棄物処理建屋 (Rw/B) 内の原子炉補機冷却水 (RCW) 系統の配管 (以下、RCW 配管) 付近で高線量率が観測され^[1]ているが、この問題は本報告書において 1 号機-9 とし課題設定している。観測された高線量の要因としては、最も高い線量が RCW の熱交換器付近で観測されたことから、熔融燃料が格納容器 (PCV) へ落下し、ペDESTAL内にある機器ドレンサンプを冷却する RCW 配管を損傷したため放射性物質が RCW 配管に移行した可能性が考えられている。この推定シナリオについて明らかにすることで炉心・格納容器の状態に関する情報が得られる可能性があることから、本資料では、1 号機建屋内の空間線量が RCW 配管近傍で高線量率となった要因として、RCW 配管が損傷した場合の放射性物質の移行経路を検討し、実際の観測結果との比較を通して RCW 配管損傷の可能性を検討する。

2. RCW 系の概要

RCW 系は格納容器ドライウェル (D/W)、R/B、Rw/B、及びタービン建屋内に設置されている原子炉補機へ冷却水を供給し、各補機がその機能を維持できるようにするものである。図 1 に示すように、RCW 系はサージタンク、ポンプ、熱交換器等と必要な配管、及び計装類で構成されており、RCW 熱交換器で海水と熱交換された冷却水は多くの分岐を経て各補機へ到達し、各補機を冷却して温められた冷却水は再び RCW 熱交換器へ戻って熱交換されて冷やされ、再び各補機へ供給される閉回路となっている。

O.P.表記の取扱いについては、本報告書本文「10. 補足」参照。

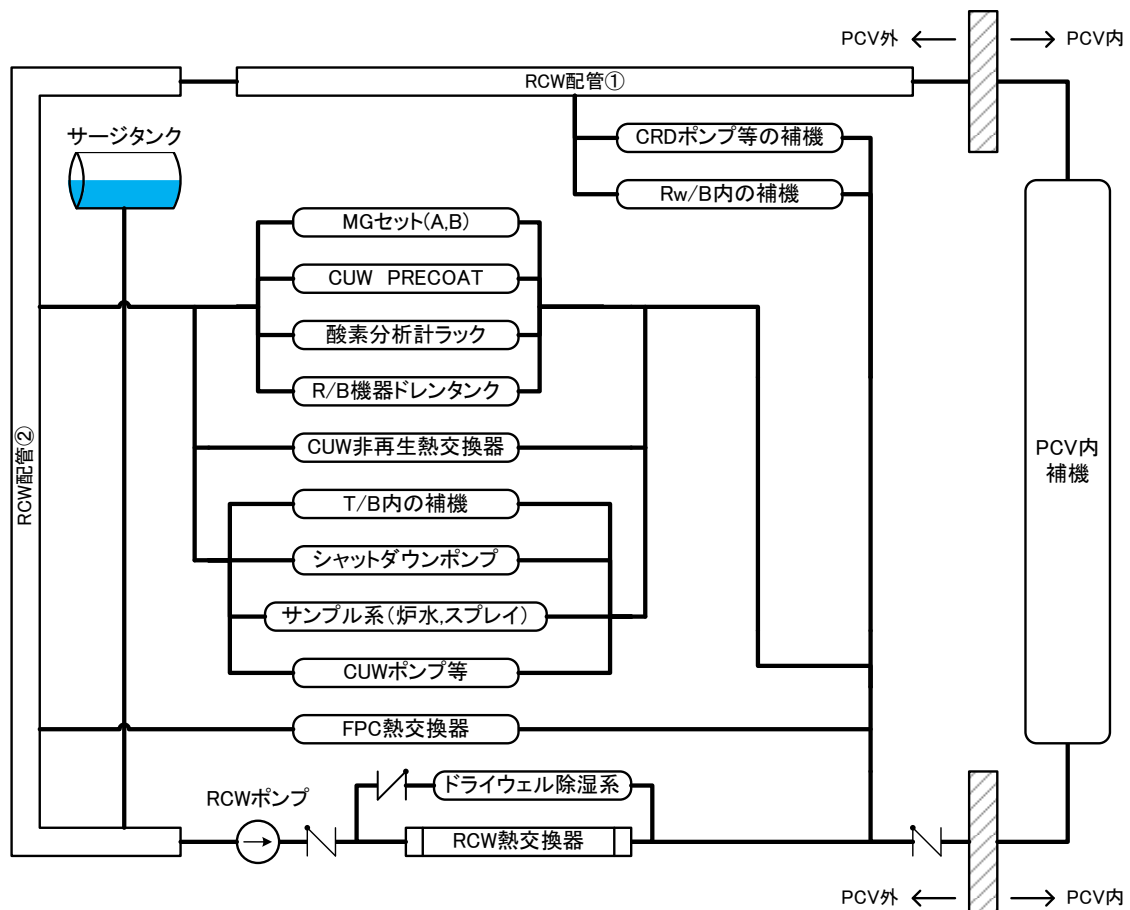


図1 RCW 系統の主な構成 (図中の補機名称は簡略表記)

3. 1号機 R/B、及び Rw/B 空間線量率の観測結果

当社が公表している1号機 R/B 1～4階、及び Rw/B 1階の空間線量率の測定結果¹を図2～図6に示す[1]。これらの図に見られるように、高線量率を観測した地点が各階に存在していることが分かる。

1階では床貫通部付近の南東エリアで高線量率が観測されているが(図2)、これについては、格納容器ベント(W/W ベント)に伴うベントライン起因との関連性が指摘されている[2]。したがって、RCW 配管損傷による高線量汚染との関係性は低いと考えられる。南東エリアを除外すれば、南西エリアのドライウエル除湿系(DHC)付近で高い線量率(120 mSv/h)が観測されている。DHCはRCWの冷却対象補機である。

2階については南エリア(1000 mSv/h以上)と西エリア(30～700 mSv/h)

¹ データ採取期間は2011年4月から2014年2月である。

で高い線量率が観測されている（図 3）。南エリアは顕著に高い値が観測されており、付近には RCW 熱交換器が設置されている。西エリアには RCW で冷却される MG セットオイルクーラー(A)が設置されている。西エリアの中では下側の線量率が最も高い値を示しており（700 mSv/h）、左側の線量率が最も低い値を示している（30mSv/h）ことから、これについては上述した南エリアの RCW 熱交換器付近の高線量率が影響している可能性も考えられる。

3階では西エリアで高い値（149 mSv/h）が観測されている（図 4）。同エリアには MG セットオイルクーラー(B)があり、これに起因する可能性が考えられるが、付近の空間線量率は低い値を示していることから（3.5～40 mSv/h）、他の要因も考えられる。4階では西エリアと南西エリアで数十 mSv/h の線量率が観測されており、南西エリアで観測された 90 mSv/h が一番高い値となっている（図 5）。このエリアには、RCW 系統内の保有水量を調整するサージタンクが設置されている。

Rw/B の 1 階では南エリアで高い値（350 mSv/h）が観測されている（図 6）。付近には RCW で冷却対象となっている廃棄収集フィルター用再循環クーラーが設置されている。

RCW 系は PRV や PCV に対する開放部がないため通常状態では RCW 配管や補機での高線量汚染は観測されないが、上述した 1 号機 R/B、及び Rw/B 空間線量率の測定結果から、RCW 配管や補機付近で高線量率が観測されたことが分かる。

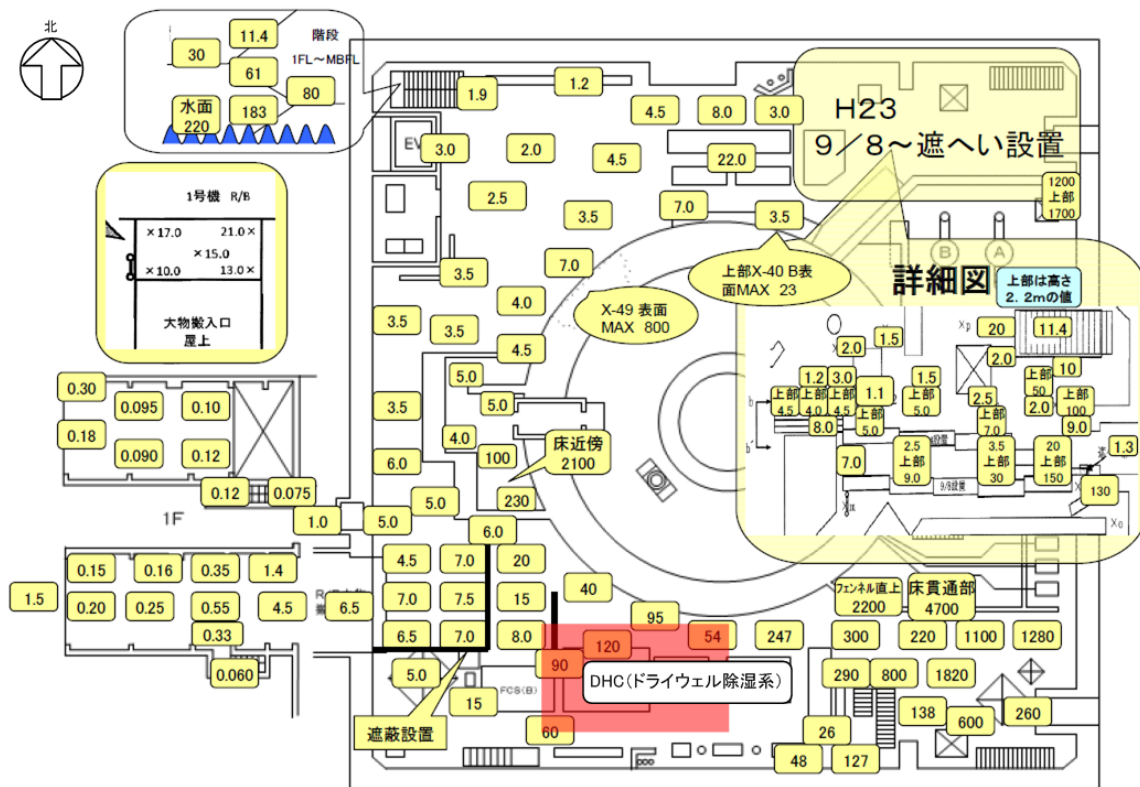


図2 1号機 R/B 1階の空間線量率 (単位 : mSv/h) [1]

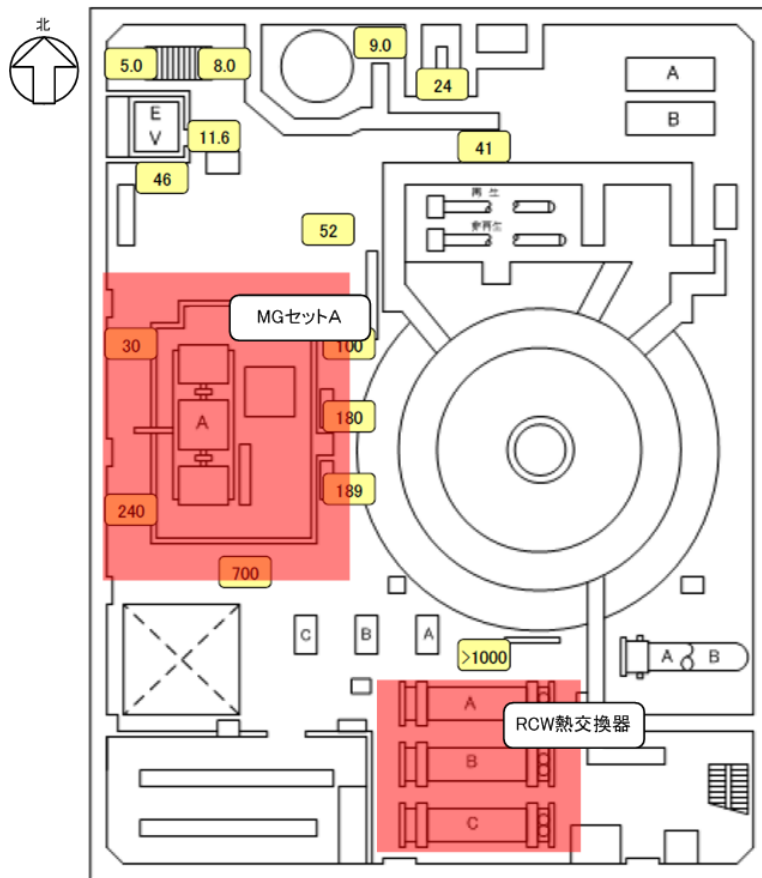


図3 1号機 R/B 2階の空間線量率 (単位 : mSv/h) [1]

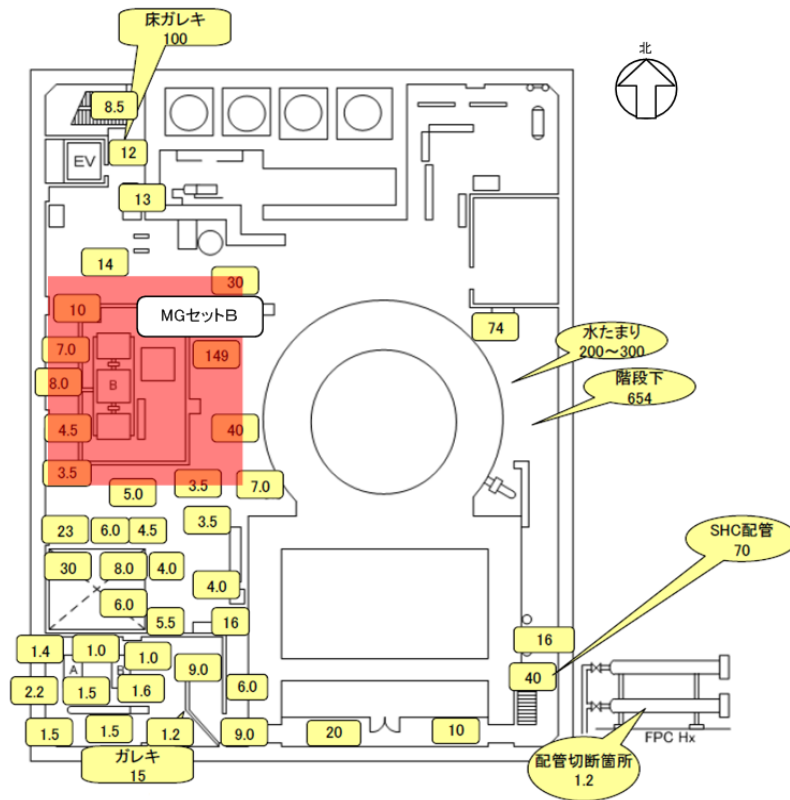


図4 1号機 R/B 3階の空間線量率 (単位 : mSv/h) [1]

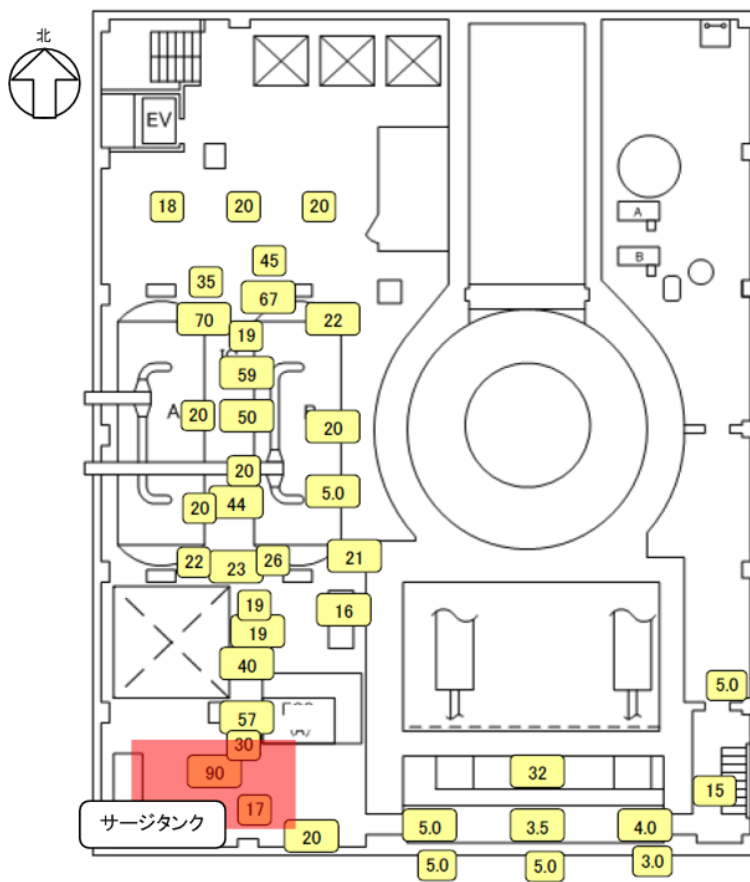


図5 1号機 R/B 4階の空間線量率 (単位 : mSv/h) [1]

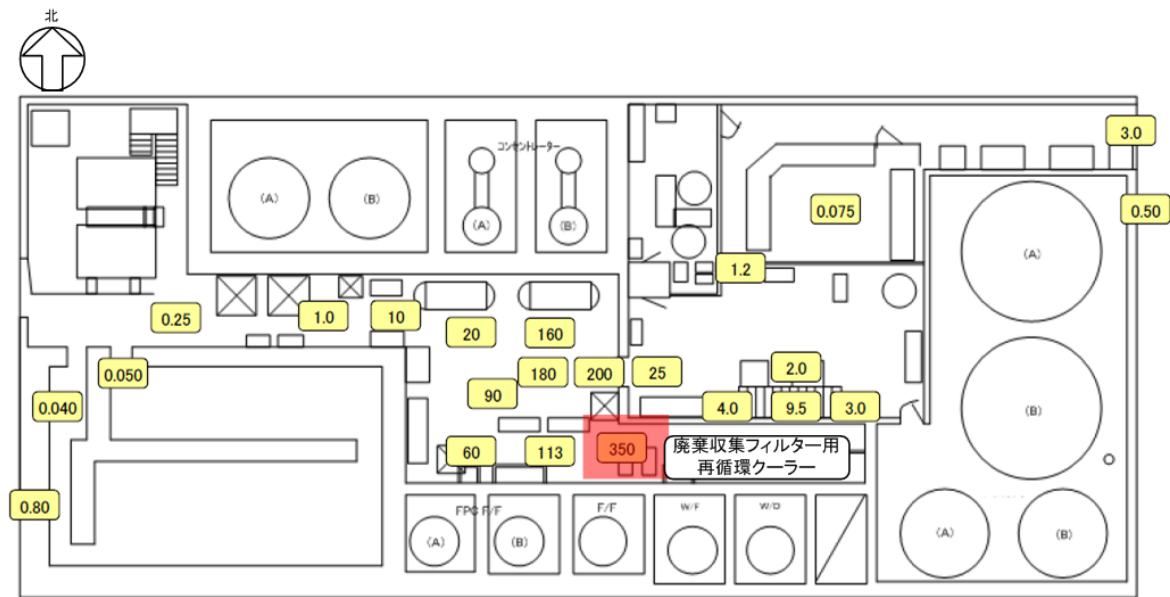


図6 1号機 R/B 1階の空間線量率 (単位: mSv/h) [1]

4. RCW 配管の汚染経路に関する検討

1号機の事故進展において溶融した燃料が格納容器ペDESTALへ落下した際、この溶融燃料が格納容器ペDESTAL内側にある機器ドレンサンプを冷却するためのRCW配管を損傷したとして放射性物質の移行を検討する。

RCW系統については、サージタンクのベントがR/B内に直接排気されていることから(図7)、R/B4階に設置されているサージタンクを大気圧(約0.1MPa[abs])とする圧力分布になっていると考えることができる。一方、1号機の事故進展におけるPCVの圧力変化は、3月11日23時50分頃にD/W圧力0.6MPa[abs]が測定されて以降、格納容器ベント(W/Wベント)に成功するまで圧力指示値は高い状態で継続しており、W/Wベントが実施された3月12日14時30分から14時50分にかけて低下していることが確認されている。RCW配管内の放射性物質の移行はPCV圧力の状態に応じて異なると考えられることから、以下ではPCV圧力が高い状態とPCV圧力が低下した後の放射性物質の移行先を検討することとした。

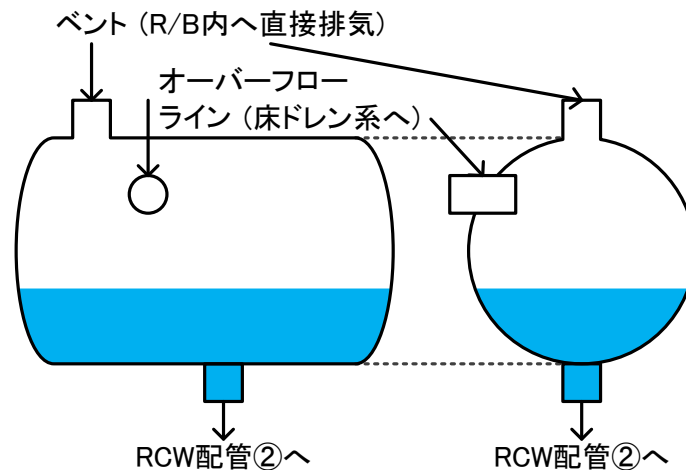


図7 サージタンクの構造 (イメージ)

4. 1 PCV 圧力が高い状態で継続している時の放射性物質の移行の検討

この状態では、損傷箇所である PCV 圧力はサージタンクの高低差等を考慮した圧力よりも高いため、PCV から RCW 配管内へ放射性物質は移行することとなる。2章に示した1号機 RCW の配管ルートを基に、PCV 圧力が高い状況における RCW 配管内の放射性物質の移行について検討した結果を図8に示す。RCW 配管が損傷すると図中に示した RCW 配管①へ放射性物質は移行する。反対側のルートには PCV 入口部に逆止弁があり、放射性物質の移行は有意でないと考えられることから検討から除外することとした。RCW 配管①では3つの分岐がある。この分岐では、Rw/B への分岐は PCV に近い地点にあり、CRD ポンプ等の補機は地下1階にあり、主流側の RCW 配管②には下流側にサージタンクがあることから定量的に示すことは難しいものの、有意に放射性物質が移行しにくい分岐はないと考えられる。なお、Rw/B 1階で高線量率が観測されたのは、RCW 配管①から Rw/B へ放射性物質が移行したことが一因となった可能性がある。CRD ポンプ等の補機がある R/B 地下1階については現時点で未調査である。

RCW 配管②では4つの分岐がある。サージタンク側への分岐についてはほぼ大気圧とみなすことができるため、サージタンクへの分岐方向に放射性物質はより移行しやすい状況にあったと考えることができる。この事は、R/B 4階の空間線量率 (図5) においてサージタンク付近が高い線量率を示した測定結果と整合する。他の分岐については、各補機へ到達するまでの配管距離や経路、放射性物

質が移行しやすいサージタンクとの位置関係の影響を受けると考えられるが、各補機の下流側は RCW 熱交換器の出口側の配管に接続する閉回路となっているため RCW 系統内の圧力に近いと考えられるため放射性物質は移行しにくい状況にあった可能性がある。なお、比較的高い線量率が観測された MG セット(A)付近については、2章で述べたように、南エリアにある RCW 熱交換器付近の高線量率が影響していることも考えられ、RCW 配管の高線量汚染だけによるものではない可能性もある。

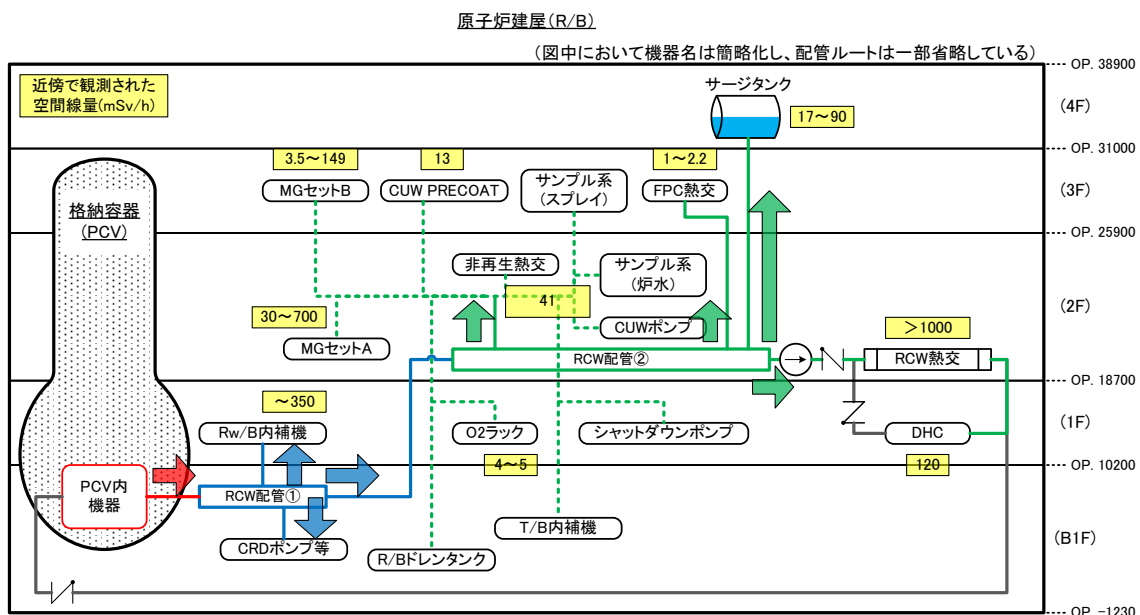


図 8 PCV 圧力が高い状況における放射性物質の移行

4. 2 PCV 圧力が低下した後の放射性物質の移行の検討

1号機では、W/W ベントが実施された3月12日14時30分から14時50分にかけて PCV 圧力の低下が確認されている。上述したように、PCV 圧力が高い状況にあった時にサージタンク側へ移行した放射性物質は、圧力が低下すると PCV 圧力とバランスする高さまで下方へ移行することとなる。この状況で想定されるサージタンクに滞留した放射性物質の移行を図9示す。

サージタンクに滞留していた放射性物質が RCW 配管②へ移行すると RCW 配管①側と RCW 熱交換器側へ移行することとなる。RCW 熱交換器は構造物表面積が大きいので放射性物質が多く沈着することが考えられ、R/B 2階の RCW 熱

交換器付近で高線量率が観測されたこと（図 3）と整合する。また、R/B 1 階の DHC 付近で高線量率が観測されたこと（図 2）とも整合する。

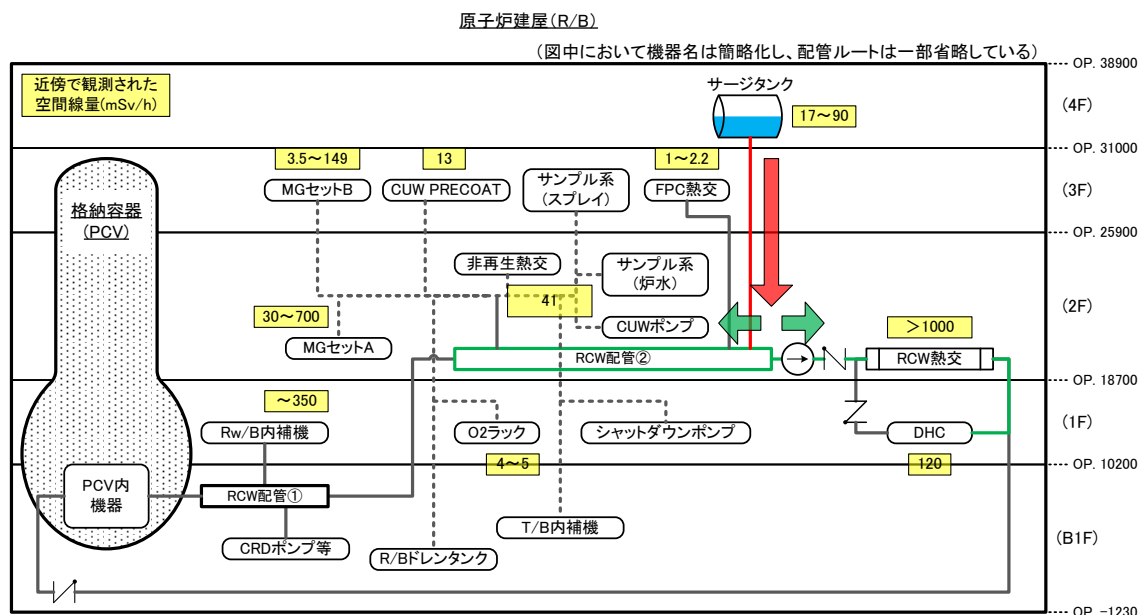


図 9 PCV 圧力が低下した後の放射性物質の移行

4. 3 検討のまとめ

格納容器ペデスタル内側にある機器ドレンサンプを冷却する RCW 配管が損傷した後の放射性物質の移行経路について、RCW 系の配管径路の調査、及び 1 号機の事故進展における格納容器圧力の状況に応じて検討した結果、空間線量率調査において特徴的だった以下の点と整合することが確認された。

- ・ R/B 1 階では南西エリアのドライウェル除湿系 (DHC) 付近で高線量率が観測されたこと (南東エリアの高線量率は別の要因によるものとして除外)
- ・ R/B 2 階では南エリアの RCW 熱交換器付近で高線量率が観測されたこと
- ・ R/B 4 階では南西エリアのサージタンク付近で高線量率が観測されたこと

以上の検討結果から、1 号機 R/B の空間線量率調査にて RCW 配管近傍が高線量率であった要因は、“格納容器ペデスタルへ落下した溶融燃料が RCW 配管を損傷し、放射性物質が RCW 配管内を移行した可能性が高い” という当初の推定が確からしいことを確認した。したがって、これまで言及されているように、1 号機では溶融燃料が原子炉圧力容器から格納容器へ落下した可能性が高いことが本

検討でも示唆された。ただし、平成 23 年 5 月頃の調査ではサージタンク内に水位があったという情報があり、現時点で合理的な説明ができない点も存在する。現場調査等で新しい情報を取得すれば更なる検証が可能になると考える。

5. 対策との関係について

柏崎刈羽原子力発電所では、PCV を貫通する RCW 系の配管には PCV 貫通部に近接した位置で PCV 内及び PCV 外の両方に PCV 隔離弁（又は逆止弁）を設置している（図 10）。これらの弁は炉水位の低下又は D/W 圧力の上昇を検知して自動で隔離される設計であり、RPV が破損し熔融燃料が下部 D/W に移行する前に閉止（逆止弁は PCV 内から外への逆流を防止）することで PCV 外の配管への汚染の拡大は防止される。また、上記の PCV 隔離弁の駆動電源は、ガスタービン発電機、号機間電源融通及び電源車により強化しており、隔離動作の信頼性を向上している。D/W サンプにはサンプ水を PCV 外に移送するラインがあるが、本ラインには RCW 系と同様に自動隔離機能を有した隔離弁を PCV 貫通部の内外に設置している。さらに、下部 D/W にはコリウムシールドを設置して熔融燃料のサンプへの流入を防止している（図 11）。

上記の設備対策に加え、福島第一原子力発電所事故以前から RPV 破損前に下部 D/W に水張りし、その水位を維持することにより下部 D/W に落下した熔融燃料を冷却する運用手順を採用している。柏崎刈羽原子力発電所 6 号機及び 7 号機では下部 D/W への注水手段として従来から整備していた MUWC 系に加え、消防車による注水手段を整備し、下部 D/W 注水の信頼性を向上しており、汚染拡大の経路となり得る配管が損傷するリスクを低減している

したがって、福島第一の 1 号機で起こったと考えられるサンプを冷却するための設備が損傷することで当該系統内への汚染の広がることを防止できると考えられる。

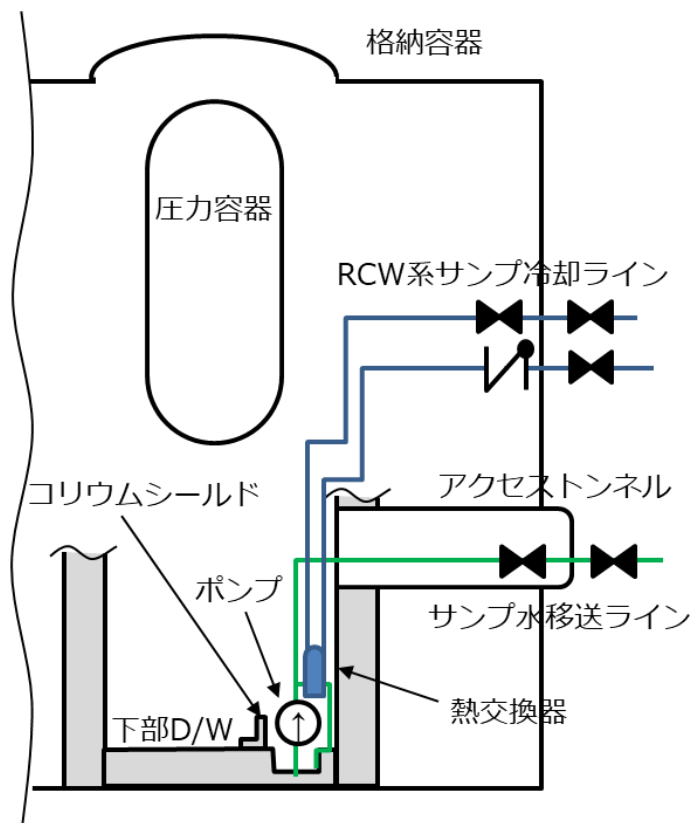


図 10 RCW 系及びサンプル水移送ラインの隔離弁

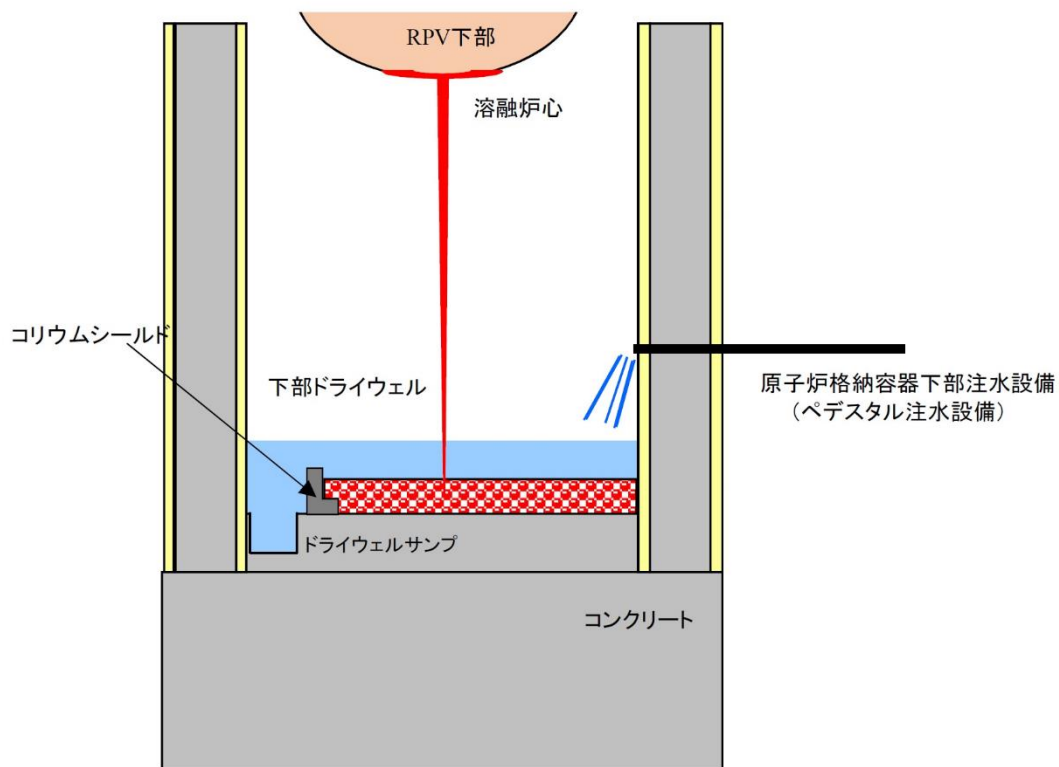


図 11 ドライウェルサンプルへの溶融燃料流入防止のイメージ

6. まとめ

格納容器内の RCW 配管が損傷した場合における放射性物質の移行について検討した。その結果、空間線量率調査で RCW 配管近傍が高線量率であった要因は、格納容器ペデスタルへ落下した溶融燃料が RCW 配管を損傷し、放射性物質が RCW 配管内を移行した可能性が高いという推定が確からしいことを確認した。また、1号機では溶融燃料が RPV から PCV へ落下した可能性が高いことが本検討でも示唆された。

参考資料

- [1] 東京電力、建屋内の空間線量率について、<http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/f1/surveymap/index-j.html>、平成 26 年 3 月 27 日
- [2] 東京電力、国プロ「原子炉建屋内の遠隔除染技術の開発」1号機原子炉建屋1階南側の汚染状況調査結果について、http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/handouts/2014/images/handouts_140124_08-j.pdf、平成 26 年 1 月 17 日

1号機原子炉建屋で発生した水素爆発の解析

1. はじめに

2011年3月12日に、1号機の原子炉建屋（以下、本添付資料では「建屋」と記載する）で水素爆発が発生した。建屋への水素の漏えい経路としては様々な可能性が考えられるが、建屋5階部分の線量率が比較的高いことなどから、格納容器トップヘッドフランジ部からシールドプラグを通じて5階に水素が漏えいし、爆発に至った可能性が高いと考えている。この推定をより確からしいものとするため、水素爆発にかかる追加検討を実施した。

検討のアプローチとしては、建屋への水素漏えい位置、着火位置などをパラメータとした水素爆発の解析を実施し、解析ケース毎に解析結果の特徴を整理し、建屋の損傷状況と比較することで、1号機がどのように水素爆発に至ったのかを推定した。なお、新潟県技術委員会福島事故検証課題別ディスカッション【地震動による重要機器の影響】¹にて、非常用復水器（IC）配管が損傷した可能性について指摘があったため、当該箇所から建屋4階への水素漏えいを仮定したケースも合わせて解析した²。本検討で仮定する建屋への水素漏えい経路のイメージを図1に示す。

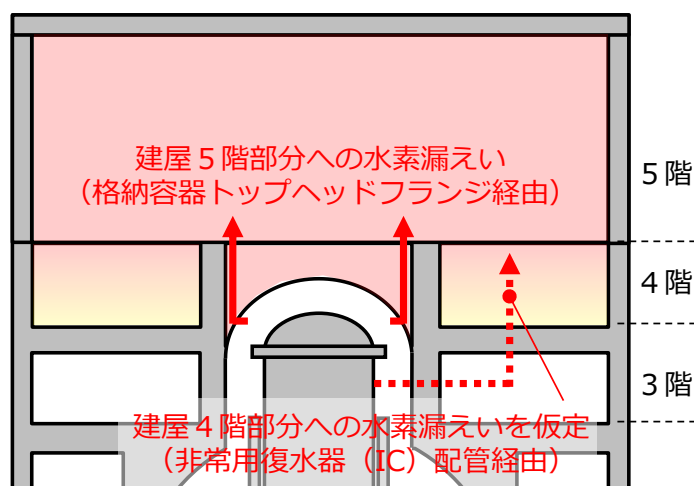


図1 建屋への水素漏えい経路のイメージ

¹ 本検討の内容は、同ディスカッション（第9回～第11回）においても公表している。

² IC配管の損傷箇所を仮定する場合、ICタンク内伝熱配管（地震動による損傷等）、あるいは格納容器内の原子炉圧力容器付近の配管（高温化による損傷等）を対象とすることが考えられるが、そのような損傷の場合には、各々建屋外、格納容器内への放出となるため、IC配管からの漏えいが水素爆発に影響する事はない。本検討では、具体的な損傷モードは想定できないものの、格納容器外のIC配管から建屋内への直接漏えいを仮定した。

2. 水素爆発解析

福島第一原子力発電所1号機、3号機、4号機の建屋で水素爆発が発生したが、いずれの号機においても水素の漏えい位置や漏えい量、着火位置などは分かっていない。このため、解析によって当時の爆発の様子を細部にわたって正確に再現することは極めて困難である。ただし、水素漏えいの位置や着火位置をパラメータとした複数の解析を行い、それぞれの解析のおおよその特徴を整理した上で、建屋の損傷状況と比較することで、より確からしい水素爆発シナリオを推定することは可能と考えられるため、今回1号機の水素爆発を評価するにあたり、そのような目的のもと解析を実施した。

爆発に至るシナリオとして、建屋5階シールドプラグを通じてのみ水素が漏えいした場合と、5階に加え、指摘のあった4階 IC 配管を通じた水素漏えいを仮定した場合を想定した。そして、それぞれの場合において、漏えいした水素が建屋内に広がっていき、最終的に爆発する様子を解析した。その際、着火位置の影響を確認するため、5階で着火した場合と、4階で着火した場合を想定した（詳細は2.2 解析条件 表1参照）。解析には、水素拡散・燃焼解析コード FLACS [1]を用いた。解析では、水素漏えい位置を設定し、水素分布の解析を行った上で、着火位置を設定し、水素爆発の解析を行い、得られた爆発の特徴を整理した。

なお、本解析では、水蒸気など、水素以外の漏えいガスについては考慮していない。水蒸気の割合が大きくなると一般的に爆発の規模は小さくなるが、実際には水蒸気も建屋に漏えいしていたものと考えられるため、1号機の爆発の規模が本解析の結果と同程度であった場合には、水素量は解析で設定した値より多かったものと考えられる。また、構造物の損傷による流路の変化については、爆発の進展に大きく影響すると考えられる一部の構造物を除いては、考慮していない。これらを考慮しないことにより爆発の様子に多少の影響はあると考えられるものの、本解析は爆発のおおよその特徴を捉えることを目的としているため、検討の結論に影響するものではないと考えている。

2.1 解析体系

建屋全体における爆発の影響を評価するため、解析対象範囲は建屋全体（地下階～5階）とした。なお、建屋外へ流れ出た爆風の影響を考慮するため、建屋の外側もある程度の範囲を解析領域に含めた。

図2、図3に、建屋5階と4階の平面図を示す。爆発による損傷の大きい建屋5階と4階については、構造物があることによる爆発の進展への影響を考慮するため、主要な構造物（機器ハッチ蓋、5階南側通路の壁、4階 IC タンク、換気ダクト等）を配置した。なお、機器ハッチとは、機器の運搬に使

用される建屋 1 階から 5 階まで貫通する穴であり、事故時、5 階部分には蓋をされていた。水素の移行や燃焼伝播を考慮する流路については、主要な流路として、階段開口部、換気ダクト、燃料プールのダクト、機器ハッチの隙間をモデル化した。解析のメッシュ幅は、水素濃度分布と水素爆発の影響を適切に評価できるよう、50cm とした。

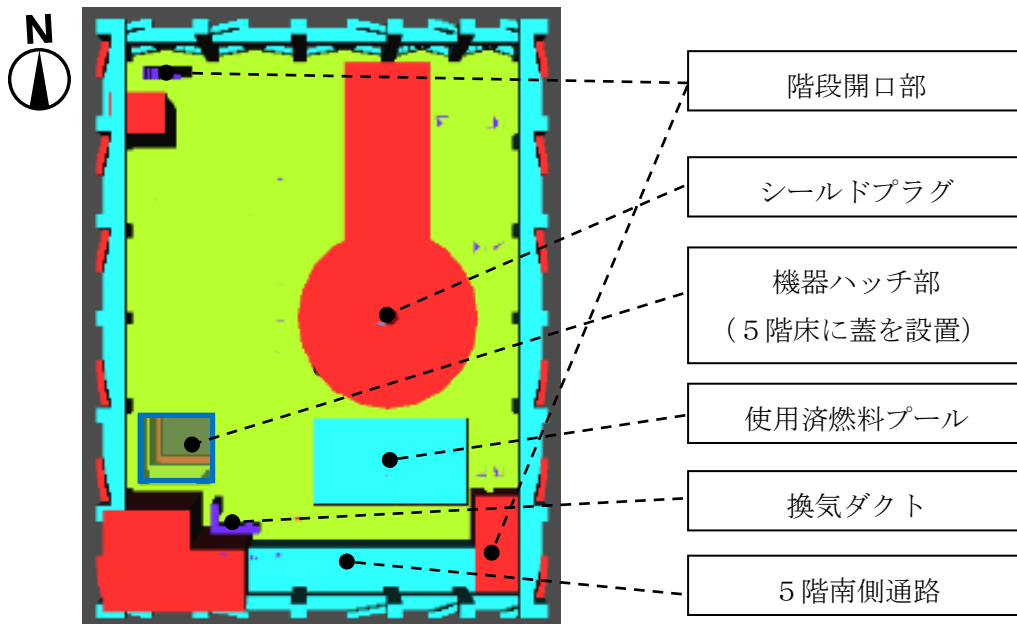


図2 建屋5階平面図

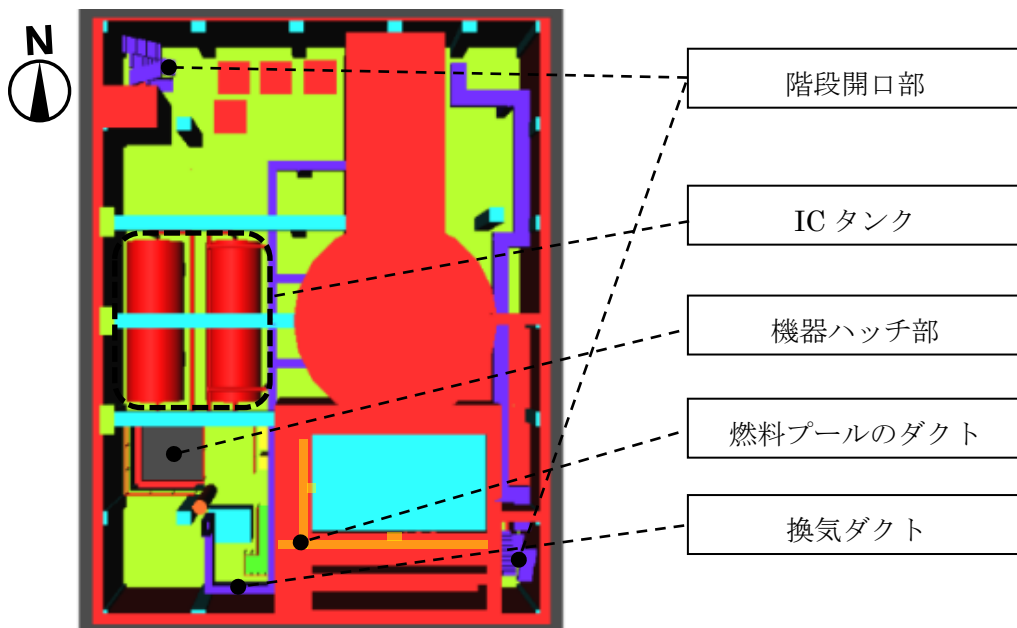


図3 建屋4階平面図

2.2 解析条件

(1) 解析ケース

前述のように複数の漏えい位置と着火位置を想定した。解析ケースを表1に示す。また、漏えい位置・着火位置を図4に示す。

表1 解析ケース

	ケース① 5階漏えい・ 5階着火	ケース② 5階+4階漏えい・ 4階着火	ケース③ 5階+4階漏えい・ 5階着火	ケース④ 5階漏えい・ 4階着火
漏えい位置	5階シールドプラグ	5階シールドプラグ+4階IC配管	5階シールドプラグ+4階IC配管	5階シールドプラグ
水素漏えい量	約 134kg	約 154kg (ケース①+ 4階IC配管 から 20kg)	約 154kg (ケース①+ 4階IC配管 から 20kg)	約 210kg
着火位置	5階シールドプラグ直上	4階天井付近 (機器ハッチ 蓋直下)	5階シールドプラグ直上	4階天井付近 (機器ハッチ 蓋直下)

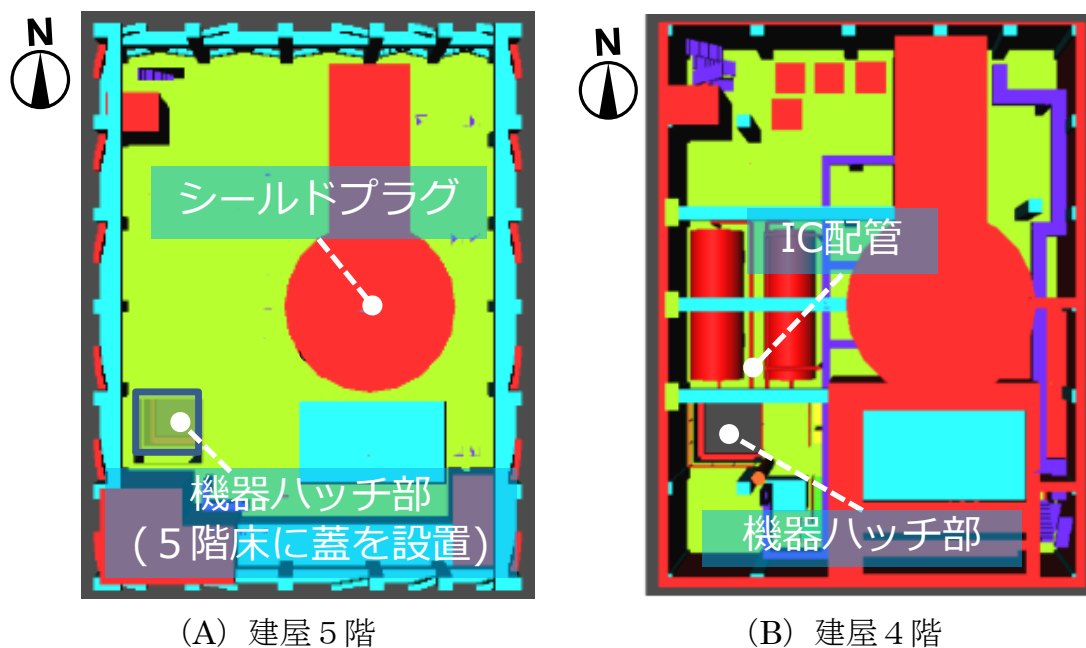


図4 漏えい位置および着火位置

表 1 に示す各ケースの水素漏えい量は、水素分布解析の結果に基づいて設定した。設定の考え方について以下に示す。

5階シールドプラグからの水素漏えい量は、ケース①～③の約 134kg とケース④の約 210kg の 2 パターンを設定した。前者は、水素分布解析を行った結果を見て、主に 5階部分のみに水素が分布するような水素漏えい量として設定した。後者は、水素分布解析の結果を見て、4階にも着火する程度には水素が移行するが、3階までは水素がほとんど移行しないような水素漏えい量として設定した。これは、建屋 3階以下には水素爆発による構造物の顕著な損傷が見られないためである。

ケース②、③における 4階 IC 配管からの水素漏えい量は 20kg を設定した。仮に 4階 IC 配管からの漏えいがあったとすると、圧力容器から建屋への漏えいとなるが、添付資料 1-3 でも述べたように、事故初期のプラントパラメータの挙動からは、漏えいの兆候は見られない。このため、プラントパラメータに影響しない程度の漏えい面積として 0.3cm^2 を、炉内の水素発生量として事故解析コードの結果を参考に 800kg を仮定した上で、添付資料 3 に示す MAAP 解析結果における原子炉圧力と漏えい面積との関係も考慮して、IC 配管からの水素漏えい量を約 40～200kg と見積もった。ただし、その水素量を 4階 IC 配管から漏えいさせた場合、4階の水素濃度が非常に高くなり、その条件で解析した場合には建屋の損傷状況と整合しないことが明らかであったため、それよりも少ない水素漏えい量として 20kg を設定した。

(2) 構造物の損傷条件

1号機の建屋で水素爆発が生じた結果、5階の側壁は吹き飛び、天井が落下した。また、事故時には機器ハッチは5階部分に蓋をされていたが、現在、機器ハッチの蓋は見つかっていない。このうち、5階の側壁と機器ハッチの蓋の損傷の有無は、爆発の進展に影響が大きいと考えられるため、爆発の過程における損傷を考慮した。以下に、これらの構造物が損傷する条件の設定について示す。

なお、5階の天井については、現場の損傷状況として、天井スラブは一体となって落下しており、内圧で吹き飛んだようには見られないこと、5階の天井は側壁よりも耐力が高く、側壁よりも後に損傷すると考えられること、側壁が吹き飛んだ時点で建屋の内圧は下がり、爆発が収束に向かうと考えられることから、爆発の進展への影響は小さいと考えられる。

a. 5階側壁について

図 5 (A) ～ (C) に 5階側壁の建屋構造物との接続部について示す。5階

側壁は鉄製のパネルであり、専用のクリップ型鋼材により胴縁と固定されていた (A)。胴縁端部はブラケット部材に M-16 のボルト 2 本で固定されていた (B) (C)。水素爆発後、胴縁はほぼ全て飛散していることから、胴縁とブラケット部材を固定するボルトが、水素爆発に伴う内圧 (5 階部分の圧力) の上昇によって損傷したと考えられる。

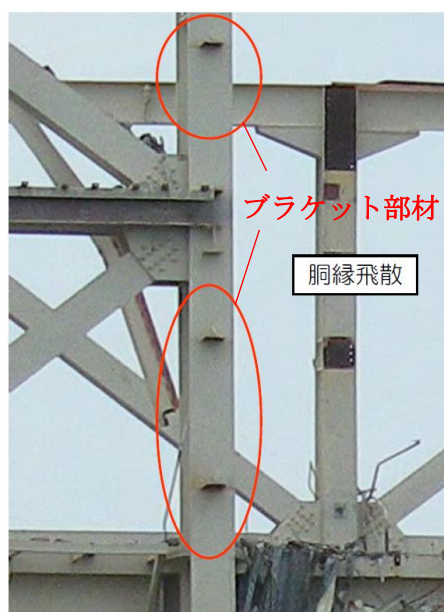
ボルトの破壊判定条件として、当該ボルトの使用材料の引張強さからせん断耐力を求め、これを内圧に換算した値として 16kPa を設定した。計算上は 5 階の圧力がこの値を超えた時点で 5 階側壁が破損し、消失する設定とした。



(A) 鉄製パネルと胴縁の接続



(B) 胴縁端部のボルト穴



(C) ブラケット部材

図5 5階側壁の建屋構造物との接続部

b. 機器ハッチの蓋について

機器ハッチの蓋は図6に示すような折り畳み式の蓋になっており、重量は 1.5 トン、許容積載値は 200kg (機器ハッチ蓋の下面中央にある蝶番部 (最弱部) に対する許容値。実際には、この値の 1.5 倍～数倍程度の荷重が蓋全体にかかった場合に、蝶番部が損傷する可能性がある) である。蓋の開閉は接続されているワイヤとウィンチによって行う。蓋のふちの部分は 5 階床と重なっており、その部分を車輪が転がることによってスムーズに開閉できるようになっている。現在、図7に示すように、機器ハッチ蓋は 5 階床部分から消失している。

解析においては、機器ハッチの蓋は 5 階と 4 階の圧力差によって開口し、消失する設定とした。4 階の圧力が高い状態で開口する場合は、機器ハッチ

重量を持ち上げるのに必要な圧力差で開口する設定とした。5階の圧力が高い状態で開口する場合は、蓋が5階側から圧力を受けて変形して開口することが考えられる³が、そのような状況に至る圧力は不明である。そこで、機器ハッチが開口する圧力を5階側壁が破損する圧力の10%、30%、50%、80%にそれぞれ設定した感度解析を実施した。このうち80%に設定したケースでは、5階側壁が損傷するまでに機器ハッチの蓋が開口せず、4階以下に爆風がほとんど発生しない結果となったが、これは後述する建屋の損傷状況とは整合しない。その他のケースでは、爆発の様相はほぼ同等となったことから、本検討では、機器ハッチが開口する圧力を5階側壁が破損する圧力の30%、約5kPaに設定した。なお、この圧力は上述の許容積載値200kgに対して70倍程度の荷重となるため、蓋の変形は相応に大きくなったものと考えられる。

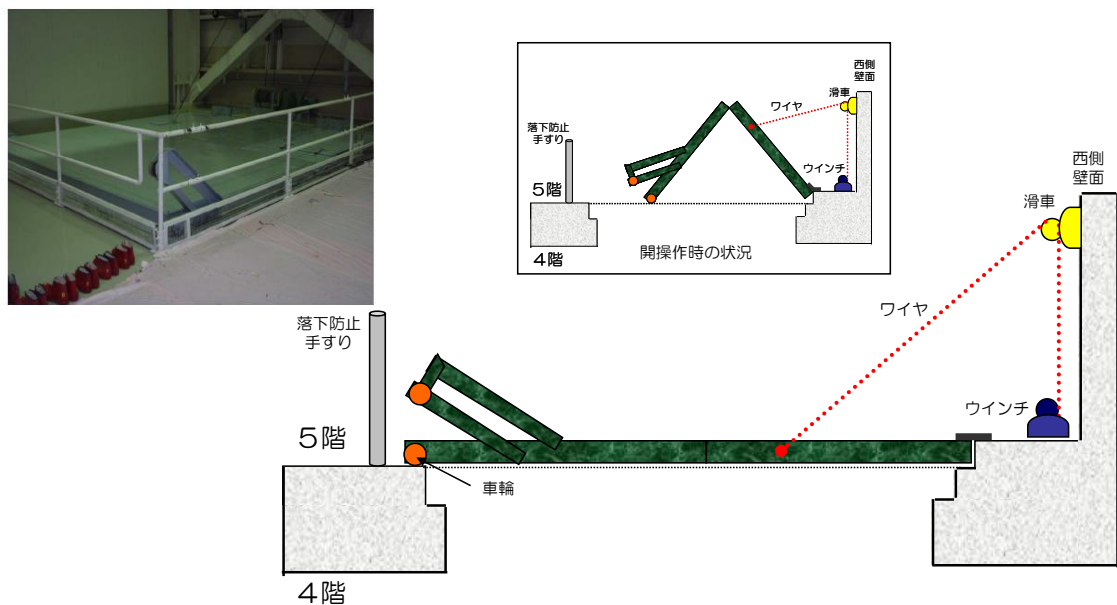


図6 機器ハッチ蓋の構造 (イメージ)

³ 蝶番部が損傷しても、蓋自体が大きく変形するわけではなく、直ちに大きな開口に至るものではないと考えられるが、さらに高い荷重がかかった場合には、蓋の変形も大きくなると考えられる。



図7 水素爆発後の機器ハッチ部（4階から5階を見上げて）

2.3 解析結果

表1に示したケース①～ケース④の解析結果における爆発の特徴を表2にまとめる。

表2 解析ケースごとの爆発の特徴

水素漏えい位置	5階着火	4階着火
5階シールドプラグ	<p>ケース①</p> <p>機器ハッチ蓋破損後、5階側壁が破損。主に4階以上に爆風が発生</p>	<p>ケース④</p> <p>ケース①と同等、ただし、爆発の規模はやや大きい</p>
5階シールドプラグ + 4階 IC 配管	<p>ケース③</p> <p>ケース①と同様の爆発の進展をたどった後、ケース②に類似の爆風が付加される</p>	<p>ケース②</p> <p>4階で圧力が急激に上昇。5階、4階だけでなく、3階、2階にも非常に強い爆風が発生</p>

以降、各ケースの解析結果の詳細について示す。なお、解析結果については各ケースの特徴を表すシーンを切り出して記載しているが、解析における爆発の進展に伴う圧力、水素濃度、温度、流速の変化については当社ホームページに動画を掲載している⁴。

⁴ 動画 URL: <http://photo.tepco.co.jp/date/2017/201702-j/170217-01j.html>（日本語のみ）

(1) ケース①：5階漏えい・5階着火

着火時の水素分布を図8に示す。水素は主に5階部分に分布しており、一部は階段開口部や機器ハッチ蓋の隙間を通じて4階部分にも回り込んでいる状況となっている。

解析結果を図9(A)～(E)に示す。5階で燃焼が進展し(A)、5階の圧力が上昇する(B)。これにより機器ハッチの蓋が開口し、開口した機器ハッチ部を通じて、圧力差に応じて4階以下に下向きの爆風が発生する。この際、3階以下では機器ハッチ部から水平方向に向かう爆風の流れ込みは小さい(C)。その後、さらに5階の圧力が上昇することで、耐力の低い5階側壁が破損し、横向きの爆風が発生する(D)。側壁破損後、5階の圧力が低下することで、相対的に4階以下の圧力が高くなり、機器ハッチを通じた上向きの流れが遅れて発生する(E)。

なお、本ケースでは着火位置を5階シールドプラグとしているが、着火位置を5階の他の位置に変更したケースも別途実施し、爆発の特徴は類似の結果が得られることを確認している。

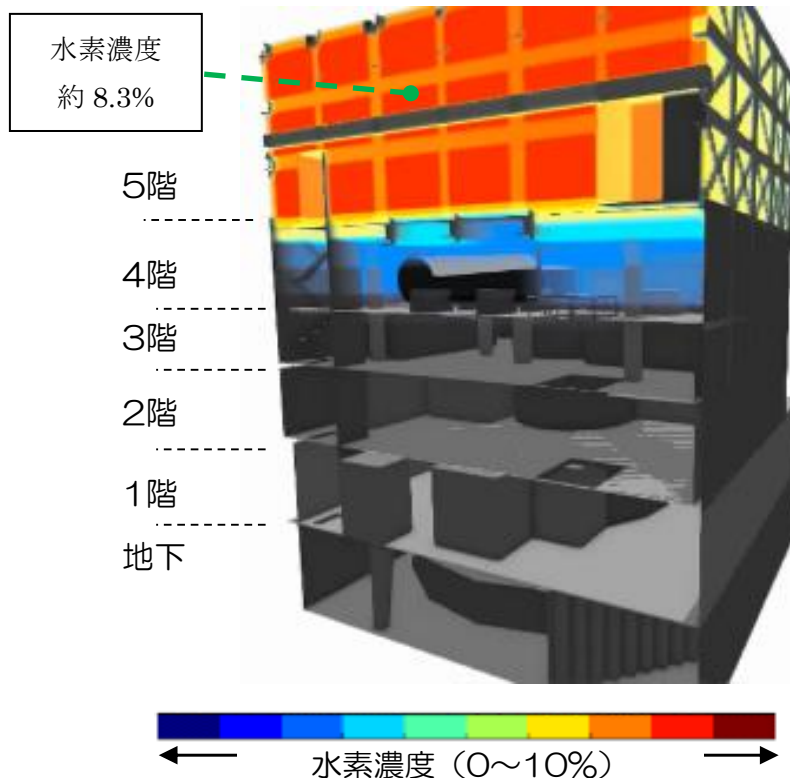
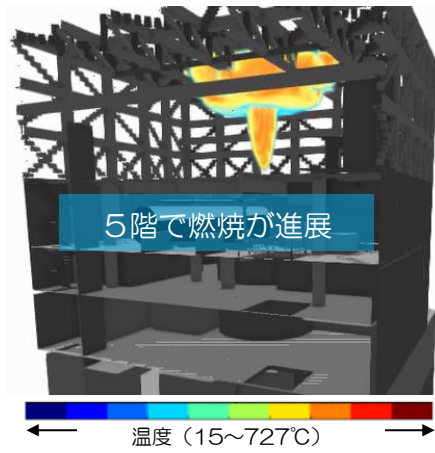
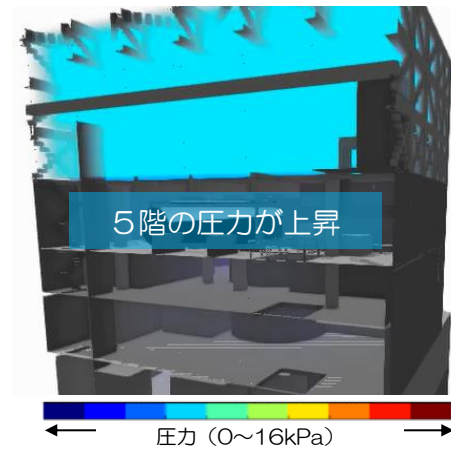


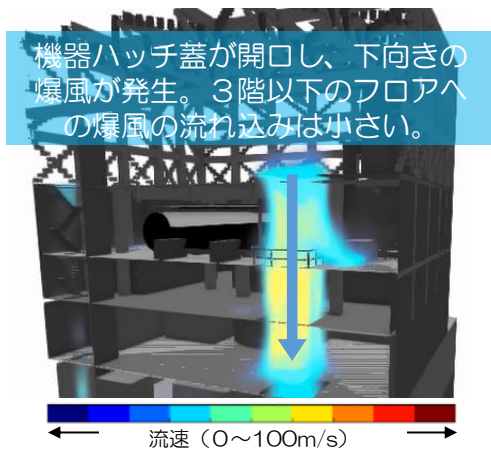
図8 着火時の水素濃度分布 (ケース①：5階漏えい・5階着火)



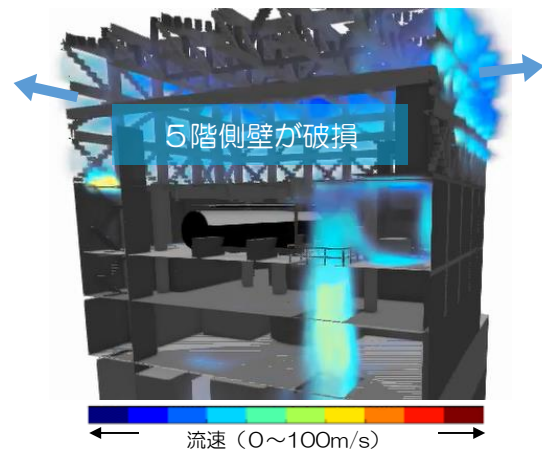
(A)



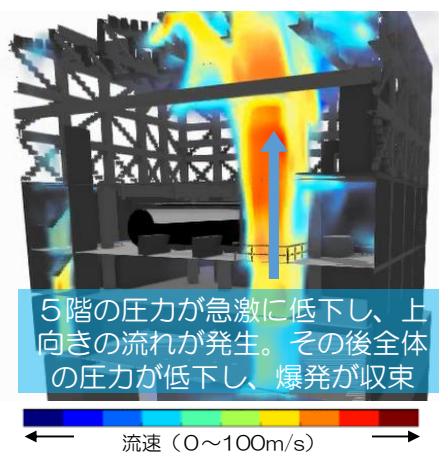
(B)



(C)



(D)



(E)

図9 水素爆発解析結果 (ケース①: 5階漏えい・5階着火)

(2) ケース②：5階＋4階漏えい・4階着火

着火時の水素分布を図 10 に示す。水素濃度のカラーバーの範囲がケース①と異なるため、5階部分の水素濃度が青く表示されているが、5階の水素濃度はケース①と同等である。4階IC配管からの漏えい箇所近傍において、天井付近の水素濃度が高くなる傾向が見られる。

解析結果を図 11 (A) ～ (E) に示す。着火後、水素濃度の高い4階西側で急激に燃焼が進展し (A)、圧力が急激に上昇する (B)。4階と5階の圧力差により、機器ハッチ蓋が開くとともに、着火点のある4階では、気体の逃げ道になる機器ハッチの方向に向かう強い爆風が発生する (C)。これに伴い、3階以下にも機器ハッチ部から水平方向に強い爆風の流れ込みが発生する (D)。また、5階では強い爆風の影響により、天井と側壁がほぼ同時に損傷しており、横向きの流れと上向きの流れがほぼ同時に発生している (E)。

本ケースでは、圧力の上昇速度がケース①と比較して急峻であり、ケース①よりも爆風の速度が大きくなっている (流速のカラーバーの範囲は、図 9 に示すケース①では 0～100m/s であるのに対し、図 11 に示すケース②では 0～200m/s である)。

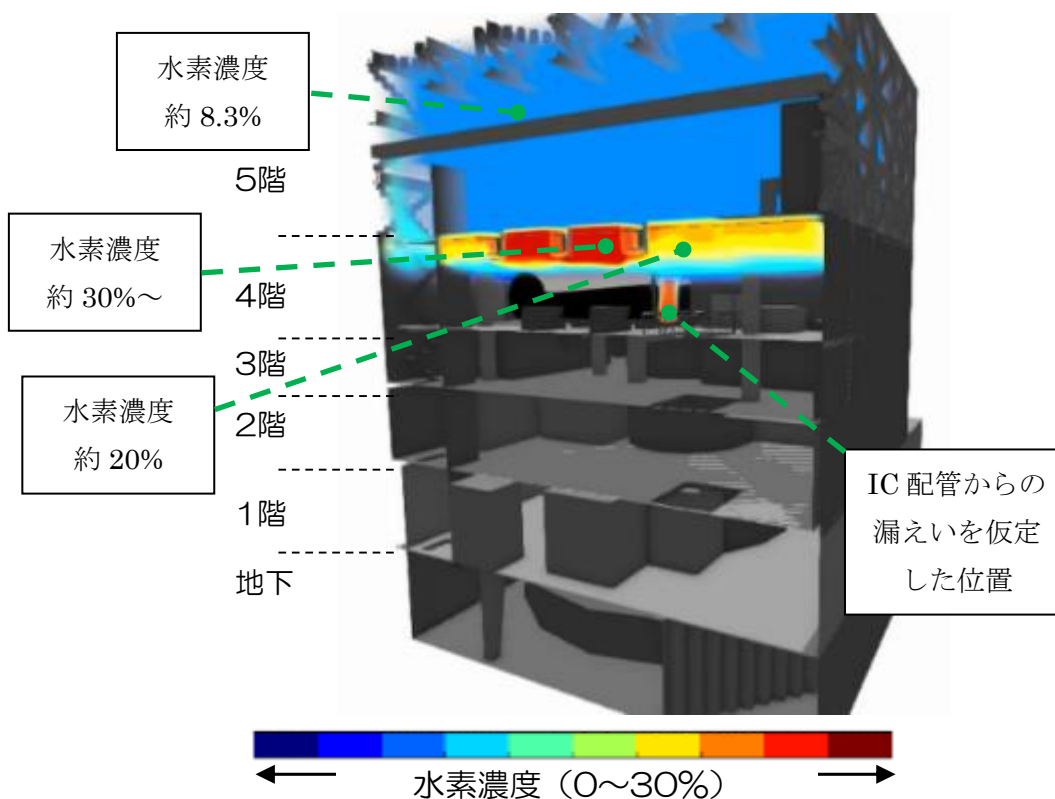
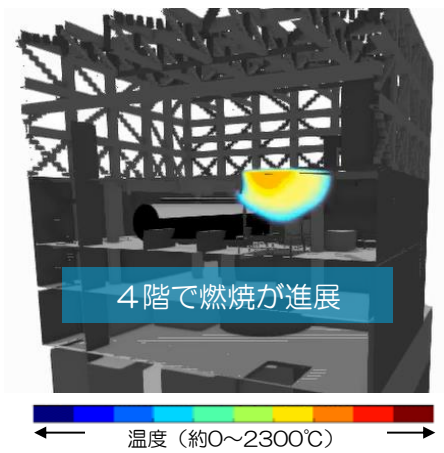
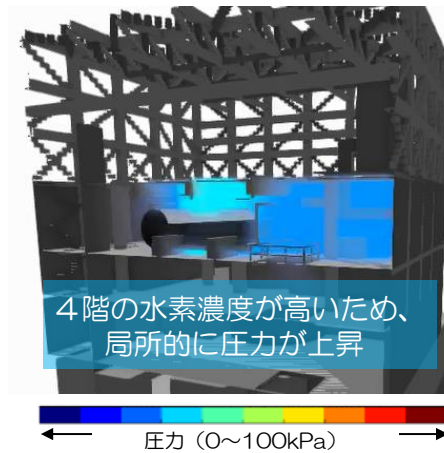


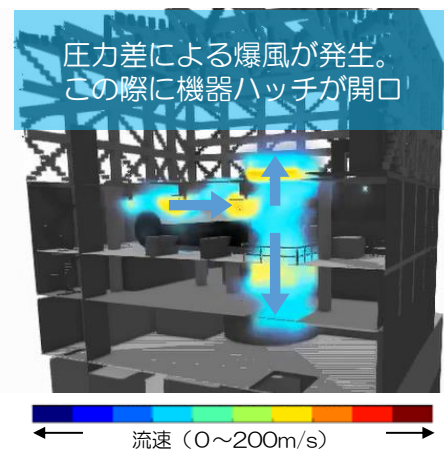
図 10 着火時の水素濃度分布 (ケース②：5階＋4階漏えい・4階着火)



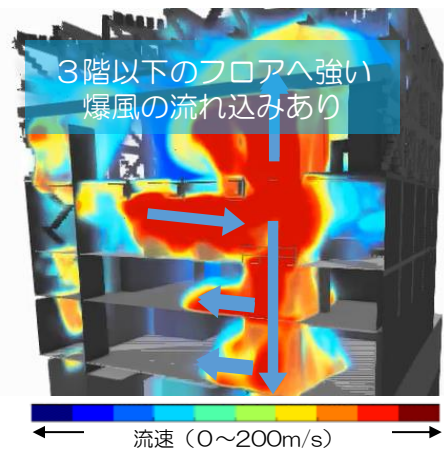
(A)



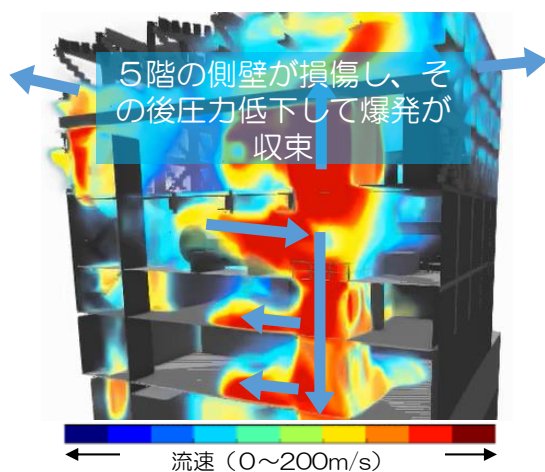
(B)



(C)



(D)



(E)

図 11 水素爆発解析結果 (ケース②) : 5階+4階漏えい・4階着火)

(3) ケース③：5階+4階漏えい・5階着火

着火時の水素濃度分布はケース②と同様（図10）であるが、ケース③では着火位置を5階シールドプラグに変更している。

着火位置である5階の水素濃度分布はケース①と同様であるため、着火後はケース①と同様の爆発の進展（図9（A）～（E））をたどる。その後の解析結果を図12（A）～（D）に示す。図9に示した爆発の進展の後も4階天井部分に高濃度の水素が残存しており（A）、そこに5階の火炎が着火する（B）ことによって4階で局所的に圧力が上昇し（C）、ケース②と類似の強い爆風が付加される形となった（D）。このため、機器ハッチを通じた上向きの流れが2回見られる形となった。

なお、本ケースでは着火位置を5階シールドプラグとしているが、着火位置を5階の他の位置に変更したケースも別途実施し、爆発の特徴としては類似の結果が得られることを確認している。

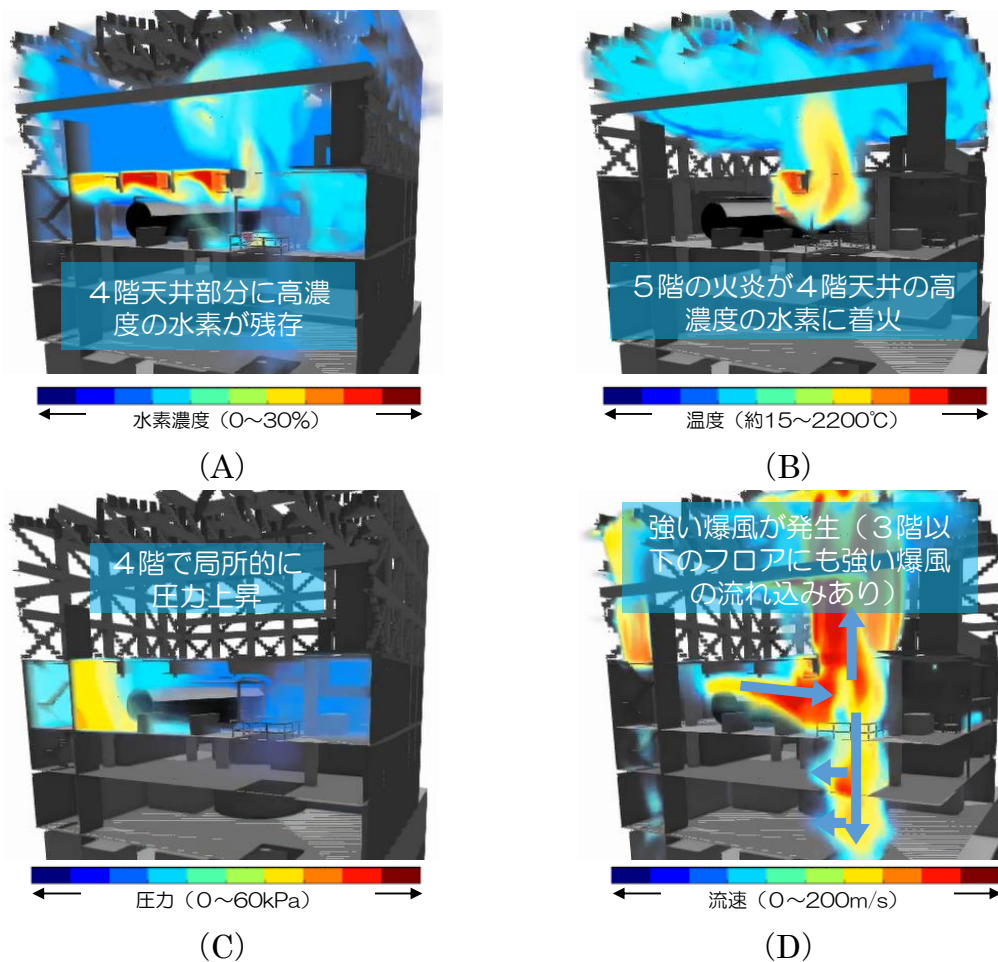


図12 水素爆発解析結果（ケース③：5階+4階漏えい・5階着火）

(4) ケース④：5階漏えい・4階着火

着火時の水素分布を図13に示す。水素漏えい量をケース①の約134kgから約210kgに増やした結果、5階だけでなく、4階にも燃焼が進展する程度に水素が移行しているが、3階までは水素がほとんど移行していないような結果となっている。

解析結果を図14(A)～(D)に示す。4階で着火した結果、4階で燃焼が進展するが、機器ハッチ蓋の隙間を通じて5階に燃焼が伝播している(A)。5階と比較して4階の水素濃度が低いため、4階の燃焼の進展は緩慢であり、主に5階で燃焼が進展する(B)。その結果、5階の圧力が4階よりも先に上昇し(C)、その結果、機器ハッチ蓋は5階からの圧力によって開口し、下向きの爆風が発生する(D)。その後の挙動は、図9(D)(E)に示したケース①の爆発の進展と類似の結果となる。

ケース①よりも水素漏えい量が大きく、水素濃度が高いため、爆発の規模(爆風の速度)はやや大きいものの、爆発の特徴はケース①と同等となっている。

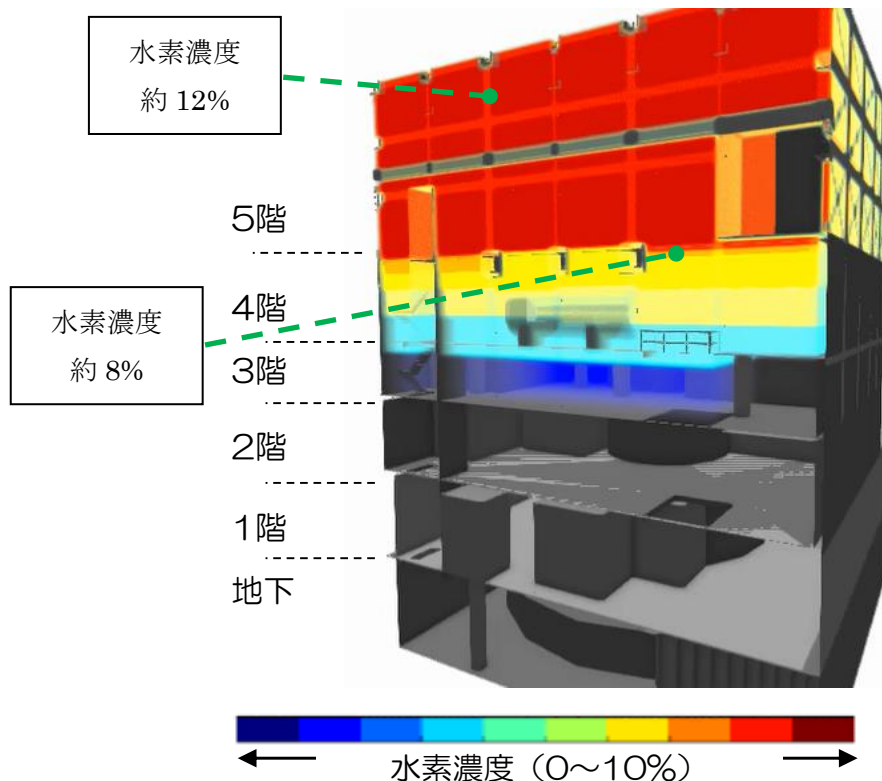
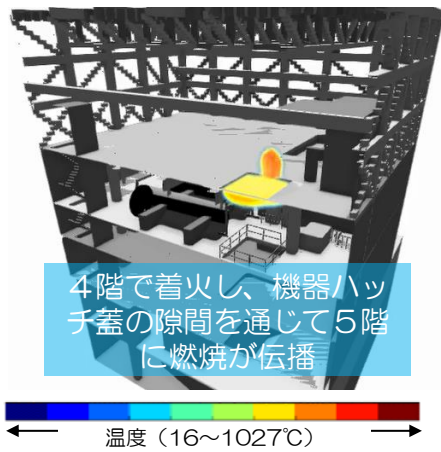
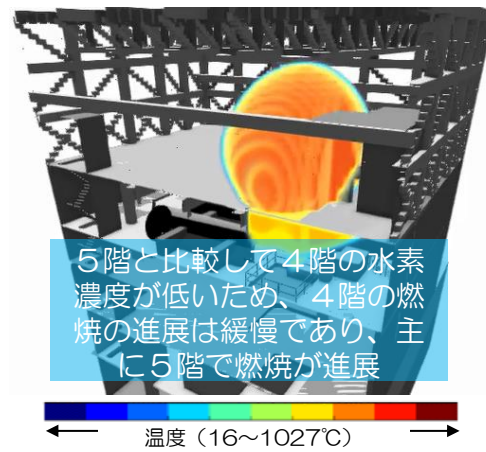


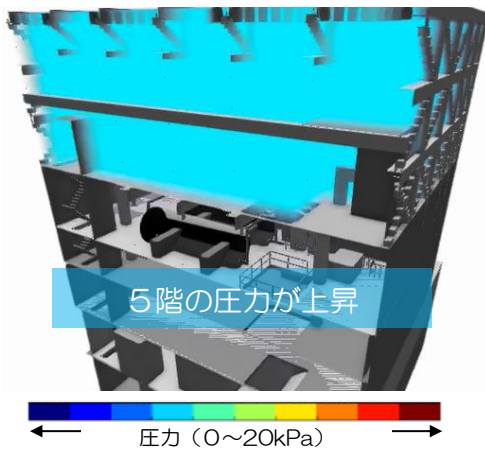
図13 着火時の水素濃度分布 (ケース④：5階漏えい・4階着火)



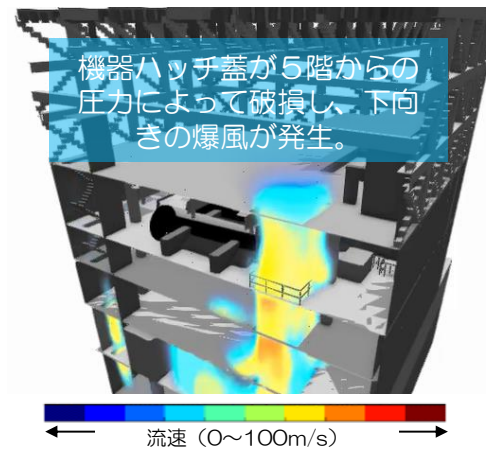
(A)



(B)



(C)



(D)

図 14 水素爆発解析結果 (ケース④) : 5階漏えい・4階着火)

3. 解析結果と損傷状況の比較

より確からしい水素爆発シナリオを推定するため、2.に示した水素爆発解析の結果の特徴と、建屋の損傷状況を部位ごとに比較した。

3.1 建屋5階部分

水素爆発後の建屋5階部分は側壁が吹き飛んでおり、また、天井スラブが床に落下している。5階床面は大部分が天井スラブに覆われており、5階床面の損傷状況は明らかになっていない。それ以外の部分の損傷についても、爆発そのものによる損傷か、天井の落下による損傷かの判別は困難である。

一方、無人カメラによる水素爆発時の映像が得られている。図15に、爆発時の映像における煙の様子(A)と、解析結果における爆風の様子(B)を並べて示す。(A)に示す映像からは、5階側壁損傷時は横向き、遅れて高速の上向きの爆風が流れる様子が見られた。(B)に示す解析結果では、5階側壁損傷後、ケース①では横向きの流れに遅れて高速の上向きの流れが発生しており、映像と同じ傾向である。これに対し、ケース②では横向きの流れと同時に上向きの流れが発生している。なお2.3(3)で前述したように、ケース③では、ケース①の後に新たに上向きの爆風が付加され、上向きの流れが2回見られる。また、ケース④はケース①と類似の傾向となる。

これらより、5階漏えいを仮定したケース①、④で見られた側壁損傷後の上向きの流れを、映像が捉えた可能性がある。一方、5階+4階漏えいを仮定したケース②、③では、ケース②では横向きの流れと上向きの流れの生じるタイミングが、ケース③では回数が、それぞれ映像と異なる。

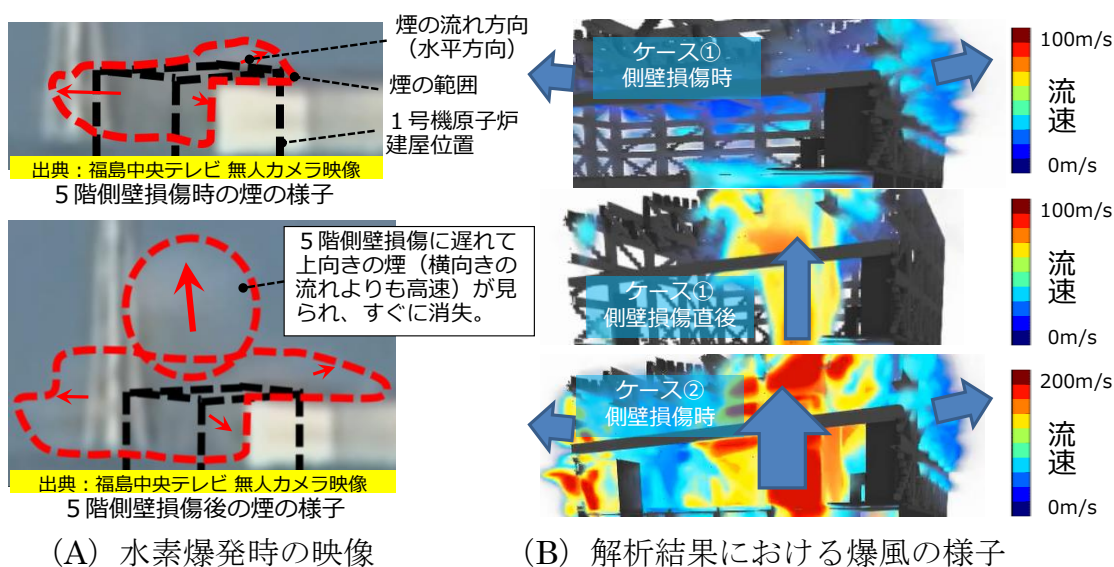


図15 爆発時の映像と解析結果の比較

3.2 建屋4階部分

建屋4階部分の損傷のうち、水素爆発に起因すると考えられる主要な損傷として、(1) 機器ハッチ周辺のプルボックスの変形・ハンドレールの損傷、(2) ICタンク南側の保温材・保温材カバーの剥がれ、(3) MCC、仮設トイレ、換気ダクト等の変形、が挙げられる。また、同じ4階でも、(4) 4階東側の損傷は軽微である。それぞれについて、水素爆発解析の結果の特徴と建屋の損傷状況を比較した⁵。

- (1) 機器ハッチ周辺のプルボックスの変形・ハンドレールの損傷について
当該部分の損傷状況を図16に示す。(B)に示したプルボックスは、上から押しつぶされたような変形をしている。

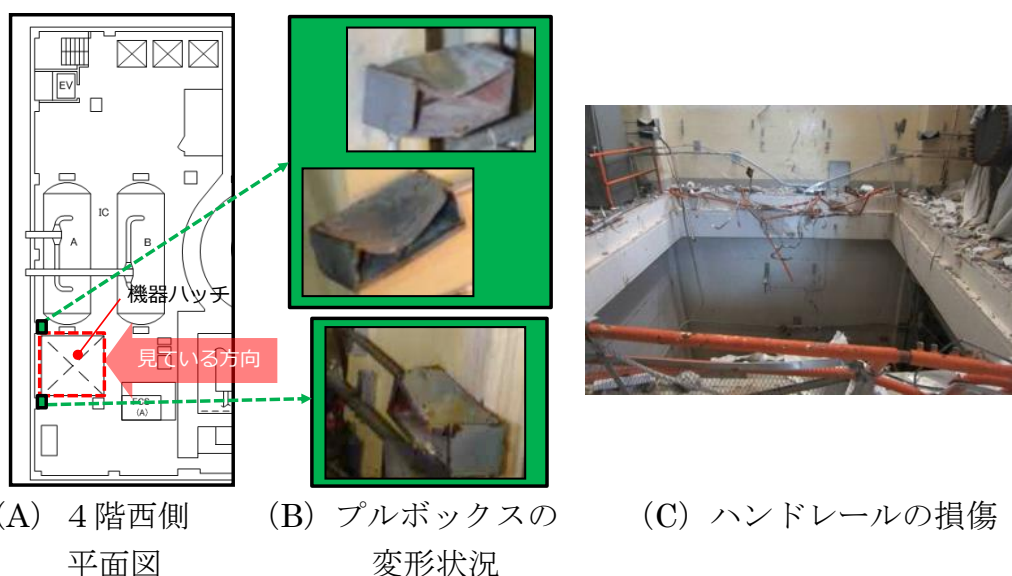


図16 機器ハッチ周辺のプルボックスの変形・ハンドレールの損傷

これに対し、ケース①における爆風の解析結果を図17に示す。図は、機器ハッチ付近の垂直断面の流速ベクトルを示している。解析結果の見ている方向は図16(A)と同様である。図17(A)より、機器ハッチ蓋損傷直後の下向き爆風はハッチの外側にも流れ込んでおり、壁付近のプルボックス位置に爆風が及んでいる。これにより、図16(B)で見られたように、プルボックスは下向きに変形した可能性がある。一方、図17(B)に示す5階壁破損後の上向きの流れは、主にハッチの内側部分を通過しているため、ハッチ

⁵ 4階北西部では天井が損傷しているが、損傷が局所的であることなどから、これは水素爆発に伴う圧力上昇による損傷ではなく、天井スラブ等の落下衝撃による損傷と考えている。

の外側のプルボックスは流れの影響を受けにくく、上向きには変形しなかった可能性がある。また、図 16 (C) に示したハンドレールは機器ハッチ蓋損傷後、あるいは5階側壁損傷後のいずれかの爆風によって損傷した可能性がある。なお、ケース④はケース①よりもやや爆風の速度が大きいものの、ケース①と爆発の進展は類似している。

次に、ケース②、③における爆風の解析結果を図 18 に示す。ケース②、③では、4階の高濃度の水素に着火した後、プルボックス位置に横向きの強い爆風が衝突している。一方、図 16 (B) に示したプルボックスの損傷状況を見ると、横向きに強い爆風を受けた形跡は見られない。

これらより、4階機器ハッチ周辺のプルボックスの変形の方法は、5階漏えいを仮定したケース①、④の爆風の向きと整合しており、5階+4階漏えいを仮定したケース②、③では爆風の向きが異なる。

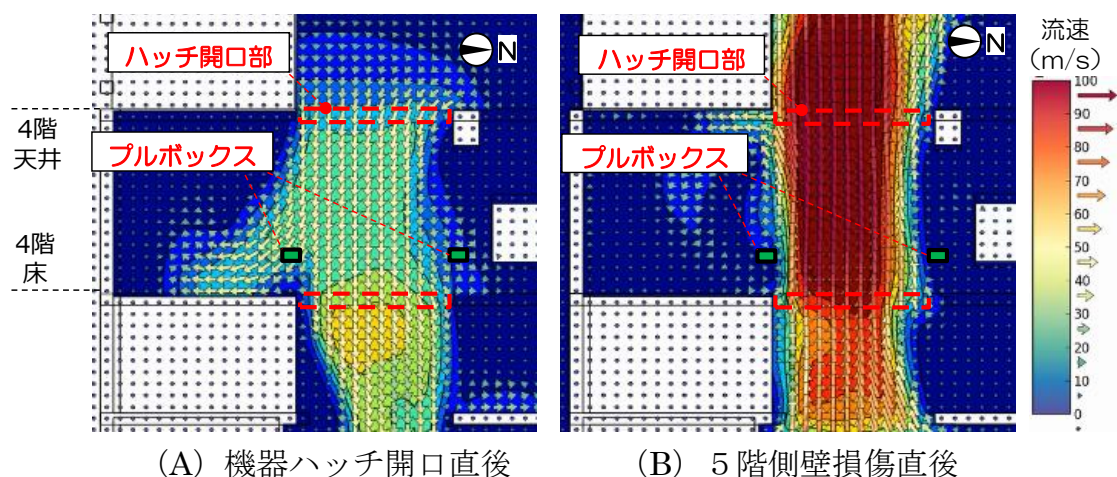


図 17 プルボックス位置における爆風の速度分布 (ケース①)

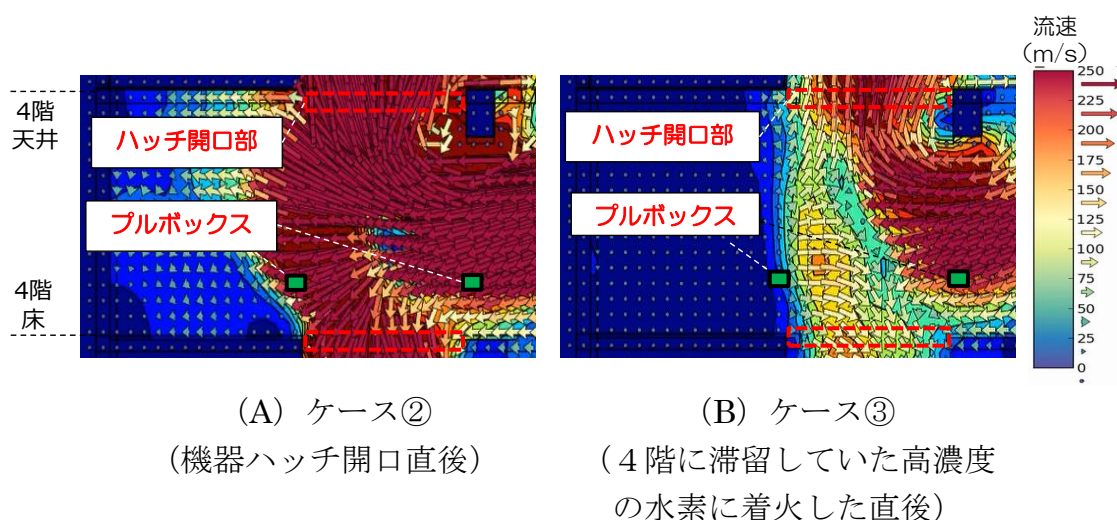


図 18 プルボックス位置における爆風の最大速度

(2) IC タンク南側の保温材・保温材カバーの剥がれについて

IC タンクの保温材・保温材カバーの損傷状況を図 19 (A) ~ (C) に示す。

(D) は写真のしている方向を示している。オレンジ色に見える箇所が IC タンクの本体である。IC タンク表面は本来、写真に白く写っている保温材 ((C) 参照) が、銀色の保温材カバー ((B) 参照) で覆われている。これに対し、IC タンク南側の保温材カバーは剥がれ、保温材が露出している (A)。一方、IC タンク北側の保温材カバーは健全である (B)。なお、IC タンク南側には、保温材カバーや保温材が IC タンク近くに存在しているものがある (C)。



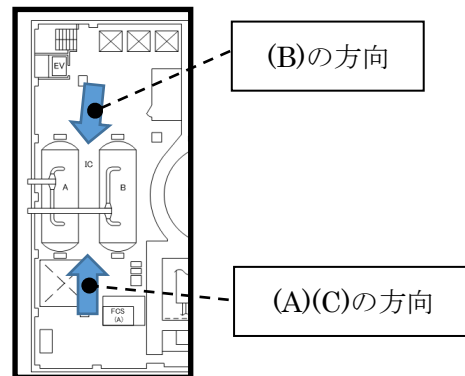
(A) IC タンク南側 (その 1)



(B) IC タンク北側



(C) IC タンク南側 (その 2)



(D) 4階西側平面図

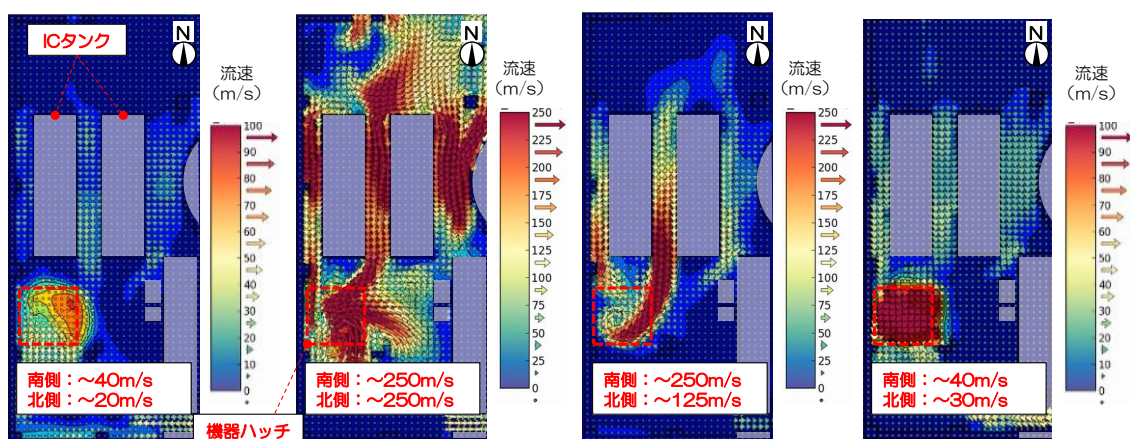
図 19 IC タンクの保温材・保温材カバーの損傷状況

これに対し、IC タンク付近の爆風の最大速度の解析結果を図 20 に示す。図は、IC タンク高さ中央位置における水平断面の流速ベクトルを示している。ケース②、③については、IC タンク南側、北側ともに、爆風の最大速度が 125m/s~250m/s 程度と非常に大きくなっている。ケース①、④については、IC タンク南側で~40m/s 程度、北側で~30m/s 程度であり、IC タンク南側で見られる程度の爆風の速度によって保温材カバーが剥離するかは断定できないものの、IC タンク北側の爆風の速度は南側と比較して小さい。こ

これは南側と北側の保温材カバーの損傷状況が異なっている状況と一致する。

また、仮に、ケース②やケース③で見られるような非常に強い爆風が生じた場合には、剥がれた保温材や保温材カバーは風圧によって相応の距離を移動すると考えられるが、図 19 の (C) に示したように、現状は IC タンク付近に落下している保温材や保温材カバーも見られることから、爆風の速度は比較的小さかった可能性がある。

これらより、IC タンク南側および北側の保温材・保温材カバーの状況は、5階漏えいを仮定したケース①、④と整合する傾向であり、5階+4階漏えいを仮定したケース②、③では爆風の速度が大きすぎる可能性がある。



(A) ケース① (B) ケース② (C) ケース③ (D) ケース④

図 20 IC タンク中央位置 (水平断面) における爆風の最大速度

(3) 換気ダクト、MCC、仮設トイレの変形について

換気ダクト、MCC、仮設トイレの損傷状況を図 21 (A) (B) に示す。(C) は写真のしている方向を示している。図中で赤い点線で囲った部分は外側に変形している部分、青い点線で囲った部分は内側に変形している部分を示しており、両者が混在している。

これに対し、換気ダクト高さにおける圧力分布の解析結果を図 22 に示す。水素の燃焼によって、建屋内の空間の圧力が急速に上昇するタイミング (A) では、ダクト内の圧力変化が建屋空間の圧力変化に追いつかず、建屋空間よりも低くなっている。また、5階側壁が損傷し、建屋内の空間の圧力が急減するタイミング (B) では、逆にダクト内の圧力が建屋の空間よりも高くなっている。このように、爆発の進展の各時点において、換気ダクト内外で圧力差が発生している。

換気ダクト、MCC、仮設トイレ等の中空の構造物においては、このような

構造物内外の圧力差が生じうると考えられ、建屋内圧力の上昇時と低下時の影響が混在し、図 21 で見られるように内側に向かう変形と外側に向かう変形が混在する要因となった可能性がある。なお、図 22 にはケース①の結果を示しているが、上記の傾向は解析ケースによらず共通であり、いずれの解析ケースも損傷状況とは矛盾しないと考えられる。

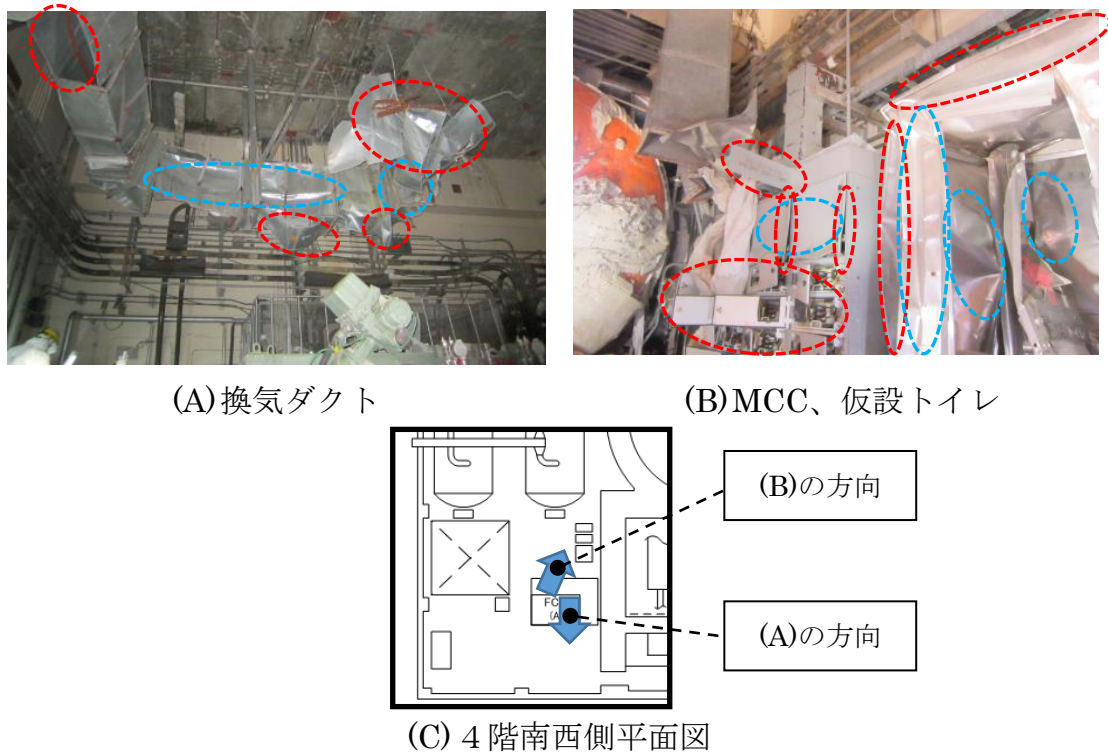


図 21 換気ダクト、MCC、仮設トイレの変形

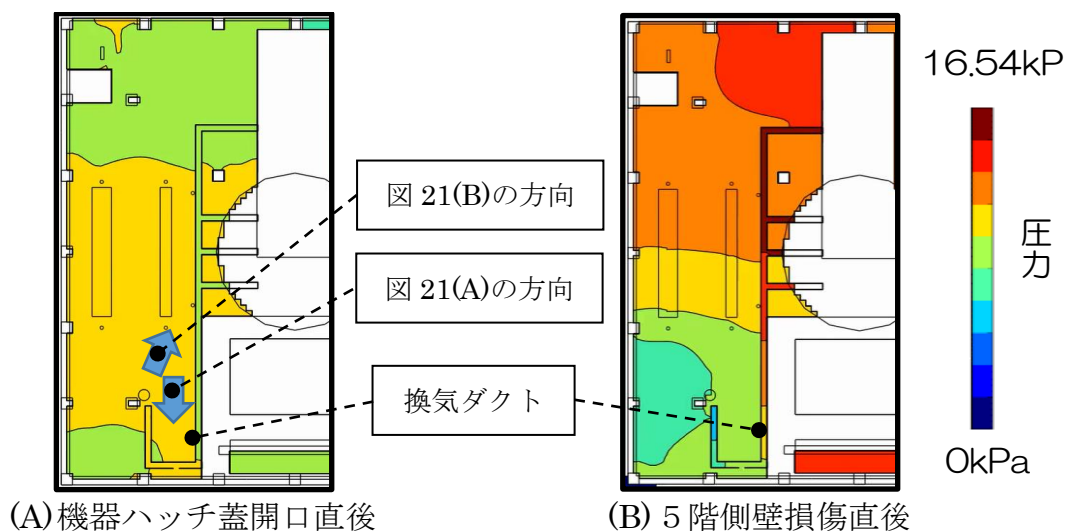


図 22 4階換気ダクト高さの圧力分布（ケース①）

(4) 4階東側の損傷について

前述のように、4階東側の損傷は4階西側と比較して軽微である。4階東側では、天井の高さが低く、5階や4階西側から水素が回り込みにくいいため、水素濃度は低く、全解析ケースにおいて水素燃焼には至っていない。

図 23 に、4階東側における爆風の最大速度の解析結果を示す。4階東側では、流路となるアクセス口が比較的狭いため、いずれの解析ケースにおいても西側と比較して発生する爆風の最大速度は小さくなっており、損傷が軽微である状況とは矛盾しないと考えられる。

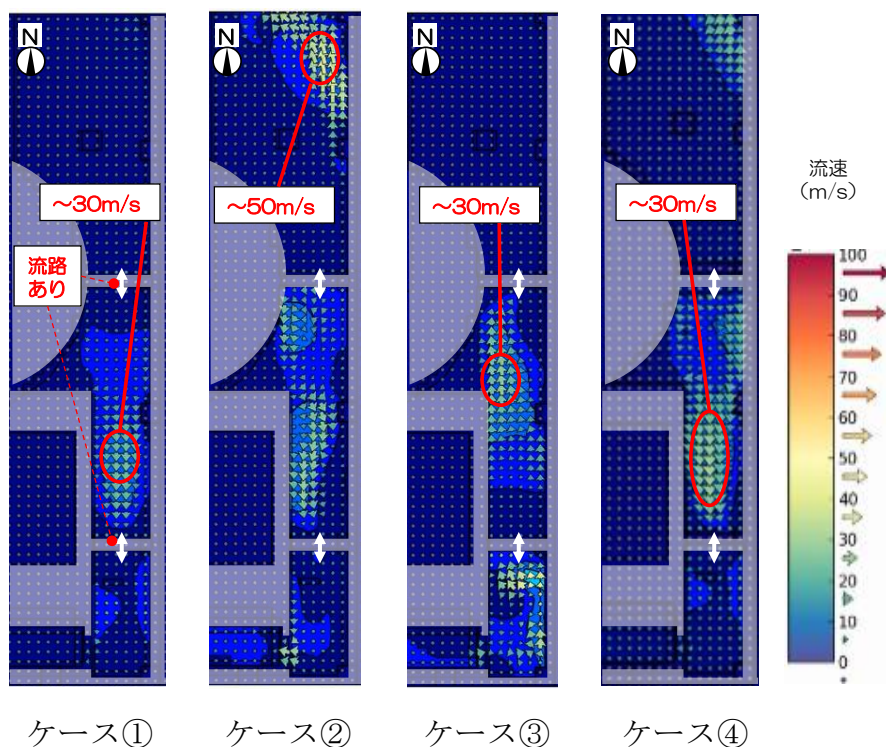


図 23 4階東側における爆風の最大速度

3.3 建屋3階以下

3階以下の機器ハッチ周辺の状況を図 24 に示す。比較的薄い構造物の変形(赤丸で囲んだ部分)は見られるものの、その他の構造物の損傷はほとんど見られない。3.2 に示した4階西側の損傷状況と比べても軽微であり、強い爆風を受けた形跡は見られない。

これに対し、3階以下に流れ込む爆風の最大速度の解析結果を図 25 に示す。図は、機器ハッチ付近の垂直断面の流速ベクトルを示している。解析結果のしている方向は図 16 (A) と同様である。解析における3階以下のフロアに流れ込む爆風の最大速度は、ケース②、③ではケース①、④と比較して

非常に大きくなっている。このため、流れ込む爆風の速度の観点では、5階+4階漏えいを仮定したケース②、③では爆風が強すぎる傾向が見られる。

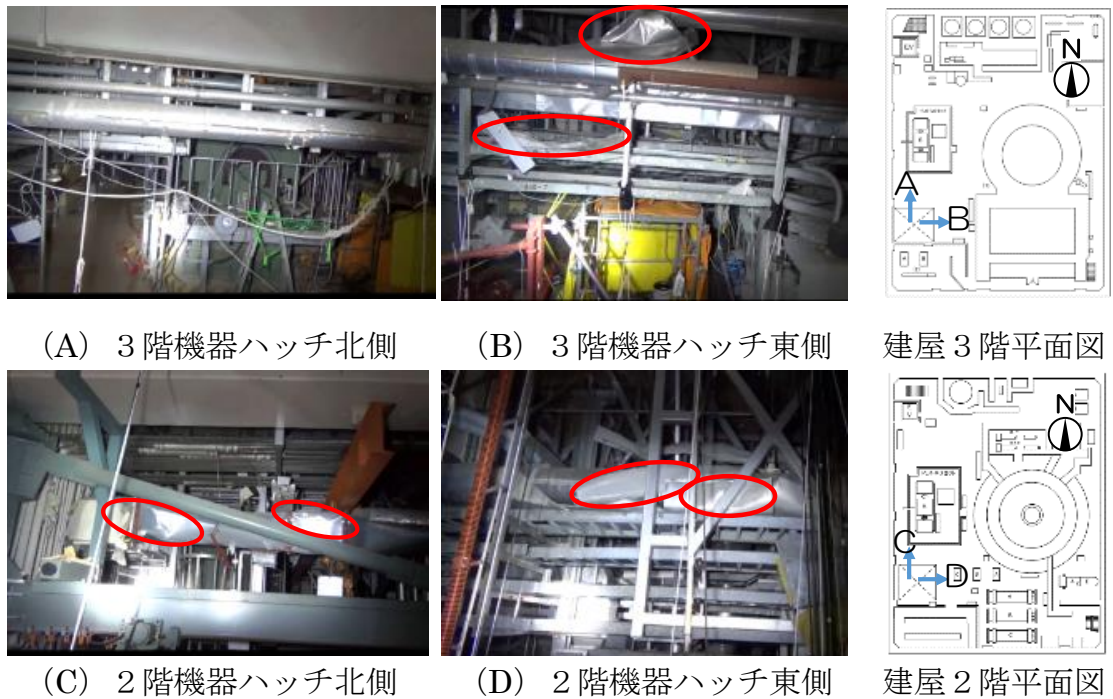


図 24 3階以下の機器ハッチ周辺の状況

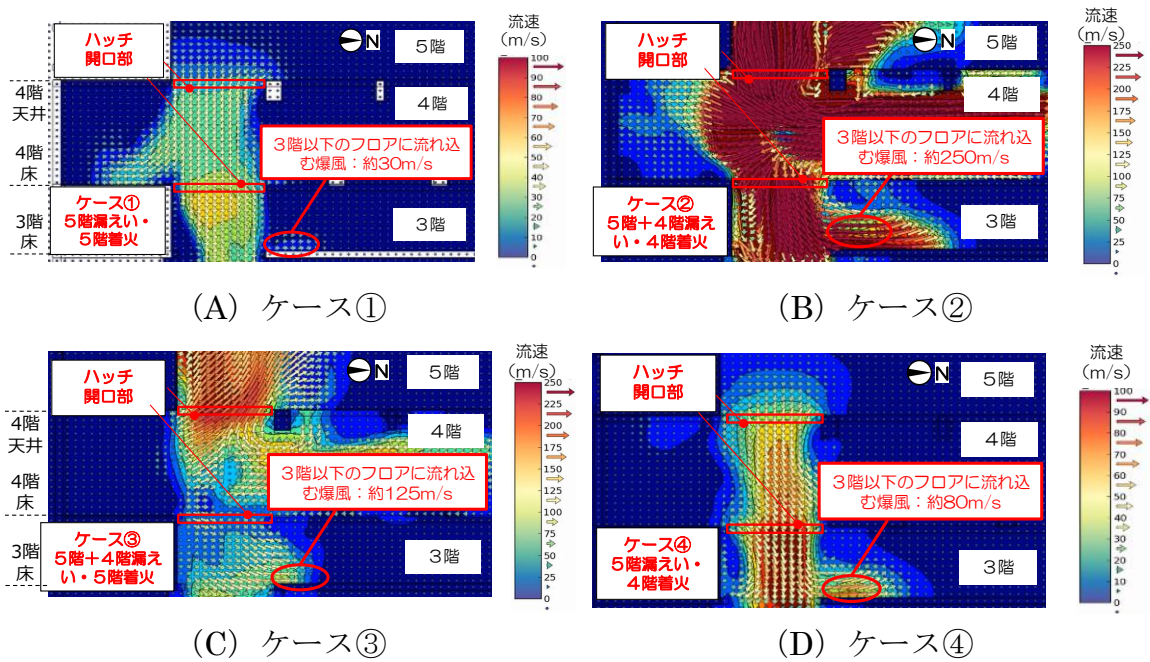


図 25 3階以下に流れ込む爆風の最大速度

3.4 解析結果と建屋の損傷状況の比較のまとめ

これまでに示した、解析結果と建屋の損傷状況の比較を表3にまとめる。なお、図中の○は解析結果が損傷状況と矛盾しないことを、▲は解析結果と損傷状況との相違の説明が困難であることを示す。表3より、従来想定していた、建屋5階に水素が漏えいしたシナリオがより確からしいと推定した。

表3 解析結果と建屋の損傷状況の比較

階層	損傷状況	解析結果との比較	
		ケース①、④ 5階漏えい	ケース②、③ 5階+4階漏えい
5階	側壁が吹き飛んでいる	○ (2.3 参照)	○ (2.3 参照)
	機器ハッチの蓋が開口している	○ (2.3 参照)	○ (2.3 参照)
	側壁損傷後の煙の流れ	○ (3.1 参照)	▲ (3.1 参照)
4階	機器ハッチ周辺の損傷 (ハンドレールの損傷・プルボックスの変形、ICタンク南側の保温材の剥がれ)	○ (3.2 参照)	▲ (3.2 参照)
	換気ダクト/MCC/仮設トイレの変形	○ (3.2 参照)	○ (3.2 参照)
	ICタンク北側の保温材カバーは健全	○ (3.2 参照)	▲ (3.2 参照)
	東側の損傷は軽微	○ (3.2 参照)	○ (3.2 参照)
3階以下	機器ハッチ周辺以外の損傷は軽微	○ (3.3 参照)	▲ (3.3 参照)

4. まとめ

解析結果と建屋の損傷状況との比較より、福島第一原子力発電所1号機で発生した水素爆発に対して、4階 IC 配管など、4階部分で水素が漏えいしていた可能性は低く、従来想定していた、建屋5階に水素が漏えいしたシナリオがより確からしいと推定した。これは、現場調査結果[2] (IC 周辺の機器、配管に損傷が確認されなかったこと等) とも整合する結果である。

5. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係

本検討より、格納容器トップヘッドフランジ部から水素の漏えいがあった可能性が改めて示唆された。このため、格納容器からの水素の漏えいを防止する対策が必要である。また、万一漏えいがあった場合にも、局所的な水素の滞留も含め、建屋内の水素濃度を十分に低く保ち、水素爆発を防止する対策が必要である。

格納容器漏えい防止対策としては、格納容器自体の過温・過圧破損を防止するため、格納容器シール材の強化、トップヘッドフランジ冷却、格納容器への代替スプレー手段の強化、代替循環冷却、フィルタベント等の対策を講じる。なお、格納容器を貫通する配管は、事故時に生じるような異常を検知した場合には、隔離弁により自動的に隔離される設計となっている。

また、水素爆発防止対策としては、万一水素が建屋に漏えいした場合にも速やかに検知できるよう、漏えいを想定しうる箇所（格納容器トップヘッドの先の建屋最上階、機器ハッチ・エアロックのある小部屋）に水素濃度計を設置している。建屋最上階で水素濃度が制限値を超えた場合はフィルタベントによって格納容器を減圧し、建屋への更なる水素漏えいを抑制する対策を講じる。さらに、水素濃度を十分に低く保つため、建屋最上階への静的触媒式水素再結合装置（PAR）の設置、トップベントによる建屋からの水素の排出等の対策を講じている。以上の対策の概要を図 26 に示す。なお、機器ハッチ・エアロックから水素が漏えいした場合も、水素は換気ダクト等を通じて建屋最上階へ導かれるため、建屋内において水素濃度が可燃限界に至ることはないと評価している。

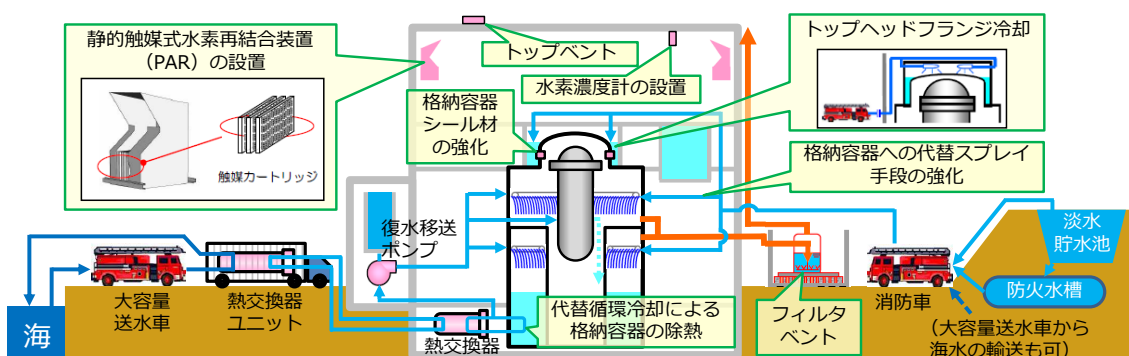


図 26 柏崎刈羽原子力発電所における格納容器漏えい・水素爆発防止対策

参照文書

- [1] Hansen, O.R. et al., "Validation of FLACS-hydrogen CFD consequence prediction model against large scale H2 explosion experiments in the FLAME facility," 1st International Conference on Hydrogen Safety, Pisa, Italy (2005)
- [2] 東京電力「福島第一原子力発電所 1 号機非常用復水器の動作状況の評価について」(2011/11/22)

空間線量率モニタリングデータに基づく 1 号機事故進展の推定

1. はじめに

福島第一原子力発電所事故において、事故進展の過程で燃料から放出された放射性物質は、格納容器ベントや格納容器からの直接漏えい、原子炉建屋の爆発等により環境中へ放出された。この事故に伴う発電所外への放射性物質の放出、土壌への沈着等に関する評価については、モニタリングカーで測定した空間線量率や気象庁の気象観測所で観測された降雨などの気象データをもとに、主な事象毎の大気への放出量の評価や、福島第一原子力発電所から見て北西方向に高汚染地域が生じた要因の検討等を行い、「福島第一原子力発電所事故における放射性物質の大気中への放出量の推定について（平成 24 年 5 月）」[1]に取りまとめ公表している。この評価では、各時刻の放射性物質の放出源を、爆発・ベント等により号機が特定できる場合は当該号機に設定する一方、3 月 13 日以降の複数号機で炉心損傷が生じ放射性物質を放出したと考えられる期間は、評価当時の事故進展に関する知見に基づいて主たる放出号機を推定し設定している。この評価において、Cs137 の放出量の推定結果は他機関の放出量評価結果とほぼ同等な値となり、Cs137 の沈着量の推定結果は文部科学省が実施した Cs137 の土壌汚染密度測定値の結果から評価した沈着量とほぼ同等の値となったことから、放射性物質の放出量について、特に発電所敷地外の汚染に至る放出について一定の理解に至ったと考えている。しかしながら、放射性物質の放出自体とその原因となる各号機の事故進展との関係が全て特定できたわけではない（共通-7）。

事故時に観測された発電所敷地内外の空間線量率の推移は、放射性物質を放出した結果であり、その原因となる事故進展と因果関係がある。従って、空間線量率の変動傾向から放射性物質の放出挙動を推定することにより、それに至る事故進展についての情報を得ることが期待できる。そこで、事故進展挙動について把握することを目的に、空間線量率データの分析を行うこととした。

なお、本検討では 3 月 12 日 0:00 頃から 8:00 頃の期間に着目し、1 号機における放射性物質の放出に至る事故進展挙動を把握することを目的に、空間線量率の変動状況の分析を行った。

2. 発電所敷地内外の空間線量率モニタリングデータ

2.1. 発電所敷地内外の空間線量率モニタリングデータ

図 1、2 に 3 月 12 日 0:00 から 8:00 までの発電所敷地内の空間線量率モニタリングデータ及び発電所敷地外の空間線量率モニタリングデータ[2]を示す。

発電所敷地内の空間線量率は、通常放射性物質の放出を監視するモニタリングポスト（以下、MP）が電源喪失に伴い監視できなくなった¹⁾ため、モニタリングカーにより測定を行っていた。当該の時間帯においては、図 1 中に示すとおり、空間線量率は 1 号機から約 1km 離れた正門付近と MP8 付近で測定を行っていた。図 1 のグラフより、発電所敷地内の空間線量率は、3 月 12 日 4:00 頃までは低い値で安定していたが、4:00 頃から顕著な変動が始まることを確認できる。

発電所敷地外の空間線量率は、福島県のモニタリングポストにて地震発生以降も計測が行われていた。図 2 のグラフより、発電所敷地外の空間線量率は、3 月 12 日 4:30 頃までは低い値で安定していたが、4:30 頃から顕著な変動が始まることを確認できる。

このような、発電所敷地内外の空間線量率の顕著な変動が始まる頃、2 号機、3 号機では原子炉隔離時冷却系が運転を継続しており、原子炉水位は有効燃料頂部よりも高い位置で維持されていたことから、燃料損傷及びそれに伴う放射性物質の放出に至るような状況ではなかった。一方、1 号機は原子炉の冷却・除熱手段を喪失した状況が継続しており、既に過酷な状況に至っていた。（なお、各号機における当該時間帯の状態の推定については、本報告書本文を参照。）従って、本検討で対象とした 3 月 12 日 0:00 頃から 8:00 頃の期間の空間線量率の挙動は、1 号機からの放射性物質の移行・放出挙動を捉えたものであると考えられる。

¹⁾一部 MP については、中央制御室にて一部の期間データ採取可能であったことから、運転員が状況把握のためデータ採取を行っている。（当社ホームページ「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集 運転員採取データ」、平成 26 年 12 月 16 日公表）

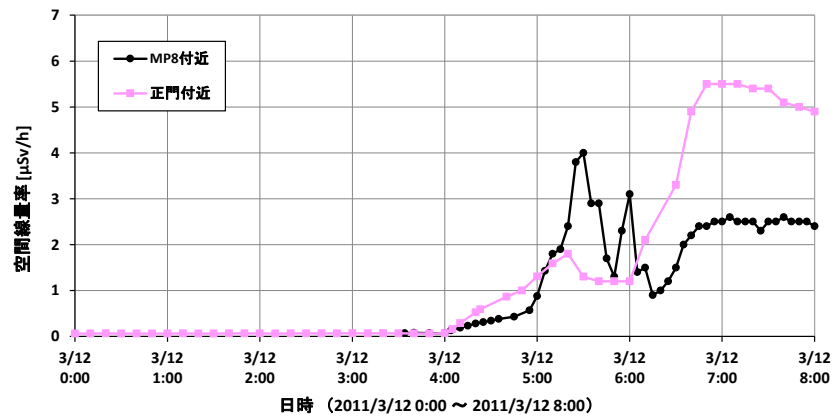


図 1 発電所敷地内の空間線量率モニタリングデータ[1]

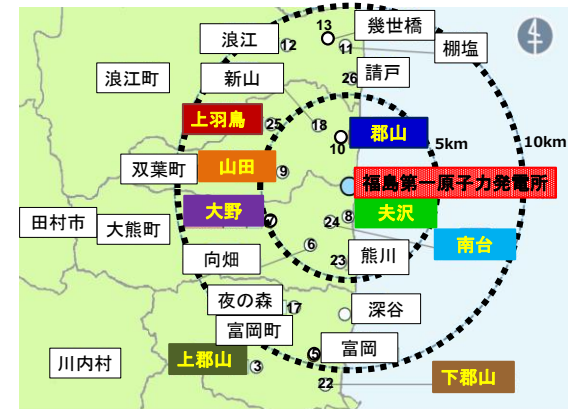
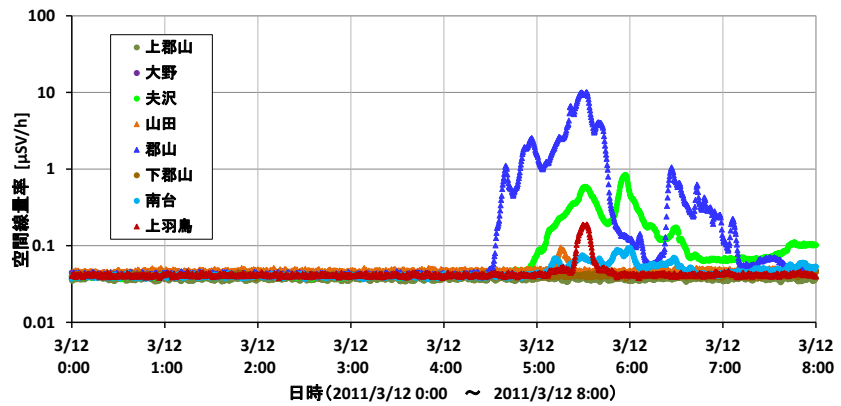


図 2 発電所敷地外の空間線量率モニタリングデータ[2]

2.2. 格納容器からの放射性物質の移行・放出

被覆管破損、燃料損傷により燃料から放出された放射性物質は、逃がし安全弁等を経由して圧力抑制室（以下、S/C）へ移行するか、原子炉圧力容器からの漏えいによりドライウェル（以下、D/W）へ移行することによって格納容器へ移行する。格納容器へ移行した放射性物質は、①格納容器ベント、②原子炉建屋内への漏えいを経て環境中へ放出される。

①格納容器ベント

格納容器破損防止のため、格納容器の除熱（減圧）を目的に実施する格納容器ベントでは、S/C もしくは D/W から排気筒を通じて格納容器中のガスを環境中へ放出する。この際、ガスに含まれる放射性物質を環境中に放出してしまうが、通常はプール水によってガス中の放射性物質を捕捉し、放出量の抑制を期待できる S/C からのベントを優先する。福島第一原子力発電所の事故においても、この S/C からのベントを実施している。格納容器ベントの場合、排気筒を放出点として放射性物質を環境中へ放出することとなる。

②原子炉建屋内への漏えい

一方、原子炉建屋内への漏えいを経る場合は、状況により移行・放出の過程が異なる。まず、格納容器から原子炉建屋内への漏えいについては、事故進展の状況によって放射性物質の漏えい量が変化する。格納容器は気密性はあるものの完全密閉にはできないことから、設計漏えい率以下の極微量のガスが原子炉建屋内へ漏えいしうる。格納容器圧力が上昇するに従って、少しずつガスの漏えい量が増加すると考えられる。さらに事故進展が進み、格納容器が過圧・過温状態に至ると、格納容器の比較的弱い部分（トップヘッドフランジシール等）の劣化により格納容器バウンダリが損傷し、本格的に原子炉建屋内へガスの漏えいが開始することとなる。

次に、原子炉建屋から環境中への放出は、排気筒から放出する場合と原子炉建屋から放出する場合がある。格納容器から原子炉建屋内へ放射性物質が移行した際、通常は非常用ガス処理系（以下、SGTS）の運転により、原子炉建屋は負圧に維持され、原子炉建屋内の空気は SGTS フィルタを通じて排気筒から建屋外に排気することになる。そのため、原子炉建屋内の放射能濃度を低減させると共に放射性物質の建屋外放出を抑制することができる。この場合、フィルタで捉えられなかった放射性物質の放出点は排気筒となる。しかし、福島第一原子力発電所事故において 1～3

号機では非常用交流電源喪失によって SGTS が運転できず、原子炉建屋を負圧に維持できなくなったため、密閉ではない原子炉建屋から放射性物質が放出することとなった。従って、このように SGTS 不動作の場合、放射性物質の放出点は原子炉建屋となる。

以上のように放射性物質は環境中へ放出されるが、本検討で対象とした3月12日0:00頃から8:00頃の期間は、1号機の格納容器ベント前であり、SGTS が不動作であったことから、放射性物質は格納容器から原子炉建屋内へ移行し、原子炉建屋から環境中へ放出する経路をたどったものと考えられ、放出点は原子炉建屋のみであったと推定できる。従って、原子炉建屋における放射性物質の移行・放出挙動に注目することが重要となる。

2.3. 空間線量率の変動挙動の特徴

空間線量率は、2.2.に示したように移行・放出した、放射性物質の壊変によって生じる放射線により変動する。本検討で対象とする時間帯に空間線量率を変動させる主な要因としては、(A) 原子炉建屋内に保持される放射性物質からの直接線・スカイシャイン線、(B) 原子炉建屋外に放出された放射性雲からのクラウドシャイン線の2つのパターンに分類できる。

(A) 原子炉建屋内に保持される放射性物質からの 直接線・スカイシャイン線

原子炉建屋内に移行した放射性物質による放射線は、原子炉建屋の外壁及び屋根を透過する。外壁及び屋根を透過する際、放射線の強度は弱められるが、原子炉建屋に保持される放射能の大きさと、外壁及び屋根の厚さ次第で、環境中の空間線量率を上昇させるだけの放射線が透過することとなる。なお、原子炉建屋5階部の外壁は下層階に比べて薄く、さらに1号機は他号機と比較して薄い構造²⁾となっていたことから比較的放射線の透過性が高い。外壁及び屋根を透過した放射線には、直接物体に到達する直接線と空気により散乱されたのち物体に到達するスカイシャイン線がある。図3に直接線・スカイシャイン線のイメージと直接線・スカイシャイン線による空間線量率の変動例を示す。直接線・スカイシャイン線による各測定位置の空間線量率は、風向に依存しない特徴がある。放射線源から各測定位置までの距離が遠いほど変動量は小さくなり、また遮蔽状況により空間線量率の変動量は異なるが、変動が観測される場合には測定位置によらず同じタイミングで変動する。従って、放射性物質が原子

²⁾壁材・屋根材の面積当たりの重量として、それぞれ、 0.13t/m^2 、 0.38t/m^2 を用いた。

炉建屋へ移行すると、建屋内に保持される放射性物質の量等に従って、グラフに示すように各測定位置の空間線量率が上昇する。その後の空間線量率の推移は、放射性物質の格納容器から建屋内への移行、建屋内で保持される放射性物質の減衰、建屋から環境中への放出、建屋内で保持される放射性物質の種類等によって決まる。

(B) 原子炉建屋外に放出された放射性雲からのクラウドシャイン線

原子炉建屋外に放出される放射性物質は、放射性雲を形成して拡散する。放射性雲中の放射性物質の壊変によって物体に照射される放射線をクラウドシャイン線と呼ぶ。図 4 にクラウドシャイン線のイメージとクラウドシャイン線による空間線量率の変動例を示す。放出された放射性雲は、大気中の風速や大気安定度によって広がり方は異なるが、基本的に風に乗って遙か遠方まで拡散していく。従って、各測定位置での空間線量率の変動は放出源からの方角によって大きく異なる。図 4 に示すように、測定位置が風下に位置する場合、測定位置に放射性雲が近づくにつれて空間線量率は上昇し、放射性雲が遠ざかるにつれて空間線量率は下降する。従って、クラウドシャイン線によって空間線量率が変動する場合、ピークを持つ変動を示す。ピークの高さや幅については、放射性物質の放出量、風向、風速、放射性物質の種類等によって決まる。放射性雲が遙か遠方まで拡散することから、直接線・スカイシャイン線と異なりクラウドシャイン線は発電所敷地外でも十分に観測される。(なお、放射性雲中の放射性物質が沈降し、土壤に沈着した放射性物質から物体に照射される放射線をグランドシャイン線と呼び、放射性雲が通過し空間線量率のピークを過ぎた後に、グランドシャイン線の影響を受け、沈着した放射性物質の減衰カーブに従って空間線量率が徐々に低下する挙動もある。本検討の対象期間ではこの傾向が見られていないことから、想定するパターンは(A)(B)の2つとしている。)

これら2つのパターンの空間線量率の変動挙動の特徴を踏まえ、発電所敷地内外の空間線量率モニタリングデータから、放射性物質の移行・放出につながった1号機の事故進展シナリオの推定を行った。

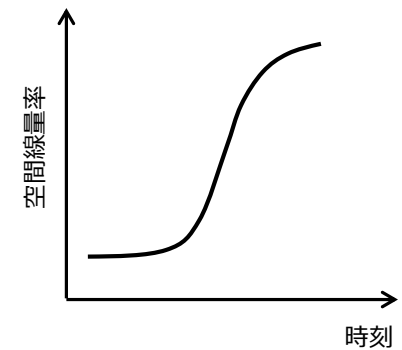
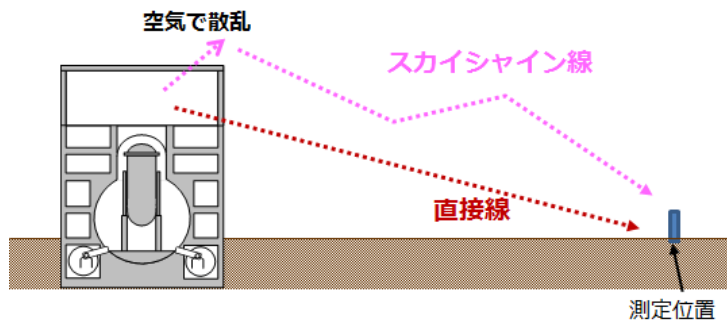


図3 (A)直接線・スカイシャイン線のイメージと直接線・スカイシャイン線による空間線量率の変動例

添付 1-11-7

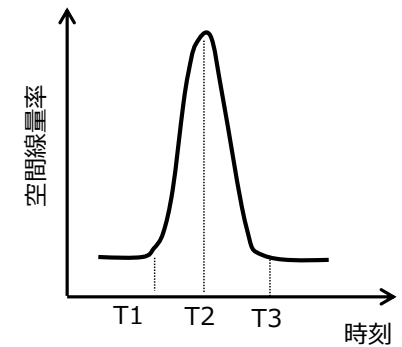
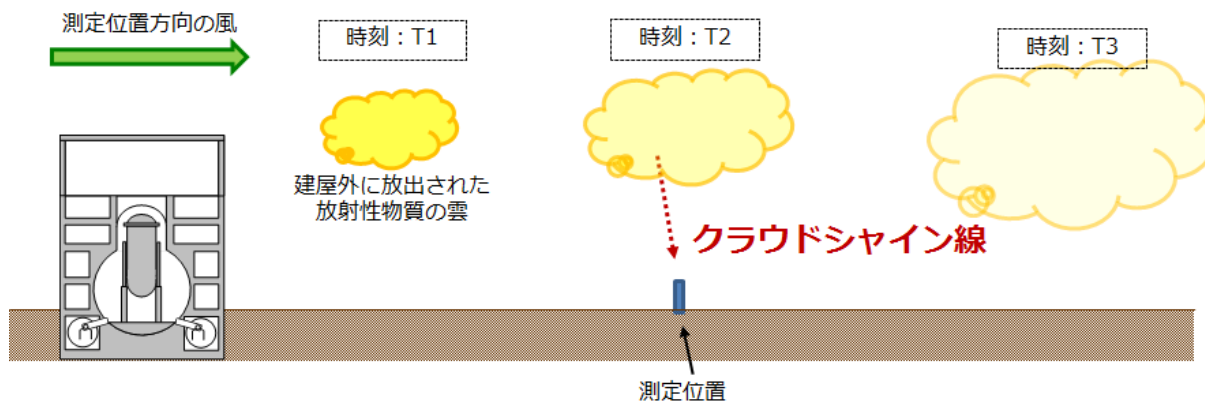


図4 (B)クラウドシャイン線のイメージとクラウドシャイン線による空間線量率の変動例

3. 1号機事故進展シナリオの推定

3.1. 空間線量率の変動挙動に基づく放射性物質の移行・放出挙動の推定

本検討の対象期間を図5で示す期間に分け、発電所敷地内外の空間線量率の変動挙動をもとに放射性物質の移行・放出挙動を推定した。その推定結果を以下に示す。

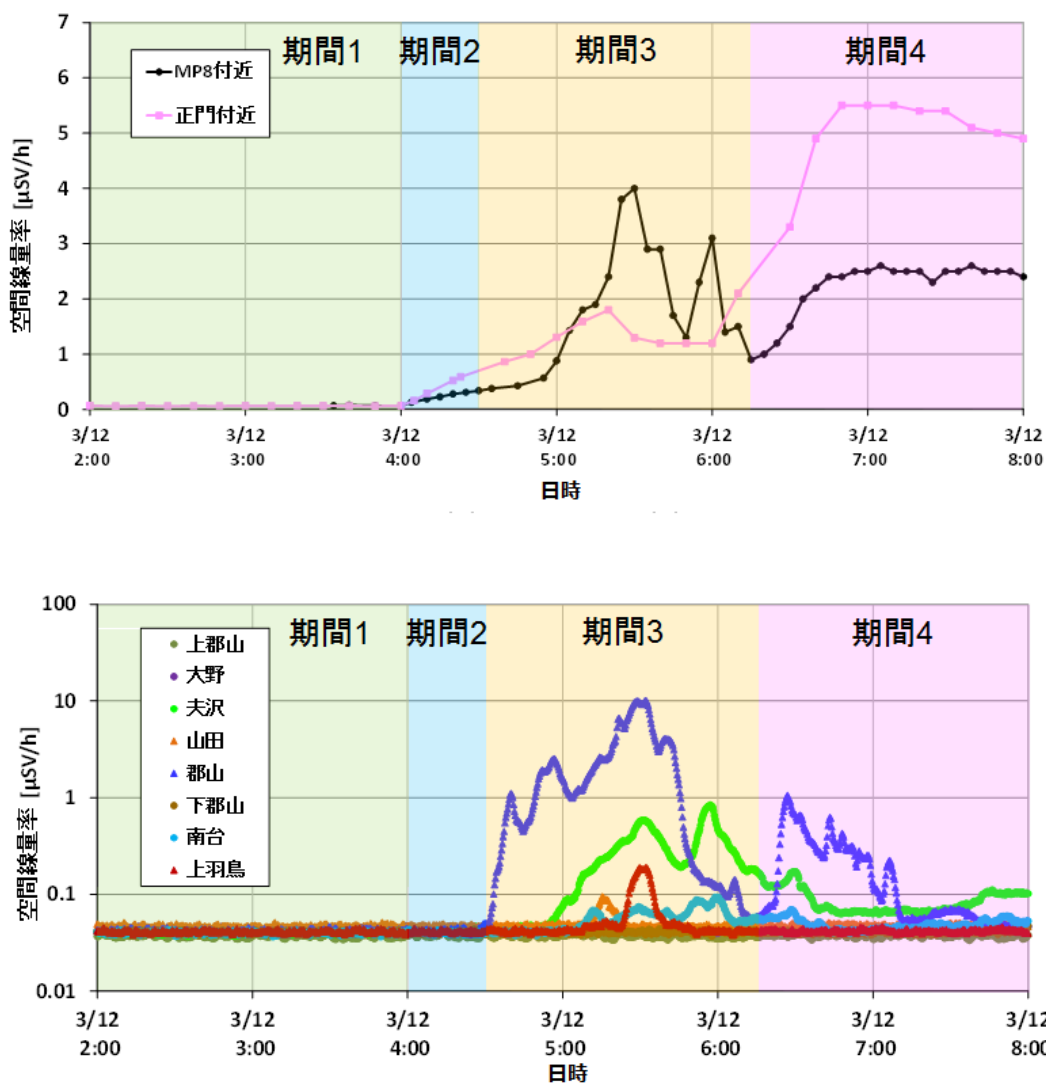


図5 空間線量率モニタリングデータと検討対象期間の区分
(上：発電所敷地内、下：発電所敷地外)

- ・ 期間 1 (4:00 頃まで) : 発電所敷地内外の空間線量率に大きな変化は確認されない。従って、原子炉建屋外で観測できるほど格納容器から原子炉建屋及び環境中への放射性物質の移行は顕著ではなかったと推定する。
- ・ 期間 2 (4:00 頃～4:30 頃まで) : 発電所敷地内の正門付近及び MP8 付近ではこの期間に空間線量率が同時に上昇したことが確認でき、ピークは現れていない。つまり、パターン A (直接線・スカイシャイン線の影響) の特徴が顕著に現れていると考えられる。従って、正門付近及び MP8 付近で観測できるほど格納容器から原子炉建屋への放射性物質の移行があったものと推定する。
- ・ 期間 3 (4:30 頃～6:00 過ぎまで) : 発電所敷地内外でパターン B (クラウドシャイン線の影響) の特徴である空間線量率のピークが現れている。郡山の MP にて 4:30 過ぎに最も早くピークが発生しているが、発電所から東側にあたる海方向の空間線量率が不明であることなどから、必ずしもこのときを起点に原子炉建屋の放出が始まったとは判断できない。なお、パターン B (クラウドシャイン線の影響) が顕著ではあるが、パターン A (直接線・スカイシャイン線の影響) も継続していると考えられる。従って、遅くとも 4:30 頃には原子炉建屋から環境中へ放射性物質が放出されたものと推定する。
- ・ 期間 4 (6:00 過ぎ～8:00 頃まで) : 発電所敷地内の正門付近及び MP8 付近で空間線量率がほぼ同時に上昇し、その後ほぼ水平で推移している。この傾向から、パターン A (直接線・スカイシャイン線による影響) の特徴が現れていると考えられる。これらの空間線量率は、それ以前の値と比較してより大きくなっていることが確認できる。従って、格納容器から原子炉建屋へ放射性物質の更なる移行があったものと推定する。なお、発電所敷地外における空間線量率にはパターン B (クラウドシャイン線の影響) の特徴であるピークが確認できる。従って、原子炉建屋から環境中への放射性物質の放出も継続していたものと推定する。

3.2. 推定した放射性物質の移行・放出挙動についての1号機格納容器圧力挙動の観点からの考察

ここでは、3.1.で推定した空間線量率の変動挙動に基づく放射性物質の移行・放出挙動を、1号機の格納容器圧力挙動の観点から考察する。

図6に発電所敷地内の空間線量率と1号機の格納容器圧力挙動を示す。D/W 圧力は2:45時点で0.84MPa[abs]であったが、4:19時点で0.78MPa[abs]、4:35時点で0.77MPa[abs]と低下傾向を示しており（図中①）、その後6:00時点の0.74MPa[abs]から6:30時点の0.79MPa[abs]へ上昇傾向を示している（図中②）。この格納容器圧力が変化している①、②の時間帯では、いずれも発電所敷地内の空間線量率は上昇している。3.1.の期間2、期間4に述べたとおり、これらの空間線量率の上昇傾向はパターンA（直接線・スカイシャイン線の影響）の特徴が顕著に現れていることから、①の時間帯で格納容器から原子炉建屋への放射性物質の移行があり、②の時間帯で更なる移行があったものと考えられる。格納容器圧力が低下傾向を示している①の時間帯においては、4:00頃に消防車にて原子炉注水を実施しているものの、高い原子炉圧力のため注水できていたとしても少量であったと考えられる（添付資料1-5参照）ことから、格納容器の冷却・除熱はほとんどできていない状況であったと推定される。従って、格納容器圧力の低下は、格納容器バウンダリが損傷し、格納容器ガスが漏えいしたために生じたものと考えられる。この状況は、4:00頃から空間線量率上昇に寄与する放射性物質の移行があったとの推定と整合している。一方、②の時間帯において、更なる放射性物質の移行があったと推定しているが、単純に格納容器の漏えい面積の増大によるガスの漏えい量の増加を想定すると、①の時間帯と同じく格納容器圧力は低下するはずである（なお、5:46から消防車注水を再開しているが、4:00頃の注水と同様、格納容器の圧力変化にはほとんど寄与していないと推定する）。しかし、②の時間帯では格納容器圧力は上昇している。つまり、①の時間帯で既に格納容器からガスの漏えいが始まり、格納容器圧力が低下傾向にある中で、それを上回るだけの圧力上昇を生じさせる何らかのイベントが格納容器内で発生したものと推定できる。これに伴い、格納容器からのガスの漏えい量が増加し、放射性物質の原子炉建屋への移行量が増加したものと考えられ、空間線量率の上昇はこの変化を捉えたものと考えられる。

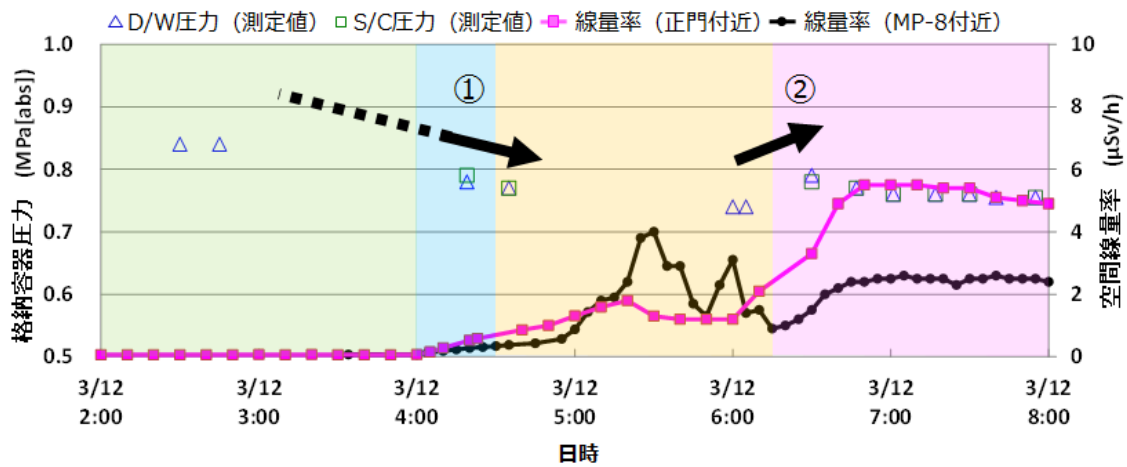


図 6 発電所敷地内の空間線量率及び 1 号機格納容器圧力挙動

3.3. 1 号機事故進展シナリオの推定

3.1.において推定した空間線量率の変動挙動に基づく放射性物質の移行・放出挙動と、3.2.における 1 号機格納容器圧力挙動の観点による考察から、1 号機事故進展シナリオを以下に示すように推定した。

- 推定(1)： 3 月 12 日 4:00 頃までは、原子炉建屋外で観測できるほど格納容器から原子炉建屋及び環境への放射性物質の漏えいは顕著ではなかったと推定する。
- 推定(2)： 4:00 頃には、原子炉建屋外で観測できるほど格納容器から原子炉建屋への放射性物質の移行があったものと推定する。
- 推定(3)： 遅くとも 4:30 頃には、原子炉建屋から環境へ放射性物質が漏えいしたものと推定する。
- 推定(4)： 6:00 頃に格納容器圧力を上昇させる何らかのイベントが発生し、放射性物質の原子炉建屋への移行量増加に寄与したものと推定する。

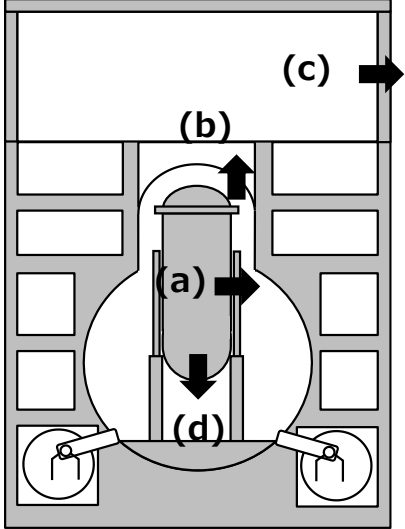
3.4. 1号機事故進展シナリオに関する既往検討と本検討での推定結果の比較

3.3.までに検討した空間線量率の変動挙動に基づいて推定した1号機事故進展シナリオについて、既往の検討である水位計指示値に基づき推定した事故進展シナリオ（添付資料1-6）と比較を行った。

表1に既往検討と本検討における事故進展シナリオを比較した表を示す。既往検討の事故進展シナリオでは、3月11日の時点で、燃料が溶融し、原子炉圧力容器から格納容器への放射性物質の移行が起きており、炉心部から圧力容器（下部ヘッド）へ溶融燃料の移行が起きていると推定している。つまり、放射性物質は既に格納容器内へ移行している状況にあり、本検討での<推定(1)>3月12日4:00頃まで原子炉建屋外で観測できるほどの格納容器から原子炉建屋及び環境への放射性物質の漏えいが顕著ではなかった状態、<推定(2)>4:00頃には観測できるほど格納容器から原子炉建屋へ放射性物質が移行した、との推定に矛盾はない。また、既往検討の事故進展シナリオでは、3月12日6:00頃に圧力容器（下部ヘッド）が損傷し、溶融燃料が格納容器へ移行したものと推定している。高温の溶融燃料が格納容器へ移行すると、格納容器圧力を上昇させることから、本検討での<推定(4)>6:00頃に格納容器圧力を上昇させる何らかのイベントが発生したとの推定に整合する。

以上のとおり、本検討における空間線量率の変動挙動から推定した事故進展シナリオは、既往の事故進展シナリオと整合することが確認された。

表 1 空間線量率モニタリングデータ等により推定した事故進展シナリオと既往検討における事故進展シナリオとの比較

日時	既往検討の事故進展シナリオ (添付資料 1-6)	空間線量率の変動挙動及び 格納容器圧力挙動に基づく事故進展シナリオ	<p>放射性物質移行経路の例</p>  <p>(a) 圧力容器（接続している各種配管） → 格納容器 (b) 格納容器 → 原子炉建屋 (c) 原子炉建屋 → 環境 (d) 圧力容器（下部ヘッド） → 格納容器</p>
3月11日	<ul style="list-style-type: none"> 燃料が溶融し、原子炉圧力容器から格納容器への放射性物質の移行が起きている。（図中(a)） 炉心部から圧力容器（下部ヘッド）へ溶融燃料の移行が起きている。 	<p><推定(1)> 3月12日 4:00頃までは、原子炉建屋外で観測できるほど格納容器から原子炉建屋及び環境への放射性物質の漏えいは顕著ではなかったと推定。</p>	
3月12日 4:00頃		<p><推定(2)> 4:00頃には、原子炉建屋外で観測できるほど格納容器から原子炉建屋への放射性物質の移行があったものと推定。（図中(b)）</p>	
4:30頃		<p><推定(3)> 遅くとも 4:30頃には、原子炉建屋から環境へ放射性物質が漏えいしたものと推定。（図中(c)）</p>	
6:00頃	<ul style="list-style-type: none"> 圧力容器（下部ヘッド）損傷（図中(d)） 	<p><推定(4)> 6:00頃に格納容器圧力を上昇させる何らかのイベントが発生し、放射性物質の原子炉建屋への移行量増加に寄与したものと推定。（図中(d)）</p>	

添付 1-11-13

4. まとめ

本検討では1号機事故初期の期間に注目し、放射性物質の放出に至る事故進展挙動の把握のため、発電所敷地内外の空間線量率の変動挙動及び格納容器圧力挙動を分析することにより事故シナリオを推定した。

空間線量率の変動挙動の分析にあたっては、空間線量率の変動の要因として、原子炉建屋内に移行した放射性物質による直接線・スカイシャイン線の影響と、原子炉建屋から放出された放射性雲によるクラウドシャイン線の影響とに分類し、期間ごとにいずれのパターンが顕著であるかに注目して、放射性物質の移行・放出挙動を推定した。

さらに格納容器圧力挙動の観点から考察を行い、事故進展シナリオを以下のように推定した。

- 推定(1) 3月12日 4:00頃までは、原子炉建屋外で観測できるほど格納容器から原子炉建屋及び環境への放射性物質の漏えいは顕著ではなかったと推定する。
- 推定(2) 4:00頃には、原子炉建屋外で観測できるほど格納容器から原子炉建屋への放射性物質の移行があったものと推定する。
- 推定(3) 遅くとも4:30頃には、原子炉建屋から環境へ放射性物質が漏えいしたものと推定する。
- 推定(4) 6:00頃に格納容器圧力を上昇させる何らかのイベントが発生し、放射性物質の原子炉建屋への移行量増加に寄与したものと推定する。

本検討で推定した事故進展シナリオについて、既往検討の事故進展シナリオと比較した結果、両者の推定に矛盾がないことを確認した。

参考文献

- [1] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所における放射性物質の大気中への放出量の推定について”, 平成24年5月.
- [2] 福島県, “平成23年3月11日～3月31日(東日本大震災発生以降)にモニタリングポストで測定された空間線量率等の測定結果について”, <https://www.pref.fukushima.lg.jp/sec/16025d/post-oshirase.html>.

1号機原子炉建屋1階南東エリアで観測された高線量率の原因の特定

1. はじめに

1号機では、2011年5月、6月及び2012年7月に実施された調査において、図1.1及び図1.2に示すように原子炉建屋（R/B）1階南東エリアにて数1000mSv/hの高線量率が観測されており、その原因について本報告書では課題1号機-8として設定している。

2011年6月の調査では、図1.3に示すように、南東エリアにある床貫通部から湯気が流出していることが確認されている。また、南東エリア近傍には格納容器（PCV）ベントで使用した不活性ガス系（AC）配管が敷設されていることもあり、本検討では南東エリアで高線量率が観測された原因と考えられるこれらの影響を中心に、その他の可能性も含めて原因を特定した。

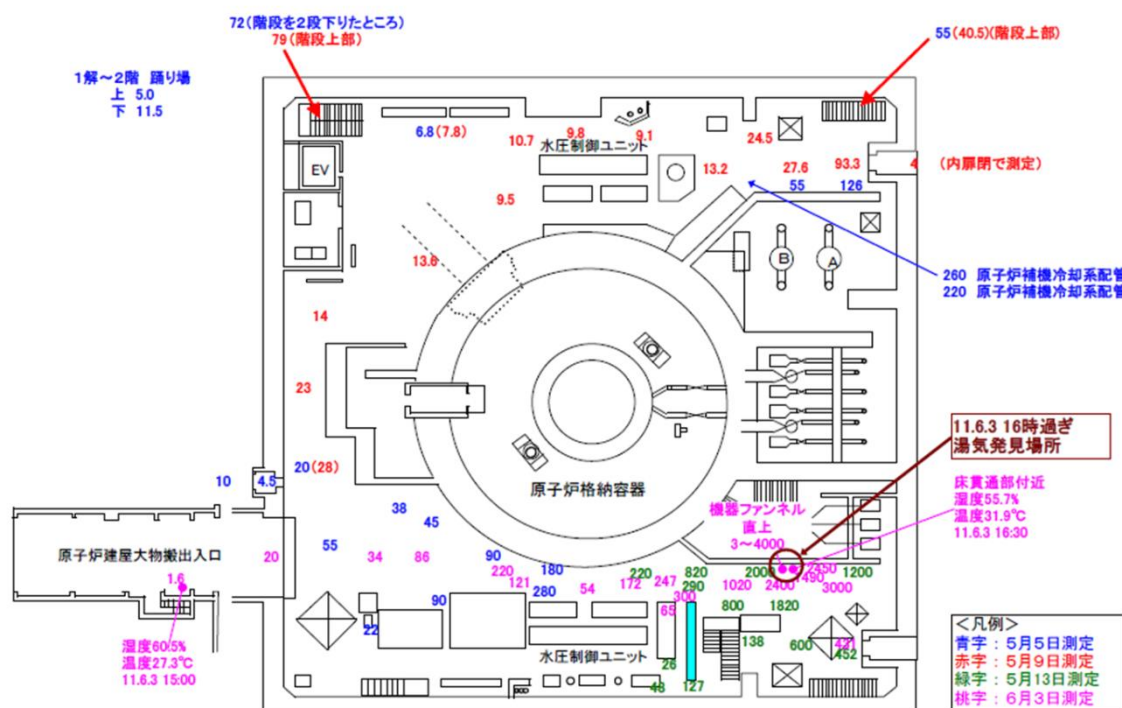


図 1.1 1号機 R/B1 階の空間線量率（2011年5月～6月）[1]

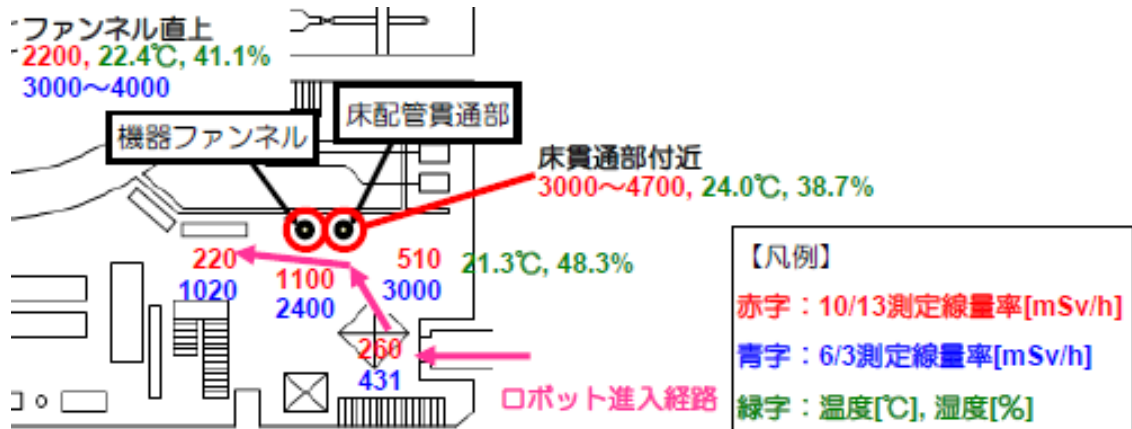


図 1.2 1号機 R/B1 階南東エリアの空間線量率（2012年7月）[2]



図 1.3 1号機 R/B1 階南東の床貫通部で確認された湯気（2011年6月）[3]

2. 検討すべき汚染源の洗い出し

南東エリアで高線量率が観測された原因としては、2011年6月に観測された湯気やPCVベントで使用したAC配管の汚染による影響の他にも、南東エリアに隣接して存在する線量率の高い汚染源による影響が考えられる。そのため、南東エリア周辺で高線量率を観測している機器・システムに関しても、当エリアで高線量率が観測された原因として抽出する必要がある。1号機 R/B2 階、1階、地下階トラス室の空間線量率測定結果を図 2.1～図 2.3 に示す。この図をもとに、以下の4つの汚染を検討すべき汚染源として抽出した。

① 湯気による汚染及びトールス室の汚染

南東エリアでは、2011年6月3日の調査においてトールス室へ繋がる床貫通部から湯気が流出している様子が確認されており、床貫通部近傍では数1000mSv/hの非常に高い線量率が観測されている。また、トールス室内でも1000mSv/hを超える線量率が観測されていることから、トールス室の汚染原因と、流出していた湯気の発生原因を推定し、これらの汚染による南東エリアへの影響を評価する必要があるため、トールス室の汚染を検討すべき汚染として抽出した。

② AC配管の汚染

南東エリアには、PCVベントに使用されたAC配管が敷設されている。この配管は、ベント時に配管内を通過したベントガス中の放射性物質により汚染していると考えられ、配管内面の汚染の影響により、南東エリアで観測される線量率が高くなっている可能性がある。また、仮に当該配管に破損箇所が存在した場合、ベントガスが南東エリアへ放出したことにより、南東エリアが汚染した可能性もある。そのため、AC配管の汚染を検討すべき汚染として抽出した。

③ 原子炉補機冷却水系（RCW）配管の汚染

2階のRCW熱交換器付近では1000mSv/hを超える高い空間線量率が観測されている。この原因については、事故時、PCV底部へ落下した熔融燃料がRCW配管を損傷し、放射性物質がRCW配管内に移行・滞留したことが原因と推定している（添付資料1-9参照）。このことから、南東エリア周辺のRCWの負荷の配置や系統水の漏えいの有無を含めて、RCWの汚染による南東エリアへの影響を考慮する必要がある。そのため、RCW配管の汚染を検討すべき汚染として抽出した。

④ 移動式炉内計装系（TIP）室の汚染

南東エリア北側にはTIP室があるが、事故時、炉心が露出・過熱し、燃料が熔融したことにより、TIP計装ドライチューブが破損し、TIP計装内へ熔融燃料に起因する放射性物質が移行し、TIP計装が高く汚染されていると危惧されていた。同様に炉心が熔融した3号機では、2012年5月の調査において、TIP室入口扉が外側へ吹き飛ばされており、TIP室の入り口周辺では高線量率が報告されている。そのため、1号機においても、TIP室内が汚染している可能性があり、2015年9月にTIP室調査を実施している（添付資料4参照）。これらを踏まえ、TIP室の汚

染を検討すべき汚染として抽出した。

抽出した4つの汚染源について、(1) 汚染の原因、(2) 汚染源からの放射線による影響、(3) 汚染源からの放射性物質の移行の有無の3つの観点から評価を行い、南東エリアで高線量率が観測された原因の特定を行った。

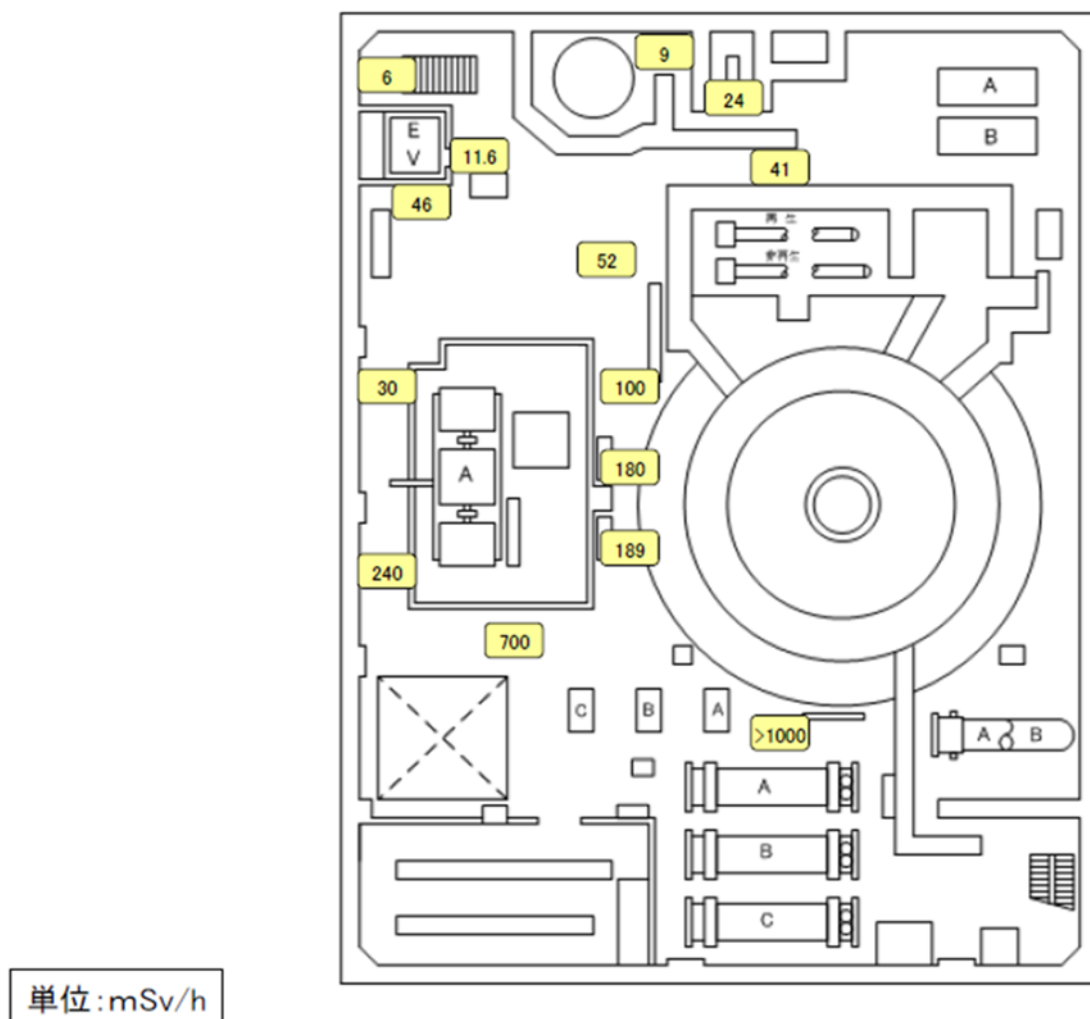


図 2.1 1号機 R/B2 階の空間線量率 (2011年4月~2013年2月) [4]

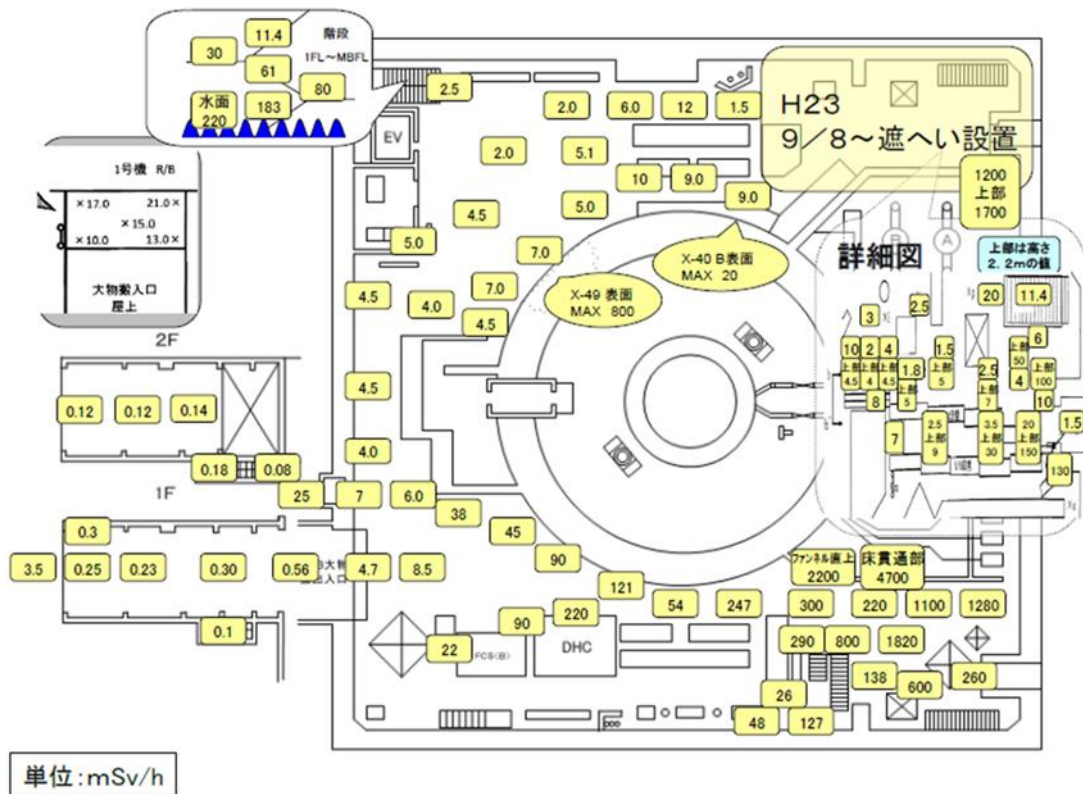


図 2.2 1号機 R/B1 階の空間線量率 (2011年4月~2013年2月) [4]

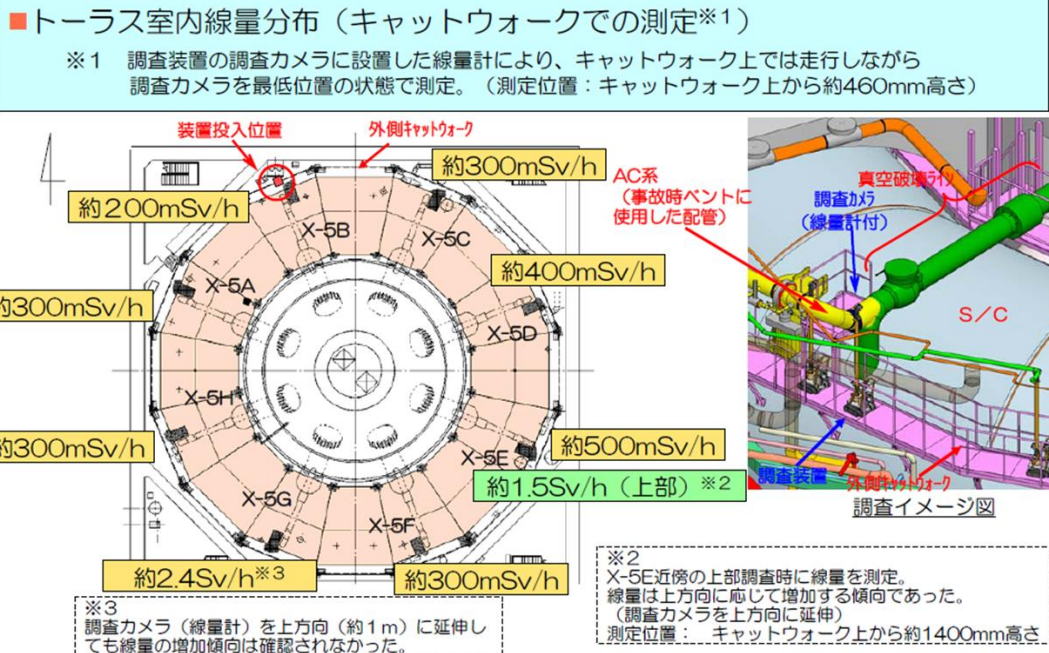


図 2.3 1号機 R/B 地下階トーラス室内の空間線量率 (2014年5月30日) [5]

3. 高線量率が観測された原因と考えられる汚染の検討

3.1. 湯気による汚染及びトーラス室の汚染

(1) 汚染の原因（トーラス室が高線量である原因）

トーラス室内には事故時に使用したベントライン（AC 配管）が真空破壊ラインに接続される形で敷設されている。また、事故の影響で真空破壊ライン内部及び S/C 内部が汚染している。さらに、トーラス室内には海水及び地下水が滞留しており、そこへ外れたサンドクッションドレン管部（X-5B ベント管下部）及び真空破壊ライン伸縮継手破損箇所（X-5E ベント管上部）から、PCV 滞留水が漏えいしていることが確認されている（添付資料 4 参照）。これらのトーラス室内に敷設されている配管、S/C 内滞留水やトーラス室内滞留水、あるいは漏えいの影響によるトーラス室そのものの汚染などがトーラス室の主な汚染源であると考えられる。

(2) 汚染源からの放射線の影響（トーラス室の汚染の影響）

トーラス室内の空間線量率分布は図 2.3 で示したように、キャットウォーク上で数 100～2400mSv/h の線量率が観測されている。しかし、トーラス室内の汚染源からの放射線の影響は、トーラス室天井コンクリート（厚さ 650mm）の遮へいにより、1 階南東エリアでは十分に減衰されるため、1 階南東エリアで観測された高線量率への影響は小さいと考えられる。

(3) 汚染源からの放射性物質の移行（湯気による影響）

湯気による南東エリアへの放射性物質の移行可能性について、a)湯気の発生原因、及び b)湯気による影響の調査、の 2 つの観点で検討した。

a) 湯気の発生原因

2011 年 6 月 3 日の調査では、南東エリア床貫通部を通してトーラス室から湯気が流出していることが確認されている。なお、5 月 13 日にも同エリアを調査しているが、その時点では湯気の流出は確認されていない。湯気の発生源としては(i)トーラス室内滞留水と(ii)PCV 内滞留水の 2 つが考えられる。

(i) トーラス室内滞留水から湯気が発生した可能性

トーラス室内滞留水から湯気が発生する場合、トーラス室内全域に湯気が充満し、R/B1 階の他の床貫通部からも湯気が流出していたと考えられるが、当時の調査では 1 階南東エリア床貫通部以外で湯気は確認されていない。また、躯体コンクリートへの放熱を考えると、事故後 2 か

月半が経過してもなお、湯気が発生するほどトーラス室内滞留水が高温になっていたとは考えにくく、トーラス室内滞留水から湯気が発生していた可能性は低いと考えられる。

(ii)PCV 内滞留水が湯気となって PCV から流出していた可能性

PCV 内滞留水が湯気となって PCV から流出する場合、その流出箇所として、これまでに液相漏えいを観測しているトーラス室南東にある真空破壊ライン伸縮継手破損部は候補としてあげられる。

真空破壊ライン伸縮継手破損部は、トーラス室南東エリアの X-5E ベント管上部にあり、湯気が流出していた 1 階床貫通部のほぼ真下に当たることから、他の床貫通部から湯気が確認されなかったことと整合する。また、湯気発見日（2011 年 6 月 3 日）時点では崩壊熱はまだ高い状況にあり、図 3.1.1 に示す通り、D/W 雰囲気温度は 97.4℃であった。したがって、D/W 底部に移行した燃料を熱源とするなどして PCV 内滞留水は蒸発していたものと考えられる。湯気発見当時の RPV 注水量は 5m³/h であり、AC 配管貫通部から湯気が確認されなかった 2011 年 5 月 13 日の RPV 注水量は 8m³/h である。このことから、注水量の低下に伴い PCV 水位が低下したことで、真空破壊ライン伸縮継手破損部から気相が漏えいする状況となり、湯気が流出した可能性が考えられる。

以上より、1 階南東エリアで確認された湯気は、高温の PCV 内滞留水から発生してトーラス室内南東にある真空破壊ライン伸縮継手破損部から PCV 外に流出し、床貫通部を通過して R/B1 階南東エリアに流出していた可能性が高い。

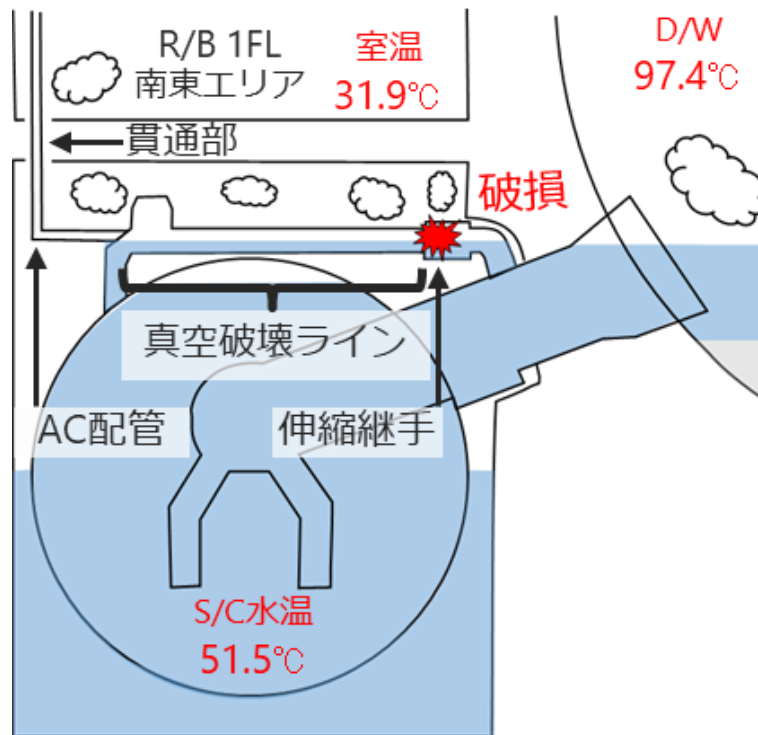


図 3.1.1 湯気発見日におけるトーラス室周辺の温度及び推定される湯気の発生経路（2011年6月）[1]

b) 湯気による影響の検討

図 3.1.2 に湯気が流出していた 1 階南東エリア床貫通部のガンマカメラ写真を示す。写真中央の高線量率が確認されている配管は AC 配管である。AC 配管の汚染については 3.2 にて検討内容を記す。湯気が汚染源だとした場合、AC 配管貫通部をはじめとした湯気の通り道、湯気が付着したであろう周辺の構造物に顕著な汚染がみられるはずである。しかし、ガンマカメラ写真からは、AC 配管に沿った汚染が支配的であることが分かり、貫通部のほか周辺の構造物には AC 配管に匹敵するような汚染は確認できない。

図 3.1.3 に 1 階南東エリアの床サンプル採取位置、図 3.1.4 に採取した床サンプルを示す。また、表 3.1.1 に床サンプルの表面線量率測定結果を示す。サンプル A は X-6 ペネトレーション近傍で採取され、表面に水跡はなく表面線量率は 0.14mSv/h であった。サンプル B は湯気が流出した AC 配管貫通部近傍で採取され、表面に水跡があり表面線量率は 0.38mSv/h であった。サンプル B はサンプル A と比較して 2.7 倍の表面線量率が測定されたが、南東エリアで観測された数 1000mSv/h の空間線量率の原因となるような顕著な値ではない。また、図 3.1.5 に示す 2013

年 12 月に測定した南東エリアの空間線量率は、床上 5cm よりも床上 150cm のほうが高いという特徴がある。床の汚染が南東エリアの支配的な汚染源であるとする、このエリアの汚染の特徴と整合しないため、床の汚染は支配的な汚染源ではないと考えられる。

以上より、湯気は PCV 内から流出したと考えられるものの、AC 配管床貫通部、周囲の構造物、床面といった湯気の付着が想定される箇所に顕著な汚染は確認されず、結果して湯気による汚染による影響はほとんどないものと考えられる。

(1) (2) (3) の検討結果から、1 階南東エリアの床貫通部にて確認された湯気の流出及び、トールラス室で確認された高線量率のいずれも、南東エリアへの影響は支配的ではないと考えられる。

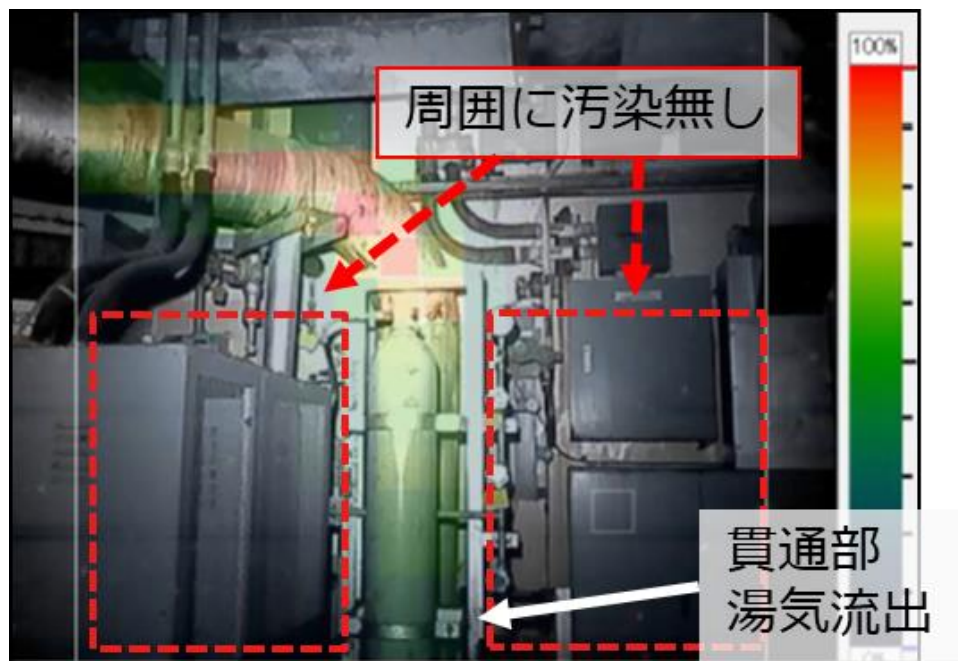


図 3.1.2 1 階南東エリア床貫通部のガンマカメラ写真
(参考文献[6]を一部加工)

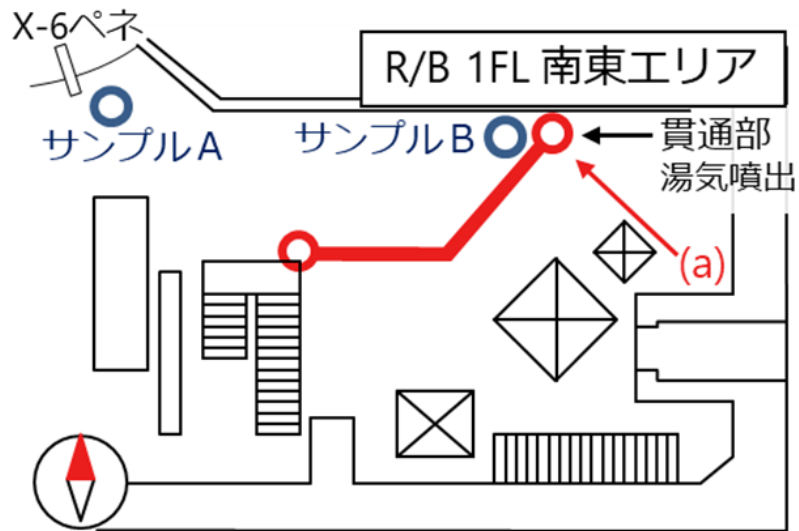


図 3.1.3 1階南東エリアの床サンプル採取位置
(図中(a)は図 3.1.2 の撮影方向)

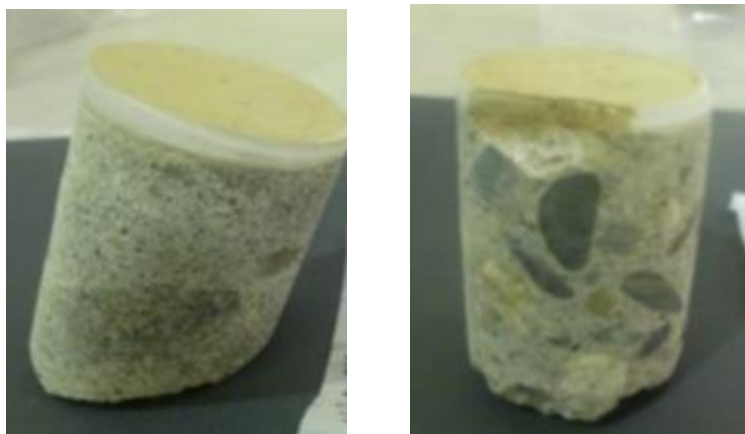
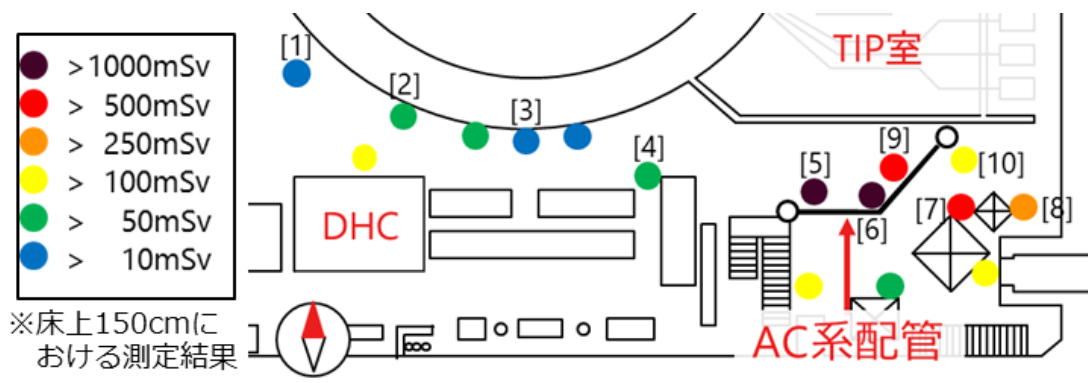


図 3.1.4 1階南東エリアで採取した床サンプル[7]
(左：サンプル A、右：サンプル B)

表 3.1.1 床サンプルの表面線量率測定結果[7]

場所	試料	表面線量率(mSv/h)		BG (mSv/h)
		$\beta + \gamma$	γ	
1階南側床面 X-6 ペネトレーション 近傍の床	サンプル A	8	0.14	0.04
1階南側床面 AC 配管根元近傍の水跡	サンプル B	13	0.38	0.04



測定点	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
床上 150 cm	31	62	26	52	1662	1097	511	314	659	203
床上 5 cm	20	41	32	31	186	331	274	244	158	144

図 3.1.5 1 階南側の空間線量率（2013 年 12 月）（参考文献[6]を一部加工）

3.2. 不活性ガス系（AC）配管の汚染

(1) 汚染の原因

1 号機は PCV の冷却機能を喪失したことにより PCV 圧力が最高使用圧力を超えて上昇したため、PCV を保護するために PCV ベントによる減圧操作が行われた。そのため、ベントに使用された AC 配管は、ベント時に配管内部を通過した放射性物質により汚染されている。

(2) 汚染源からの放射線の影響

AC 配管が敷設されている 1 階南東エリア周辺の汚染状況について、図 3.1.5 で示したように 2013 年 12 月に調査を実施している。また、図 3.2.1 に 1 階南東エリアのガンマカメラ測定位置を、図 3.2.2 及び 3.2.3 に 1 階南東エリアのガンマカメラ写真を示す。ガンマカメラ測定調査では、床上 150cm における AC 配管による空間線量率は約 900mSv/h と推定されており、1 階南東エリアの空間線量率と概ね一致する。また、ベントに使用された AC 配管は、湯気が流出していた 1 階床貫通部から立ち上がり、1 階南東エリアの床上 200cm の高さを床面と平行に通り、2 階へと抜けるように敷設されている。そのため、1 階上部側の空間線量率が高くなることが想定され、図 3.1.5 で示した床上 5cm よりも床上 150cm の空間線量率のほうが高いという特徴と整合する。

(3) 汚染源からの放射性物質の移行

図 3.2.2 及び図 3.2.3 のガンマカメラ写真からは、南東エリアの床・壁・構造物に支配的な汚染源は確認できず、AC 配管に沿った汚染のみが確認できるため、南東エリアの AC 配管から、配管内を通過した放射性物質が南東エリアへ漏えいした可能性は無く、汚染は配管内部に留まっていると考えられる。

(1) (2) (3) の検討結果から、AC 配管内から南東エリアへの放射性物質の移行は無かったものの、AC 配管に沿って確認された汚染は観測された空間線量率の特徴と整合することから、南東エリアの高線量率は AC 配管の汚染による影響が支配的であると考えられる。

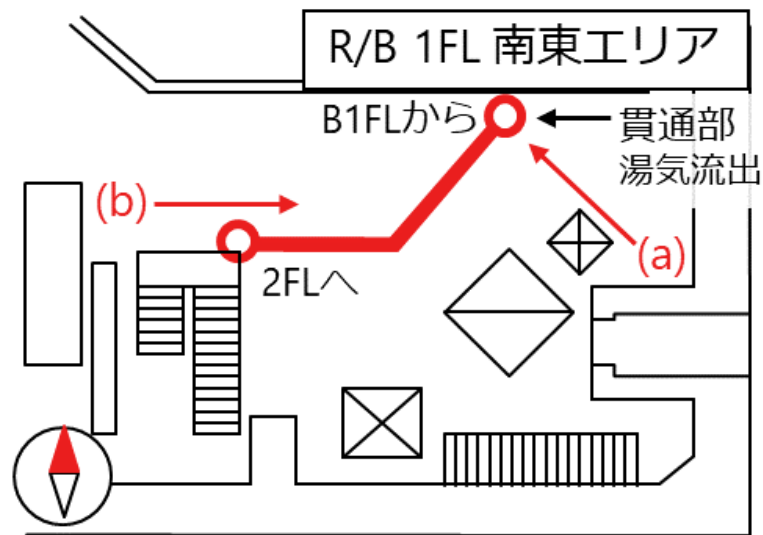


図 3.2.1 1階南東エリアのガンマカメラ測定位置 (参考文献[6]を一部加工)

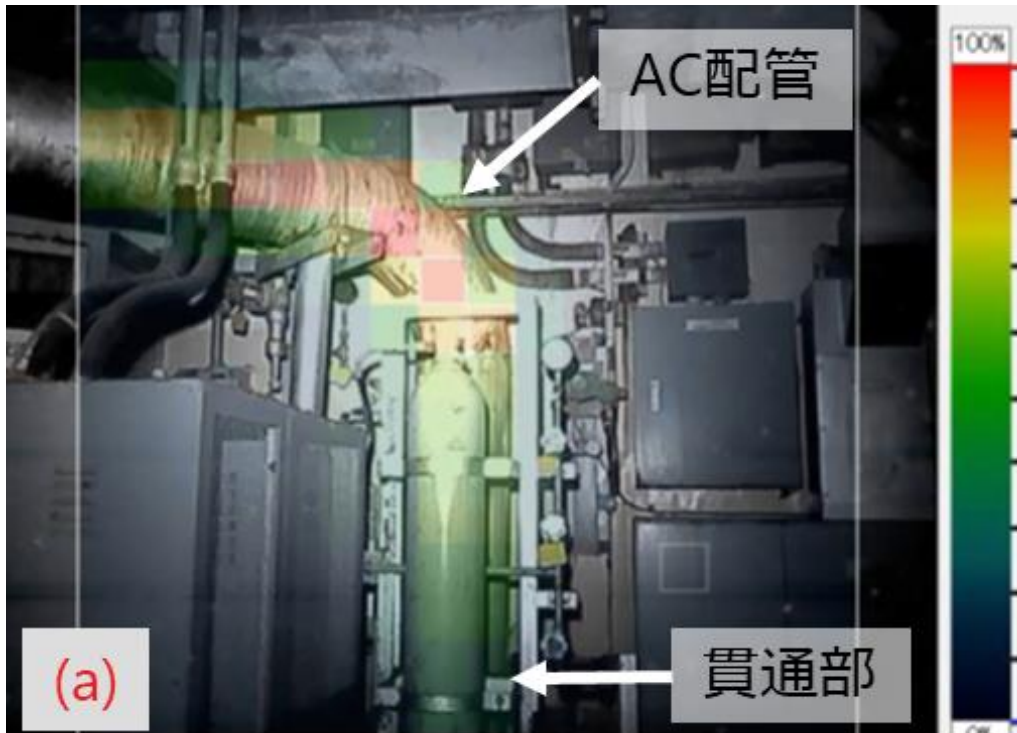


図 3.2.2 1階南東エリアのガンマカメラ写真(1) (2013年12月) [6]



図 3.2.3 1階南東エリアのガンマカメラ写真(2) (2013年12月) [6]

3.3. 原子炉補機冷却水系（RCW）配管の汚染

（１） 汚染の原因

事故時、PCV 底部へ落下した熔融燃料が RCW 配管を損傷し、放射性物質が RCW 配管内を移行・滞留したことで、RCW の複数の機器が汚染したものと推定している（添付資料 1-9 参照）。R/B 内の各所で高い線量率が観測されており、RCW 系統水の南東エリアへの漏えいの有無も含めて、RCW 配管汚染による影響を検討した。

（２） 汚染源からの放射線の影響

図 3.3.1 に R/B1 階及び 2 階における RCW の負荷と各線量率を示す。1 階南東エリア周辺にある RCW の負荷はドライウェル除湿系（DHC）であり、その周辺では 100mSv/h 程度の線量率が観測されているが、南東エリアの支配要因となるような値ではない。一方で、2 階熱交換器（RCW-Hx）周り（1000mSv/h 以上）と 1 階原子炉停止時冷却系（SHC）ポンプ室（約 1700mSv/h）では南東エリアの空間線量率（約 1600mSv/h）と同等の高い空間線量率が観測されている。そのため、RCW-Hx と SHC ポンプ室の汚染源から、南東エリアへどの程度の線量率寄与があるかを考察した。

R/B2 階床コンクリートの厚さは 600mm であり、2 階 RCW-Hx からの放射線の影響は、南東エリアでは十分に減衰されることがわかる。SHC ポンプ室から南東エリアまでのコンクリート厚さは図 3.3.2 のとおりであり、SHC ポンプ室の汚染源からの放射線は、躯体コンクリートで十分に遮へいされることは明らかである。

以上から、RCW の高線量箇所からの放射線による影響は、南東エリアの高線量率を説明するものではないと考えられる。

（３） 汚染源からの放射性物質の移行

RCW は閉ループの系統であり、各フロアの上部を通る母管から各機器へ系統水が供給されている。R/B 内で破損は現在まで確認されておらず、RCW 系統水が PCV 内の破損箇所のみから流出した場合は、母管の系統水は水落ちするものの、各機器の配管内には系統水が残留する。この場合想定される残水状況を図 3.3.3 に示す。1 階南東エリア周辺では、1 階 DHC や 2 階 RCW-Hx、SHC-Hx に系統水が残留していると考えられる。仮に、残留している高線量の系統水が漏えいし、南東エリアへ流れ込んだ場合、南東エリアの高線量率の原因となりうるため、南東エリアへの漏えいの有無を検討する必要がある。

ただし、図 3.1.3、図 3.1.4 及び表 3.1.1 で示した通り、南東エリアで高線量率が確認されている AC 配管床貫通部近傍で採取した床サンプル B では、サ

ンプル表面に水跡が確認されているものの、表面線量率は 0.38mSv/h であり、水跡の確認されていない X-6 ペネ付近で採取した床サンプル A の表面線量率 0.14mSv/h と比べて顕著な汚染とは言えない。そのため、この水跡は高線量の RCW 系統水によるものではないと考えられ、南東エリア周辺で RCW 系統水の漏えいはなく、RCW から放射性物質の移行は無かったと考えられる。

(1)(2)(3) の検討結果から、RCW の高線量箇所からの放射線は躯体コンクリートで十分遮へいされること、また、RCW からの放射性物質の移行はなかったと考えられることから、RCW 配管の汚染による南東エリアへの影響は支配的なものではないと考えられる。

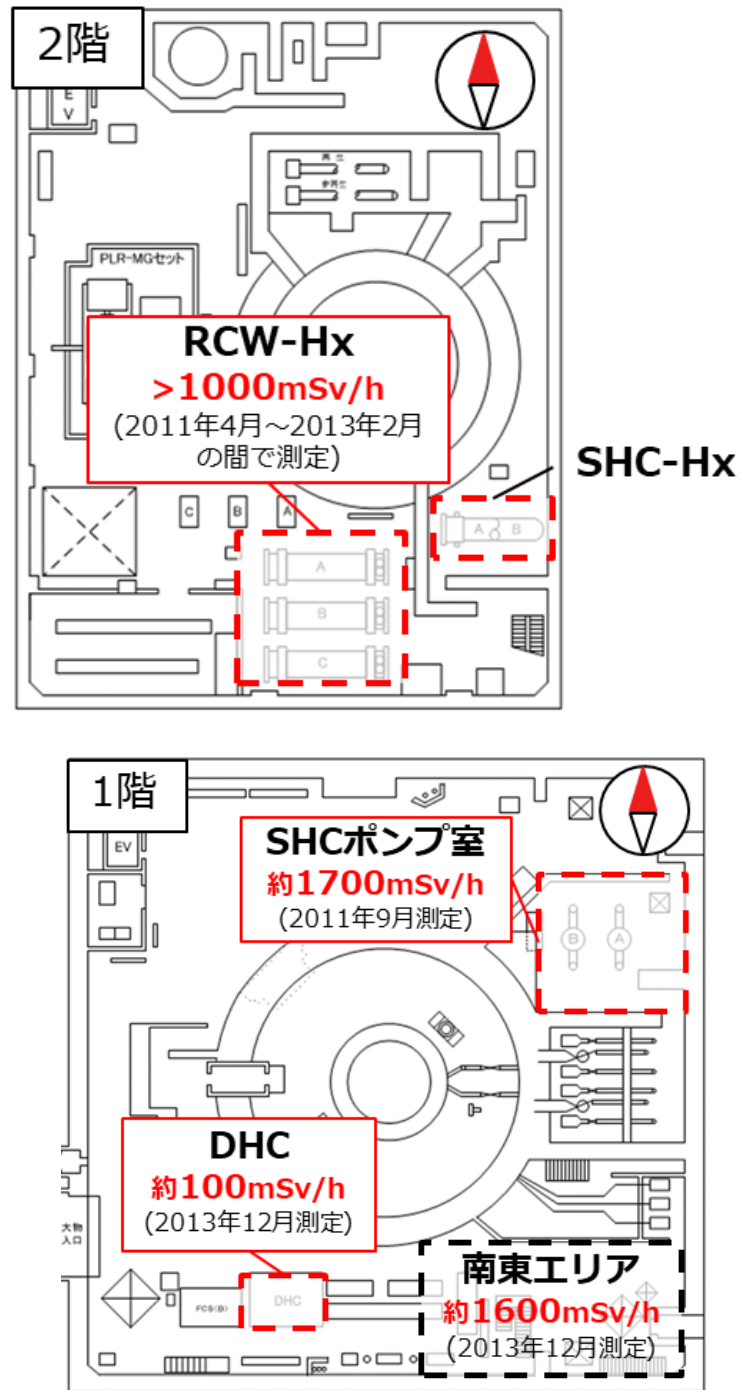


図 3.3.1 南東エリア周辺にある RCW 系の負荷及び近傍の線量率[4][6]

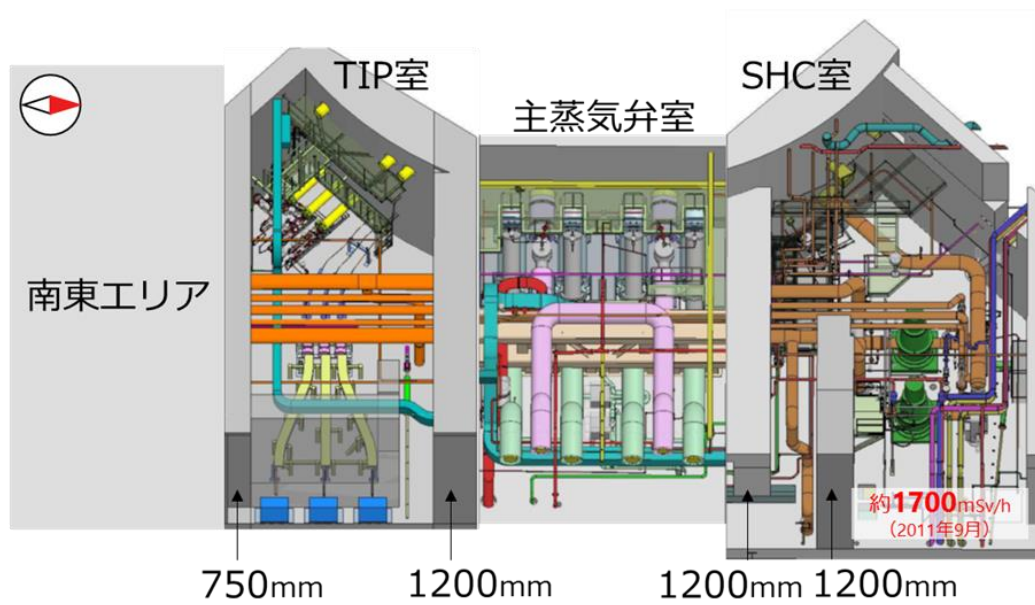


図 3.3.2 TIP 室、主蒸気弁室、SHC 室の位置関係
(参考文献[8]を一部加工)

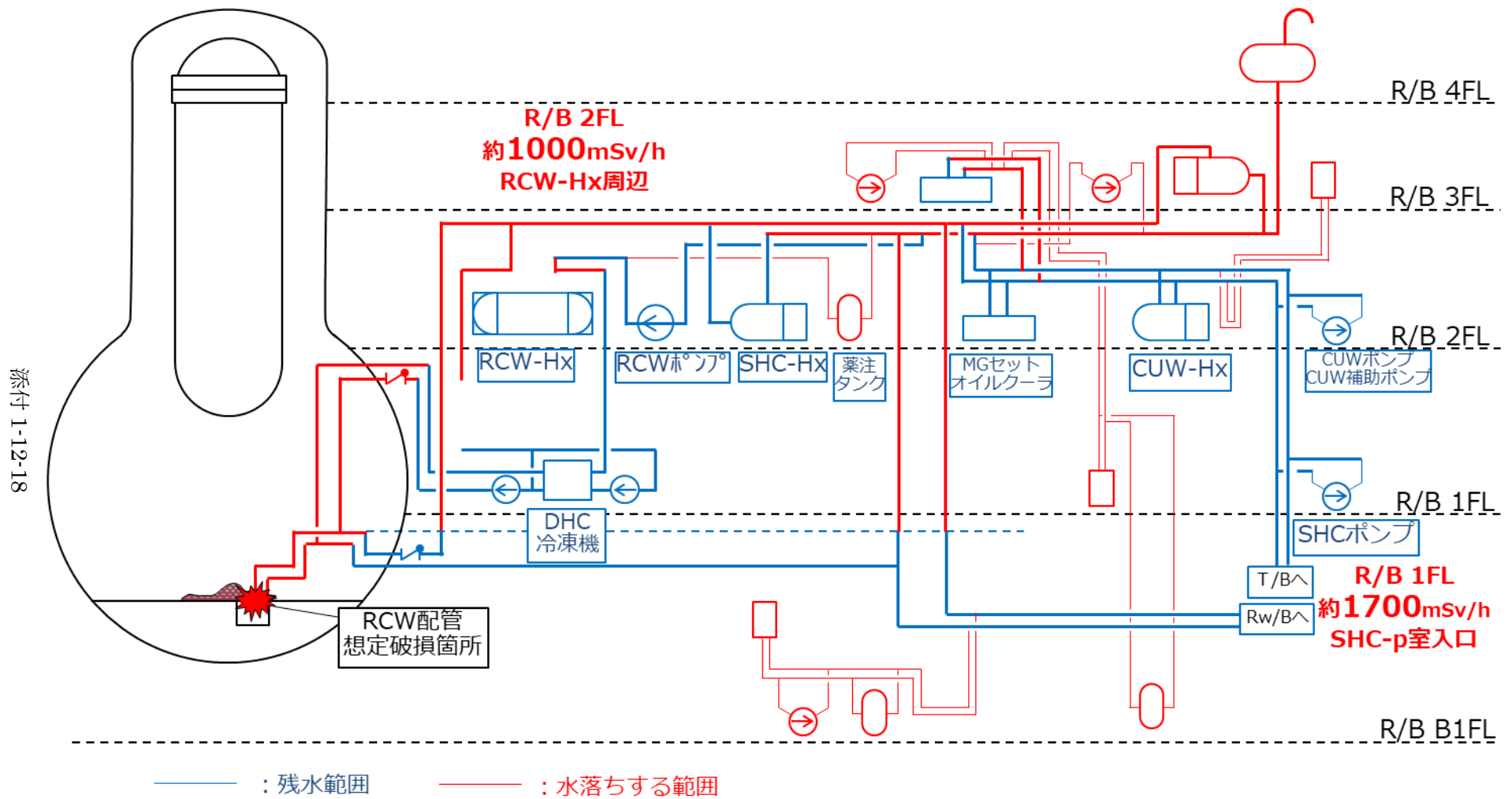


図 3.3.3 PCV 内の破損箇所からのみ水落ちした場合に想定される RCW 系統水の残水状況

3.4. 移動式炉内計装 (TIP) 室の汚染

(1) 汚染の原因

事故時、炉心が露出・過熱し、燃料が溶融したことにより、TIP 計装ドライチューブが破損し、TIP 計装内へ溶融燃料に起因する放射性物質が移行し、TIP 計装は高く汚染している可能性が考えられる。

2015 年 9 月 24 日～2015 年 10 月 2 日の 1 号機 TIP 室内調査で得られた TIP 室内の空間線量率を図 3.4.1 に、PCV ペネトレーションまわりのガンマカメラ写真を図 3.4.2 に示す。当初汚染が危惧されていた TIP 計装ペネトレーション (X-35A～D) では汚染は確認されていないが、隣の X-31 ペネトレーションでは約 300mSv/h の汚染が確認された。X-31 ペネトレーション内には主蒸気計装と SHC 計装が敷設されているが、どの計装が汚染しているかについては不明である。

(2) 汚染源からの放射線の影響

TIP 室内の空間線量率は最大でも約 300mSv/h (2015 年 10 月) である。一方、南東エリアの空間線量率は、半減期を考慮して 2013 年 12 月の測定値から 2015 年 10 月での空間線量率に換算した場合でも、1000mSv/h 以上であり、TIP 室の線量率は南東エリアの線量率よりも低いため、南東エリアの支配的な汚染原因とは考えられない。さらに、TIP 室と南東エリアの間の躯体コンクリートの厚さは 750mm であり、TIP 室からの放射線の影響は、南東エリアでは十分に減衰されることがわかる。したがって、TIP 室からの放射線による影響は無視できる程度であると考えられる。

(3) 汚染源からの放射性物質の移行

図 3.4.3 に X-31 ペネトレーションの画像を、図 3.4.4 に X-35 ペネトレーションの画像を示す。ガンマカメラで汚染の確認されている X-31 ペネトレーションに漏洩痕は確認できない。一方で、X-35A ペネトレーション下部には茶色い跡が確認できるものの、ガンマカメラでは汚染は確認されていない。また、図 3.4.1 から TIP 室内の空間線量率は X-31 ペネトレーションから離れるにつれて低くなっていることから、X-31 ペネトレーションの汚染はペネトレーション部分で留まっており、TIP 室内への放射性物質の移行は無かったものと考えられる。

(1) (2) (3) の検討結果から、TIP 室内の高線量箇所からの放射線は躯体コンクリートで十分遮へいされること、また、TIP 室内への放射性物質の移行は無いと考えられることから、TIP 室の汚染による南東エリアへの影響は支配的

でないと考えられる。

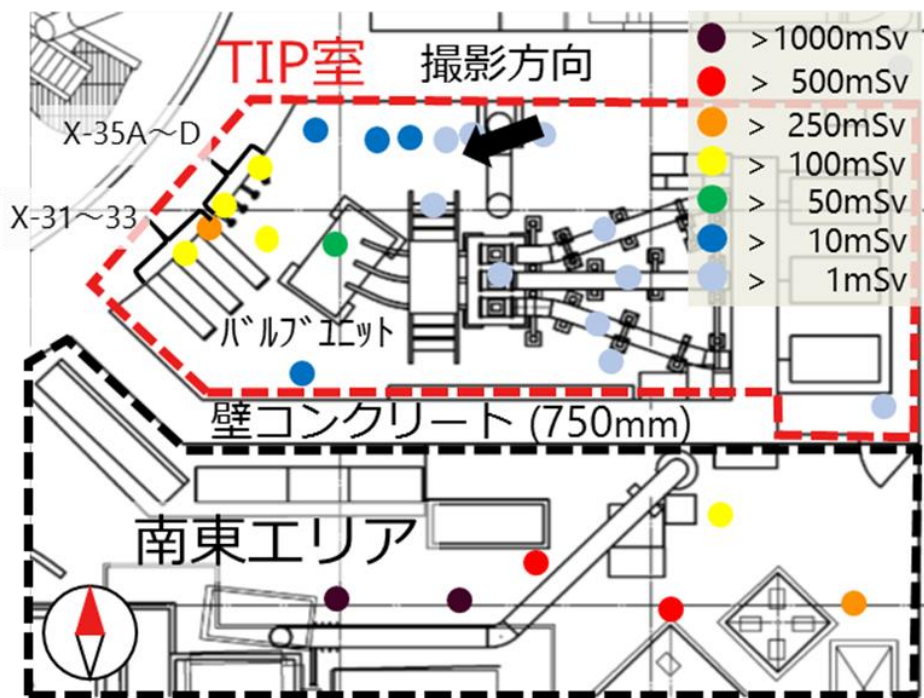


図 3.4.1 TIP 室の空間線量率（2015 年 9 月）及び
南東エリアの空間線量率（2013 年 12 月）
（参考文献[6][8]を加工）

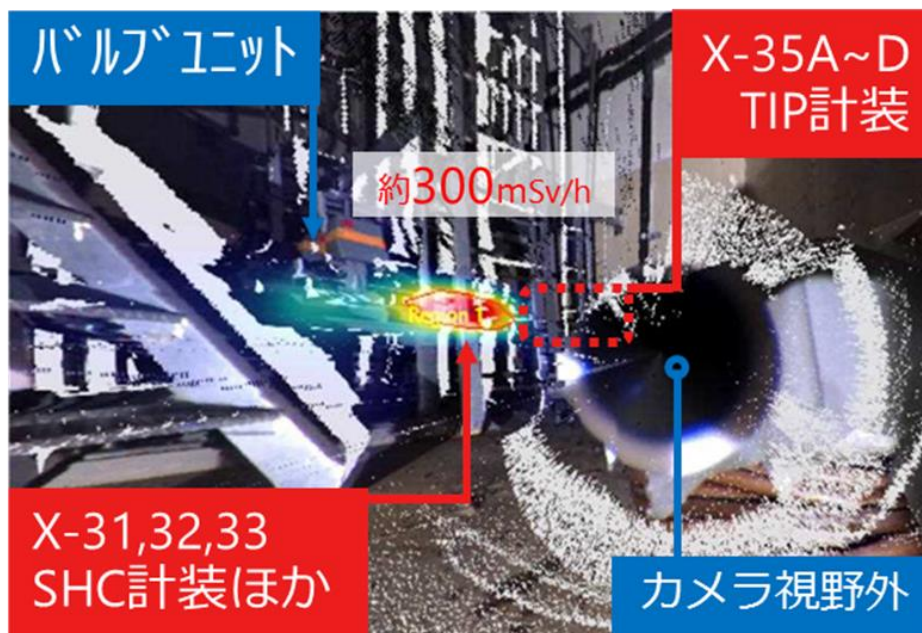


図 3.4.2 TIP 室のガンマカメラ写真（参考文献[8]を一部加工）

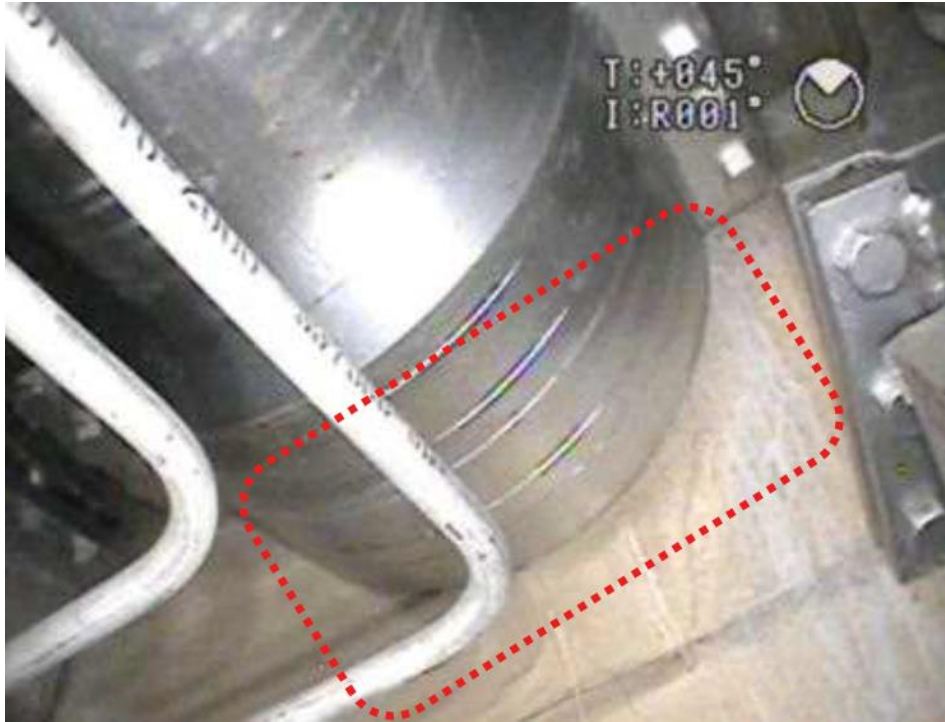
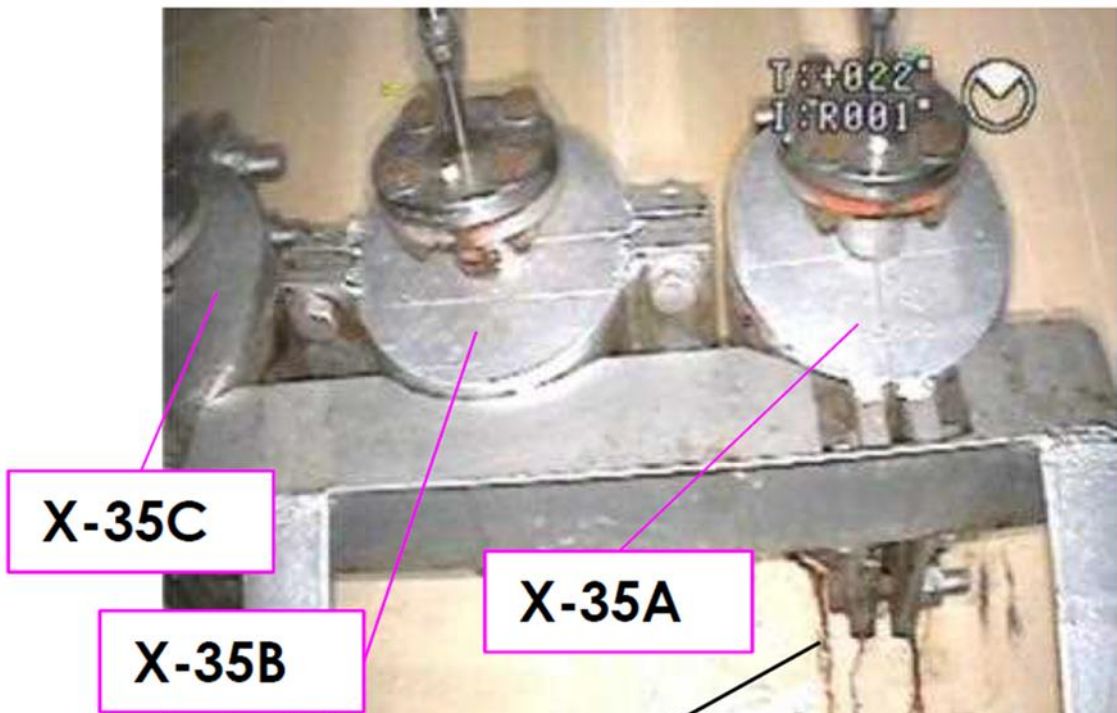


図 3.4.3 X-31 ペネトレーションの画像[8]



X-35A下部のみ茶色い跡あり

図 3.4.4 X-35 ペネトレーションの画像[8]

4. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関連

これまでの検討より、1号機1階南東エリアで観測された高線量率の原因はPCVベントに使用されたAC配管からの放射線の影響が支配的な要因と特定された。従って、柏崎刈羽原子力発電所の安全対策において、ベントラインからの放射線が事故対応操作に影響を与えないような対策が必要となる。

柏崎刈羽原子力発電所では、炉心の損傷を防止する対策や代替循環冷却を用いてPCVバウンダリを維持したままPCVを除熱する対策を実施していることに加え、PCVベントが必要になった場合に対しても、以下のような被ばく低減対策を実施している。

PCVベント実施時に開操作が必要な弁は中央制御室からの遠隔電動操作を可能とし、さらに二次隔離弁にバイパスラインを設けることで弁単体の故障によって遠隔電動操作によるPCVベントが実施不能とされない構成としている(図4.1)。また、ベントラインの弁は電源喪失時には二次格納施設外から人力や専用のポンペによる遠隔操作により開閉することが可能な設計としている(図4.1~4.4)。従って、炉心損傷後のベント操作時には遠隔手動操作をすることで、操作に伴う被ばくを低減できる。さらに、フィルタ装置及びヨウ素フィルタ並びにフィルタ装置に接続する屋外配管(フィルタ装置入口側)には遮へいを設置し、屋外作業についても被ばくの低減を図っている。なお、炉心損傷後のPCVベント操作について、被ばく線量の観点から十分に実施可能であることを評価により確認している。

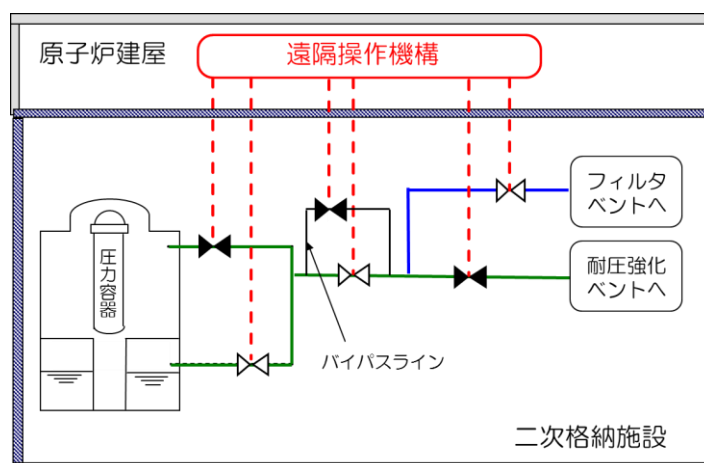


図 4.1 ベントラインの概略

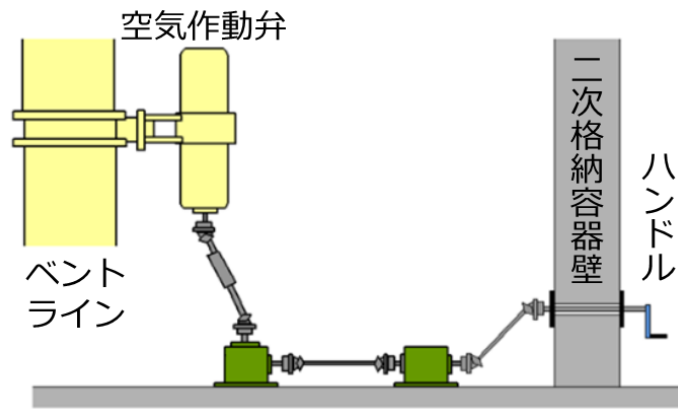


図 4.2 遠隔手動操作装置の概略



図 4.3 遠隔手動操作装置の操作の様子

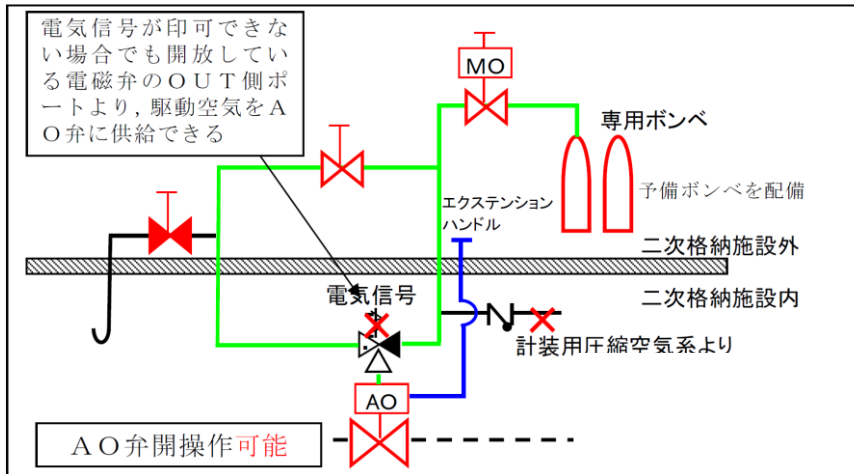


図 4.4 専用ポンペによる AO 弁操作機構の概要

5. まとめ

本資料では、1号機 R/B1 階南東エリアで観測された高線量率の原因を特定するため、原因となり得る汚染源を洗い出し、洗い出した汚染源についてそれぞれ（1）汚染の原因、（2）放射線の影響、（3）放射性物質の移行の観点から南東エリアへの影響を検討した。検討の結果、PCV ベントに使用された AC 配管からの放射線の影響が支配的であると特定した。検討結果を表 5.1 に示す。

表 5.1 検討結果の整理

考えられる汚染源	検討結果	検討結果の詳細		
		放射線の影響	放射性物質の移行	検討内容
湯気による汚染及びトールラス室の汚染	×	×	×	<ul style="list-style-type: none"> PCV 内滞留水由来の湯気が流出していたが、顕著な汚染ではなかった 躯体コンクリートの遮へいによる減衰でトールラス室からの寄与は限定的
不活性ガス系 (AC) 配管の汚染	○	○	×	<ul style="list-style-type: none"> AC 配管周辺で南東エリアと同程度の線量率を観測 汚染は配管に沿って分布し、漏えいは無し
原子炉補機冷却水系 (RCW) 配管の汚染	×	×	×	<ul style="list-style-type: none"> 躯体コンクリートの遮へいによる減衰で RCW 配管からの寄与は限定的 南東エリアへの RCW 系統水の漏えいは無し
移動式炉内計装系 (TIP) 室の汚染	×	×	×	<ul style="list-style-type: none"> 躯体コンクリートの遮へいによる減衰で TIP 室からの寄与は限定的 高線量率が観測された X-31 ペネトレーションから TIP 室内への漏えいは無し

参考文献

- [1] “1号機 原子炉建屋内調査結果”，東京電力株式会社，2011年6月4日
https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/images/handouts_110604_01-j.pdf
- [2] “福島第一原子力発電所 1号機原子炉建屋1階床配管貫通部調査結果”，東京電力株式会社，2011年10月14日
https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/images/handouts_120705_03-j.pdf
- [3] “2011/6/4 福島第一原子力発電所1号機の原子炉建屋1階における湯気確認状況”，東京電力ホールディングス株式会社 HP
https://www.tepco.co.jp/tepconews/library/archive-j.html?video_uuid=p5q96f46&catid=61707
- [4] “建屋内の空間線量率について”，東京電力株式会社，2013年3月22日
<https://www.tepco.co.jp/decommission/data/surveymap/pdf/2017/sv-u1-20130322-j.pdf>
- [5] “研究開発「格納容器漏えい箇所特定技術・補修技術の開発」にて開発中のS/C（圧力抑制室）上部調査装置の実証試験における1号機S/C上部調査結果（続報）およびトーラス室壁面調査結果について”，東京電力株式会社，2014年6月27日
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/140627/140627_01_035.pdf
- [6] “国プロ「原子炉建屋内の遠隔除染技術の開発」福島第一原子力発電所1号機原子炉建屋1階南側の調査結果について（速報）”，東京電力株式会社，2014年1月30日
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/140130/140130_01gg.pdf
- [7] “国プロ「原子炉建屋内の遠隔除染技術の開発」 原子炉建屋内汚染サンプルの分析 研究報告書”，技術研究組合 国際廃炉研究開発機構，2015年3月
- [8] “1号機原子炉建屋1階小部屋調査のうちTIP室調査結果について”，東京電力株式会社，2015年10月30日
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/osensuitaisaku/committee/genchicyousei/2015/pdf/1030_01g.pdf

2号機の原子炉圧力変化について

(1) はじめに

平成23年5月23日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」において、2号機の原子炉圧力変化の実測値と解析値が整合していない。以下に、その理由にかかる推定を述べるとともに、今回の解析で想定した原子炉隔離時冷却系（RCIC）の運転状態について述べる。平成23年5月に実施した解析における原子炉圧力変化を図1、図2に示す。なお、図中の赤枠は解析値と実測値が整合していない部分を示している。

(2) 平成23年5月の解析について

2号機は津波の影響により制御電源を喪失したが、RCICの動作は継続していた。原子炉水位の低下からRCIC停止を判断したのは3月14日13時25分のことであり、地震発生から2日以上にわたり炉心に注水することが出来ていた。その間の原子炉水位測定値は燃料域水位計で有効燃料頂部（TAF）上、約3400mm～3950mm、原子炉圧力測定値は3月11日20時07分に計測された約7.1MPa[abs]から低下し、約5.4～6.4MPa[abs]と通常運転時より若干低い値で安定していた。

平成23年5月の解析では、電源を喪失した状況でのRCICの運転状態が不明であること、RCICが運転していた期間において原子炉水位が維持できていたことに鑑み、RCICは定格流量（95m³/h）で運転を継続し、原子炉水位L-2とL-8の間で自動起動と自動停止を繰り返す設定とした。そのため、解析上、原子炉圧力は逃し安全弁の開閉により圧力が保たれることとなり、実測値と整合しない結果となった。なお、原子炉への注水が停止するまでのRCICの運転状態は、原子炉水位が維持されている限り、注水停止後の炉心の状態への影響はほとんどない。

原子炉圧力変化の挙動にはRCICの運転状態が大きく関与していると考えられることから、以下に推定されるRCICの運転状態について検討した。

(3) 想定されるRCICの運転状態について

下記①②の観点から、制御電源を喪失したRCICは、設計上の運転モード（定格流量）で運転していたものではなく、また、原子炉水位による起動停止（L-2とL-8）を繰り返していたものではなかったと考えられる。

① 原子炉水位の補正について

2号機では、3月11日の事故発生から燃料域水位計にて原子炉水位を計測していた。燃料域水位計は原子炉冷却材喪失事故時の水位監視等を使用目的としていることから、大気圧、飽和温度で校正されている。したがって、原子炉が高圧時およびドライウェル（D/W）が高温時には、実際の水位を示しておらず値の補正が必要となる。

計測された原子炉水位を原子炉圧力および D/W 温度で補正※したところ、水位計の基準面器水面（TAF+約 5916mm）辺りを指示する結果となった（図 3）。本来、原子炉水位が L-8（TAF+5653mm）に到達した時点で RCIC はトリップするため、L-8 以上の水位になることはないが、制御電源の喪失により RCIC は制御されることなく運転継続していたと推測される。したがって、崩壊熱の減少も考慮すると L-8 以上の水位になっていた可能性が高いものと考えられる。また、水位計の構造上、原子炉水位が基準面器水面以上となると基準面器側配管と炉側配管の差圧（図 4 に示す $H_s - H_r$ ）が変化しなくなるため、見かけ上の原子炉水位は基準面器水面の高さで一定となる。

以上のことから、RCIC 運転期間中は原子炉水位が L-8 を越えて、さらに基準面器水面以上であったと考えられる。

※ 原子炉水位の補正に際しては、原子炉水位が測定された時刻における原子炉圧力及び D/W 温度の実測値が必要となる。原子炉圧力の実測値がない時刻の水位を補正する際は、測定されている他の時刻の原子炉圧力をもとに線形補間することで当該時刻の原子炉圧力の概算値を求め、使用した。また、D/W 温度は実測値がないため平成 23 年 5 月 23 日に原子力安全・保安院に報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」に記載の解析結果の値を用いた。

したがって、図 3 で得られた原子炉水位の補正值は、計測の誤差以外に、原子炉圧力と D/W 温度の推測に伴う誤差を含んでいる。

なお、原子炉圧力、格納容器温度に基づく原子炉水位の補正曲線については、事故時運転操作手順書に記載がある。

② RCIC の駆動蒸気について

上述のように原子炉水位は水位計の基準面器水面を越えていた可能性がある。さらに、主蒸気管高さ（TAF+約 7301mm）以上に水位が上昇していた場合には、主蒸気管への水滴のキャリーオーバーが無視できなくなると考えられ、RCIC の駆動蒸気は二相流となっていた可能性がある。駆動蒸気が二相流となり、クオリティーが低下した状態での RCIC の注水能力については定量的な

評価は困難であるものの、タービンの回転数は通常より少なくなり、RCICは定格より少ない流量で注水していた可能性がある。

(4) MAAP 解析結果

項目(3)の推定をもとに、MAAP 解析を実施し、得られた原子炉圧力の挙動を図 5 に示す。RCIC の流量を定格 $95\text{m}^3/\text{h}$ の約 $1/3$ である $30\text{m}^3/\text{h}$ と仮定した場合に、実測の原子炉圧力の挙動をおおよそ再現できる結果が得られた。

RCIC 運転期間中に原子炉圧力が通常運転時よりも低い圧力（約 $5.4\sim 6.4\text{MPa}[\text{abs}]$ ）で安定的に推移した要因としては、飽和状態のエネルギーが蒸気より大きくなる二相流で RCIC を駆動していたことが考えられる。この場合、原子炉圧力容器から圧力抑制室（S/C）への熱の移行量が通常の運転状態より大きくなり、原子炉圧力容器からの熱の持ち出しが崩壊熱分のエネルギーとバランスしていた可能性がある。

(5) 設計上の観点からの RCIC の運転について

一般に、RCICタービンへ流入する蒸気クオリティーが設計条件より多少悪化しても直ちに翼破損やブレーキにはならず、かつ、ドレン水はS/C方向へ排出されて直ちにタービン内に蓄積されるわけではないと考えられるため、二相流駆動の運転が継続される可能性がある。

さらに水位が上昇し、主蒸気管（RCIC蒸気供給ライン）が水没、もしくはそれに近い状態となった場合には、RCICタービンへ蒸気供給が十分でなくなることから、タービンは減速し、停止に至る可能性がある。ただし、タービンが直ちに停止はせず、減速に伴う注水量の減少により炉水位が低下して蒸気が流入する状態に戻るなど、原子炉水位が主蒸気管高さ近傍で維持される可能性も考えられる。

なお、RCICの制御電源が喪失した場合、設計上、加減弁はバネにより全開となり流量調整はできなくなる（図6にRCICの系統概略図を示す）。

(6) RCIC の機能低下にかかる推定

RCIC については、原子炉水位の低下から、3月14日13時25分に停止の判断をした。しかしながら、前述のように原子炉圧力およびD/W温度による補正後の水位計指示値は基準面器水面程度の一定値を示していたものと考えられることから、12時前後からみられる実測値の水位低下は、より高位置にあった水位が、その位置まで低下してきたものを表していると考えられる。したがって、RCICは水位の低下が観測される12時前後の時期より早い段階で機能が低下したのと考えられる。プラントデータの推移を見ると、3月14日9時頃から原

子炉圧力が上昇しているが、これは RCIC の機能低下により RCIC からの注水量が減少したこと、及び、RCIC タービンへの蒸気供給量が減少したことが原因と考えられる。

なお、この圧力上昇は 3 月 14 日 12 時頃までは RCIC の通常の停止（タービン止め弁閉による蒸気供給停止）から想定される圧力上昇よりも緩やかであるが、制御電源が喪失していたことで、蒸気供給側の弁が閉じなかったことによるものと考えられる。一方、3 月 14 日 12 時頃以降は圧力上昇が急になっている。この圧力上昇は、蒸気供給側の弁が閉じ、RCIC のタービンへ蒸気が流れないと仮定することで再現した。

(7) まとめ

以上のことから、不確かさは残るものの、制御電源の喪失により RCIC が制御されることなく運転継続したことで原子炉水位が L-8 以上となり、低クオリティの二相流で崩壊熱相当のエネルギーが原子炉外に持ち出されていたこと、RCIC タービンが低クオリティの二相流で運転することで定格の流量よりも少ない流量で注水されたこと等から、逃し安全弁の作動が無くても原子炉圧力容器内のエネルギーがバランスし、原子炉圧力は通常運転時よりも低い圧力で安定して推移していたものと考えられる。

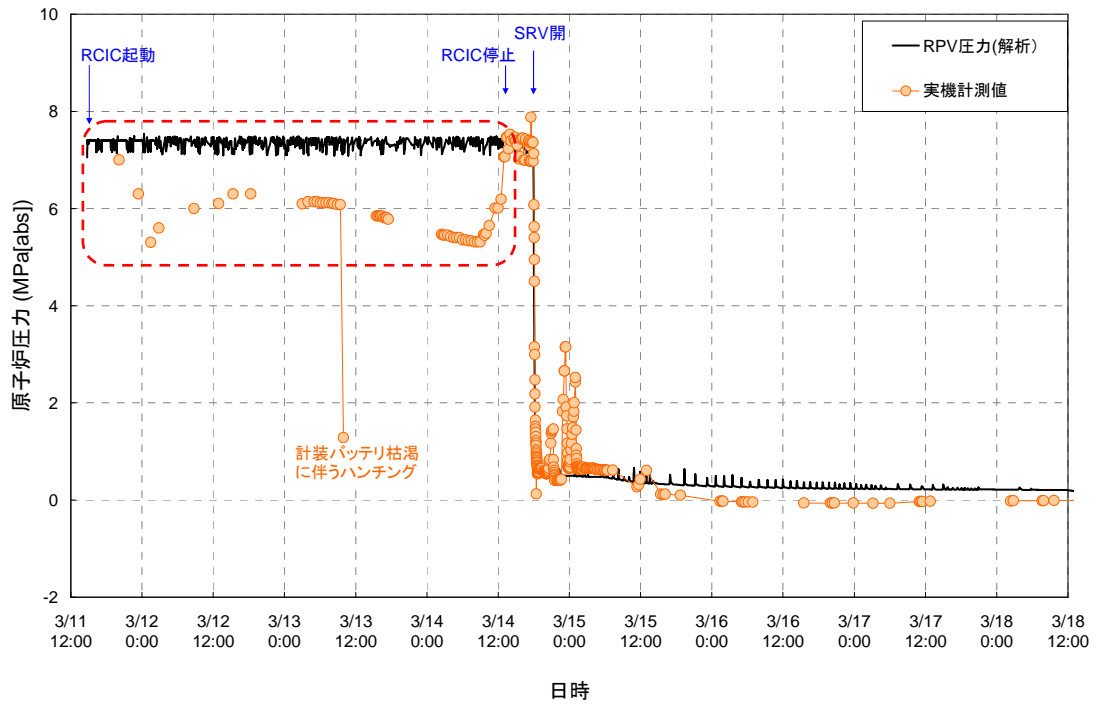


図1 2号機 原子炉圧力の挙動 (平成23年5月解析 図3.2.1.2)

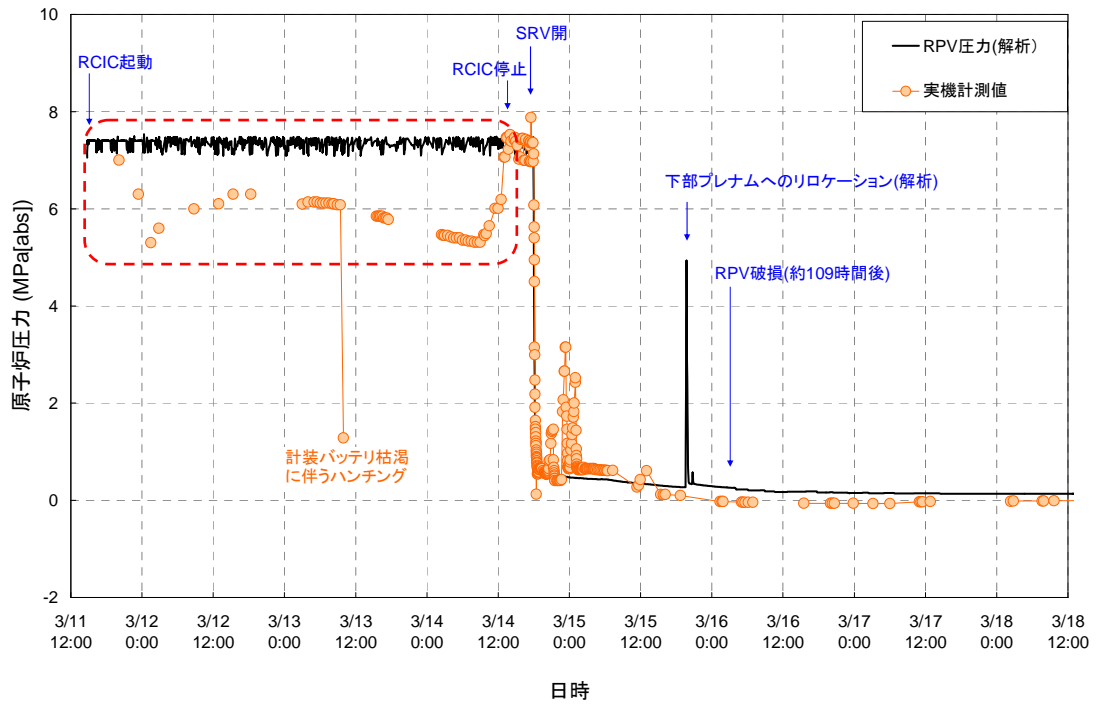


図2 2号機 原子炉圧力の挙動 (平成23年5月解析 図3.2.2.2)

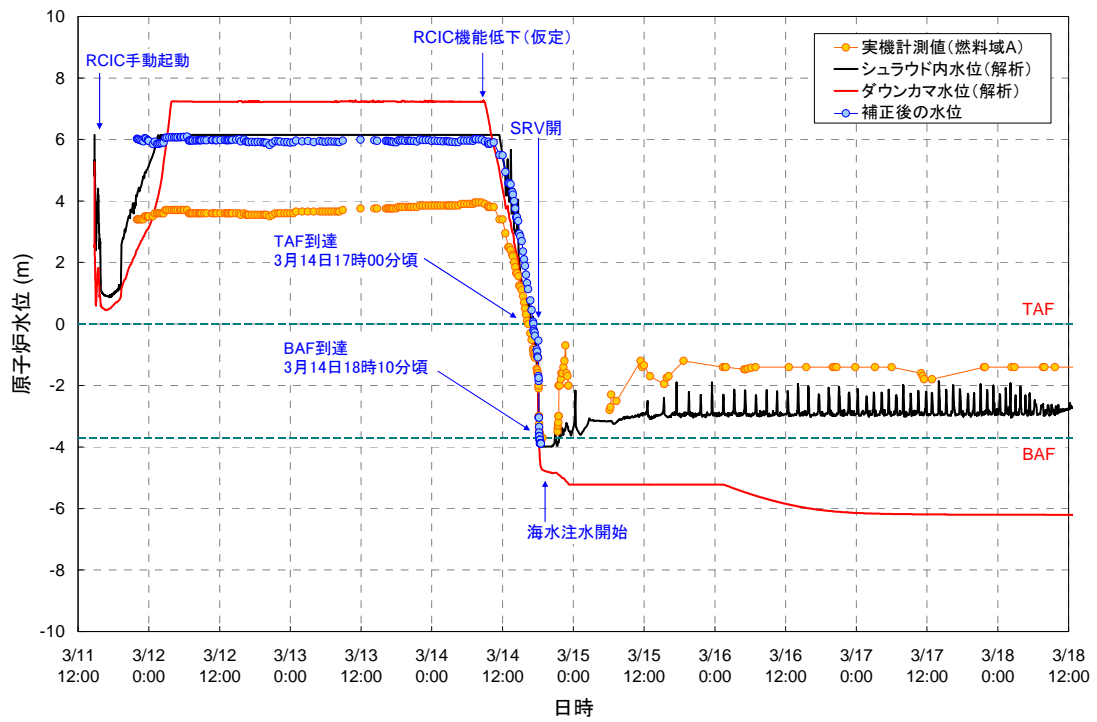


図3 2号機 原子炉水位の変化 (今回解析結果)

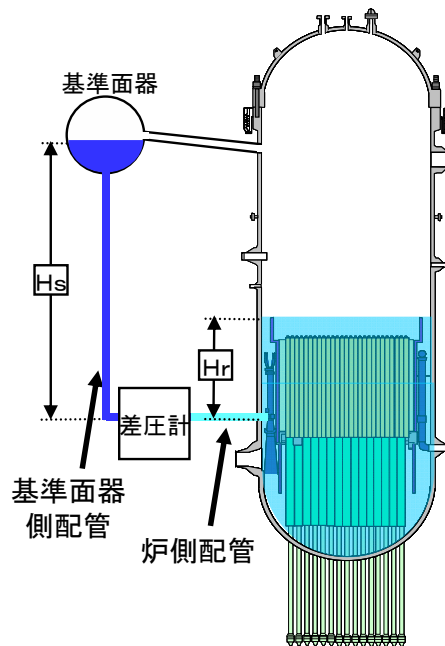


図4 原子炉水位計の構造

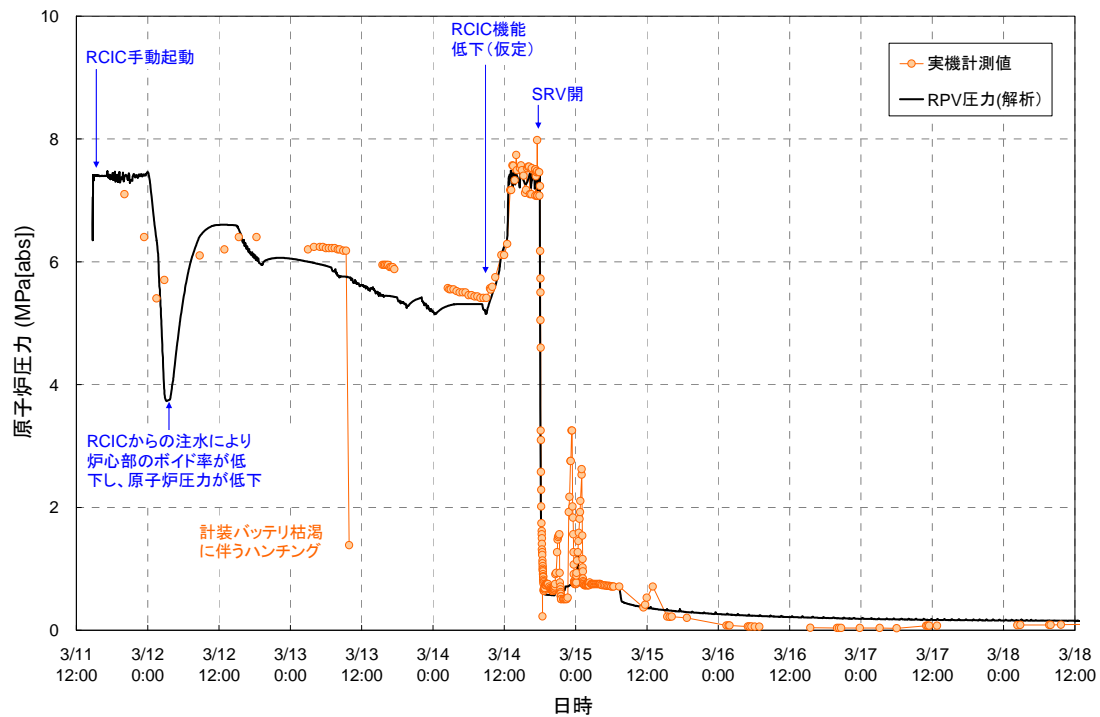


図5 2号機 原子炉圧力変化 (今回解析結果)

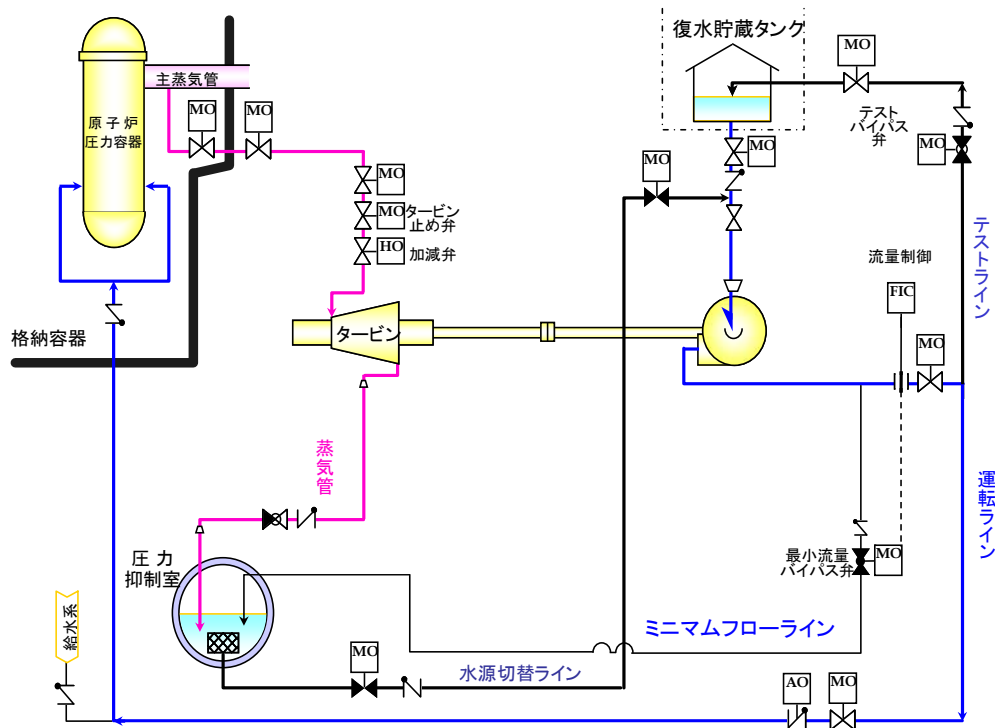


図6 RCIC 系統概略図

2号機の格納容器圧力変化について

(1) はじめに

平成23年5月23日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」において、2号機の格納容器圧力変化の実測値と解析値が整合していない。以下にその理由にかかる推定を述べるとともに、今回の解析で想定した事象について述べる。平成23年5月に実施した解析における格納容器圧力変化を図1、図2に示す。なお、図中の赤枠は解析値と実測値が整合していない部分を示している。

(2) 平成23年5月の解析について

格納容器からの除熱が十分でない場合、ドライウェル (D/W) 圧力および圧力抑制室 (S/C) 圧力は、炉心で発生した蒸気が原子炉隔離時冷却系 (RCIC) や主蒸気逃がし弁 (SRV) を経由して S/C に排気されることに伴い上昇する。2号機の D/W 圧力、S/C 圧力の実測値は平成23年3月12日0時頃～14日12時頃において、推測される挙動よりも緩慢な上昇を見せている。

平成23年5月の解析 (図1、図2) では、限られた情報しか得られていない中で、この緩慢な格納容器の圧力上昇を模擬するため、現実的には考えにくい D/W の漏えいを仮定した。漏えいのタイミングは、解析値において格納容器が設計温度 (138℃) を超過した時点とした。

しかしながら、過去の研究※で得られた知見によれば、過温による格納容器からの漏えいはガスケット等から発生する可能性が高く、その際の温度は300℃程度との知見が得られており、設計温度 (138℃) に到達した段階において、格納容器からの漏えいの発生は考えにくい。また、格納容器からの漏えいを仮定しているため、3月14日22時40分頃からの急激な格納容器圧力の上昇及び高い圧力状態が維持されていることを解析で再現できていない。

以上のことから、格納容器圧力の上昇を抑制していた漏えい以外のシナリオがあると考えられる。以下に、そのシナリオについて検討した。

※ K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., "High-temperature leak characteristics of PCV hatch flange gasket," Nucl. Eng. Des.,145, 375-386 (1993).

(3) 漏えい以外の可能性について

平成23年5月の解析では、漏えいの仮定を採用して解析を実施したが、RCIC

の排気蒸気等で S/C に熱が移行する中、D/W 圧力、S/C 圧力上昇が抑制される状態を再現するためには、格納容器からの除熱メカニズムを考慮する必要がある。具体的には、外部水源からのスプレー等により格納容器内を冷却するか、格納容器の壁面での表面熱伝達により外部へ十分な熱の流出が起こる状態が考えうる。3月12日0時頃～14日12時頃の期間において、格納容器を冷却する運転操作は実施していないため、格納容器の壁面での表面熱伝達の可能性がある。

S/C はドーナツ型をしており、非常に大きな表面積があるが、空気による熱伝達は限定的であるため、十分な熱伝達は起こらないと考えられる。一方、当時、津波による影響で建屋地下階が浸水していたとすると、シナリオの1つとして、S/C が収まっているトラス室が浸水し、S/C に移行した熱が、S/C の壁を介してトラス室に浸水した水に与えられるという熱伝達経路が考えられる。水による表面熱伝達は効率が良いため、格納容器圧力の上昇を抑制するのに十分な除熱ができていた可能性がある。

そこで、徐々にトラス室が海水（約 10℃）の侵入により水没し、最終的に S/C が半分程度水没していたものと仮定して MAAP 解析を実施したところ、3月12日0時頃～14日12時頃の緩慢な圧力上昇をおおむね再現できる結果が得られた。また、3月14日22時40分頃から急激に圧力が上昇し、上昇した格納容器圧力が維持されている挙動については、格納容器の漏えいを仮定しなかったことで、実測値の格納容器圧力の挙動をおおむね再現できる結果が得られた（図3）。

(3) トラス室が浸水する可能性について

トラス室が実際に浸水していたか否かに関する証言は現在得られていない。ただし、事故後早い段階で RCIC 室、タービン建屋地下階等が浸水していたことは確認されていること、水が各建屋間のケーブル貫通部等を通じて移動していることは、現在の滞流水の各建屋における水位等から判断できること等を考えると、原子炉建屋の最下層にあるトラス室が津波の影響により浸水していた可能性はあると考えられる。

なお、2号機とほぼ同じ構造である4号機のトラス室は S/C 高さの半分程度水没していることがわかっており（図4）、4号機は定期検査中で2号機は運転中であったという状況の違いはあるものの、トラス室の浸水が4号機と同様に2号機でも同様に起こっていた可能性はあると考えられる。

(4) まとめ

平成23年5月の解析における格納容器が設計温度に達した段階で仮定した漏

えいは、設計の観点から現実には発生していないと考えられる。

今回実施した格納容器の除熱はトーラス室に滞留した水によるものと仮定した解析では、3月12日0時頃～14日12時頃の緩慢な格納容器圧力の上昇と3月14日22時40分頃からの急激な圧力上昇をよりの確に再現できることから、このようなメカニズムにより D/W 圧力の上昇が抑制されたものと考えられる。

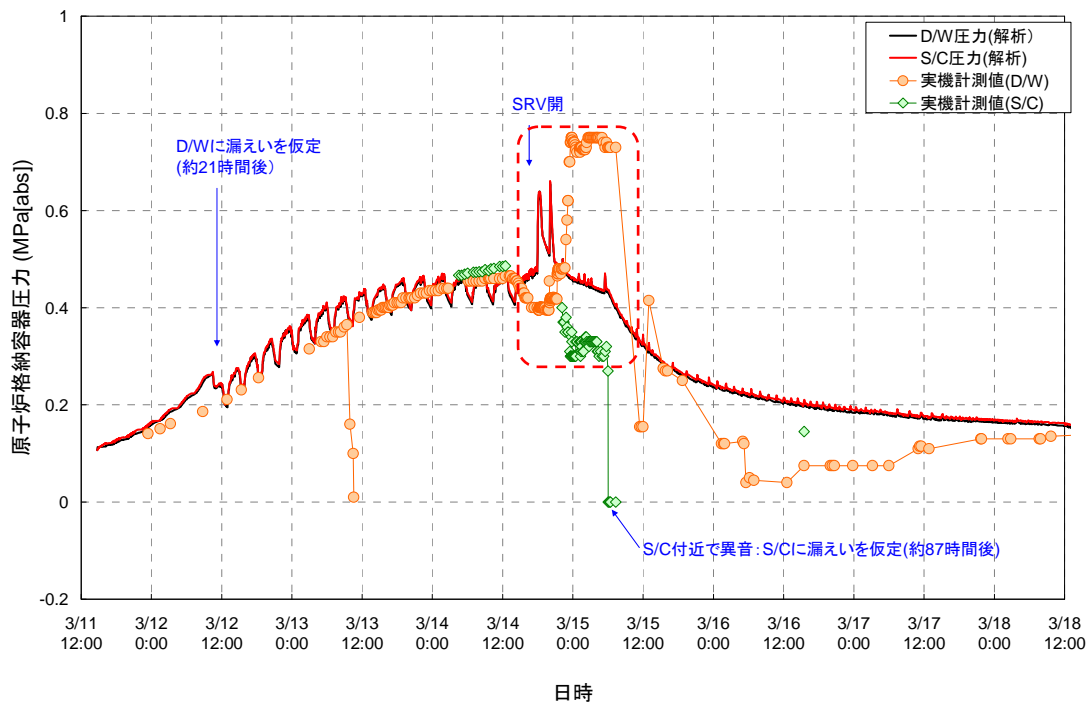


図1 2号機 格納容器圧力の挙動 (平成23年5月解析 図3.2.1.3)

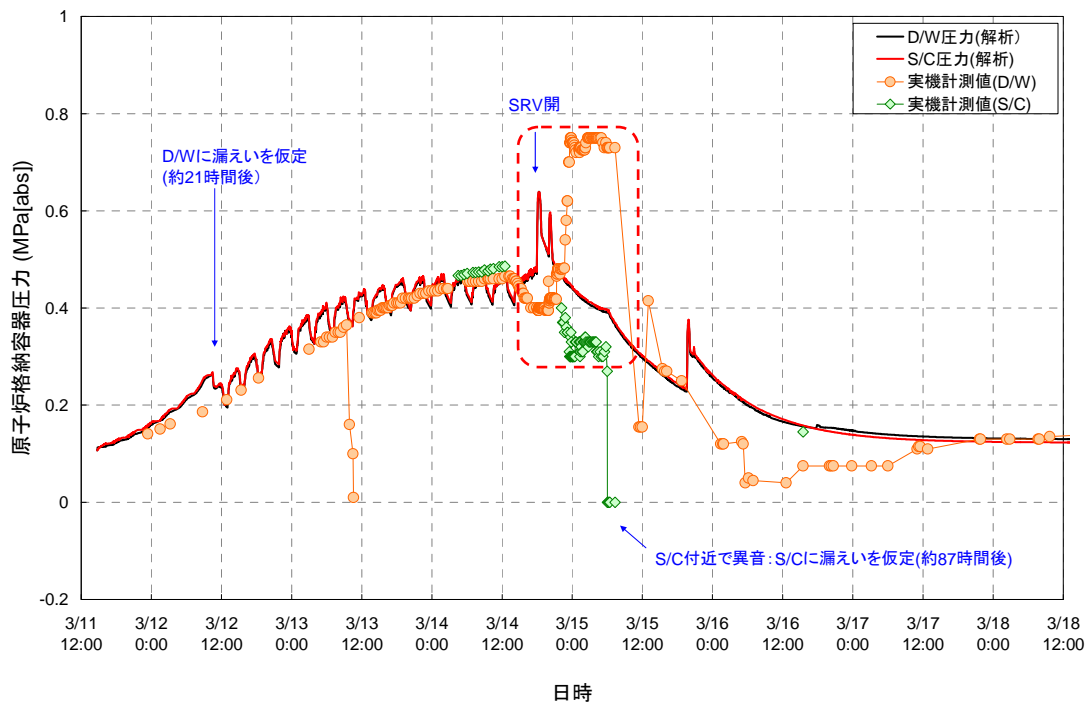


図2 2号機 格納容器圧力の挙動 (平成23年5月解析 図3.2.2.3)

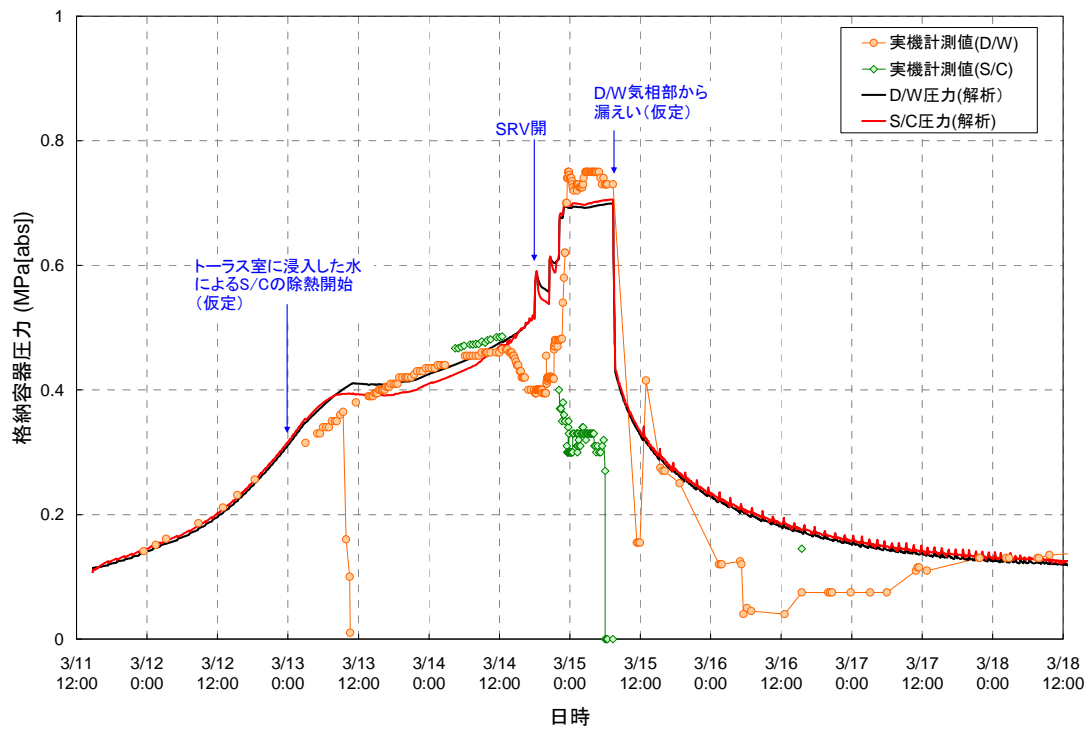


図3 2号機 格納容器圧力変化 (今回解析結果)

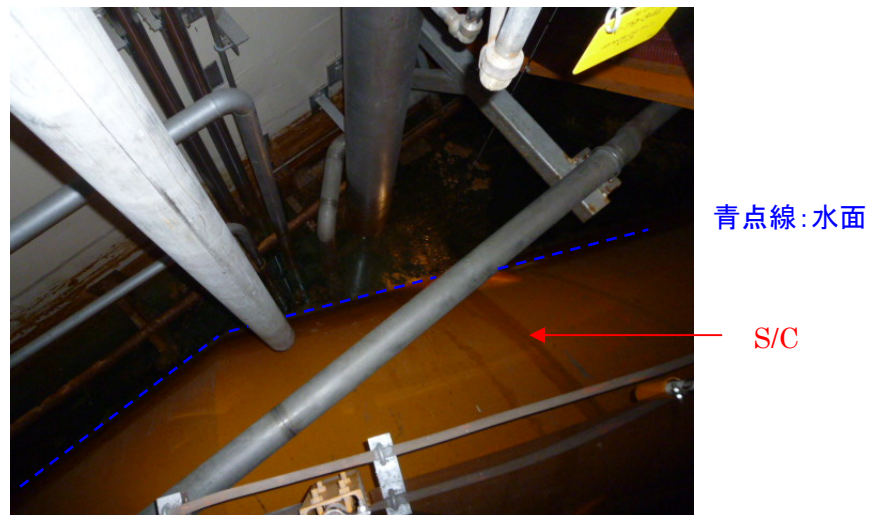


図4 4号機トラス室キャットウォークから真下を撮影

2号機 MAAP 解析における注水量の設定について

＜最新の MAAP 解析（添付資料 3）における注水量の設定について＞

解析における原子炉隔離時冷却系（RCIC）の注水量は、全交流電源喪失前はほぼ定格流量で、全交流電源喪失直後は、プロセス計算機の原子炉水位上昇を模擬するよう注水流量を定格より多めに設定した。その後、原子炉水位が主蒸気管に到達した以降は、低めに推移した原子炉圧力挙動を再現できるよう、RCIC タービンへ崩壊熱相当のエネルギーを二相流として流出させるとともに、注水流量を定格流量の 1/3 程度である 30t/h に設定した（図 1）。

解析における消防車による原子炉への注水量の入力値については、主蒸気逃がし安全弁（SRV）による原子炉減圧後の消防ポンプの再起動から注水が開始されたものとし、炉心溶融の過程で原子炉圧力が 1.1MPa[gage]を越えた時点で注水を一時中断するように設定した。その後は、原子炉水位は炉心部内が冠水するほどにはできていないものとして、解析で求まる水位が燃料域以下程度を維持するよう、消防ポンプの平均吐出流量を超えないように設定した。（図 2）。

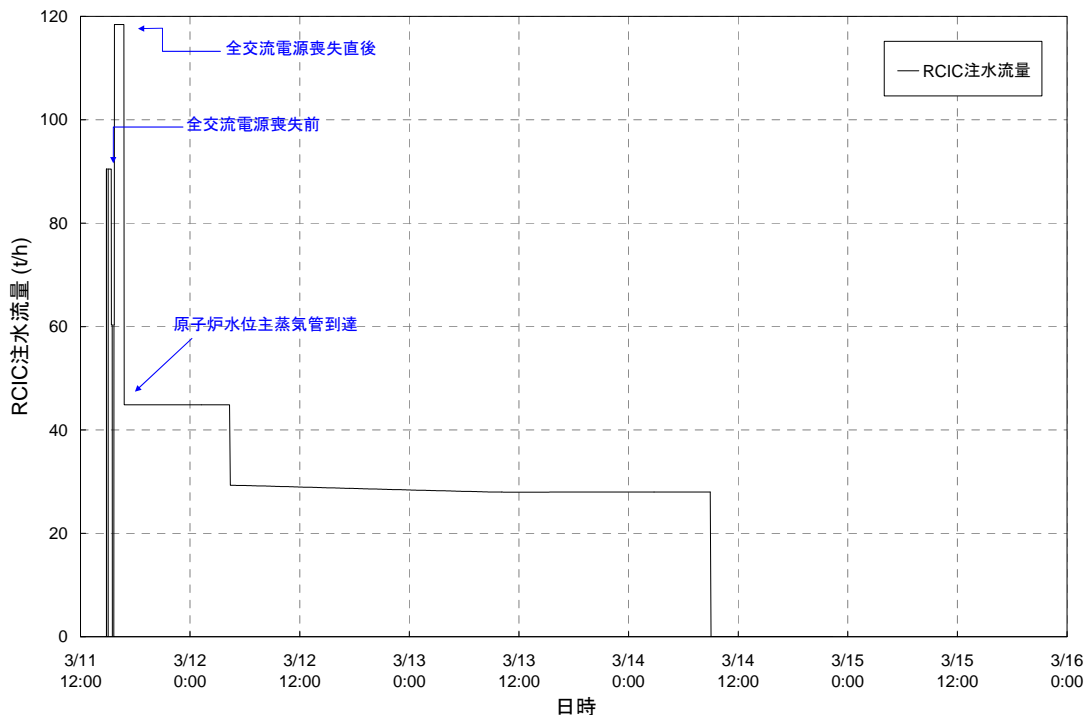


図 1 RCIC の注水流量

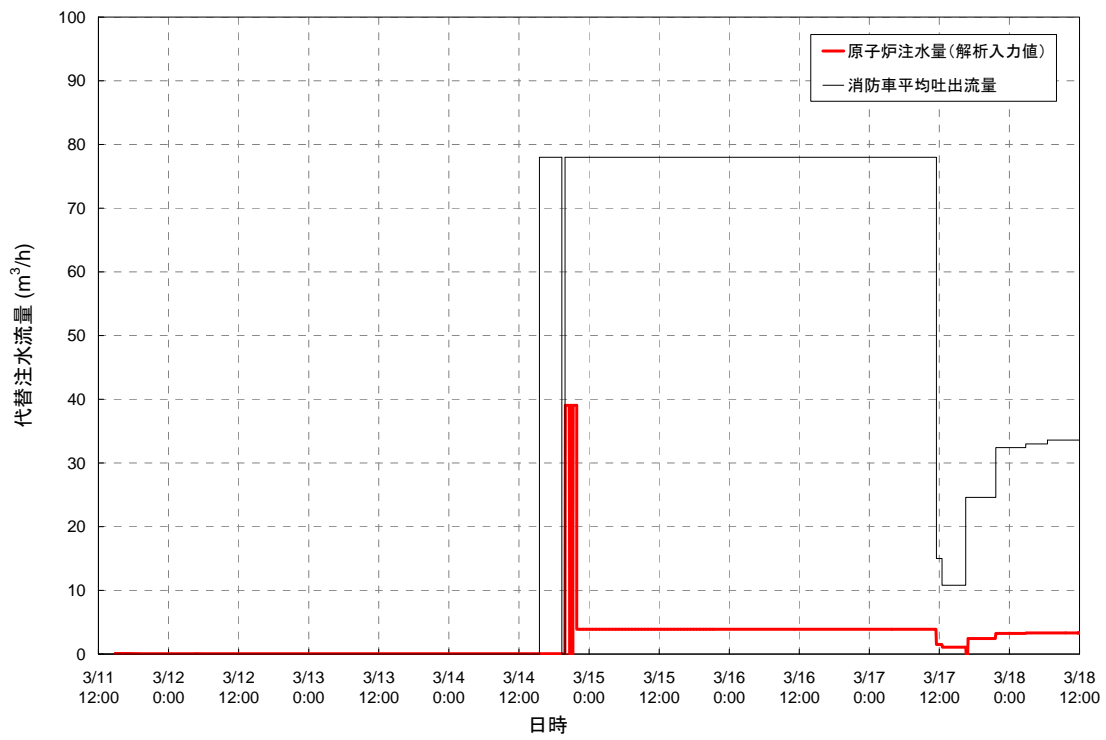


図2 消防車の注水実績と解析における原子炉への注水量

<2012年3月公表のMAAP解析（別冊1）における注水量の設定について>

解析における原子炉隔離時冷却系（RCIC）の注水量は、全交流電源喪失前はほぼ定格流量で、全交流電源喪失後は、測定された原子炉圧力を模擬するよう注水量を約30t/hに設定した（図3）。

解析における消防車による原子炉への注水量の入力値については、これまでに公表した操作実績をもとに、平均の注水流量を超えないように設定し、また当時消防車の吐出圧は1MPa(gage)程度であったことから、原子炉圧力が1MPa(gage)を越えた時点で注水を一時中断するように設定した（図4）。

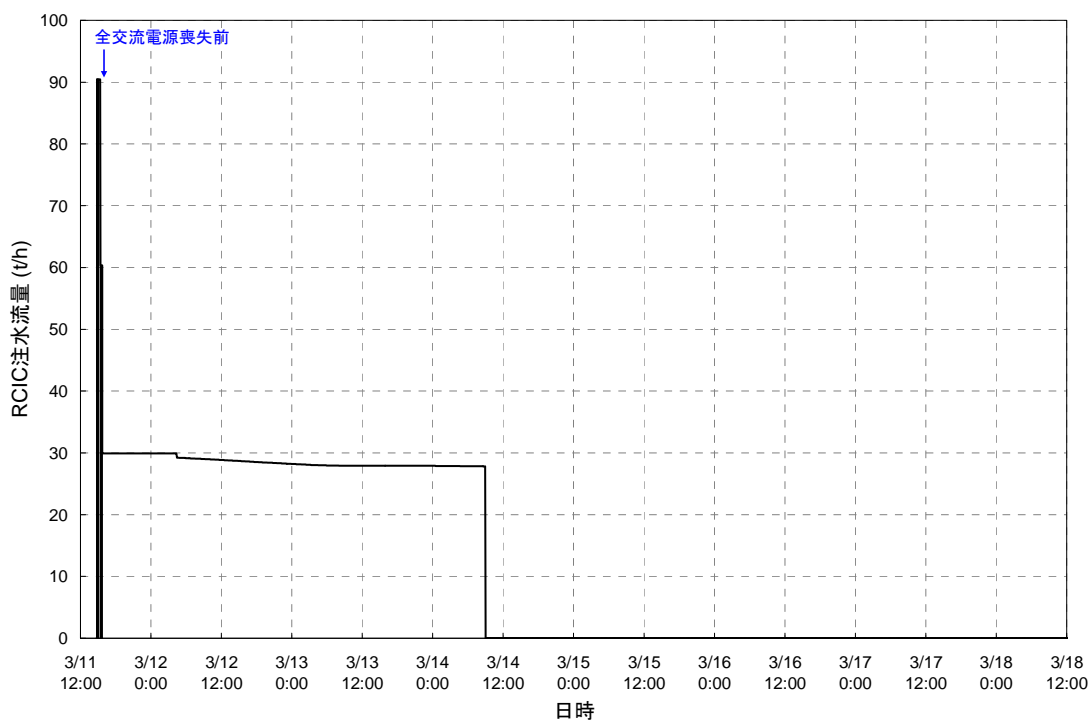


図3 RCICの注水流量

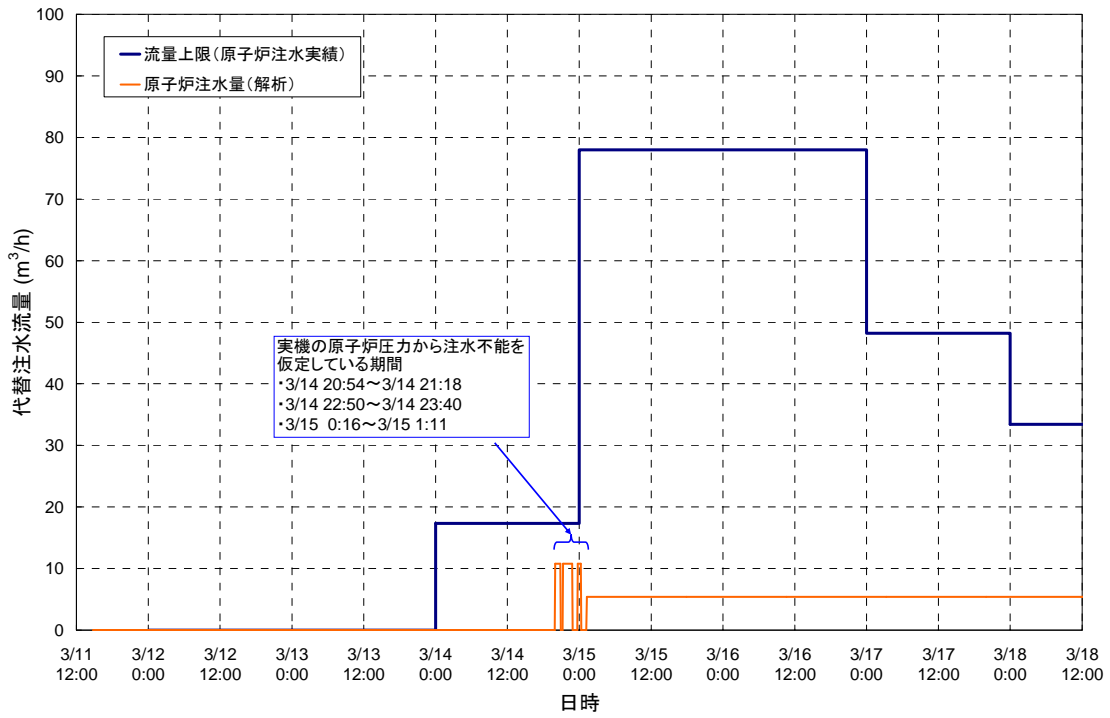


図 4 消防車の注水実績と解析における原子炉への注水量

2 号機制御電源喪失後の RCIC 流量について

1. 現象の概要と検討課題

2 号機では、地震後、原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の手動起動と原子炉水位高による自動停止を繰り返すことで原子炉水位を制御しており、3 回目に RCIC を手動起動した直後に、津波により全電源喪失に陥った。その後計測された原子炉水位・原子炉圧力等のパラメータから、津波により制御電源を喪失した後にも RCIC は約 3 日間にわたって注水を継続していたものと考えられる。

津波後の原子炉圧力の計測値は通常運転圧力より低く維持されており、主蒸気逃がし安全弁 (SRV) の作動設定圧力に至っていない。このような挙動を再現できる制御電源喪失時の RCIC 運転状態として、原子炉水位が制御されずに、RCIC タービンの抽気レベル付近まで水位が上昇し、蒸気と水の二相流が RCIC タービンへ崩壊熱相当のエネルギーを流出させるとともに、定格流量よりも低い流量で原子炉へ注水がなされていた可能性が考えられる。

この考えにもとづき、MAAP 解析においては、計測された原子炉圧力を再現できるように、注水量を定格流量の約 1/3 である 30m³/h として解析を実施し、RCIC 動作中の全体的な挙動をよく模擬することができた。一方で、仮設電源により復旧した 11 日 22 時頃の水位計指示値を補正すると、水位計の測定上限付近の有効燃料頂部 (TAF) +6m 程度となり、MAAP 解析の結果は、この時点の水位を過小評価している。RCIC タービン蒸気加減弁が制御電源喪失時に全開となる仕様であることや、水源として使用していた復水貯蔵タンク (CST) の水量の減少量が大きいことを考えると、RCIC による注水量は、MAAP 解析において仮定した 30m³/h より大きかった可能性が高い。

本資料では、津波後の RCIC の注水量について考察し、事象進展への影響を評価するとともに、必要な対策を検討する。

2. RCIC タービンの設計について

RCIC 系統の概略図を図 1 に示す。2 号機の RCIC はタービン駆動ポンプであり、原子炉で発生した蒸気を主蒸気管から取出し、加減弁で蒸気流量を調節して原子炉注水量を調整する設計となっている。注水量を調整する運転方法として、テストラインを使用し、RCIC から吐出された冷却水の一部を CST に戻し、原子炉への注水量を増減させる運転方法があるが、2 号機については、この運転方法はとられておらず、RCIC ポンプから吐出された冷却水は全て原子炉に注水されていた。

次に、加減弁により原子炉注水量を調整する場合について、具体的に説明する。RCIC 運転中は、流量制御器からの給水速度指令信号を目標に速度制御されており、速度偏差に応じて E G - R アクチュエータへ加減弁の開度指令信号 (電気信号) が出

力される。EG-Rアクチュエータは、弁開度指令信号の増減に応じてパイロットピストンを上下に動作させるが、ピストンが上方向に動くと加減弁は閉側へ、また下方向に動くと開側に動作するように、作動油の流路を決める役割を果たし、弁の開度を調整するサーボピストンはこの作動油の圧力を介して動作する。なお、作動油は、RCICポンプにより加圧されるため、電源を失ってもその機能は喪失しない。

また、EG-Rアクチュエータのパイロットピストンの上部には「センターリングスプリング」と言われるバネが設置されているが、このバネの強さは上下非対称（上 > 下）となっている。速度が一定の時（速度偏差が0の場合）は、ソレノイドコイルにNULL電圧をかけることで、パイロットピストンを中間位置に固定する構造となっている。パイロットピストンが中間位置の場合は、サーボピストン上下の作動油の力がバランスし、加減弁開度は一定の状態を維持する。（図2参照）

なお、制御電源喪失時（電気信号がない場合）は、NULL電圧がなくなるので、バネの力により下方向にパイロットピストンが押され、加減弁は開側に動作する。（図3参照）

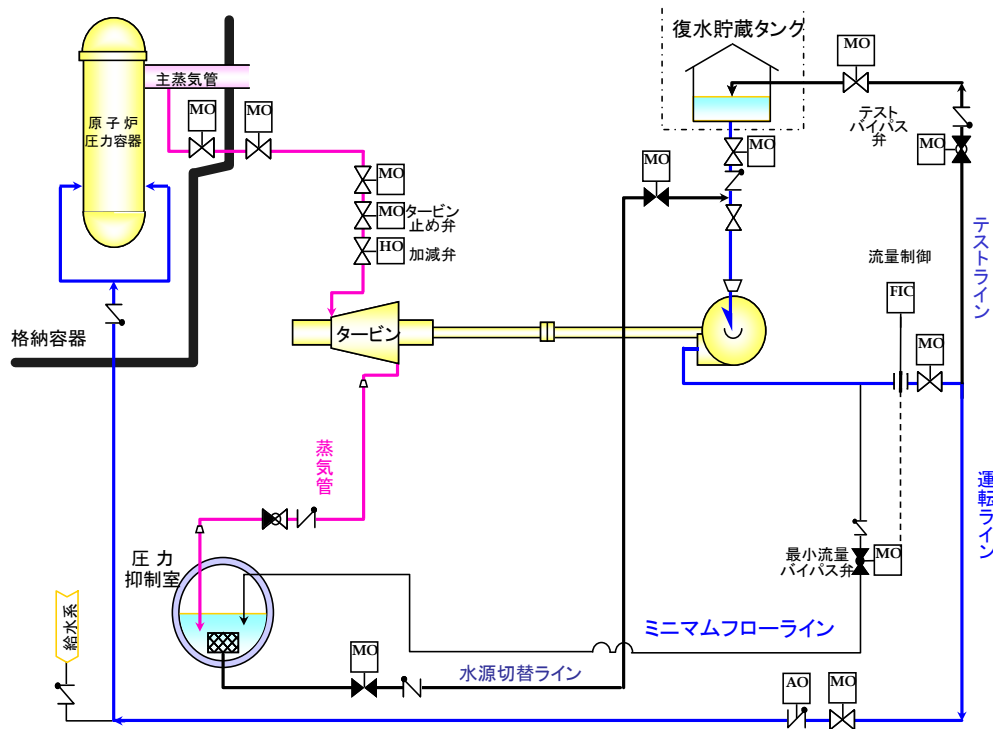


図1 RCIC 系統概略図

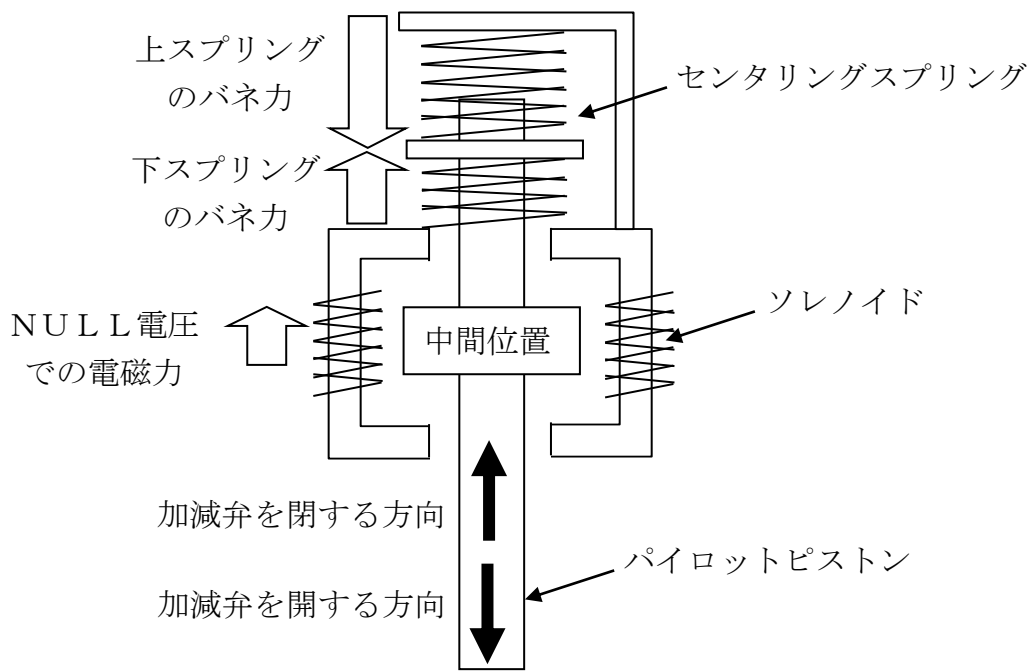


図2 EG-R アクチュエータの概要図

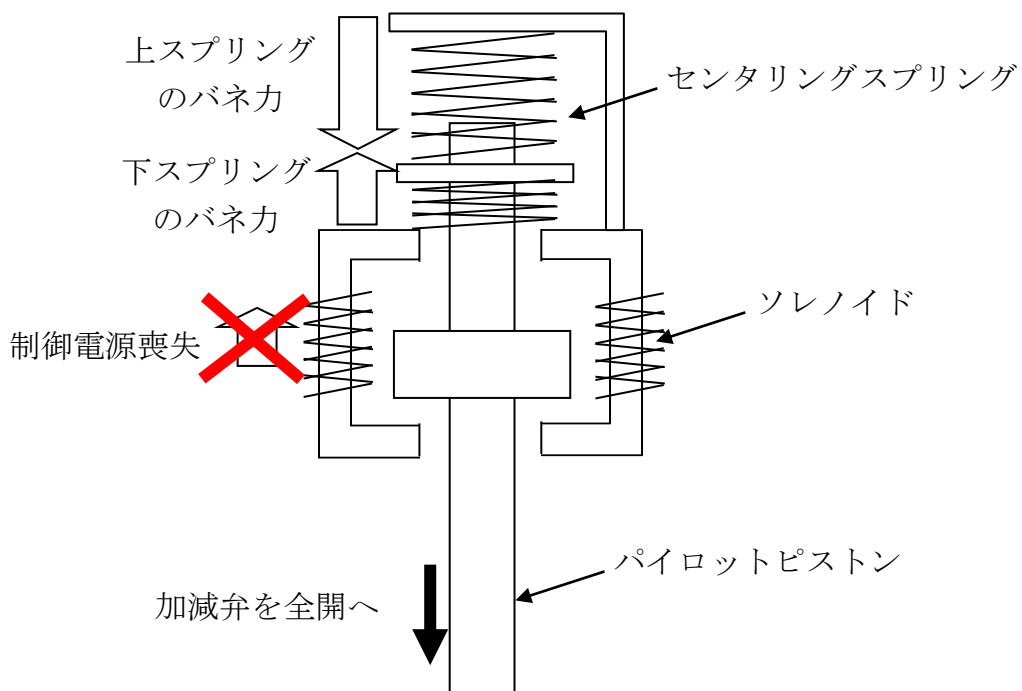


図3 制御電源喪失時のEG-R アクチュエータの挙動

3. 制御電源喪失時の 2 号機の RCIC の挙動について

2 号機は、1 号機よりも直流電源の喪失が遅かったことから、3 月 11 日 15 時 39 分の時点で、RCIC を再起動することが出来た。2 号機では、プロセスコンピュータによるパラメータ監視が 15 時 50 分頃まで可能であったため、この際の RCIC の注水量の変化が記録されている。(図 4 参照)

この注水量の変化は、2. にて示した、制御電源喪失時の挙動と整合しており、津波によって制御電源を喪失した後、RCIC タービンの加減弁は全開方向へと動き、原子炉への注水量を増大させたものと考えられる。

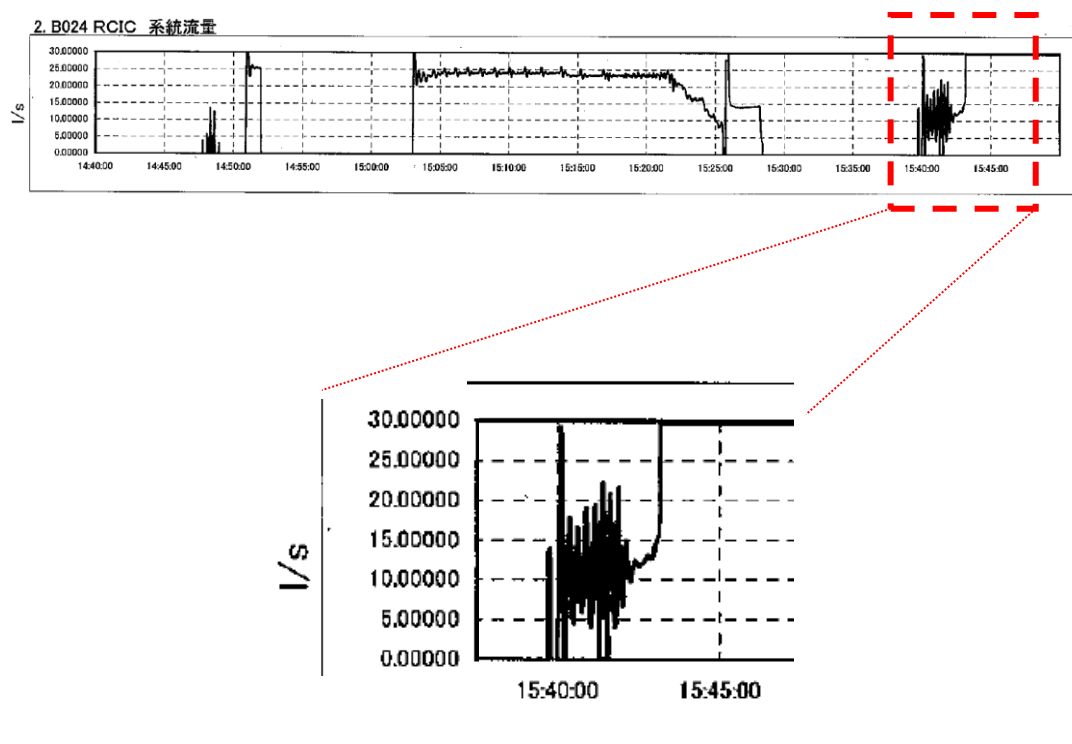


図 4 制御電源喪失後の RCIC の注水量の変化

ただし、流量増加前に見られる注水量の振動が発生した原因については、今後も検討が必要である。

また、現在解析で設定している RCIC の注水量は前述のとおり $30\text{m}^3/\text{h}$ (約 8.3l/s) であり、定格流量の 30%ほどである。これは、注水量の実測値が徐々に増加する傾向が見えること(プロセスコンピュータ停止直前には定格流量の $2/3$ 程度まで増加)、切り替え前の水源である復水貯蔵タンクの水量が 11.5 時間程度の運転時間で 1000t 程度減少していることから、制御電源喪失後の RCIC の流量はほぼ定格流量程度であった可能性がある。一方で、RCIC が無制御のまま運転される場合、原子炉水位が上昇し、主蒸気配管に原子炉水が流れ込むという状況になりうる。このような場合には、蒸気駆動を前提とした RCIC が定格流量を出せるのかどうか知見がない。そのため、今後は、RCIC の流量のパラメータサーベイをするなどにより、制御電源喪失後の RCIC の挙動について検討していくこととしたい。

ただし、事故進展の観点からは、冷却能力を喪失した後のある一点での圧力、水位の情報があれば、それ以前にどのような状態であっても、その後の挙動の評価には影響を及ぼすことはない。(注水量が異なった場合、圧力抑制室 (S/C) 気相体積の減少という形でわずかながら影響が生じる)

4. 対策との関係について

制御電源が喪失することにより、加減弁が全開となると、運転条件によっては RCIC タービンが速度大によりトリップしてしまう可能性がある。タービン速度大トリップ機構には、機械式のものがあるため、制御電源を失った場合でも作動することが可能である。2号機の実績からいえば、制御電源喪失後のトリップは回避することが出来ているが、出来る限りその可能性を減じておくことが必要である。

柏崎刈羽原子力発電所では、まず、制御電源喪失を防ぐという観点から、直流電源の強化を行っている。また、万一トリップしてしまった場合でも、それをリセットできるように現場に運転員を配置し、速やかに復旧操作ができる体制としている。さらに、再起動後に再びトリップしないように、手動で弁を操作して蒸気流量を減少させる操作、回転数による流量調整、及び、原子炉建屋内での原子炉水位確認を手順化し、事故時の RCIC の信頼性を高める方策をとっている。

5. まとめ

津波による2号機の制御電源(直流電源)喪失後の RCIC の挙動について、設計情報、測定データからの検討を行い、津波到達後に RCIC の注水量が増大していたことを明らかにした。ただし、原子炉水位上昇後の挙動については、現時点でも不明な点が残るため、今後の検討が必要である。

以 上

2 号機津波到達後の RHR 系統の状況について

1. 現象の概要と検討課題

2 号機においては、地震スクラム後残留熱除去系 (RHR) ポンプを起動し、熱交換器を介して圧力抑制室プール水の循環冷却運転を行っており、その後、津波襲来により RHR ポンプは機能停止している。ポンプが作動していなくても、循環冷却ラインが確立された状態であれば、なんらかの原因で圧力抑制室プール水が冷却されていた可能性がある。

また、RHR 熱交換器の入口・出口温度の記録紙 (チャート) は、津波による電源喪失で記録は停止しているが、3 月 26 日の記録計の電源復旧の際に一時的に記録が再開 (推定) されている。3 月 26 日時点の当該温度指示値は、通常時 (津波襲来前) よりも温度が高い。

本資料では、RHR 関連温度指示値上昇の原因と、地震後 RHR 系統を使用していたこととの関連について検討する。

2. 記録計の復旧について

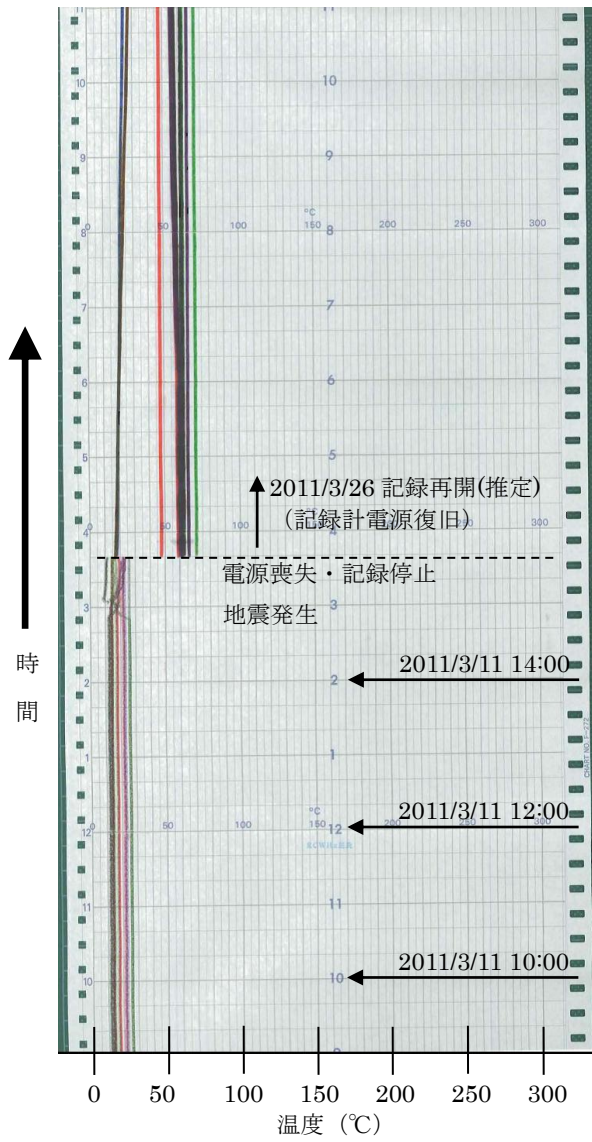
3 月 26 日の記録計の電源復旧の際に一時的に記録された、RHR・燃料プール温度記録計の記録紙 (チャート) を図 1 に示す。また、各温度計 (熱電対) の設置位置を図 2、3 に示す。

図 1 によると、3 月 11 日の津波に伴う全電源喪失前においては、各温度とも 10°C ~30°C を示しているが、3 月 26 日の記録計復旧時の指示値は、RHR 熱交換器(A/B) 出口復水温度は 20~30°C 程度であるが、これ以外は 50°C~70°C 程度と高い。

当該の記録計は 2 号機中央制御室に設置されているもので、各現場に設置された熱電対からの起電力信号が敷設ケーブルを介して記録計に入力され、ペンレコーダーの記録紙に温度指示値が記録される。記録計は 120V の交流電源により作動するものであり、通常時は中央制御室にある 120V 計測用分電盤より電源が供給されている。

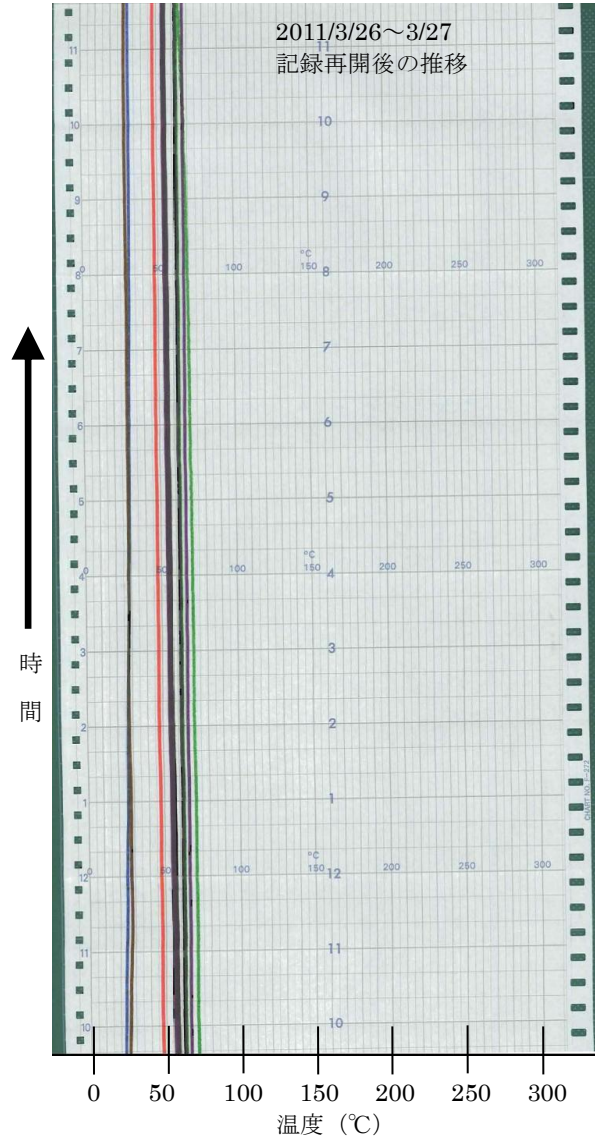
3 月 11 日に発生した津波の襲来に伴う全電源喪失により、記録計の電源は喪失し、測定・記録が停止した。その後、交流 120V 電源の復旧及び受電の準備が進み、3 月 26 日に、原子炉格納容器内温度の把握のため各種温度記録計を起動する過程で、当該の記録計も一時的に起動した。なお、当時、熱電対の記録計入力端子から電圧信号を直接測定し温度に換算することで、使用済み燃料プール温度を確認しており、ペンレコーダーはその後停止している。

O.P.表記の取扱いについては、本報告書本文「10. 補足」参照。



TRIS-10-131	測定場所	Object of Measurement	設定値
● 1	炉心冷却系入口	炉心冷却系入口温度	125°C
● 2	炉心冷却系出口	炉心冷却系出口温度	125°C
● 3	炉心冷却系入口	炉心冷却系入口温度	51.7°C
● 4	炉心冷却系出口	炉心冷却系出口温度	51.7°C
● 5	炉心冷却系入口	炉心冷却系入口温度	
● 6	炉心冷却系出口	炉心冷却系出口温度	
● 7	FPC冷却系入口	FPC冷却系入口温度	
● 8	FPC冷却系出口	FPC冷却系出口温度	
● 9	FPC冷却系入口	FPC冷却系入口温度	
● 10	燃料プール	燃料プール温度	4.0°C
● 11			
● Y12			

2号機 RHR AND FUEL POOL TEMPS (1/2)



TRIS-10-131	測定場所	Object of Measurement	設定値
● 1	炉心冷却系入口	炉心冷却系入口温度	125°C
● 2	炉心冷却系出口	炉心冷却系出口温度	125°C
● 3	炉心冷却系入口	炉心冷却系入口温度	51.7°C
● 4	炉心冷却系出口	炉心冷却系出口温度	51.7°C
● 5	炉心冷却系入口	炉心冷却系入口温度	
● 6	炉心冷却系出口	炉心冷却系出口温度	
● 7	FPC冷却系入口	FPC冷却系入口温度	
● 8	FPC冷却系出口	FPC冷却系出口温度	
● 9	FPC冷却系入口	FPC冷却系入口温度	
● 10	燃料プール	燃料プール温度	4.0°C
● 11			
● Y12			

2号機 RHR AND FUEL POOL TEMPS (2/2)

図1 RHR・燃料プール温度記録計用紙 (チャート)

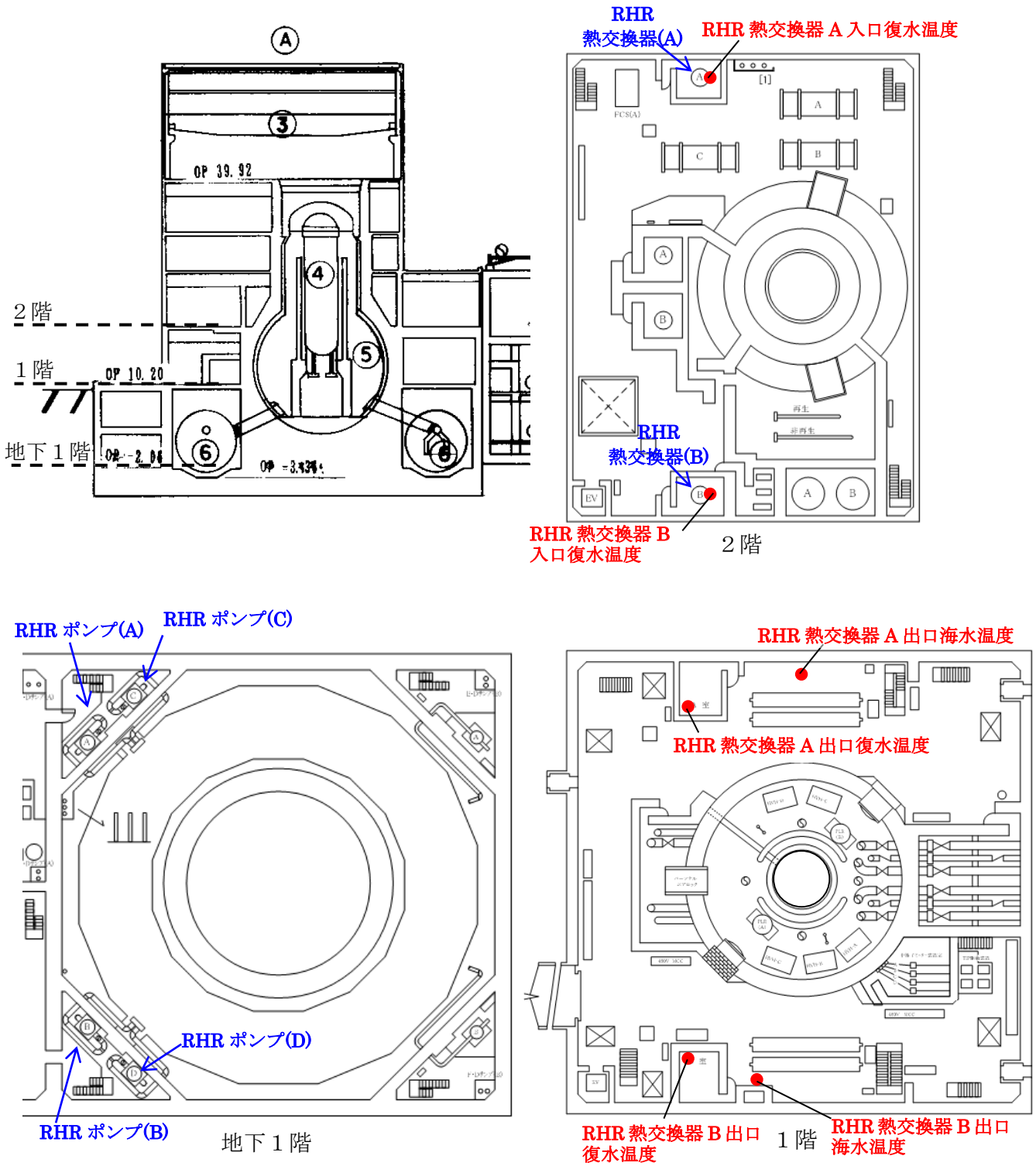
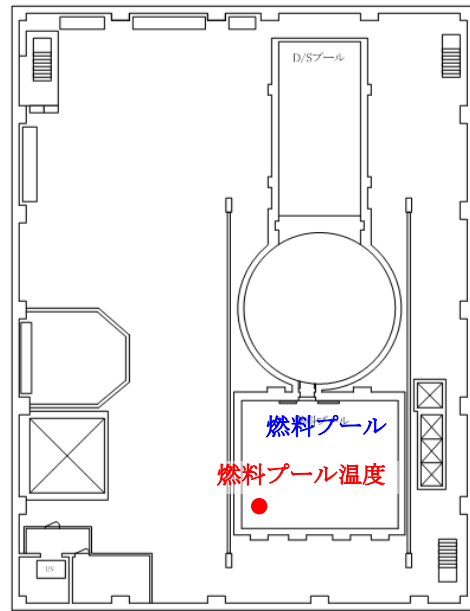
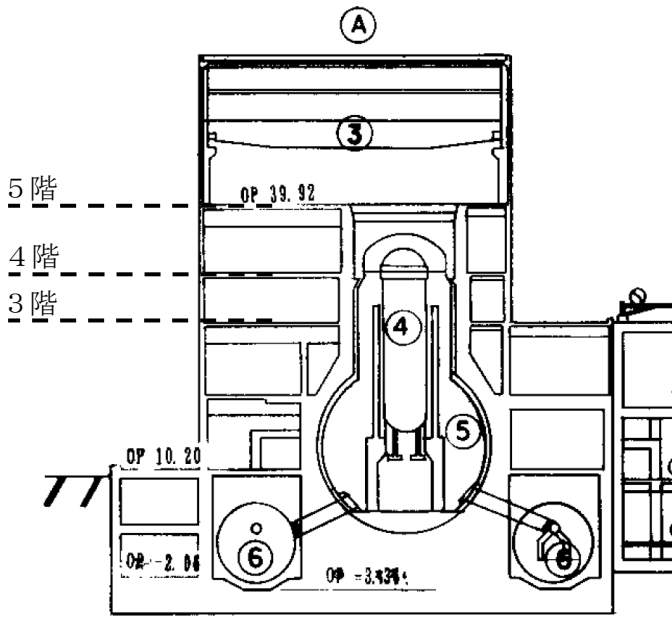
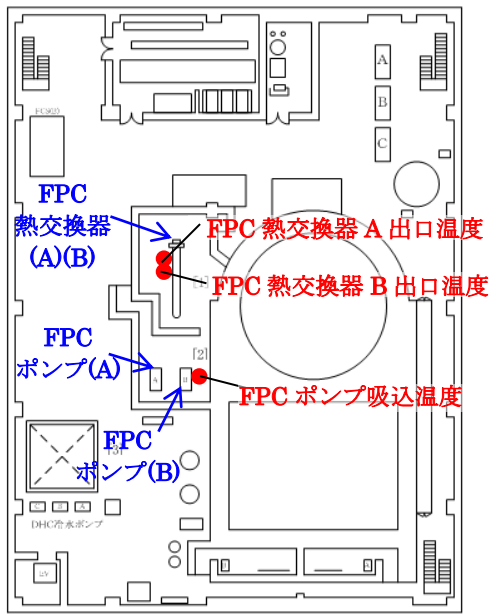


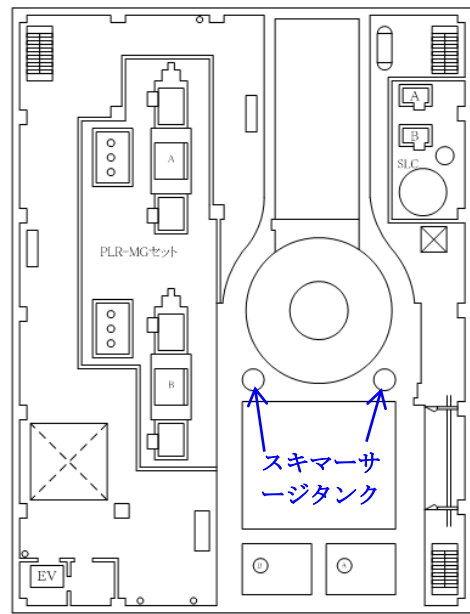
図2 RHR 関連温度計設置場所



5階



3階



4階

図3 燃料プール関連温度計設置場所

3. 地震後の RHR の操作について

3月11日の地震スクラム後、RCIC や主蒸気逃がし安全弁の排気による圧力抑制室温度の上昇を抑制するために、15時04分から15時07分間に RHR ポンプ(A)、(C) を起動し、RHR 熱交換器を介して圧力抑制室プール水の循環冷却運転を行っている。図3にこのときの RHR 系統の運転状態の概略図を示す

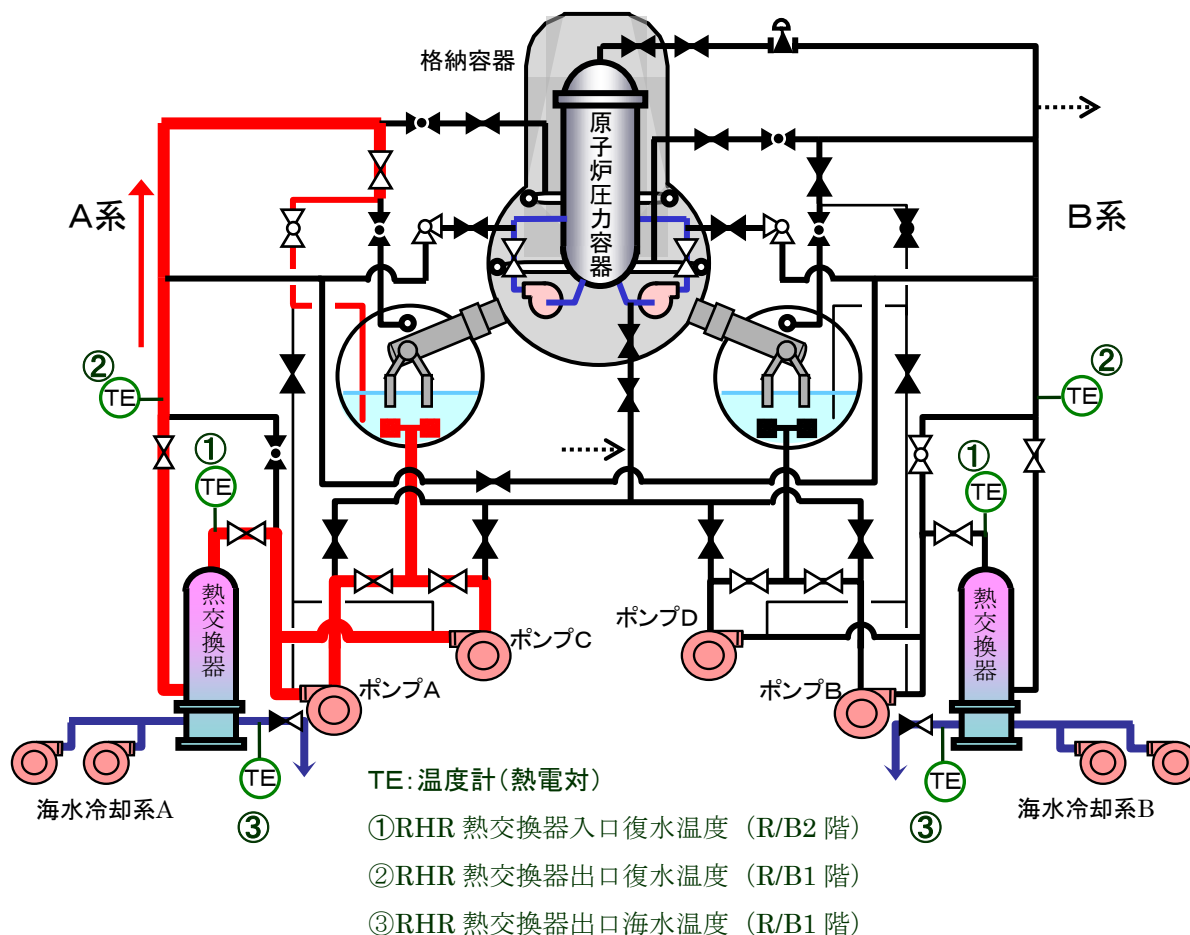


図4 RHR 系統概略図 (圧力抑制室プール冷却モード (A系運転))

プロセス計算機に記録されたデータによると、その後、残留熱除去系海水ポンプ(A)及び(C)の遮断器が15時36分58秒にoffとなっている。また、15時37分40秒に非常用ディーゼル発電機(A)の遮断器がoffに、15時37分42秒に当該のディーゼル発電機から受電していた非常用電源盤(2C)が電圧を喪失している。これに伴い、RHRポンプ(A)及び(C)の遮断器も15時37分43秒にoffとなっている。これらは津波到達により海側から順に機能喪失していったものと考えられている。(添付資料地震津波-1参照)

さらに、津波後にRHR系統のライン構成を通常に戻したとの記録がある。以上より、津波到達後、系統内の水の循環による熱交換器を介した崩壊熱の熱除去は生じていないと考えられる。

なお、津波が到達した際に電源が失われていることから、ラインを元に戻すための電源が失われた可能性がある。しかしながら、この系統のライン構成を変更するための弁の電源は非常用ディーゼル発電機 (A) (B) の両方から受電できる設計となっており、山側にある共用プール建屋に設置されていた 2 号機の非常用ディーゼル発電機 (B) は、(A) (3 月 11 日 15 時 37 分 40 秒) よりも 3 分ほど遅れて停止 (3 月 11 日 15 時 40 分 38 秒) したことが確認されている。そのため、ライン構成を変更するための弁の電源は非常用ディーゼル発電機 (B) から供給できたものと推定される。

4. 測定データの検討について

図 1 によると、3 月 11 日の津波に伴う全電源喪失前においては、各温度とも 10°C ~ 30°C を示しているが、3 月 26 日の記録計復旧時の指示値 (推定) は、RHR 熱交換器 (A/B) 出口復水温度は 20~30°C 程度であるが、これ以外は 50°C ~ 70°C 程度と高い。また、燃料プール温度は 70°C で一定となっているが、3 月 27 日から減少に転じている。得られた測定データの特徴を表 1 にまとめる。ここで、ペンレコーダーのラインと温度計の識別が困難なものもあり、3 つのグループに分けて整理する。

表 1 復旧後の RHR・燃料プール温度記録計指示値の特徴

グループ	温度計	設置場所	特徴
1	RHR 熱交換器 A 出口復水温度	R/B 1 階北側 RHR 熱交換器 A 室	20°C ~ 30°C を推移
	RHR 熱交換器 B 出口復水温度	R/B 1 階南側 RHR 熱交換器 B 室	
2	RHR 熱交換器 A 入口復水温度	R/B2 階 RHR 熱交換器 A 室	50°C ~ 70°C を推移
	RHR 熱交換器 B 入口復水温度	R/B2 階 RHR 熱交換器 B 室	
	RHR 熱交換器 A 出口海水温度	R/B 1 階北側	
	RHR 熱交換器 B 出口海水温度	R/B 1 階南側	
	FPC 熱交換器 A 出口復水温度	R/B3 階 FPC 熱交換器室	
	FPC 熱交換器 B 出口復水温度	R/B3 階 FPC 熱交換器室	
	FPC ポンプ吸込温度	R/B3 階 FPC 熱交換器室	
3	燃料プール温度	燃料プール	70°C 一定で推移した後、減少傾向

燃料プール温度について、70℃一定で推移した後3月27日から減少に転じており、図4に示すとおり、熱電対の記録計入力端子から電圧信号を直接測定することで求めた温度測定値の推移と整合している。これは、燃料プールの水位低下により温度計が水から露出し、露出後は水温ではなく雰囲気温度を示すためである。よって、記録計の再開が3月26日の電源復旧のタイミングであるとする推定は、別途測定されたデータとも整合していることが確認された。

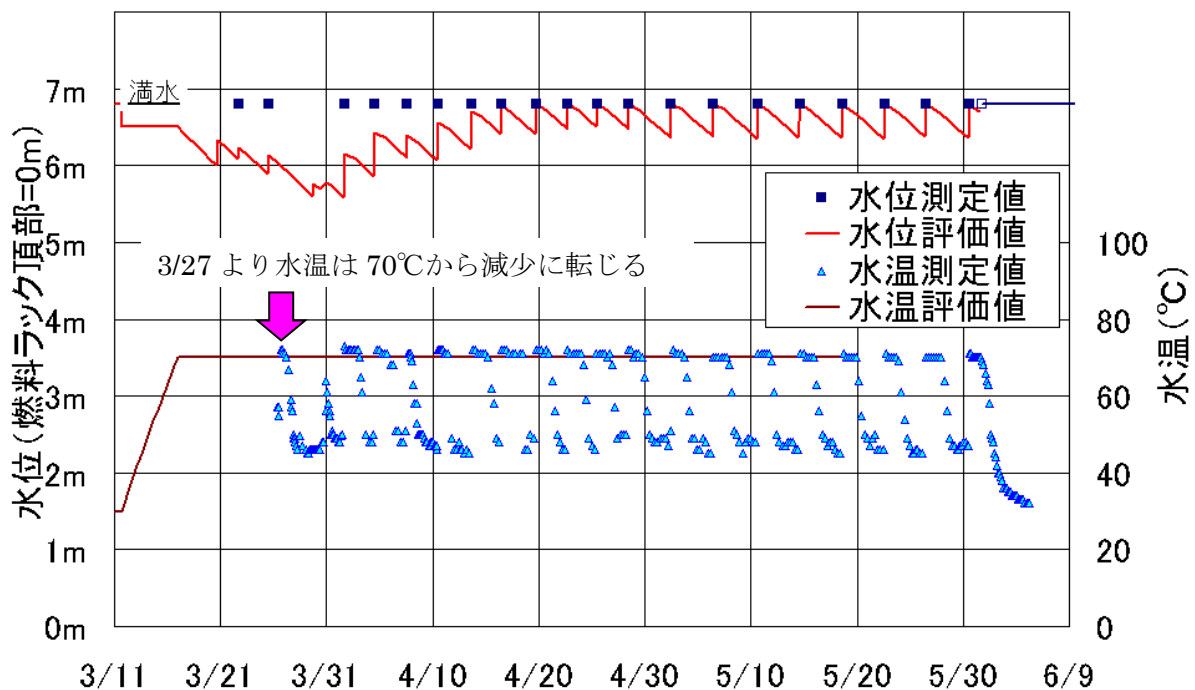


図4 2号機SFPの水位・水温の推移

一方、RHR 関連の温度計指示値について、温度が 50℃～70℃程度と高くなっているのは、定性的ではあるものの、以下の点から、格納容器から原子炉建屋内へ漏えいする蒸気によって建屋内の雰囲気温度が上昇したためと推定される。

- ・ 津波到達後、系統内の水の循環による熱交換器を介した崩壊熱の熱除去は生じていないこと
- ・ FPC 関連温度も同様に高い値を示していること
- ・ 消防車からの注水により原子炉は冷却されていたものの、蒸気の発生は継続しており、また、露出した燃料が一部にあって、格納容器からの漏えいや熱伝達や等により、原子炉建屋内が高温となっていた可能性があること
- ・ 2号機は原子炉建屋の爆発がなく建屋内が換気される状態ではなかったため、3月

26日の時点においても高温多湿状態であったとしてもおかしくはないこと

5. 対策との関係について

系統構成が確立していて、機能喪失後も、それがなんらかの理由で放置されている場合、異常時には、特に低圧系統については、リークパスとなる可能性があることから、機能喪失時にその系統を隔離する必要があるかを検討することが必要。

一方で、完全に系統構成の手段を失った場合に、このような格納容器と接続されている系統を何らかの方法により利用して、格納容器を冷却することが出来る可能性があるため、今後検討していく。

6. まとめ

RHR 関連温度指示値上昇の原因と、地震後 RHR 系統を使用していたこととの関連について検討した。

津波到達後、系統内の水の循環による熱交換器を介した崩壊熱の熱除去は生じていないことを確認し、格納容器から原子炉建屋内へ漏えいする蒸気によって建屋内の雰囲気温度が上昇したため温度が上昇したものと推定した。

海水による冷却機能の復旧手段の確保として、代替海水熱交換器設備が導入されるが、仮に、ポンプによる水の循環がない状態で、自然循環でどの程度除熱できたかについては、さらなる検討が必要である。

以 上

2号機 14日 12時頃からの格納容器圧力挙動について

1. 現象の概要と検討課題

2号機では、津波により制御電源を喪失した後も、原子炉隔離時冷却系（RCIC）は約3日間にわたって注水を継続していたものと考えられる。14日の正午頃には原子炉水位が低下傾向を示し、発電所対策本部は13:25にRCICが機能喪失したものと判断をしている。RCICの運転中においても、停止した以降においても、原子炉圧力容器（RPV）内で発生した崩壊熱が、蒸気により圧力抑制室（S/C）に運び出されているという状況は同じであり、この場合、格納容器（PCV）圧力は単調に増加することが予想される。

しかしながら、PCV圧力の計測値は、14日の12時を過ぎた頃から下降を示している。本資料では、この圧力挙動の原因について考察する。なお、政府事故調の報告書では、圧力の低下＝漏えいと推定がなされており、この格納容器圧力の低下も、格納容器からの漏えいが原因と報告されている。

2. 格納容器圧力の挙動について

2号機では、添付資料2-2にて検討されているように、S/Cが格納されているトーラス室に津波による海水が侵入し、S/Cを外側から冷却していた可能性が示されている。また、津波によって、交流・直流電源を喪失したと共に、海水冷却系の機能も喪失しているため、2号機は津波到達以降、所謂、最終的な熱の逃し場の喪失（LUHS:Loss of Ultimate Heat Sink）の状態となっている。したがって、崩壊熱として発生したエネルギーは、一部は原子炉圧力容器内に存在し、一部は格納容器内に存在し、一部はトーラス室内の海水の温度上昇という形で格納容器外に放出される事となる。

格納容器内にエネルギーが蓄積される場合、エネルギーはS/C内の水と気相部に分配されて存在することになるが、Mark-I型格納容器の場合、原子炉で発生した蒸気をS/Cで凝縮させて格納容器の圧力上昇を抑える設計であるため、多くのエネルギーはS/C内の水に蓄えられることになる。その結果、格納容器の圧力はS/Cの水の温度（特に表層の温度）と熱平衡状態となる圧力となる。

また、注目している期間の直前のRCICが停止するまでの期間においては、別途資料にて検討されているように、RCICタービンに2相流が流れ込み、原子炉圧力容器からの崩壊熱によるエネルギーをRCICのタービン系のみによってS/Cに移動させている状況となっている。RCICが停止した後は、原子炉圧力容器からS/Cへ崩壊熱によるエネルギーを移動させる手段が無くなるため、原子炉圧力の上昇という形で影響が現れる。原子炉圧力が十分に上昇すると、主蒸気逃がし安全弁（SRV）の作動圧に到達したところで、SRVを経由した原子炉圧力容器からS/Cへのエネルギー移動が

O.P.表記の取扱いについては、本報告書本文「10. 補足」参照。

再開する。

以上の事から、格納容器圧力は格納容器内に蓄積されたエネルギーによって決定され、原子炉圧力容器からのエネルギー移行、海水へのエネルギー放出によってその蓄積エネルギーが変化する。このような観点から、格納容器圧力の挙動を見てみると、

- ①海水により S/C は継続的に冷却される
- ②RCIC が停止することで、S/C へのエネルギー移行が止まる
- ③SRV が作動すると、S/C へのエネルギー移行が再開する

という 3 つの効果により変化が現れることが予想される。そのため、RCIC 稼働中には①の効果が②の効果より小さいとすると、RCIC の停止までは格納容器圧力は単調に増加。RCIC が停止すると格納容器内の蓄積エネルギーが減少するため、格納容器圧力は減少。原子炉圧力が SRV が作動する圧力にまで上昇すると、①と③の大小関係にもよるが、再び S/C へのエネルギー移行が始まるので、格納容器圧力の減少は停止。という定性的なシナリオが成り立つ。また、実際の圧力挙動も、図 1 に示すとおり、格納容器圧力の単調増加、格納容器圧力の減少、格納容器圧力の減少の停止という挙動となっている。

しかしながら、格納容器圧力の時間的な変化を見てみると、原子炉圧力の上昇から割り出した RCIC による原子炉注水の停止は 14 日 9 時頃であり、格納容器圧力の減少開始は SRV の作動が再開する 13 時頃となっており、定性的な説明とは食い違う挙動となっている。また、少し時間が経過した後になるが、仮設バッテリーを用いて SRV を中操からの操作により手動で開き原子炉圧力を 1MPa 以下まで低下させた 18 時頃の挙動を見てみると、大量の蒸気（およびエネルギー）が S/C に流入しているにもかかわらず、格納容器の圧力に変化が見られないという挙動も観測されている。そのため、これ以降の章で格納容器圧力挙動に関する詳細な検討を述べる。

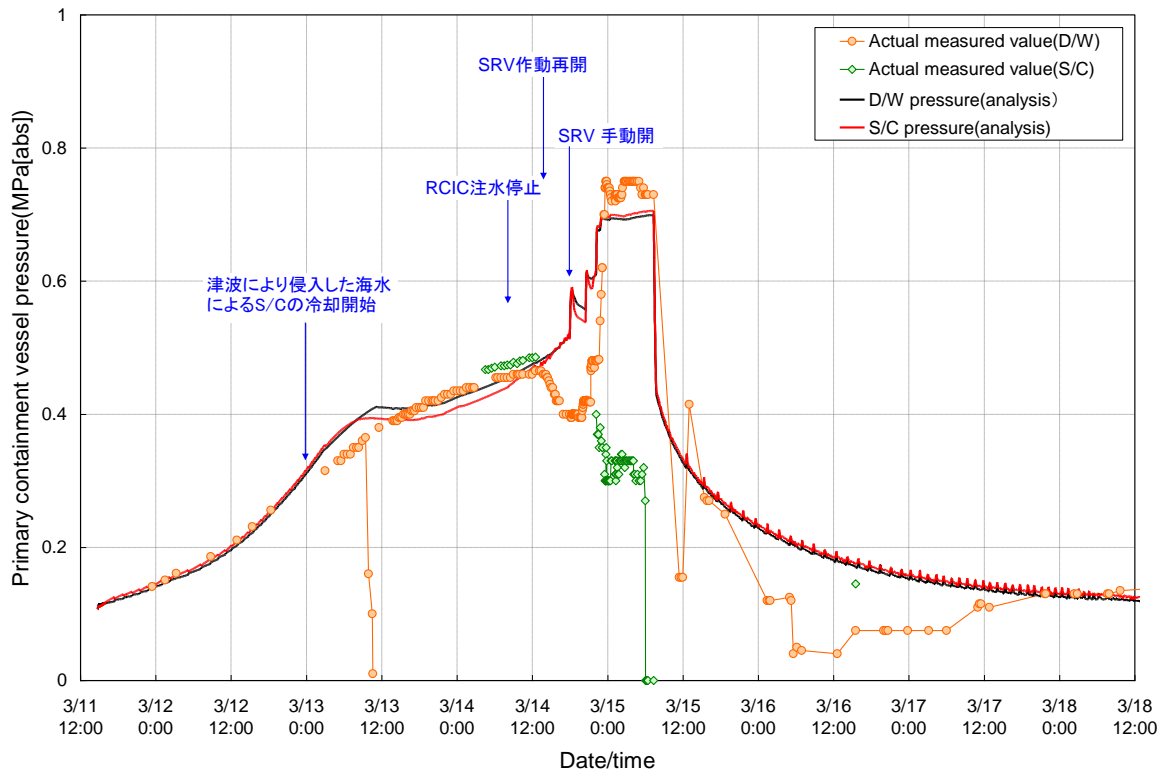


図1 2号機の格納容器圧力の時間変化

3. RCIC の運転状態

RCIC の運転は、水位低下が観測されてから正式に機能喪失が報告されており、東京電力福島原子力事故調査報告書別紙2では、以下の記載となっている。

13:25 原子炉の水位が低下していることから RCIC の機能が喪失している可能性があり、原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象(原子炉冷却機能喪失)が発生したと判断、13:38 官庁等に通報。

後に水位計の測定値の挙動から、当時の測定水位は水位の測定上限値を超えていたことがわかっており、水位の低下は測定データに現れる前に始まっていることになる。そのため、RCICによる原子炉への注水は、それ以前に止まっていた可能性が高い。

水位計の測定値以外に RCIC による原子炉注水の変化が反映されるパラメータとしては、原子炉圧力が考えられる。原子炉注水が停止すると、S/Cからの比較的低温の水の供給が無くなることから、原子炉圧力は増加に転じる。図2に示す原子炉圧力の時間変化を見ると、9時頃に原子炉圧力が増加に転じていることが確認できる。よって、RCICによる原子炉注水の停止は9時頃と評価した。

図3に原子炉圧力の時間変化の拡大図を示す。原子炉圧力は9時頃に増加に転じているが、12時頃に一度原子炉圧力の増加が停止した後、急激な圧力上昇が観測

されている。これについては、以下のような仮説が考えられる。

- ・ 9 時頃、原子炉への注水が停止するものの、タービンへの蒸気供給は継続 (S/C へのエネルギー移行も継続)
- ・ 11 時 30 分頃、なんらかの理由で RCIC の原子炉注水が再開
- ・ 12 時頃、何らかの理由で RCIC がトリップし、タービンへの蒸気供給も停止 (直流電源が無い状態で機能するトリップ機構は、タービン速度大による機械式トリップのみ)
- ・ 注水もタービンへの蒸気供給も無い状態で、原子炉圧力は急激に増加

このような条件設定 (注水の再開を除く) により MAAP コードを用いて解析した結果を図 3 にあわせて示すが、RCIC タービンへの蒸気供給が継続した事による緩やかな原子炉圧力上昇と RCIC がトリップした事による急激な原子炉圧力上昇を良く再現できている。

しかしながら、この仮説によっても、原子炉圧力容器から S/C へのエネルギー移行が停止するのは 12 時頃であり、実際に格納容器圧力の低下が始まるのが 13 時過ぎであるので、まだ合理的な説明ができるには至っていない。

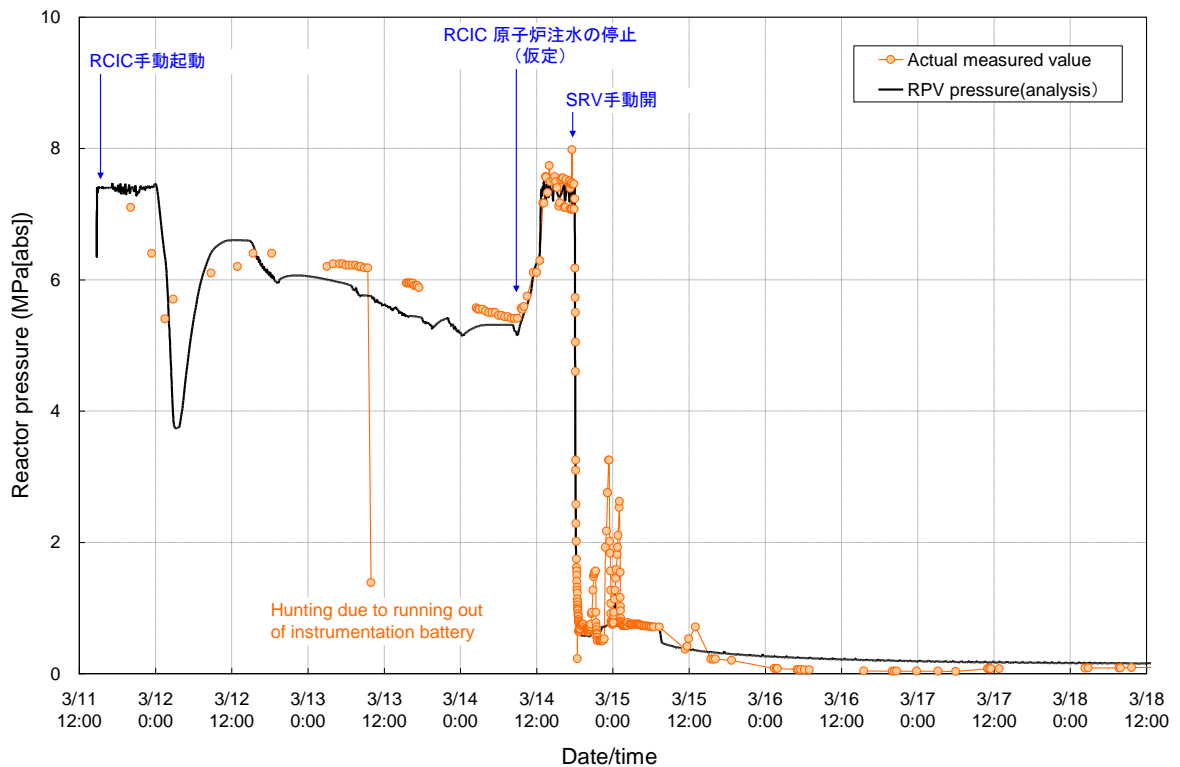


図 2 原子炉圧力の時間変化

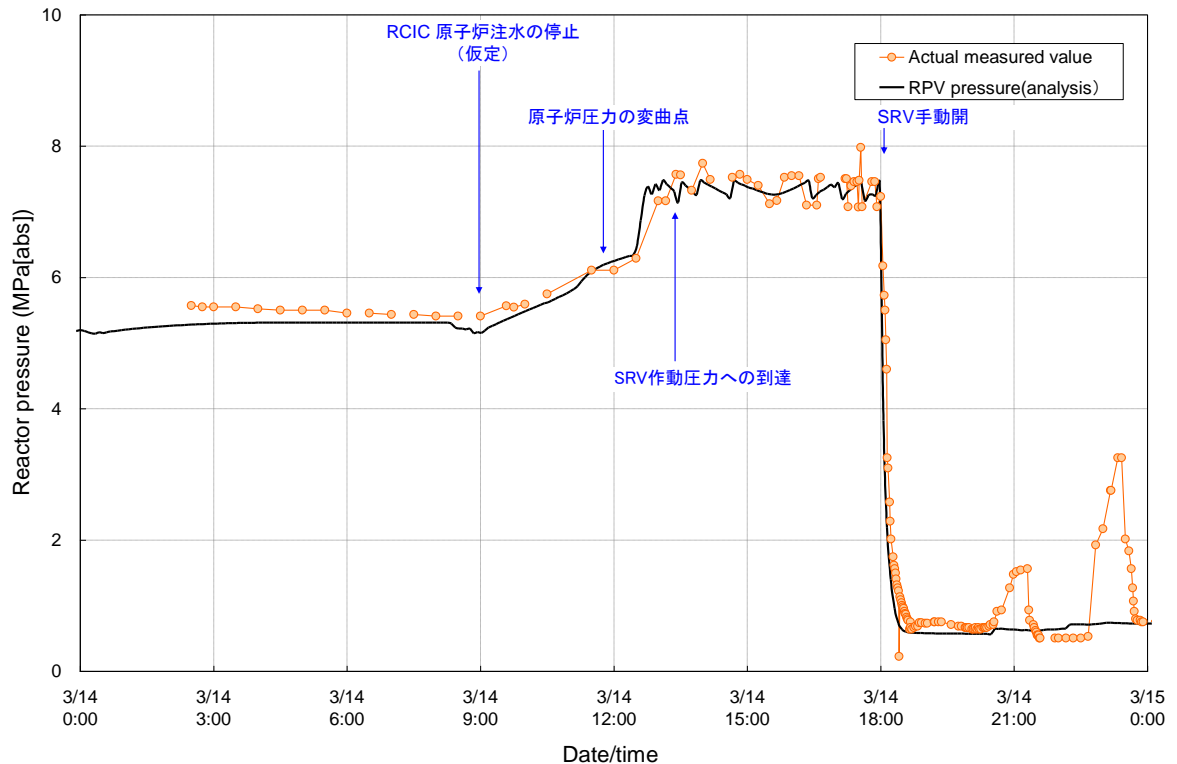


図3 原子炉圧力の時間変化（拡大図）

4. SRV の作動状態

2号機のSRVは、津波到達前に何度か作動しているが、その挙動が図4に示すS/C水温のチャートに記録されている。温度計は、図5に示すようにO.P.350mmの位置に設置されており、S/Cの中心よりも少し下あたりで径方向45°毎に8つの場所の水の温度を測定している。チャートに残された水温変化のうち、水温が場所によって大きく変化しているものが確認できるが、これがSRVの作動によるS/Cの温度変化の局所変化を捉えたものである。SRVからの蒸気は、S/C底部に設置されたTクエンチャから放出されるが、Tクエンチャからの距離が近い温度計ほど温度が上昇し、また、放出時の擾乱により温度散乱が発生するものと考えられる。また、Tクエンチャからの距離が遠い温度計は、平衡点となる温度に向けて緩やかに連続的に上昇していく様子が見て取れる。これは、温度計廻りは比較的穏やかな状況であり、液相の温度が緩やかに上昇していく様子を反映したものと考えられる。

その後、津波により制御電源を喪失したRCICが2相流によって駆動され、原子炉で発生する崩壊熱がRCICタービン経由で全てS/Cに移行するようになって以降、RCIC停止後の圧力上昇が発生するまで作動しない状態となる。

図4で示すチャートには、3/14の7時頃に再起動された後の温度測定データが記録されている。チャートが再起動された7時頃のS/C水温は146°C程度、12時頃のS/C水温は148°C程度となっている。ここで、12時頃のS/Cの圧力は0.46MPaであり、その圧力に対応する飽和温度は148.7°Cである。従って、少なくともS/C水温計

が設置されている水深程度までは、ほぼ一定の温度であったと考えられる。一方、時間の正確な推定は難しいものの、SRVの作動が再開した13時頃から、温度の低下が確認できる。この温度の低下挙動は格納容器圧力の低下挙動とタイミング的に一致している。また、格納容器圧力が0.43MPaまで低下した15:30における飽和温度は146.2°Cであるが、この時の水温計位置での温度は、132~4°C程度の値であり、飽和温度よりも低い。これは、格納容器圧力が低下してS/C水温が低下したのではない事を意味している。従って、格納容器の圧力低下は、このS/Cの水温低下によりもたらされたと推定される。

SRVの作動再開が意味するところは、エネルギーバランスの観点からは、S/Cへのエネルギー流入の再開であり、系にエネルギーが流入しているにもかかわらず、温度・圧力が低下する挙動は説明が難しい。図7に、RCIC停止後S/Cの水温計の挙動を示す。水温計の挙動は、津波到達前のSRV作動時に見られたような、温度散乱のありとなしが確認できる。ただし、津波前の挙動と異なるのは、位置の違いでなく、時間帯の違いで温度散乱の有無が異なる事である。これがどのような意味を持つかは断言できないが、温度低下初期は液相による温度低下、それ以降は蒸気の影響を伴う温度低下と考えることも可能である。

さらに、図8に温度低下初期を拡大したものを示す。ここでは、図9の31°位置及び76°位置に設置された二つの温度計が異なる温度低下挙動を示していることが確認できる。すなわち、温度低下の低下挙動に局所性が存在することが確認できる。これは、この温度低下挙動がSRVの作動によってもたらされている証拠であると考えられる。なお、2号機のSRV(A)にはバッテリーが接続されており、表1に各SRVの設定圧を示すが、測定された原子炉圧力(7.5MPa弱程度)の値からもSRV(A)が逃し弁モードで作動していた可能性が高く、図10に示すとおり、76°の温度計の近くのTクエンチャから放出されていたものと推定している。なお、RCICのタービン蒸気は主蒸気配管Bから抽気されているため、SRV(A)が接続された主蒸気配管(A)は水で満たされていた可能性が高い。(注：添付資料2-12では、SRV(A)が逃し弁モードで作動していたのではなく、SRV(E)またはSRV(F)が安全弁モードで作動していた可能性について言及している。ただし、その場合であっても、SRV(E)およびSRV(F)は主蒸気管BではなくCに接続されているため、主蒸気管Cは水で満たされていた可能性が高く、本検討内容の結論が変わることはない。)

そこで、これらの温度挙動から、格納容器圧力の低下を説明するために、以下の仮説を立てる。

- ・ S/Cの下部に比較的温度の低い水が存在
- ・ MS配管内に水が溜まっていたと考えられることから、SRV作動の初期には、S/Cに水が放出
- ・ Tクエンチャから放出された水は、低温の水を巻き込みつつ上部へ移動。
- ・ 表層部の温度を低下させた結果、格納容器圧力が低下
- ・ MS配管内の水を放出した後は蒸気をS/C内に放出

- ・ 蒸気は底部の低温水により、多くが凝縮してしまうことから、水温低下への寄与は限定的となり、最終的に温度低下は停止

以上の仮説が真であれば、14日13時頃からの格納容器圧力の低下挙動が説明可能である。また、S/Cの水の下部に比較的温度の低い水が存在していれば、14日18時にSRVを手動で開して原子炉を減圧させた際に、格納容器圧力が上昇しなかったことも同時に説明可能である。

表1 2号機のSRVの設定圧

	設定圧 (逃し弁モード)	設定圧 (安全弁モード)	MS number
SRV-A	7.51[MPa(gage)]	7.72[MPa(gage)]	MS-A
SRV-B	7.58[MPa(gage)]	7.79[MPa(gage)]	MS-A
SRV-C	7.58[MPa(gage)]	7.79[MPa(gage)]	MS-B
SRV-D	7.51[MPa(gage)]	7.72[MPa(gage)]	MS-B
SRV-E	7.51[MPa(gage)]	7.65[MPa(gage)]	MS-C
SRV-F	7.44[MPa(gage)]	7.65[MPa(gage)]	MS-C
SRV-G	7.58[MPa(gage)]	7.72[MPa(gage)]	MS-D
SRV-H	7.58[MPa(gage)]	7.79[MPa(gage)]	MS-D

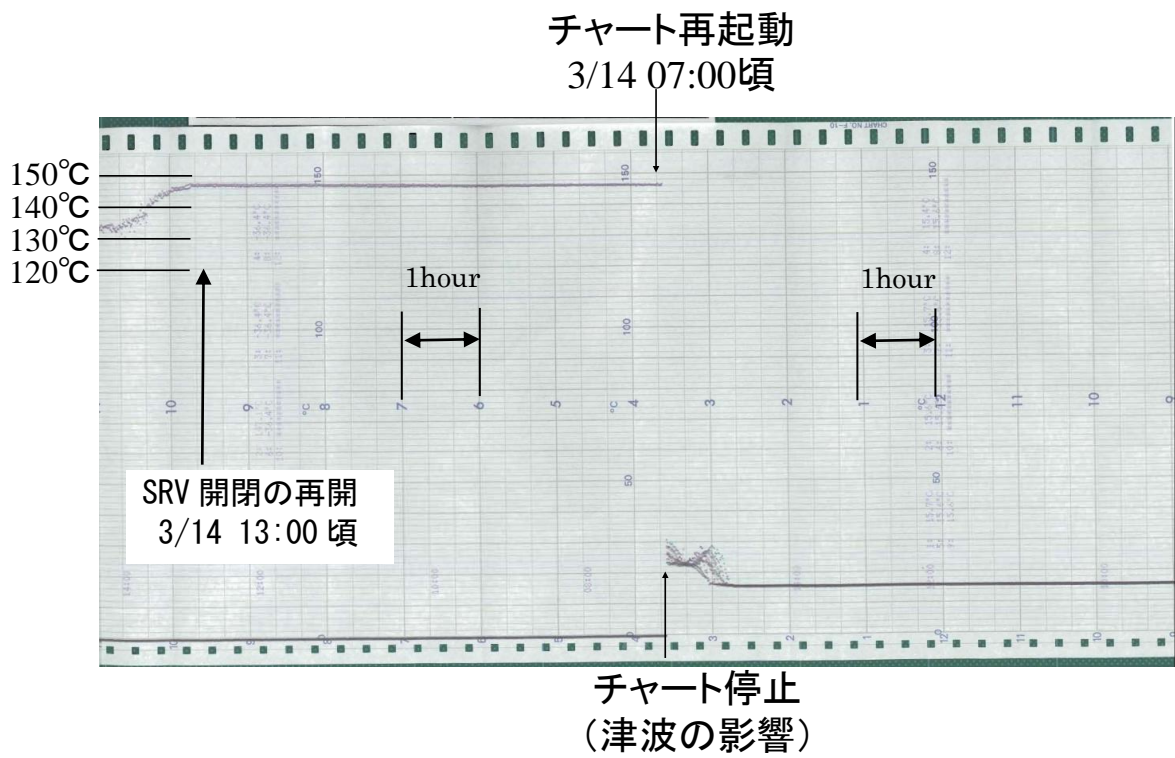
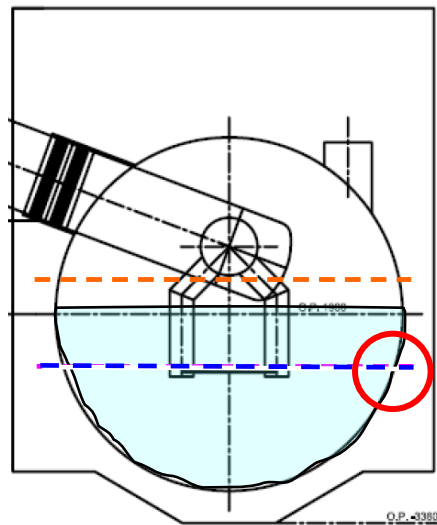


図 4 S/C 水温の記録チャート



Thermometer
(gas: O.P.2885)

(water: O.P.350)

図 5 S/C 温度計の設置位置

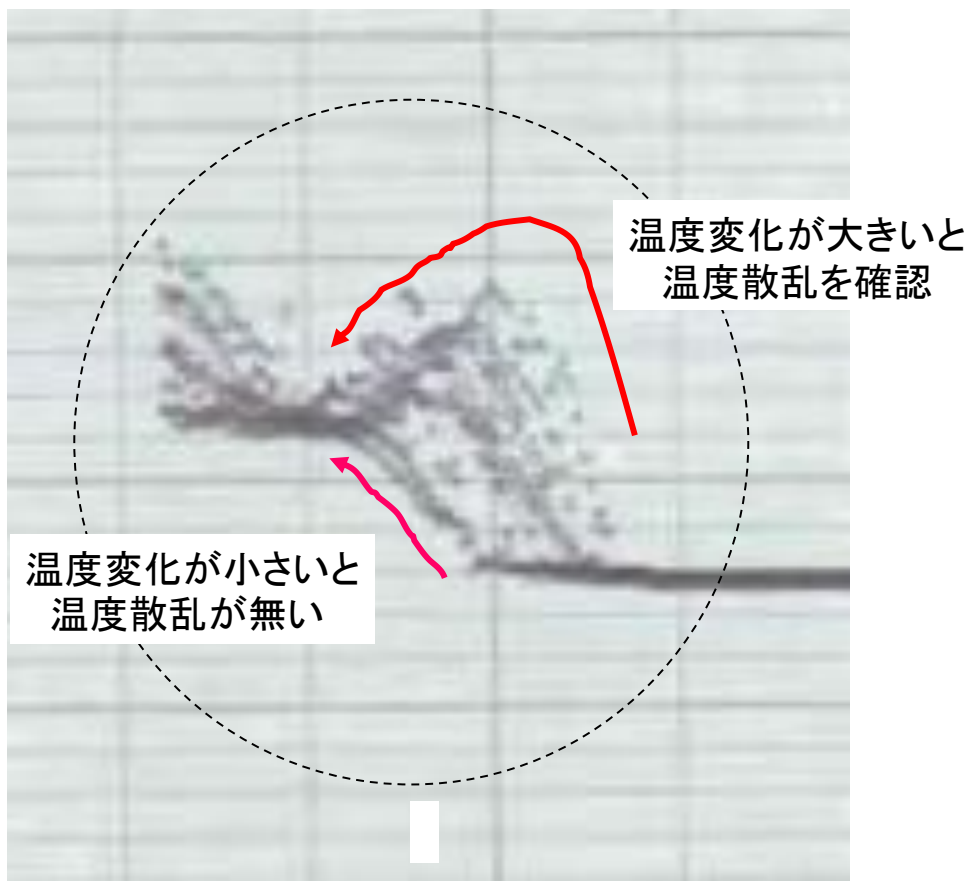


図 6 津波前の SRV 作動時の 8 つの温度計の温度変化

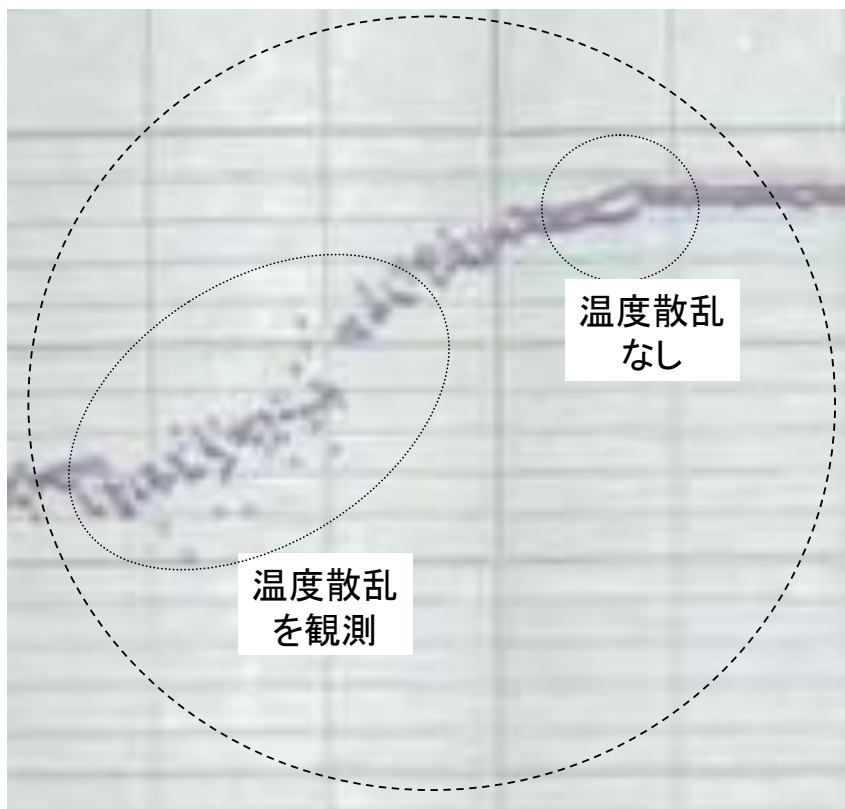


図 7 RCIC 停止後の SRV 作動時の 2 つの温度計の温度変化

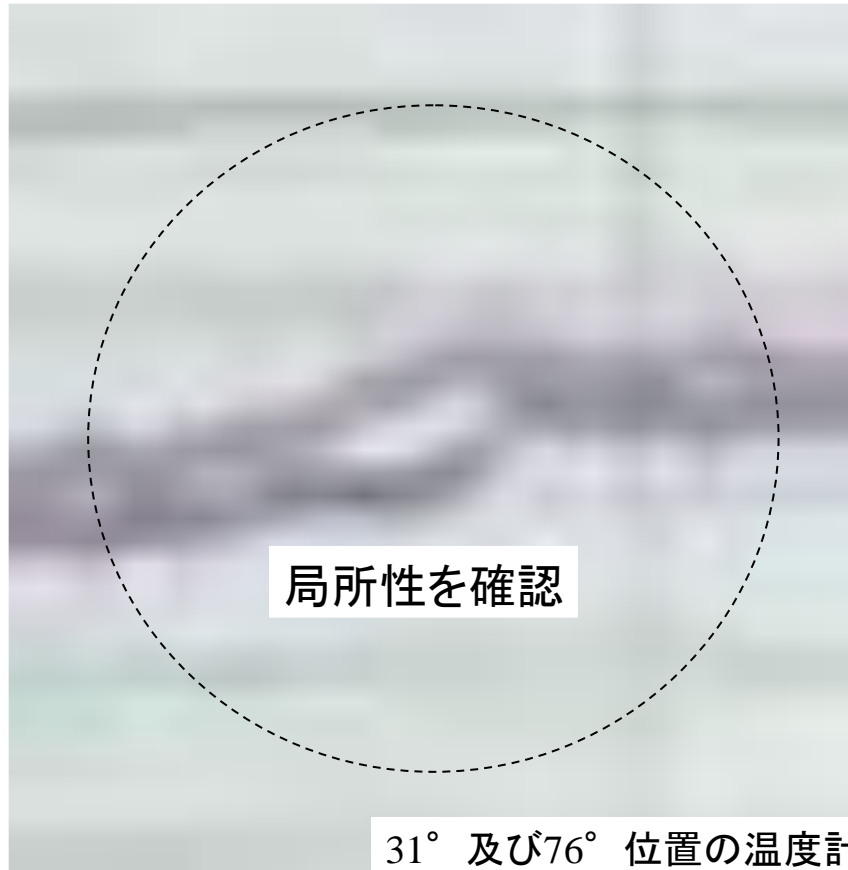


図 8 RCIC 停止後の SRV 作動時の 2 つの温度計の温度変化 (拡大)

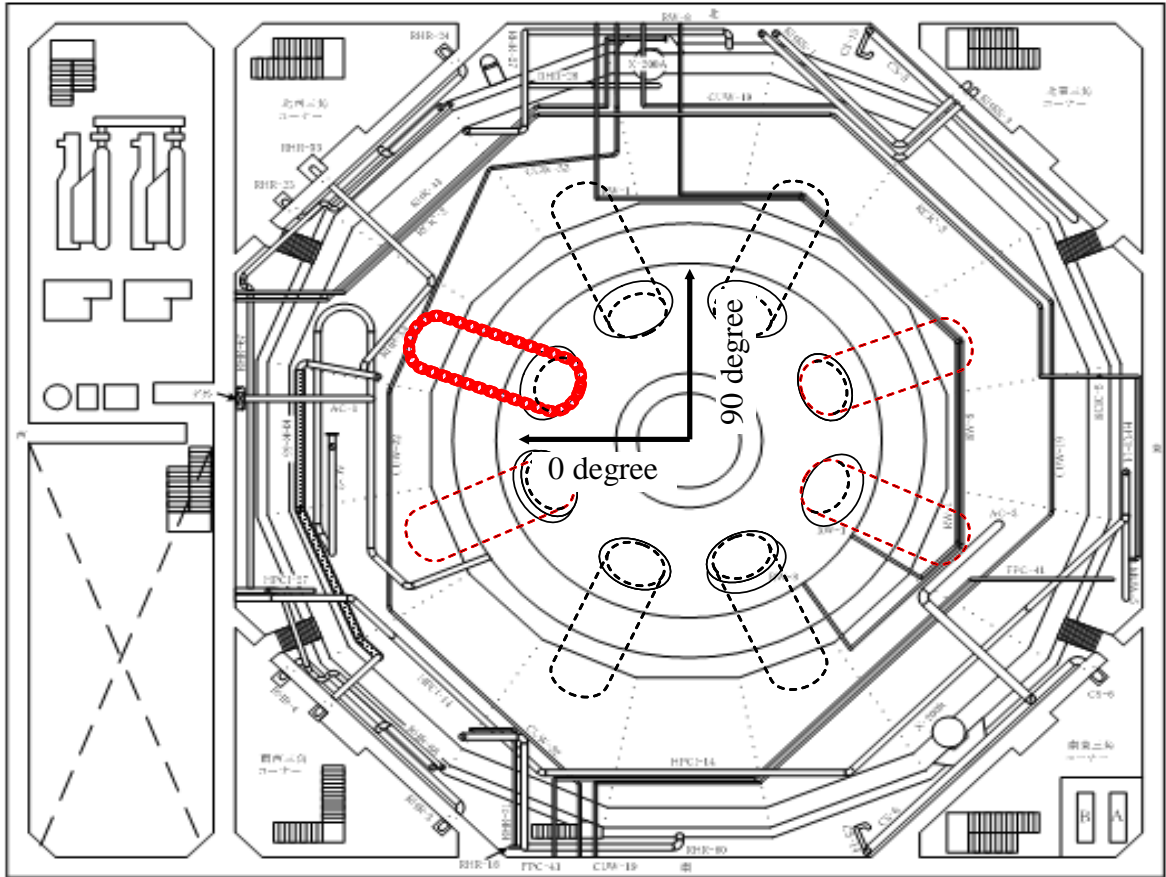


図9 S/Cの配置とベント管の関係

(赤線はTクエンチャ配管あり。赤太破線は最も高い線量が確認された位置)

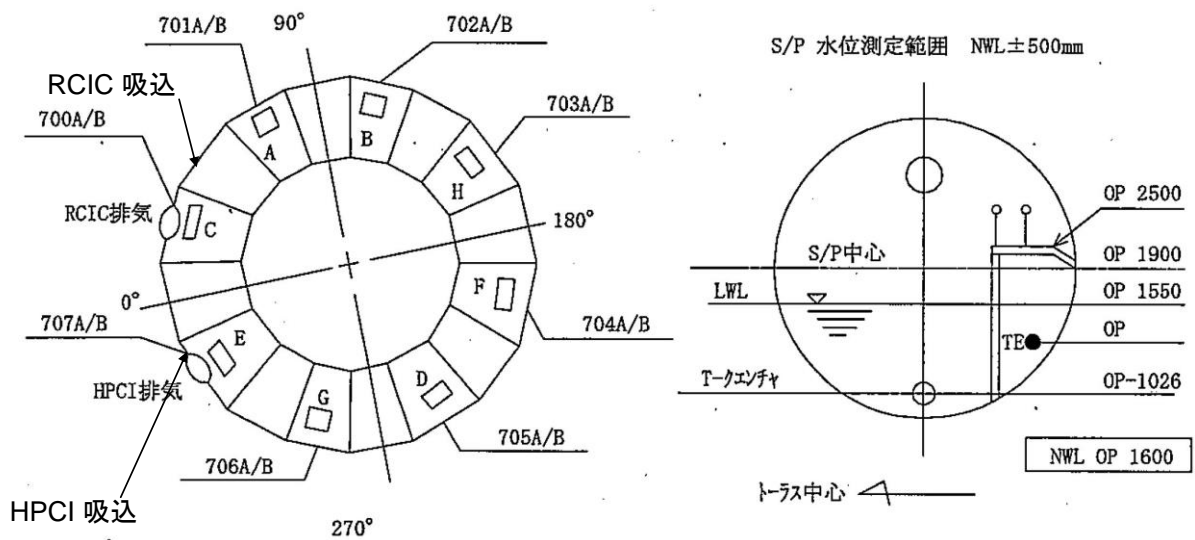


図10 T-クエンチャ (A~G) のS/C内の配置図

5. 格納容器圧力低下の原因に関するまとめ

14日13時頃の格納容器圧力の低下挙動の要因等について、検討した内容を以下にまとめる。

- 政府事故調の主張のように、格納容器またはその周辺部からの漏えいにより格納容器圧力が低下した可能性は低い。
- RCICは14日9時頃には原子炉注水が停止したものの、RCICタービンへの蒸気供給は継続し、12時頃に完全にトリップした可能性がある。
- S/Cの水溫測定結果から、飽和溫度以下の水がS/C内に存在されたことが確認されており、このことは外部からの冷却が存在したことを強く示唆している。
- RCIC停止後のSRVの作動時に、MS配管内の水がS/Cに放出された結果、S/C水表面の溫度低下が発生し、格納容器圧力が低下した可能性がある。
- S/C底部付近に比較的冷温の水が存在していた可能性は、14日18時にSRVを手動で開して原子炉を減圧させた際に、格納容器圧力が上昇しなかったことを説明可能。

6. 抽出した課題と対策との関係

本課題は格納容器圧力低下のメカニズムの解明が目的であり、対策との関連はない。

以 上

事故時に観測された中性子と燃料溶融との関連について

1. はじめに

福島第一原子力発電所 1～4 号機は 2011 年 3 月 11 日 14 時 46 分に発生した東北地方太平洋沖地震の影響で発電所外からの電力供給を喪失し、その後に来襲した津波により非常用ディーゼル発電機も機能を喪失したため、発電所内の全交流電源を喪失するステーションブラックアウト (SBO) となった。発電所内の線量率を測定するモニタリングポストも電源喪失により機能を喪失し、発電所内の空間線量率の測定は、自動車に線量計を積み込んだモニタリングカーによるもののみとなっていた。

モニタリングカーは、3 月 13 日早朝、及び、3 月 14 日夜から 3 月 15 日未明にかけての二つの期間に中性子を検出した。検出された中性子の線量率は、中性子検出器の検出限度の $0.01 \mu\text{Sv/h}$ 、および、その 2 倍の $0.02 \mu\text{Sv/h}$ と非常に小さい値である。測定場所は正門近辺であり原子炉建屋からかなり距離が離れた場所であることから、原子炉から直接飛来した中性子を検出したものではないと考えられるが、放射性物質が放出され発電所内のガンマ線の線量率が上昇したタイミングで中性子が検知されたという状況でもないため、これまで中性子の検出の原因については不明としてきた。また、発電所内の土壌から、ウランやプルトニウム等が検出されているが、その漏えいタイミング、経路についても不明としてきている。

ここでは、これまでに明らかになった福島第一原子力発電所 1～3 号機の事故進展挙動から、中性子検出についての説明を試みる。

2. 2 号機、3 号機の事故進展について

2.1. 2 号機での燃料溶融が起こった時間帯に関する推定

2 号機の燃料溶融が発生した過程について、推定される注水と蒸気発生を関係を図 1 に示す。14 日 18 時 02 分に主蒸気逃がし安全弁 (SRV) により原子炉の減圧が開始された。その後、18 時 30 分頃には炉圧は 1MPa 程度まで減圧されている。この際に減圧前には燃料の有効燃料頂部 (TAF) を若干下回る程度であった原子炉水位(①18:00TAF-1.1m)は、減圧沸騰による水位の減少により、燃料の有効燃料底部 (BAF) 未満にまで短時間で原子炉水位が低下 (①18:30TAF-3.9m) した。19 時 54 分に消防車による注水を再開した後、20 時 15 分頃から原子炉圧力が上昇している。この後 21 時 20 分の SRV 開操作をしたとの記録のある時間帯に、原子炉圧力が低下するとともに、それまで一定であった格納容器圧力が上昇している。また、22 時 40 分から 23 時 25 分、3 月 15 日 0 時 6 分から 1 時 2 分にも、原子炉圧力の上昇開始とその後の原子炉圧力の低下開始が観測されている。

これら 3 回の原子炉圧力の挙動は、以下のような形で説明できると考えている。

- ・ ①の状態から、消防車による注水が始まり、シュラウド外に注水された水が炉心部に到達し、蒸気発生が開始する（②の状態）。
- ・ その後も、注水により水位が上昇することで蒸気発生量が増加する（③の状態）。
- ・ 蒸気は燃料の冷却に寄与するものの、過熱した燃料被覆管では水-ジルコニウム反応が発生し、水素と大量のエネルギーが発生する。
- ・ これにより、原子炉圧力が上昇することで、吐出圧力が 1MPa 程度である消防車からの注水が原子炉圧力に負けて原子炉内に届かなくなる。
- ・ そのため、原子炉水位は低下し、蒸気の発生量は減少する（④の状態）。
- ・ 水位が BAF 以下にまで達すると蒸気の発生はほとんどなくなり、原子炉圧力は減少に転じる（⑤の状態）。

原子炉圧力が消防車による注水が可能なるほどに低下すると、原子炉の状態は①に戻り、再度、同じパターンを繰り返すこととなる。これが 14 日夜から 15 日未明にまで繰り返し観測された原子炉圧力の上昇下降のメカニズムであると考えられる。③から④の状態では水-ジルコニウム反応が短時間のうちに進み大量のエネルギーが放出されることから、燃料温度が急激に上昇すると考えられるため、この期間で燃料の溶融が発生した可能性があると考えられる。

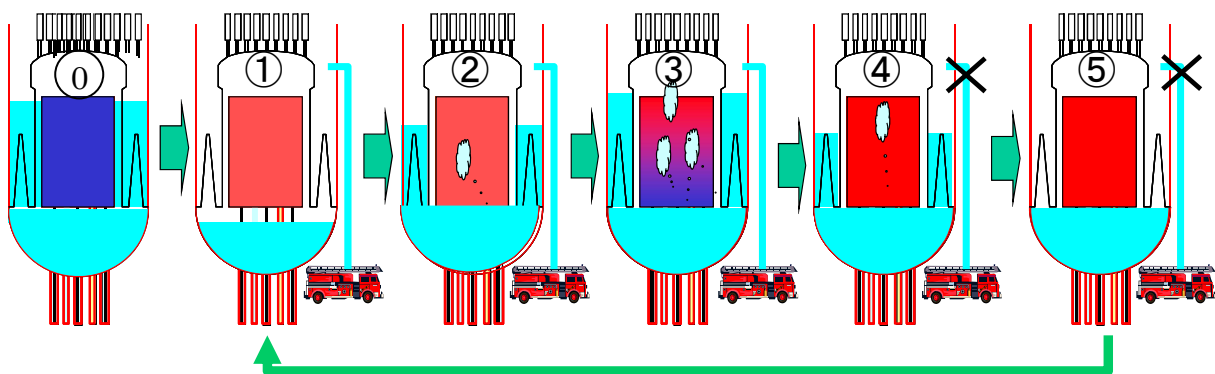


図 1 注水後の蒸気発生と圧力上昇

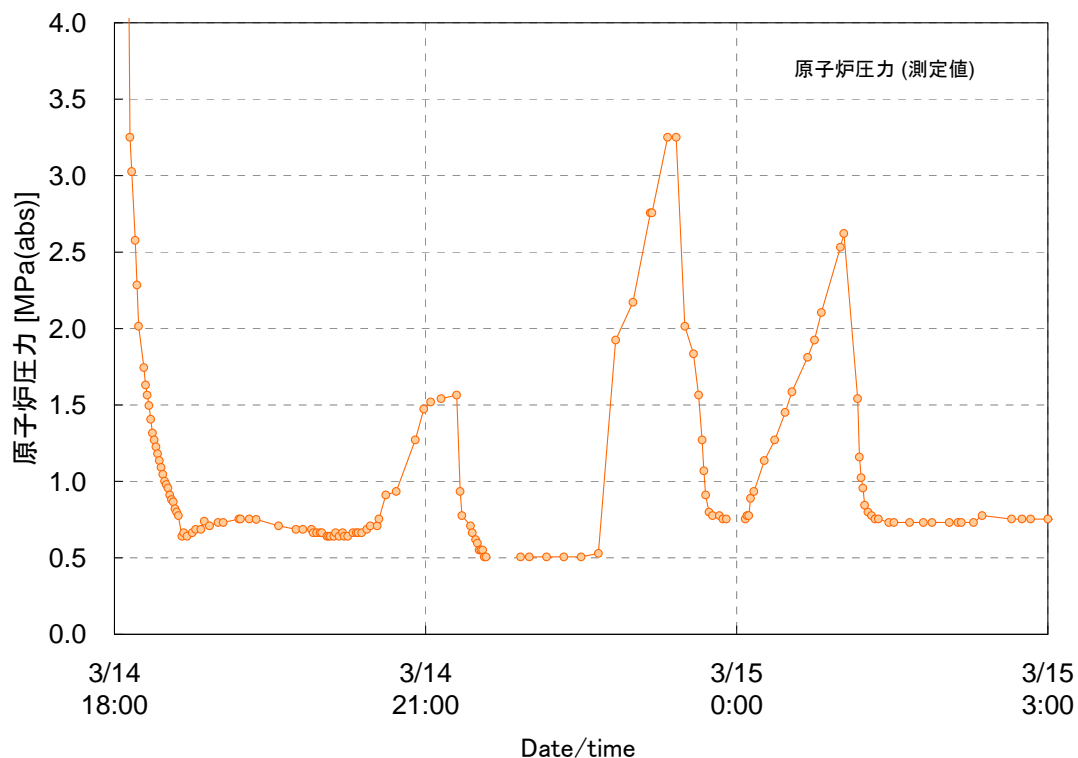


図2 14日夜から15日未明にまで繰り返し観測された原子炉圧力の上昇下降

2.2. 3号機での燃料溶融が起こった時間帯に関する推定

3号機の原子炉水位計測値と、当社が平成24年3月に公表したMAAP解析による原子炉水位の解析値の変化を図3に示す。添付資料3-4にて報告しているように、HPCIは運転員が手動停止する前に、原子炉に十分な水を注水できない状態となっていたと推定している。その結果、原子炉水位は、HPCIの停止時点でほぼTAF近辺にあった可能性がある。また、燃料域水位計で計測された13日7時35分以降の原子炉減圧前の水位は図4に示すとおりBAF+0.7m程度で一定値を示しているが、崩壊熱が継続的にエネルギーを放出している中、水位が一定値を維持することは考えにくい。そのため、この一定値の表示は、水位計の計測下限に到達してしまっているものが、水位計の基準水柱の蒸発等により水位を過大評価してしまっている可能性が高いと考えられ、実際の水位はBAF以下であったものと推定している。

以上のことから、3号機の事故進展過程においては、1号機の事故進展と同様に、原子炉圧力が高い状態のまま、沸騰により原子炉水位が徐々に低下し、水位がBAFに到達し、燃料が完全に露出するという経過をたどったものと推定される。水位が徐々に低下する過程では、燃料が気中に露出しても、下から吹き上げる蒸気により冷却（蒸気冷却）されるため、当初は燃料被覆管の温度は限定的なものとなる。しかしながら、水位が低下するにつれて、蒸気冷却により冷やさなくてはならない燃料の表面積は増加し、その一方で供給される蒸気は少なくなる。このよ

うな状況では、燃料被覆管の温度は徐々に上昇するものと考えられる。燃料被覆管の材料であるジルコニウムは、水蒸気と反応し酸化物を作るが、1200℃程度を越えると、酸化反応が正のフィードバックにより急激に進むこととなる。従って、それ以前の酸化反応の状況と崩壊熱の大きさに依存するが、この原子炉水位の低下過程において急激な酸化反応が進んだ場合には、発生した大量のエネルギーにより、この期間（3/13 5:00AM～7:00AM）に燃料が溶融した可能性がある。

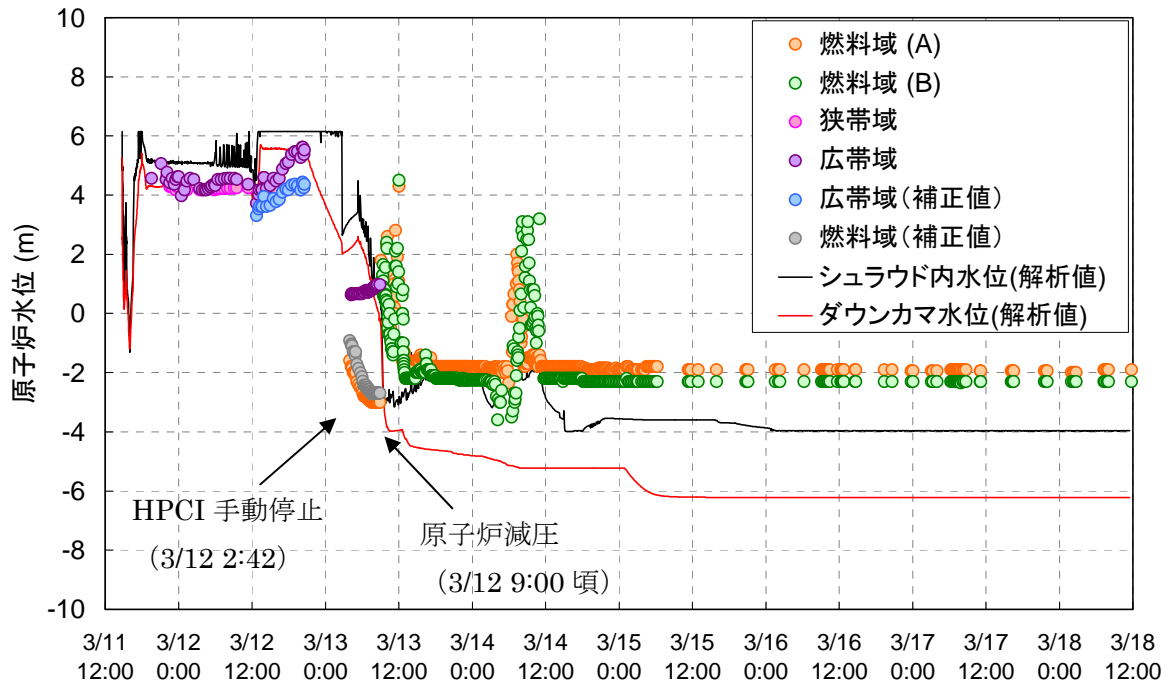


図3 3号機 原子炉水位の変化

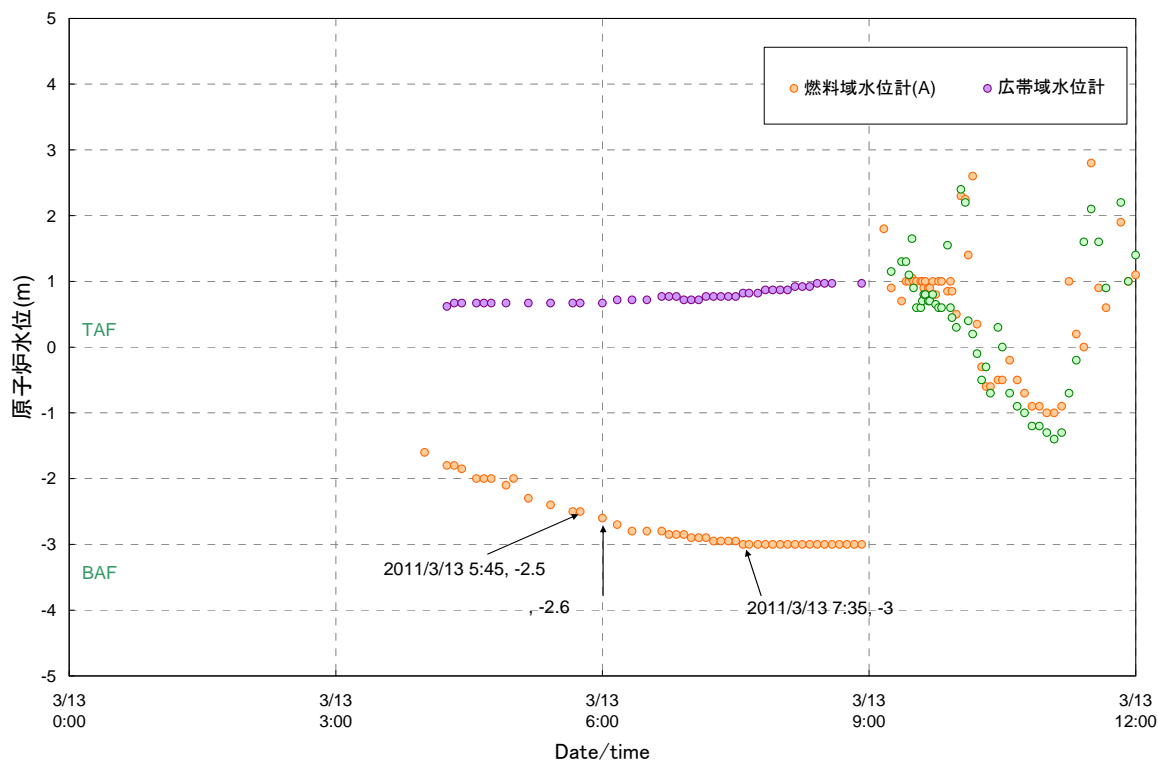


図4 3号機 原子炉水位の変化（拡大）

3. 中性子が検出されたタイミングについて

3.1. 3月13日の中性子計測

表1に3月13日に中性子が検出された時刻を示す。図5は正門付近での線量率（ガンマ線）の時間変化を示したものに、中性子の線量率が $0.01 \mu\text{Sv/h}$ となった時刻のプロットを青、中性子の線量率が $0.02 \mu\text{Sv/h}$ となった時刻のプロットを赤としたものである。中性子が検出された3月13日の午前は、9時頃の原子炉減圧とそれに伴うS/Cからのベントの影響で線量が上昇しているが、中性子検出とガンマ線線量率の変化に相関関係は見られない。すなわち、中性子検出は、ガンマ線線量率の上昇の原因となった放射性物質放出とは、関係しない現象によって引き起こされたものと考えられる。

一方で、厳密には一致しないが、原子炉水位の変化から予想される、3号機で燃料溶融が発生したと推定される時間帯を考慮すると、中性子検出と燃料溶融の関連が示唆される。すなわち、燃料溶融により一部気中に放出されたウランやプルトニウムなどのアクチノイド核種が、ガンマ線線量率の上昇を引き起こした放射性物質放出とは異なる経路で原子炉建屋外に漏れ出し、これらに含まれるプルトニウムやキュリウム等の自発核分裂により放出された中性子が検出された可能性がある。実際、過去の核実験時のフォールアウトによって蓄積したプルトニウムと同程度ではあるものの、プルトニウムの同位体組成から、明らかに福島第一原子力発電所での事故起因と考えられるプルトニウムが、発電所構内の土壌中から

検出されている。

なお、中性子が検出された正門付近は、図 6 に示すとおり約 1km 距離が離れていることから、原子炉からの中性子を検出したものである可能性は小さい。さらに、BWR は、水によって減速された中性子により核分裂を連鎖的に発生させるように設計されている。しかしながら、

- ・ 原子炉の炉心部には水がほとんど無い状態であったと考えられるため、中性子は減速されず、核分裂の連鎖反応が継続的に発生する状態、すなわち臨界にはなりにくい
- ・ 原子炉の炉心部は高温状態にあったと考えられ、ドップラ効果により負の反応度が添加される状況にあるため、臨界にはなりにくい
- ・ 炉心部が高温になると、制御棒が先に溶けてその能力を失う可能性があるが、制御棒は減速された中性子を主に吸収するように設計されているため、水のない（減速されていない）状況ではあまり吸収効果を発しない

という状況であったことから、計測された中性子は原子炉内で臨界になり、核分裂の連鎖反応が発生して放出された中性子が検出されたものではないと考える。

表 1 3月13日の中性子計測

中性子が検出された時間
2011/3/13 5:30
2011/3/13 5:40
2011/3/13 5:50
2011/3/13 6:30
2011/3/13 6:40
2011/3/13 7:10
2011/3/13 7:40
2011/3/13 8:00
2011/3/13 8:40
2011/3/13 9:30
2011/3/13 10:50

正門付近モニタリングカーの線量率(ガンマ線)推移

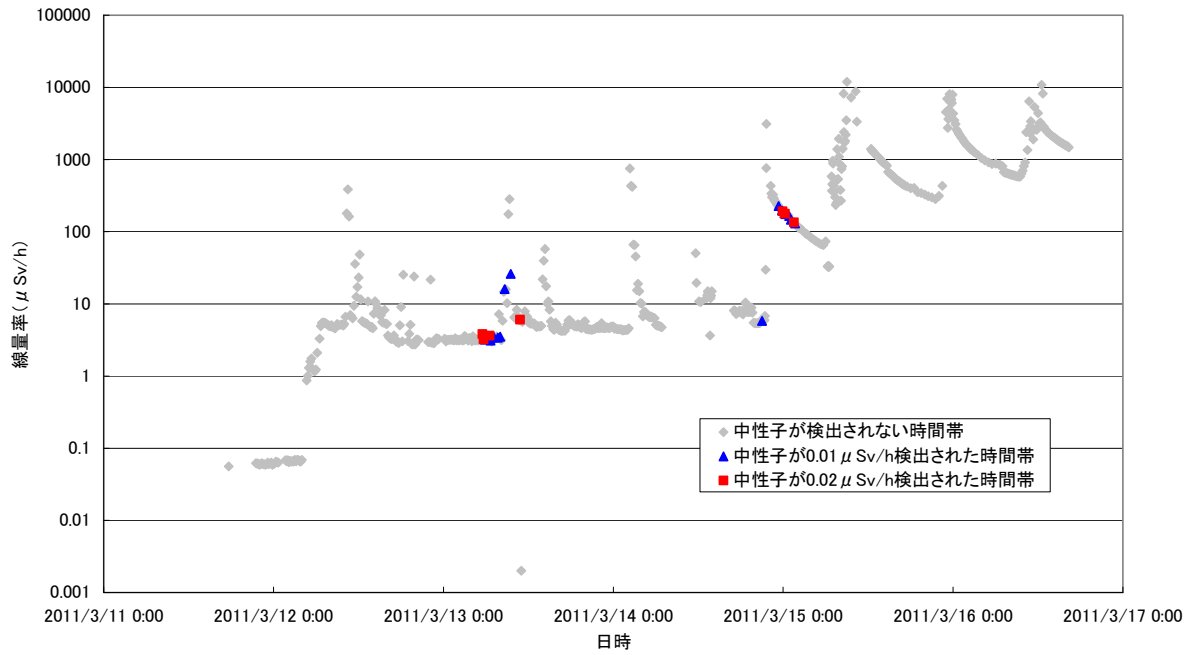


図5 正門付近での線量率変化（中性子が検出された時間のプロットに着色）



図6 福島第一原子力発電所1~4号機の原子炉建屋とモニタリングカーの位置関係

3.2. 3月14, 15日の中性子計測

表2に3月14,15日に中性子が検出された時刻を示す。図5のガンマ線線量率の変化と比較すると、最初に中性子が検出された3月14日の21:00は、急激なガンマ線線量率の上昇があった21時30分頃よりも前の時間帯であり、その後に検出されたのは23時20分以降である。3月14,15日についても、中性子検出とガンマ線線量率の変化に相関関係は見られない。

一方で、図7に中性子の検出時間と2号機の原子炉・格納容器圧力の関係を示すが、中性子は原子炉圧力の上昇が始まった後に検出されている。前述の通り、この原子炉圧力上昇は、消防車による注水が炉心部に到達し蒸気が発生したことによると考えられ、また、この際には水-ジルコニウム反応が発生して大量にエネルギーが放出され燃料が溶融したと考えられる。すなわち、原子炉圧力の上昇のあった時間帯に発生した燃料溶融によりウランやプルトニウムなどのアクチノイド原子が一部気中に放出され、ガンマ線線量率の上昇を引き起こした放射性物質放出とは異なる経路で原子炉建屋外に漏れ出し、これらに含まれるプルトニウムやキュリウム等の自発核分裂により放出された中性子が検出された可能性がある。

表2 3月14,15日の中性子計測

中性子が検出された時間
2011/3/14 21:00
2011/3/14 23:20
2011/3/14 23:50
2011/3/14 23:55
2011/3/15 0:10
2011/3/15 0:15
2011/3/15 0:20
2011/3/15 0:50
2011/3/15 1:05
2011/3/15 1:30
2011/3/15 1:40

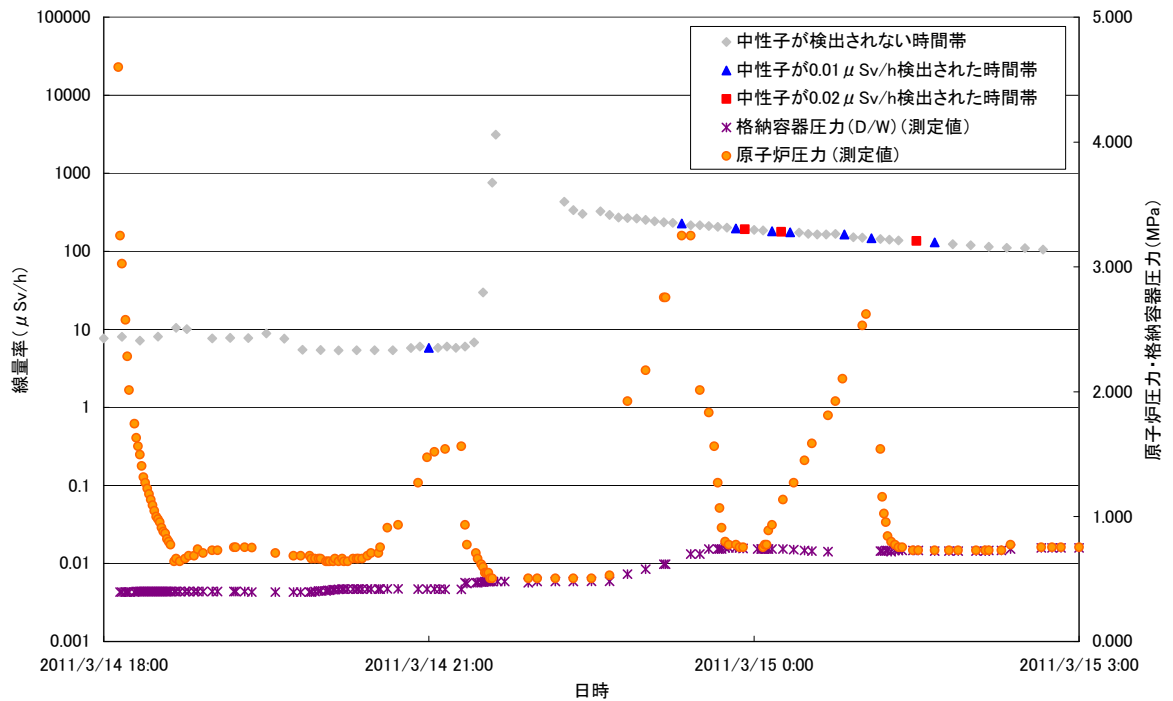


図 7 中性子の検出時間と原子炉・格納容器圧力の関係

4. まとめ

モニタリングカーにより、3月13日早朝、及び、3月14日夜から3月15日未明にかけての二つの期間観測された中性子検出について検討を実施した。これまで、ガンマ線の線量率変化との相関が無いことから、中性子の検出の原因については不明とされてきた。しかしながら、事故進展挙動の理解が進んだことにより、燃料溶融が発生した時間帯が概ね明確化されたことで、中性子検出が燃料溶融と密接に関連した現象である可能性が示された。

中性子検出につながるアクチノイド核種の漏えい経路については、所員の安全を考える上でも重要であり、今後も継続的に検討を進めていくことが必要である。

2号機の圧力抑制室（S/C）の健全性に関する検討について

1. はじめに

2号機では、3月14日18時2分に実施した主蒸気逃がし安全弁（SRV）の手動による開操作により、原子炉の強制減圧に成功している。また、14日21時頃、原子炉圧力が上昇したことから、SRVをもう1弁追加で開ける操作をするも、圧力は低下せず、さらに別のSRVの電磁弁を励磁させたところ21時20分に原子炉圧力が低下したとの記録がある。添付資料2-7では、この時間帯に連続して発生した原子炉圧力の上昇下降について、必ずしもSRVの作動が無くても発生する可能性及び推定されるシナリオについて検討を行っているが、一方で、この14日21時20分の原子炉圧力下降時には、急激な格納容器（D/W）圧力上昇が確認されていることから、このタイミングでは実際にSRVが作動し、原子炉圧力容器内に溜まっていたガスが一気に圧力抑制室（S/C）に放出され、格納容器（D/W）圧力が上昇した可能性が高い。

この原子炉圧力上昇時（14日21時頃）の原子炉圧力は1.5MPa程度であり、この時点では炉心損傷が進んでいると考えられることから、その減圧時の蒸気放出には非凝縮性ガスである水素が大量に含まれているものと考えられる。非凝縮ガスの存在により、蒸気のみ放出とは異なる圧力上昇となる可能性があるため、これによるS/Cの健全性への影響について、2号機-10として検討課題に挙げている。

本添付資料は、このSRV経由で水素リッチな水蒸気がS/Cに一気に放出された際にS/Cの健全性に影響があったかどうかに関連し、検討を実施したものである。

2. 2号機のS/Cの破損箇所に関する推定

2.1. 現時点での2号機のS/Cの破損箇所に関する推定

1号機、3号機と異なり、2号機においては、格納容器からの直接の漏えい箇所は確認されていない。しかしながら、継続的に注水を継続している中で、格納容器の水位が依然低いままとなっていることから、どこかから漏えいが発生していることは自明であり、これまでの検討・観測結果から図1に示すとおり、S/Cの低い位置、もしくは、S/Cの低い位置に接続された配管から漏えいしている可能性が高いものと考えられている（添付資料4参照）。また、計測した現在のS/Cの水位及びS/Cが設置されているトラス室の水位も図1に合わせて示す。

図2に2012年7月23,24日に原子力安全保安院主催で開催された、東京電力（株）福島第一原子力発電所事故に関する技術ワークショップにて報告された、「プラント状態把握のための各種アプローチについて」に使用した2号機のS/C内の温度測定値のグラフを示す。1号機、3号機と異なり、2号機においては、気相温度計（気体の温度を計るための設置）による比較的高い温度と液相温度計（液体の温度を測るため

O.P.表記の取扱いについては、本報告書本文「10. 補足」参照。

に設置)による比較的低い温度が複雑に変化する、非常に特徴的な S/C 内の温度変化が見られている。

2.1.1. 6月下旬の温度変化に関する説明

まず、②で示す6月下旬の時点で気相温度計に大きな減少が確認できる。この時期は6月28日から開始した窒素ガス注入の後に対応している。S/Cの内部には発熱源は無いため、S/Cの温度はD/Wから流入するエネルギーによって変化することとなる。2号機のS/Cでは、D/Wからの蒸気及び温水によるエネルギー流入によって温度が変化することになるが、窒素注入開始前はS/C壁面など比較的温度が低い位置で蒸気が凝縮することにより、D/WからS/Cへの蒸気の大きな流れが出来ていたものと考えられる。つまり、蒸気のみがD/Wから流れ込む状況の場合、凝縮により蒸気の体積が一気に小さくなると、その部分の圧力が低下し、圧力の高い場所(D/W)から流れ込みが発生するという効果が大きく働いていたものと考えられる。一方、窒素ガスを注入すると、蒸気と窒素の混合流がS/Cに流れ込むことになるが、蒸気はS/C内で凝縮しても、窒素は凝縮しないため、凝縮による体積変化が小さくなる。そのため、圧力低下も小さくなり、結果的にD/Wからの蒸気の流れ込みが少なくなる。S/Cの温度はD/Wからのエネルギー流入によって決まってくるため、温度が低下する。②はこのような蒸気流入量の減少によって発生した温度低下であると考えられる。

一方で、液相温度計についてはそのような急激な温度低下が見られないため、液相温度計は文字通り液相の温度を測っていたと考えられる。

なお、図3にD/WとS/Cの接続の状態とD/W水位が高い場合の状況を仮定した図を示すが、D/W水位が高い場合には、D/WとS/Cを接続する格納容器ベント管の中に水位が形成されるため、蒸気が直接D/WからS/Cへ流入することはない。蒸気がD/WからS/Cへ直接流入するためには、D/W水位が低く、格納容器ベント管に水がこぼれ落ちるような状況である事が必要であるため、測定されたD/W内水位は、この状況を整合したものであり、また、圧力容器が破損して、注水した水が最終的に格納容器に落下するようになったかなり早い段階から、このような低いD/W内水位の状態となっていた可能性が高い。

2.1.2. 3月下旬の温度変化に関する説明

①で示す3月下旬以前の時点では、気相温度計と液相温度計がほぼ同じ温度となっている。2.1.1で検討したように、水温と気体の温度は異なる挙動となるはずであるため、この場合は、気相温度計、液相温度計ともに両者ともに水温もしくは気体の温度を測っていたものと考えられる。液相温度計の変化が急激であるため、温度変化の連続性から考えると、図4に示すとおり、3月下旬までは気相温度計、液相温度計がともに水面よりも高い位置にあった可能性が高い。このときの水面は、通常水位に比較して相当低い位置であることから、事故前にS/C内にあった水の相当量が、事故発生後に注水された水も含めて、外部に流出したことを示唆している。事故後に線量の

高い汚染水がタービン建屋内等で確認されているが、その一部はこの 2 号機 S/C 内から漏えいした汚染水である可能性がある。

すなわち、S/C 水位は 3 月下旬頃から上昇し、当該時点で液相温度計を水没させる程度まで上昇したものと考えられる。

2.1.3. 9 月以降の温度変化に関する説明

9 月 14 日に開始された炉心スプレイ系 (CS 系) を用いた原子炉注水が開始された後、S/C 内に温度上昇が見られる。これは、CS 系からの注水は原子炉压力容器のシュラウドの内側に水を直接入れるものである。そのため、これまでに実施していた低圧注水系 (LPCI) もしくは給水系 (FDW) からの注水、これらはいずれもシュラウドの外側に水を注水するもの、とは異なる経路で水が流れ落ちることとなる。つまり、CS 系からの注水開始により、これまで直接水がかけられなかったところにある燃料デブリが冷やされた事を意味する。その結果として過熱していた燃料デブリのエネルギーが CS 系から注水された水に移行し、蒸気又は温水の形で S/C に移行することで温度が上昇したものと考えられる。

また、10 月以降の温度変化を見ると、いくつかの時期に気相温度計、液相温度計の測定温度が一致する現象が見られている。これは、前述したように、気相温度計、液相温度計が両方とも、水の中、もしくは、気体の中に入ったためと考えられる。

現時点では、この挙動が、水の中、もしくは、気体の中のどちらに入った事によるものからの特定は困難であるが、少なくとも、温度計の設置高さに対して、水面が上下動していることを捉えたものであることは確かであると考えられる。

特に、水が抜けていくことにより水位が下降する場合、その漏えい孔の高さまでしか水が下降しないことは自明であるため、2 号機の S/C の漏えい孔は図 1 に示すような低い位置にあるものと推定されている。

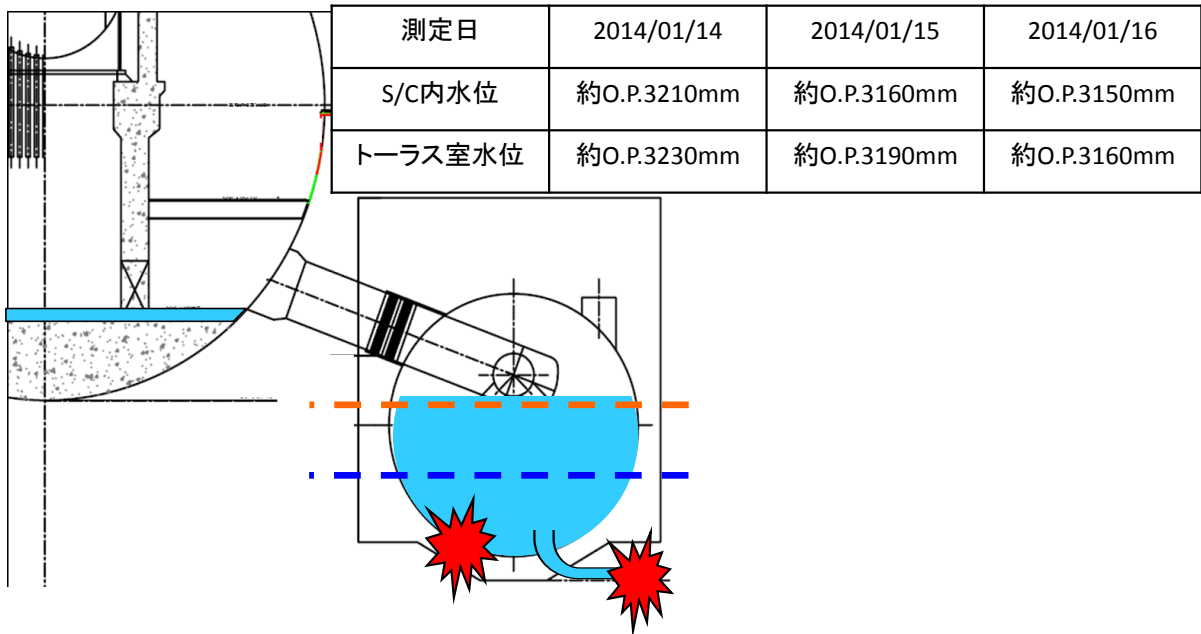


図1 2号機格納容器内部の水位に関する状況と破損箇所の推定位置

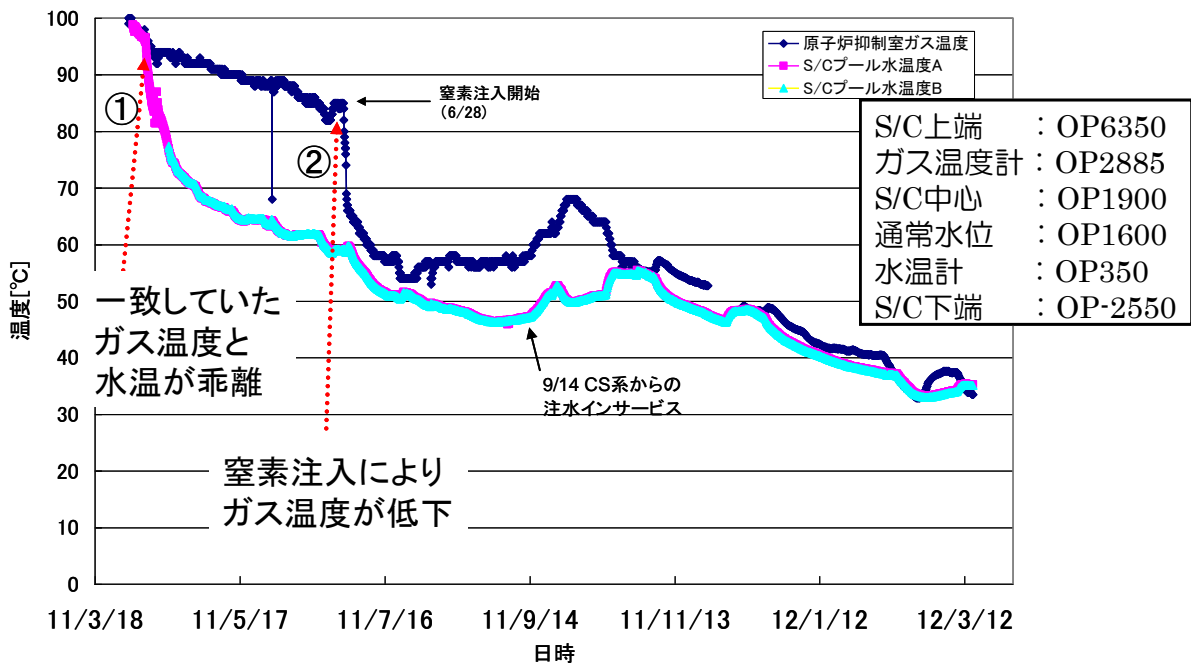


図2 2号機の S/C 内の温度測定値

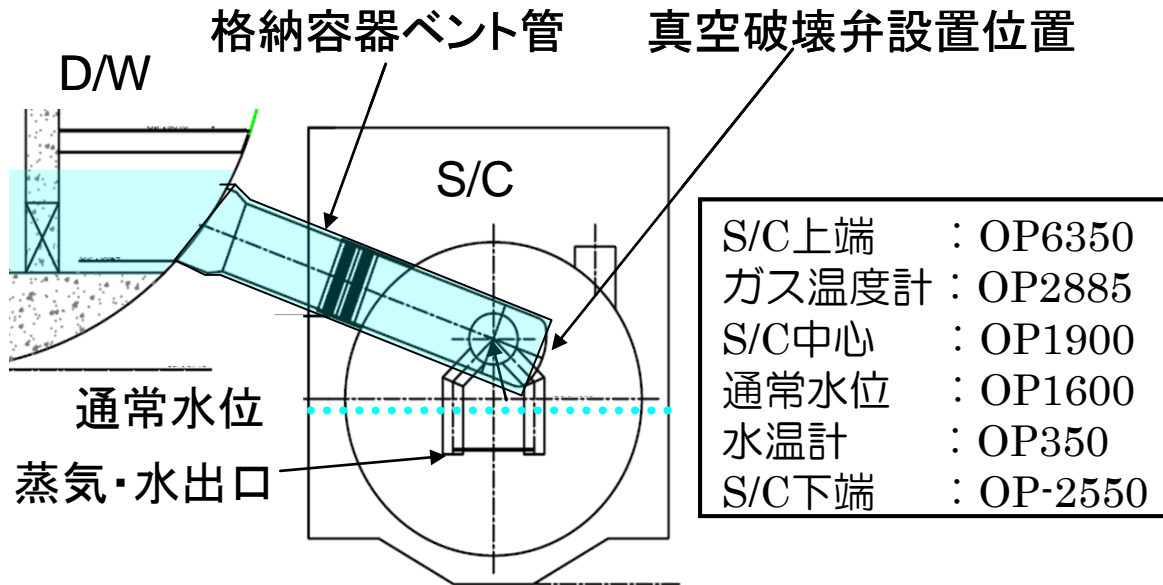


図3 D/W と S/C の接続状態 (D/W 水位が高い場合)

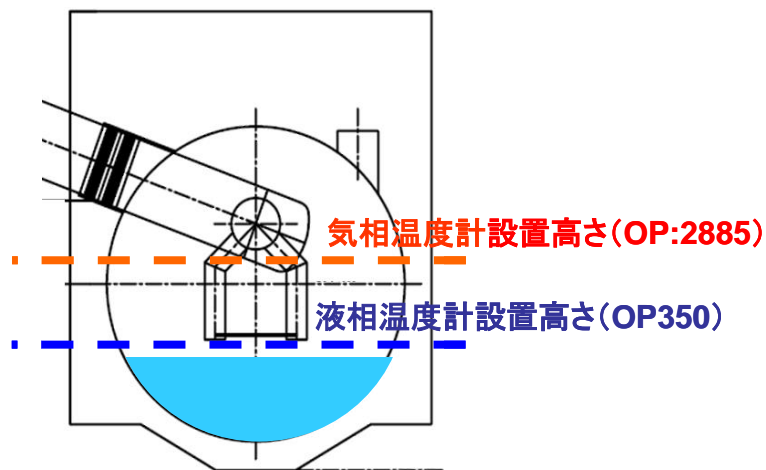


図4 3月下旬までの S/C 内水位推定図

2.2. S/C 内の健全性に関する推定

2.2.1. 真空破壊弁について

2.1にて、S/C内の水位に関するこれまでの検討結果を説明したが、本節では、図2の温度変化から、S/C内部の構造の健全性に関する検討を実施する。

2.1.1にて議論したように、D/W水位が高い場合には、S/Cに直接蒸気が流れ込むことはないが、蒸気が直接流れ込む場合でも、設計上は図3に示すとおり、格納容器ベント管に接続された逆U字型の配管の先端(OP325)からとなっている。現在のS/C内の水位は図1に示すとおり気相温度計よりも高い位置にあるため、いずれの温度計も水温を計測している状況にあり、D/W内の蒸気が直接S/Cに流れ込むことは

ない。

一方、2011年3月下旬以降の状況は、液相温度計が水没し、気相温度計が気体中にあり、かつ、蒸気が直接D/WからS/Cへ流入している状況にあったものと考えられる。しかしながら、図4から明らかなように、液相温度計設置高さとはU字型配管先端の蒸気流出出口との設置高さの差は非常に小さく、水位が上昇し液相温度計が水没した場合には、ほぼ同時に蒸気のS/Cへの直接流出出口が失われるような位置関係にある。ただし、測定データからは、明らかにS/Cへの直接漏えいが継続している状況と考えられる。そのため、設計上の蒸気流出出口との異なる場所から蒸気がS/Cに流れ込んでいた可能性があると考えられる。

D/WからS/Cへの蒸気流入は、設計上、必ず一度水中を通る事になっている。これは、Mark-I格納容器は圧力抑制型の格納容器と呼ばれているように、D/Wで異常な蒸気発生があった場合、その蒸気をS/Cに導き、S/C内の水によって蒸気を凝縮させることで格納容器内の圧力上昇を抑制する設計となっているためである。しかし、D/W内の蒸気が凝縮してD/W圧力<S/C圧力となった場合、逆の経路では、気体をD/Wに戻すことは出来ない。そのため、S/Cの気体をD/Wに戻すための弁が設置されており、これが図3に示されている真空破壊弁と呼ばれる装置である。真空破壊弁は格納容器ベント管の先端に設置されており、通常気相部に存在する。真空破壊弁はS/CからD/Wのみの流れを前提としており、逆流しないような設計になっているが、これが破損していた場合には、常時D/WからS/Cへの蒸気の直接流入が起こりうる状態となる。

以上から、2号機のS/C温度の傾向から推定すると、2号機S/Cの真空破壊弁（合計で16個設置されている）のうち一つ以上の破損がある可能性があると考えられる。

2号機の事故進展のうち、真空破壊弁に過大な負荷がかかる可能性のある状況は、1.はじめに述べた14日夜に観測されたSRV開によるものが一つの可能性と考えられる、急激な格納容器（D/W）圧力上昇時が一つの候補となりうる。その他の可能性としては、海水注水や格納容器内の高温環境等によるシール材の劣化も候補となりうる。しかしながら、現時点ではどの原因によって真空破壊弁の機能喪失（逆流の発生）が起こったか、特定することは困難である。

3. まとめ

2号機のS/Cの健全性および漏えい孔の位置について、観測されている結果と事故後に測定された温度情報から検討を行った。また、D/WとS/Cの蒸気流入の観点から検討を実施し、真空破壊弁の破損の可能性について評価を行った。その結果は以下の通り整理出来る。

- ・ 2号機のS/C内に設置された気相温度計及び液相温度計の指示値の変化は、S/C内の水位の変化を反映したもの
- ・ 2号機のS/Cの水位は事故後にかなり低い位置まで下がった可能性があり、2号機のS/Cが3月末ごろから顕在化した汚染水の流出源となった可能性がある

- 2号機の S/C 内の水位の上下動が外部のトーラス室の水位の上下動と連動していることから、漏えい孔は低い位置にある可能性が高い
- 2号機の D/W と S/C の構造上の関係から、D/W の水位はかなり低くないと測定された現象を説明できない
- 2号機の S/C 内に設置された真空破壊弁は破損している可能性があり、その破損の原因は14日21時のSRV作動時の急激な格納容器圧力上昇であった可能性も一つの候補として挙げられる

熱流動解析コードを用いた 2 号機の原子炉強制減圧後の原子炉圧力上昇評価

※本資料は、添付資料 2 における検討課題リスト「2 号機-7」に挙げられる強制減圧後の原子炉圧力の上昇について、当社から株式会社テプコシステムズに委託し、解析コードを用いて評価された内容を基に作成したものである。

1. はじめに

添付資料 2-7 にて、2 号機の原子炉強制減圧後の原子炉圧力上昇は、消防車の注水による蒸気発生が、水-ジルコニウム反応を引き起こし、炉心損傷・炉心溶融が進展している状況を反映している変化である可能性を示した。しかしながら、当該検討は定性的な検討に留まっており、SRV の開閉状況は複数通りの可能性が有ること、蒸気発生、水素発生量についても定量的な評価がなされていないこと、また、それらのシナリオが実際に成り立つのかについて十分な検討がなされていなかった。そこで、本添付資料では、原子炉圧力容器・格納容器内の熱流動をより詳細に評価できる汎用熱水力解析コード GOTHIC 8.0(QA) (以下、GOTHIC という)を用いて、原子炉圧力・格納容器圧力の時間変化を再現できるような事故進展シナリオを評価した。ただし、GOTHIC はこのようなシナリオにおいて、解析コード内で水の蒸発挙動、水-ジルコニウム反応を適切模擬することは出来ないため、これらについては、インプット条件として与える必要がある。しかしながら、インプット条件として解析者がコントロールできるパラメータとして扱うことにより、逆に原子炉圧力・格納容器圧力の再現性の良い蒸発量・水素発生量を特定することが出来る。本資料における GOTHIC 解析では、このような方法論にて評価を実施している。

2. 検討内容

2.1. 原子炉圧力挙動に係わるプラント状況の推定

当社が公表している事故調査報告書やプラントデータ等に基づき、福島第一原子力発電所 2 号機 (以下 1F2 と略す) の強制減圧後の主蒸気逃がし安全弁 (以下 SRV と略す) の開閉状況、水素発生量およびタイミング、原子炉圧力容器 (以下 RPV と略す) や格納容器の漏えいの有無等の事故進展状況を推定する[1]。その際、原子炉圧力以外の測定値 (格納容器圧力や水位計指示値等) とも整合性の取れた推定となるようにした。

1F2 強制減圧後の測定データを図 2-1 に、測定データに基づく事故進展の推定を表 2-1 に示す。図 2-1 では事故進展を推定する上で重要となるタイミングに番号を

つけており、表 2-1 ではその番号ごとに推定される状況を根拠と併せて記載している。

なお、図 2-1 に示す圧力データのうち RPV 圧力データとドライウエル(以下 D/W と略す) 圧力データについては、3/14 21:30 頃以降に両者がほぼ同等の値になる時期がある。これは RPV から格納容器へのガスの流出によって両者が均圧しているという解釈が可能である。これに対し、3/14 22:00 頃以降のサブプレッションチェンバ(以下 S/C と略す) 圧力データについては D/W 圧力データとのかい離が大きく、正しい値を示していたとは現実的に考えにくいいため、S/C 圧力データの信頼性は低いと判断し、事故進展の推定の際には考慮しないこととした。

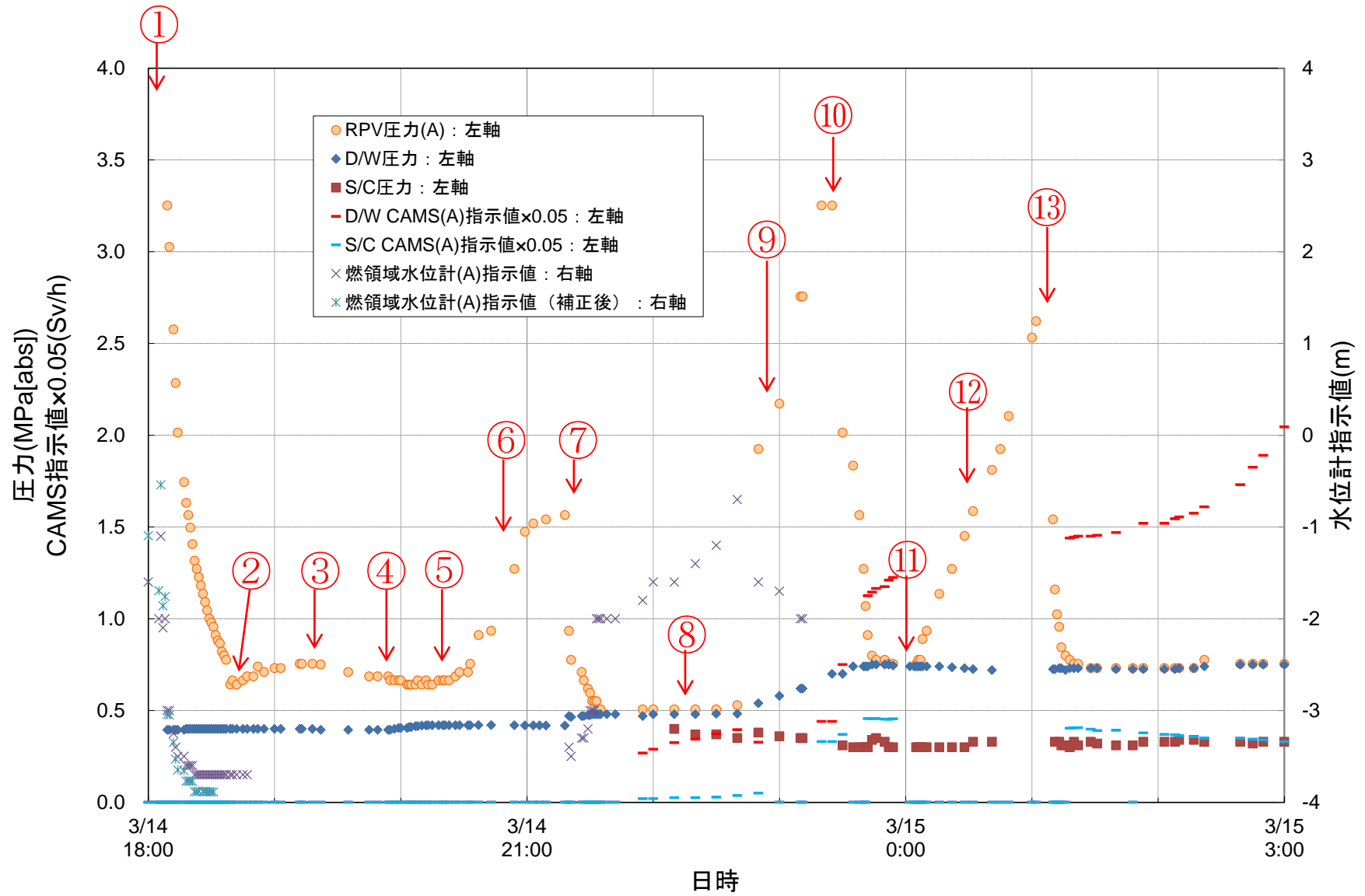


図 2-1 1F2 強制減圧後の測定データ

表 2-1 1F2 強制減圧後の事故進展の推定

番号	時刻	推定される状況	推定の根拠
①	3/14 18:02	SRV 強制開 (1 弁 or 2 弁)	・ 各種操作実績取りまとめ (2013/7/17)
②	18:40 頃	SRV 自重閉鎖	<p>・ このときの RPV と D/W の差圧は 241kPa (2.4 気圧) である。RPV 圧力と D/W 圧力の差圧が SRV 自重閉鎖圧 343kPa (3.4 気圧) 以下になると SRV は自重で閉となる。</p> <p>補足 消防車からの注水に伴う蒸気発生による圧力上昇の可能性もあるが、水位計指示値に変化が無いこと、19:20 の 30 分～1 時間前に注水ポンプが停止していたと報告されている[2][3]ことから可能性は低いと推定。</p> <p>補足 ②～③の RPV 圧力の上昇は RPV 内のガスの温度上昇によるものと推定。</p>
③	19:20 頃	SRV 微開	<p>・ RPV と D/W との差圧が 354kPa (3.5 気圧) に達し、これは SRV 自重閉鎖圧以上であること。</p> <p>・ 以降の圧力低下が緩慢であり、SRV が全開であればより急速に減圧すると考えられること。</p>
④	19:54	注水再開	<p>・ 参考文献[2][3]</p> <p>補足 この後⑤(20:15 頃)までに D/W 圧力が 20kPa(0.2 気圧) 程度上昇するが、これは燃料棒が高温となり、水-金属反応により水素が発生し始め、微開状態の SRV を通じて S/C に流出したためと推定。なお、SRV 微開の状態想定される程度の S/C への蒸気の流入のみでこれほどの D/W 圧力上昇はしないと考えられる。</p>
⑤	20:15 頃	SRV 閉鎖	<p>・ ④～⑤までの D/W 圧力は変化せず、RPV 圧力が上昇していることから、微開状態であった SRV が何らかの要因により閉鎖したと推定。</p>
⑥	20:15 ～ 21:20 頃	炉内で蒸気、 水素発生	<p>・ RPV 圧力が急上昇していること。</p> <p>・ ⑦の RPV 減圧時に D/W 圧力が 50kPa (0.5 気圧) 程度増加している。S/C への蒸気の流入のみでこれほどの D/W 圧力上昇はしないと考えられるため、この時点で水</p>

			素も発生していたと推定。
⑦	21:20 頃	SRV 強制開	・ 参考文献[2][3]
⑧	21:30 ～ 22:40 頃	SRV 開状態維持	<p>・ RPV と D/W との差圧が自重閉鎖圧よりも小さいことから、何らかの要因により SRV 開状態が維持されたものと推定。以降、SRV 開状態維持を仮定。</p> <p>補足 ①と⑦の減圧時の SRV 作動機構は同じであるため、自重閉鎖の可能性は考慮する。</p> <p>補足 RPV から D/W への漏えいがあった場合には両者の圧力はほぼ同等となるはずだが、⑧の期間の RPV と D/W の差圧は 25kPa (0.25 気圧) 程度で維持されていることから、RPV から D/W へ漏えいしていた可能性は低い。なお、上記の差圧は SRV クエンチャ位置から S/C 水面までの水頭差に対応するものと考えられる。</p> <p>補足 ⑧の期間の S/C の CAMS 指示値は D/W よりも低い。S/C の CAMS は S/C の外にあるため、S/C 壁等の遮蔽により CAMS 指示値が D/W よりも低くなる可能性はある。また、D/W 内の SRV 配管に核分裂生成物 (FP) が沈着した場合、これによって D/W の CAMS 指示値が上昇する可能性も考えられる。</p> <p>補足 ⑧の期間に水位計指示値が上昇しているが、RPV からの放熱と S/C からのガス流入により D/W 温度が上昇し、水位計の基準面器側配管内の水が蒸発し、指示値が上昇した可能性がある。</p>
⑨	22:40 ～ 23:25 頃	炉内で蒸気、 水素発生	<p>・ RPV 圧力、D/W 圧力が急上昇していること。</p> <p>・ D/W 圧力は 23:40 頃までに 270kPa (2.7 気圧) 程度上昇している。S/C への蒸気の流入のみでこれほどの D/W 圧力上昇はしないと考えられるため、水素が発生していたと推定。</p> <p>補足 3/14 23:00 頃～3/15 0:00 頃にかけて、D/W および S/C の CAMS 指示値が上昇している。この期間は RPV から S/C へ大量の非凝縮性ガス (水素) が流出し、S/C スクラビングで除去しきれなかった FP が S/C 気相に移行し、その後真空破壊弁を通じて D/W に移行したもの</p>

			と推察される。S/C の CAMS 指示値が D/W よりも低い理由については、⑧の期間について示した内容と類似の状況が想定される。なお、⑧の期間は S/C の CAMS 指示値は D/W の 1/10 程度であったのに対し、⑨以降は数分の一程度となっている。この理由として、S/C に流入する主要な FP 核種が変化した可能性が考えられる。構造物等によるγ線の遮蔽効果は核種ごとに異なる。
⑩	23:25 頃	炉内の蒸気、 水素発生量が 低下	・ RPV 圧力が低下し始めるが、SRV 開確認の記録がないことから炉内のガス発生量が低下したものと推定。
⑪	3/15 0:06 頃	・ 炉内で蒸気、 水素発生開始 ・ D/W⇒R/B の漏えい発生	・ RPV 圧力が上昇しているのに対し、D/W 圧力は若干低下傾向であることから、炉内でガスが発生する一方、D/W から原子炉建屋 (R/B) への漏えいが発生しているものと推定。 補足 この時点の正門のモニタリング線量に上昇傾向は見られない。D/W から R/B への放射性物質の漏えいの規模は比較的小さかったものと推定。
⑫	0:06～ 1:10 頃	炉内の蒸気発生 (水素発生は限定的)	・ ⑫の RPV 圧力の上昇時に D/W 圧力の大きな上昇が見られないことから、この期間の水素発生は限定的と考えられ、RPV 圧力上昇の主要因は蒸気発生と推定。
⑬	1:10 頃	SRV 強制開	・ 参考文献[2][3]

2.2. 原子炉圧力挙動の解析評価

2.1 節にて推定した事故進展状況に基づき、3月14日18時の原子炉強制減圧から始まる原子炉圧力挙動の再現解析を実施する。その際、D/W 圧力等、その他の測定値と解析結果の整合性についても検討する。解析には汎用熱水力解析コード GOTHIC 8.0(QA)[4][5]を使用する。

2.2.1. 解析体系

図 2-2 に GOTHIC の解析体系を示す。圧力容器、格納容器および原子炉建屋（以下 R/B と略す）の各領域を複数のボリュームで模擬している。各ボリューム間の流路はジャンクションで、構造物は熱構造物で模擬している。各熱構造物では接するボリュームと熱交換が行われる。

RPV のノーディングについては、内部の温度分布を考慮した事故進展の推定を行うため RPV 内を 5 つの領域（炉心領域、上部プレナムおよびセパレータ領域、上部ヘッドおよびダウンカム領域、下部プレナム領域、再循環ループ領域）に分割している。本評価では RPV への注水は模擬せず、代わりに蒸気と水素の流入境界として考慮している。そのため、消防車からの注水による水位の変化は評価対象となっていない。蒸気と水素の時系列の発生量は別途テーブルで与えて炉心部に流入させている。崩壊熱は燃料ペレット位置に与えている。なお、水-金属反応熱を燃料被覆管位置に与える関係で、燃料ペレットと被覆管を別々の構造物として模擬し、間にギャップ領域を設定している。

格納容器のノーディングについては、D/W 領域、ベント管領域、S/C 領域を模擬している。S/C、D/W からの放熱を考慮するため、トラス室（S/C が設置されている原子炉建屋内の部屋）および R/B を模擬し、間に熱構造物（S/C 壁および D/W 壁）を設定している。このうちトラス室には水が存在することを想定し、S/C 壁との間に熱構造物を設け、S/C からの除熱を考慮できるようにしている。また、D/W と S/C はベント管のほかに真空破壊弁（V/B）でも接続されており、S/C の圧力が D/W よりも高まった場合には、S/C 気相部から V/B を通じて D/W に圧力が解放される。

SRV および D/W⇒R/B の漏えい口は時系列で面積を調整できるバルブジャンクションとし、事故進展中の漏えい量変化を再現できるようにしている。また、熱構造物の物性値については材質ごとに一般的な値を設定している。

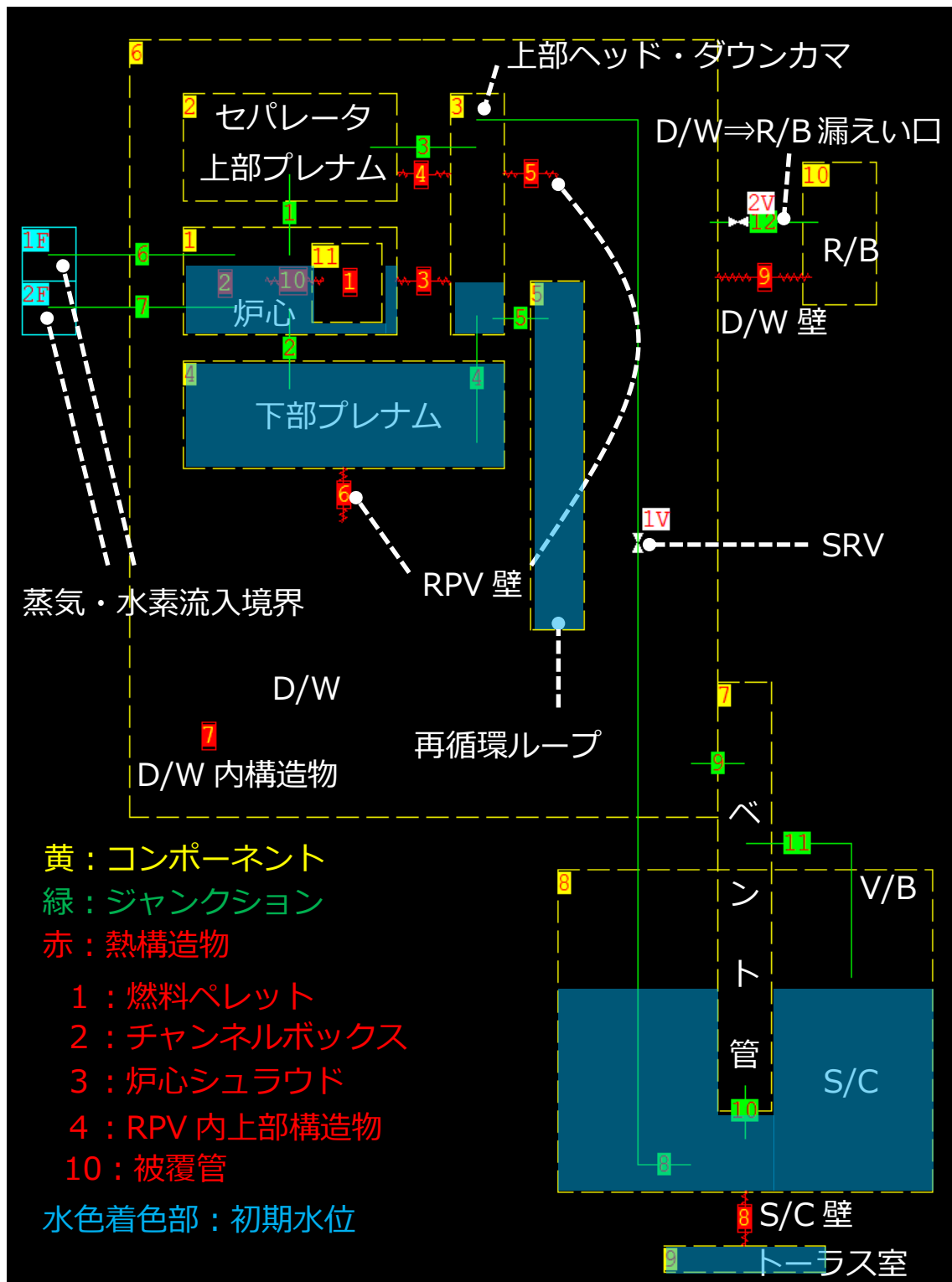


図 2-2 GOATHIC 解析体系

2.2.2. 解析条件

主要な解析条件を表 2-2 に、SRV 面積および D/W⇒R/B の漏えい面積を図 2-3 に、蒸気・水素発生量を図 2-4 に示す。また、図 2-3、図 2-4 の設定の妥当性について表 2-3 に示す。

表 2-2 主要解析条件

項目	設定	備考
解析対象期間	3/14 18:00～3/15 2:00	SRV 開放による強制減圧後、RPV 圧力の大幅な増減が収束するまでの期間を設定。
初期圧力・ 温度条件	RPV : 7.234MPa/飽和温度 D/W : 0.4MPa/飽和温度 S/C : 0.386MPa 気相:143℃(飽和温度) 液相 : 139.2℃	RPV、D/W 圧力は測定値に基づいて設定。S/C 圧力はトーラス室からの冷却（以下、「S/C 外部冷却」の項を参照）によって D/W よりも低くなっていることを想定し、差圧によってベント管内の水が全て S/C 側に押し出されている場合の水頭差を設定。S/C 液相温度は D/W 圧力再現性の観点からサーチして設定。
初期水量	RPV : 約 120m ³ S/C : S/C 体積の約 60%	RPV 内水量は水位計指示値に基づいて導出。S/C 水量は初期水量と、復水貯蔵タンク (CST) から RPV への注水量を考慮した炉水の移行量から導出。
崩壊熱	3/14 18:00 約 7.74MW→ 3/15 2:00 約 7.43MW	解析対象期間の崩壊熱[6]を燃料ペレット位置に与える。
S/C 外部冷却	伝熱面積 : 300m ²	トーラス室内の滞留水からの S/C 冷却を仮定することで MAAP 解析等において格納容器圧力の再現性が良い[2][3]ことから、これを仮定。D/W 圧力挙動を再現するような S/C 伝熱面積をサーチして設定。
減圧条件	SRV 面積および D/W⇒ R/B 漏えい面積 : 図 2-3	推定した事故進展 (表 2-1) に基づき、減圧挙動を再現するような SRV 面積と D/W ⇒R/B 漏えい口面積をサーチして設定。
蒸気・水素発生	蒸気・水素発生量: 図 2-4 蒸気温度 : RPV 圧力 (測定値) における飽和温度 水素温度 : 1000℃	推定した事故進展 (表 2-1) に基づき、RPV 圧力、D/W 圧力を再現するような蒸気・水素量をサーチして設定。
水-金属反応熱	水素 1mol 当たり 293kJ	$Zr+2H_2O \rightarrow ZrO_2+2H_2+586kJ$ [7] 水素が持ち去る熱量を除いた残りの熱量を燃料被覆管位置、およびチャンネルボックス位置に面積に応じて按分して与える。

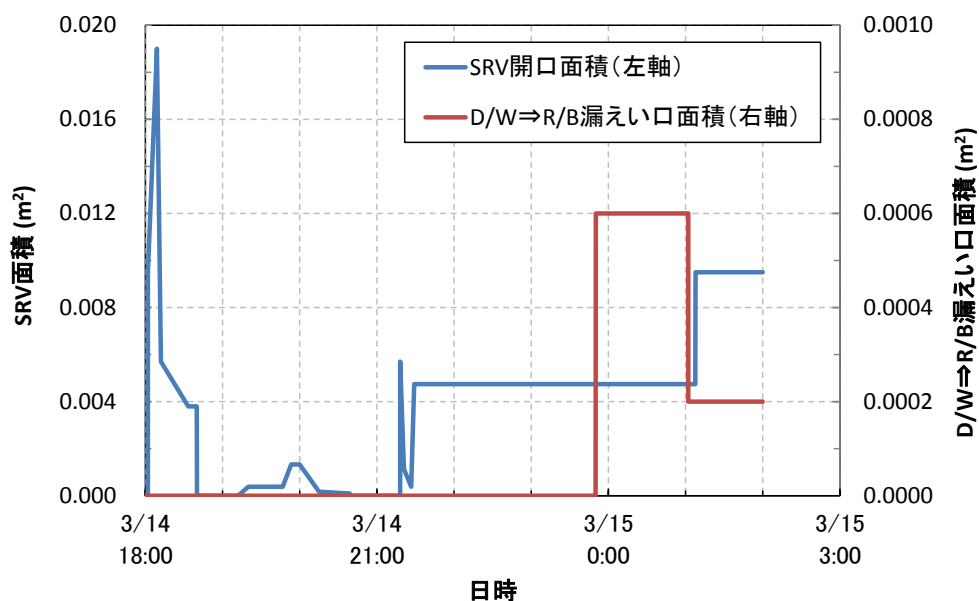


図 2-3 SRV 及び D/W⇒R/B 漏えい口面積の設定

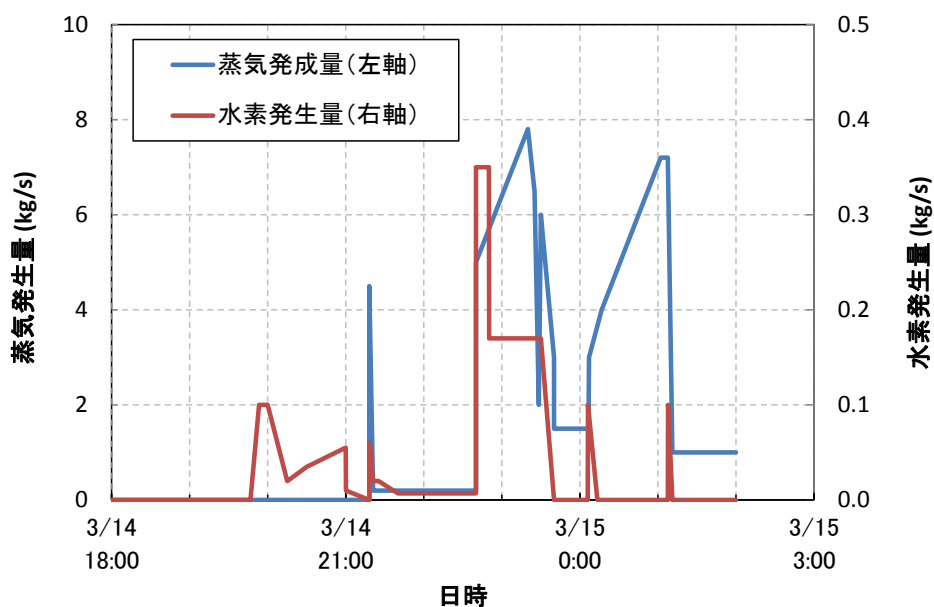


図 2-4 蒸気及び水素発生量の設定^{1,2}

¹ 3/14 18:00 時点で炉内にある水に対する気相を通じた熱伝達、および減圧沸騰による蒸気発生量は解析コード内で自動的に計算される。ここでの蒸気発生量はそれ以外の要因（注水や燃料デブリ落下など）による蒸気発生量を指す。水素発生量は正味の発生量を指す。

² 水素流入量の積分値：3/14 22:40 時点で 274kg、3/15 2:00 時点で 975kg。

表 2-3 減圧条件および蒸気・水素発生条件設定の妥当性について

設定項目	設定内容	設定の妥当性について
SRV 面積	SRV 開後、閉止するまでの SRV 面積の変化	<p><u>初期の弁面積の増加について</u></p> <p>各種操作実績取りまとめ (2013/7/17) の記述「18:02 原子炉圧力が下がりきらないことから、SRV2 弁開」を反映した。</p> <p><u>3/14 18:40 まで</u></p> <p>RPV 圧力の低下に応じて SRV 面積を減少させることで RPV 圧力を再現している。このことは、実機において SRV 面積が差圧に応じて変動する可能性があることを示しているが、他の原因を否定するものではない。</p> <p><u>3/14 19:20 頃～20:40 頃まで</u></p> <p>RPV 圧力は増加していないものの、RPV 圧力の測定値の再現のために SRV 面積の増加を仮定する必要があった。このような仮定が必要となった理由として、水素発生後に SRV を通過するガスの組成 (蒸気と水素の割合) が、事故時の状況と解析では異なっている (解析ではノード内で平均化されるため、水素割合が少なく、蒸気割合が多い) 可能性が考えられる。この期間は RPV と S/C の間で臨界流が生じていると考えられるため、RPV からのガスの流出量はガスの音速に応じた値となる。水素の音速は蒸気の 3 倍程度である[8]。水素の割合が小さいと、RPV から流出するガスの物質量が減少し、圧力の低下速度を過小評価する。これを補うため、解析では SRV 面積を増加させる必要が生じた可能性が高い。なお、表 2-1 では SRV の閉鎖は 20:15 頃と推定したが、D/W 圧力挙動の再現性のため、20:40 頃までわずかに SRV が開状態を維持する設定としている。</p> <p><u>3/14 21:20 頃から数分間</u></p> <p>3/14 18:40 までの弁面積の変化と同様の考え方にて設定。</p> <p><u>3/15 1:10 頃以降</u></p> <p>他の時間帯の SRV 開は逃がし弁機能の開操作だが、このときの操作は ADS 機能の開操作であり、差圧に応じて面積を変化させることが適切か判断できないこと、解析結果への影響が軽微であることから、弁開後の弁面積の変化は考</p>

		慮しないこととした。
	SRV 開状態維持の面積	3/14 21:21~21:34 の RPV 圧力（自重閉鎖圧以下）の低下傾向を再現する面積を設定した。
D/W⇒ R/B 漏えい口面積	漏えいの考慮	3/15 0:00 前後からの D/W 圧力の低下を再現するためには D/W⇒R/B の漏えいを仮定する必要がある。後述の解析結果の項（ベースケースおよび感度解析ケース）参照。
	漏えい口の変化（減少）	本評価で D/W 圧力を再現するためには、3/15 1:10 頃の D/W 圧力が増加する時間帯に漏えい口面積の減少を仮定する必要があった。このような仮定が必要となった理由として、漏えい口を通過するガスの組成（蒸気と水素の割合）が事故時の状況と解析で異なっている（解析の方がノード内で平均化され、水素割合が少なく、蒸気割合が多い）可能性が考えられる（3/14 19:20 頃～20:40 頃までの SRV 面積の変化の理由と同様）。格納容器上部の水素濃度は、炉内で発生した水素が SRV⇒S/C⇒真空破壊弁⇒D/W の経路を経てどの程度攪拌されるかに依存するが、これは本評価で用いる解析コードでは適切に模擬できない。ただし評価目的を考慮すれば、格納容器漏えいの有無を把握する上では上記の設定は妥当と考えられる。
蒸気発生量	発生量	<p>本評価で設定する蒸気発生量は主に RPV 圧力を再現するよう調整したものである。蒸気発生量を増やせば RPV 圧力が上昇する関係となる。一方、S/C で蒸気が凝縮されている間は、蒸気発生量は格納容器圧力の上昇に寄与しない。</p> <p>なお、3/14 18:00 時点で原子炉内にある水に対する気相を通じた熱伝達、および減圧沸騰による蒸気発生量は解析コード内で自動的に計算される。ここでの蒸気発生量はそれ以外の要因（注水や燃料デブリ落下など）による蒸気発生量を指す。</p> <p><u>3/14 21:20 頃まで</u></p> <p>蒸気発生を仮定しない。19:54 以降 RPV への注水は再開されたものの、ダウンカマを経由した注水となることから炉心に届かず、蒸気発生への寄与は限定的であったと考えられるため、上記の設定は妥当と考えられる。</p> <p><u>3/14 21:20 頃～22:40 頃まで</u></p> <p>21:20 頃にスパイク状の蒸気発生を仮定。これは RPV 内に注水された水の減圧沸騰と考えられる。その後継続的な</p>

	<p>蒸気発生を仮定。RPV内が高温度となり、注入した水の一部が蒸発することは考えられるため、上記の設定は妥当と考えられる。</p> <p><u>3/14 23:40頃～3/15 0:00頃まで</u></p> <p>大量の蒸気発生を仮定。この期間の大半はRPV圧力が1MPaを超えており、その間は消防ポンプによる注水は炉内に届いていなかったと考えられる。しかしRPV圧力の再現のためには、その期間においても大量の蒸気発生を設定する必要があった。すなわち、前述のSRV開状態維持の状況（3/14 21:21～21:34のRPV圧力の低下傾向を再現するような面積）を仮定した場合に、3/14 23:40頃以降のRPV圧力の上昇を再現するような蒸気発生量である。</p> <p>このような大量の蒸気が発生する要因として、一部の燃料デブリが崩落したことによる下部プレナム水の蒸発が考えられる。高温の燃料デブリが下部プレナムに落下すると、水との温度差により大量の蒸気が発生し、やがて燃料デブリの温度が低下すると崩壊熱に応じた蒸気発生量まで低下する。なお、今回設定した22:40～23:40の発生蒸気量の積分値は下部プレナム水量の半分程度に相当する。</p> <p>23:25～23:40頃に蒸気発生量が増減している箇所については、同期間のRPV圧力の測定値が23:25～23:30は急激に低下し、23:30～23:40には低下が緩やかになっている傾向を再現するために設定したものである。想定される状況としては、ここで新たに一部の燃料デブリが落下したことが考えられる。</p> <p>また、23:40～3/15 0:00頃の蒸気発生量は、全崩壊熱の約40%が水中で伝熱された場合の蒸気発生量に相当する。これはこの時点までに下部プレナムに落下した燃料デブリの割合に応じた崩壊熱が水中で伝熱されていることが考えられる。</p> <p>上記のような事故進展の想定が現実的であるかを確認するため、この期間に落下した燃料の割合Xを以下の式で概算する。</p> $Q_{\text{evap}} = Q_{\text{quench}} + Q_{\text{decay}} + Q_{\text{H2}}$ $Q_{\text{evap}} = M_{\text{evap}} * h_{\text{fg}}$
--	--

$$Q_{\text{quench}} = M_{\text{core}} * X * C_p * \Delta T$$

$$Q_{\text{decay}} = q * \text{Time}$$

$$Q_{\text{H}_2} = 0$$

ここで Q_{evap} は下部プレナム水の蒸発熱、 Q_{quench} は落下デブリが飽和温度に低下するまでに放出する熱量、 Q_{decay} は崩壊熱、 Q_{H_2} は水-金属反応熱で、いずれも下部プレナム水中での伝熱を表す。ここで Q_{H_2} (水中での水-金属反応熱) はその程度が不明であるため無視する。その他の値は以下の通りに設定する。

記号	意味	値	備考
M_{evap}	下部プレナム水の蒸発量	21000kg	22:40～23:40の蒸気発生量の積分値
h_{fg}	蒸発潜熱	2000kJ/kg	
M_{core}	全燃料重量	160000kg	燃料1体約300kg×548体分を丸めたもの
C_p	燃料比熱	0.3kJ/kg-K	
ΔT	燃料デブリと飽和水の温度差	1600K	デブリ温度1800℃水温200℃を仮定
q	崩壊熱	7500kW	
Time	時間	3600s	22:40～23:40

上式より $X=0.4$ となる。設定した蒸気発生量に基づけば、約40%の燃料がデブリとして下部プレナムに落下することによって設定した蒸気発生量を説明することができる。このことから、前述の事故進展の想定は現実的であり、本評価の設定は妥当と考えられる。

ただし、上記の落下割合はあくまでも概算値であり、またSRV開状態維持の面積の不確かさ、水-金属反応熱の蒸発への寄与の不確かさ等の影響を受けることに留意する必要がある。

3/15 0:00 頃以降

		<p>大量の蒸気発生を仮定。ここでも 3/14 22:40 頃～3/15 0:00 頃までと同様に、下部プレナムへ燃料が落下していると考えられる。1:10 頃には、3/14 22:40 頃以降の蒸気発生量の積分値が下部プレナム水量程度に達することから、下部プレナム水が全て蒸発し、蒸気発生量が低下したと考えられる。このような説明が可能であることから、本評価の設定は概ね妥当と考えられる。</p> <p>なお、以降の蒸気発生量が解析結果に与える影響は小さいが、ここでは MAAP 解析[2][3]における条件を参考に、4t/h 程度の水が RPV に注水され、これが全て蒸発したものと仮定した。</p>
水素発生量	発生量	<p>本評価で設定する水素発生量は、SRV 閉を想定する期間 (3/14 20:15 頃～21:20 頃) は RPV 圧力を、それ以外の SRV 開を想定する期間は主に D/W 圧力を再現するよう調整したものである。SRV が開いている間は、水素は分子量が小さい (音速が大きい) ため RPV から流出する物質が多くなり、RPV 圧力上昇への寄与は蒸気よりも小さい。</p> <p><u>3/14 21:20 頃まで</u></p> <p>比較的緩やかな水素発生を仮定。炉心が露出したことにより燃料温度が上昇し、20:00 前頃から水-金属反応の発生が開始した可能性が考えられる。これは炉内に元々存在した蒸気と、炉心内の熱の影響により下部プレナム水等が蒸発して発生した蒸気によって発生された可能性が考えられる。このような説明が可能であることから、本評価の設定は妥当と考えられる。</p> <p><u>3/14 21:20 頃～22:40 頃まで</u></p> <p>21:20 頃のスパイク状の水素発生を仮定。これは減圧時の蒸気発生に応じて発生したものと考えられる。その後 21:40 頃まで徐々に水素が生じることを仮定。これは RPV 内水の減圧沸騰に対応するものと考えられる。その後 22:40 頃までは少量の水素が継続的に発生されることを仮定。継続的な注水により発生した蒸気が水素発生に寄与したと考えられる。このような説明が可能であることから、本評価の設定は妥当と考えられる。</p> <p><u>3/14 22:40 頃～23:40 頃まで</u></p> <p>大量の水素発生を仮定。消防車による注水により水位が</p>

	<p>有効燃料底部 (BAF) より上昇したことによる蒸気の発生、さらに、下部プレナムへのデブリ落下により大量の蒸気が発生し、これに応じて水素が発生したと考えられる。また、高温のデブリが水中に落下して暫くの間は、水中で水-金属反応が継続して水素が発生した可能性もある。デブリ落下直後に大量に水素が発生し、以降はやや発生量が低下することを仮定しているが、これは初期の急激な反応の後に酸化膜が厚くなり反応率が低下すること、および反応する Zr が水没して冷却されたこと等により発生量が低下している可能性がある。このような説明が可能であることから、本評価の設定は妥当と考えられる。なお炉内の Zr の全量 (被覆管、ウォーターロッド、スペーサ、チャンネルボックスを含む) が水-金属反応をした場合の水素発生量は約 1900kg (被覆管に含まれる Zr のみを考慮した場合は約 1000kg) である。構造物表層の Zr は蒸気との接触により酸化されやすいと考えられる一方で、内部は酸化されにくいと考えられることから、炉内で発生し得る正味の水素量は 1900kg よりも小さいものと考えられる。これに対し、3/14 23:40 頃までの水素発生量の積分値は約 940kg であり、この時点までに水-金属反応の大部分は終了していた可能性がある。</p> <p><u>3/15 0:00 頃以降</u></p> <p>0:06 頃と 1:10 頃にスパイク状の水素発生を仮定。0:06 頃にさらに下部プレナムにデブリが落下した際には、大量の蒸気により残された Zr の一部が反応するものの、その後の水素発生は限定的となり、1:10 頃に追加で SRV 開となった際の蒸气流によって再び反応した、という可能性が考えられる。このような説明が可能であることから、本評価の設定は妥当と考えられる。</p>
--	---

2.2.3. 解析結果

2.2.1 項、2.2.2 項に示した解析体系および解析条件をベースケースとして、解析結果を示す。また感度解析ケースとして、ベースケース解析条件から D/W⇒R/B の漏えいを考慮しない場合の感度評価、D/W 温度の感度評価、蒸気発生量の感度評価の結果を示す。

2.2.3.1. ベースケース

原子炉圧力、D/W 圧力及び S/C 圧力の解析結果と実測値との比較を図 2-5、図 2-6 に示す。SRV 面積、D/W⇒R/B の漏えい面積、蒸気・水素流入量の調整により、原子炉圧力、D/W 圧力を共に良好に再現できている。また、崩壊熱を考慮することにより 18:40～19:20 までの RPV 圧力の上昇を良好に再現できている。

なお、RPV 圧力が D/W 圧力付近まで低下している時間帯では、RPV 圧力の解析値が測定値よりもわずかに大きくなっているが、これは水位計配管内の水の蒸発によるものである可能性がある。RPV の圧力計は水位計配管の先にある圧力計で測定されており、基準面器側配管内の水位が低下すると、その水頭分（最大 1 気圧程度）RPV 圧力を過小評価することが分かっている。

RPV 内の気相温度の解析結果を図 2-7 に示す。RPV 内の気相温度の上昇は崩壊熱と水-金属反応熱によるものであり、温度の低下は蒸気による炉心部の冷却の促進によるものである。なお、RPV 上部（蒸気ドーム・ダウンカマ部）の気相温度は、2 度目の SRV 開のタイミング（21:20 頃）には約 600℃となっている。本評価ではこの時点での SRV の開状態維持を仮定しているが、高温のガスにより SRV の構成材に何らかの影響が生じた可能性が考えられる。

格納容器内温度の解析結果を図 2-8 に示す。D/W 気相温度は RPV から D/W への放熱量（熱伝達係数）の不確かさの影響を受けている可能性がある。本評価では D/W 気相温度の不確かさを含めて圧力を再現するような条件をサーチして設定している。S/C 気相温度は基本的に気相部の飽和温度に沿って変化するが、RPV から水素が大量に流出するタイミングでは飽和温度以上となり、その後飽和温度まで低下する挙動を示している。なお、3/15 0:00 頃以降に気相温度が液相温度よりも低くなる傾向は、GOTHIC コードの界面熱伝達モデルに依存している可能性もあることに留意する必要がある。

図 2-1 に示した水位計指示値との関係について述べる。3/14 21:20 以降に水位計指示値の上昇が測定されていることから、この時点で D/W が高温となり、水位計配管内の水を蒸発させた可能性が示唆される。21:30～22:30 の RPV 圧力（約 0.5MPa）における飽和温度は 152℃であり、一方解析では、21:20 頃の SRV 開のタイミングで D/W 温度は約 140℃まで上昇している。これは RPV 内の飽和温度よりも低いものの、前述の D/W 温度の不確かさや、D/W 内の局所的な温度分布を考

慮できていないこと等から、実際にはこの時間帯に水位計配管内の水が部分的に蒸発していた可能性が考えられる。

また参考として、D/W から R/B への気相の漏えい量の解析結果を図 2-9 に示す。

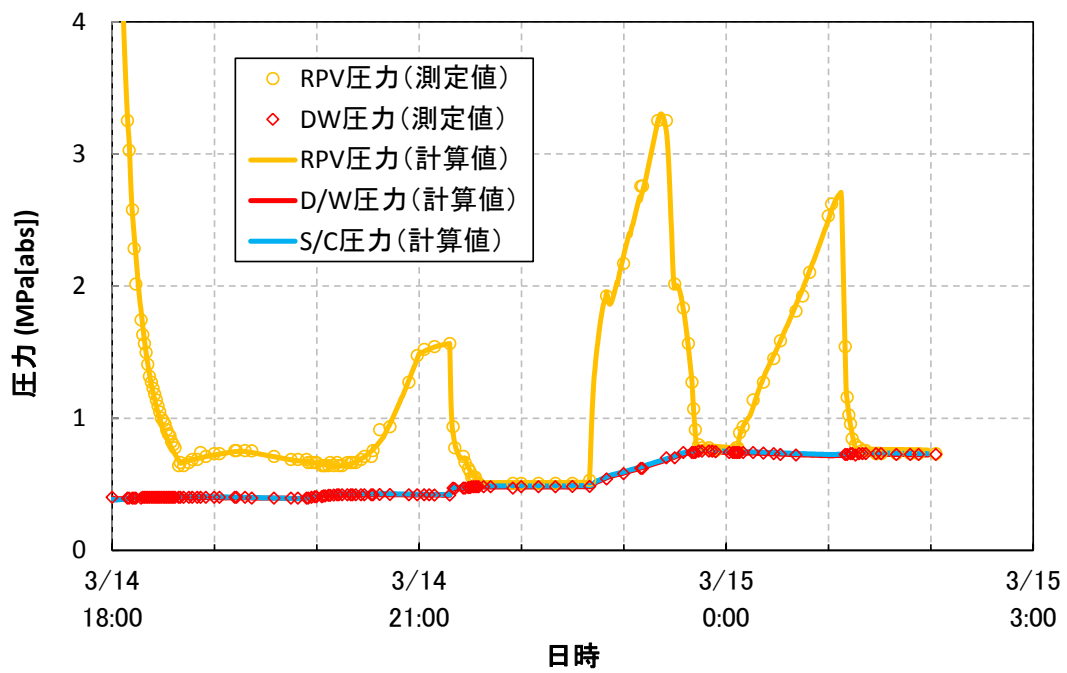


図 2-5 ベースケース解析結果 (圧力) : 表示圧力範囲 0~4MPa

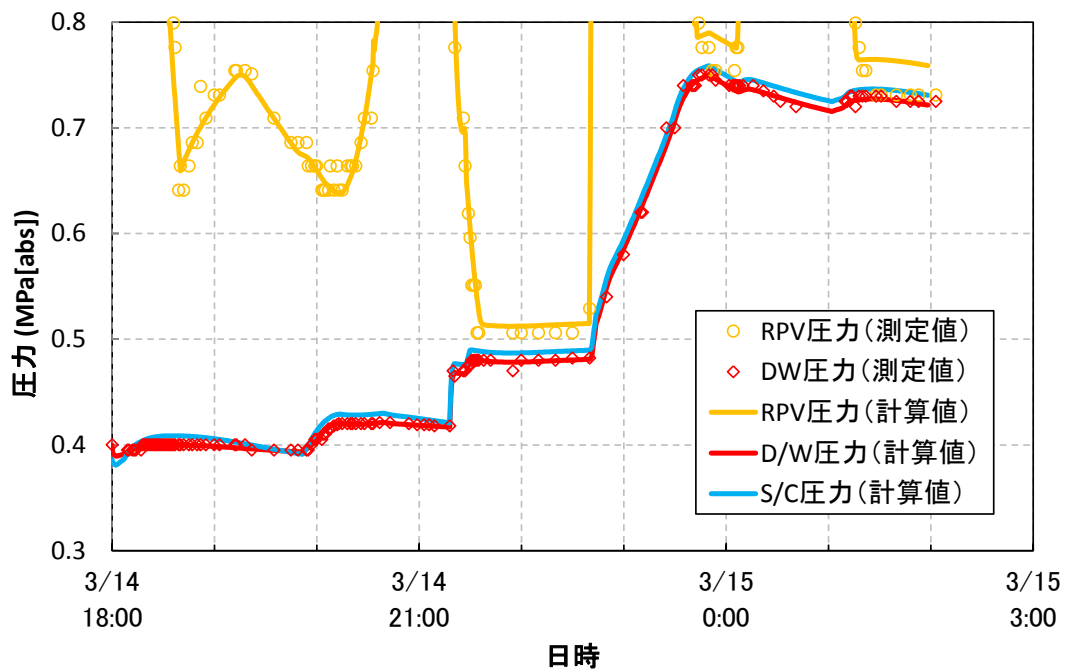


図 2-6 ベースケース解析結果 (圧力) : 表示圧力範囲 : 0.3~0.8MPa

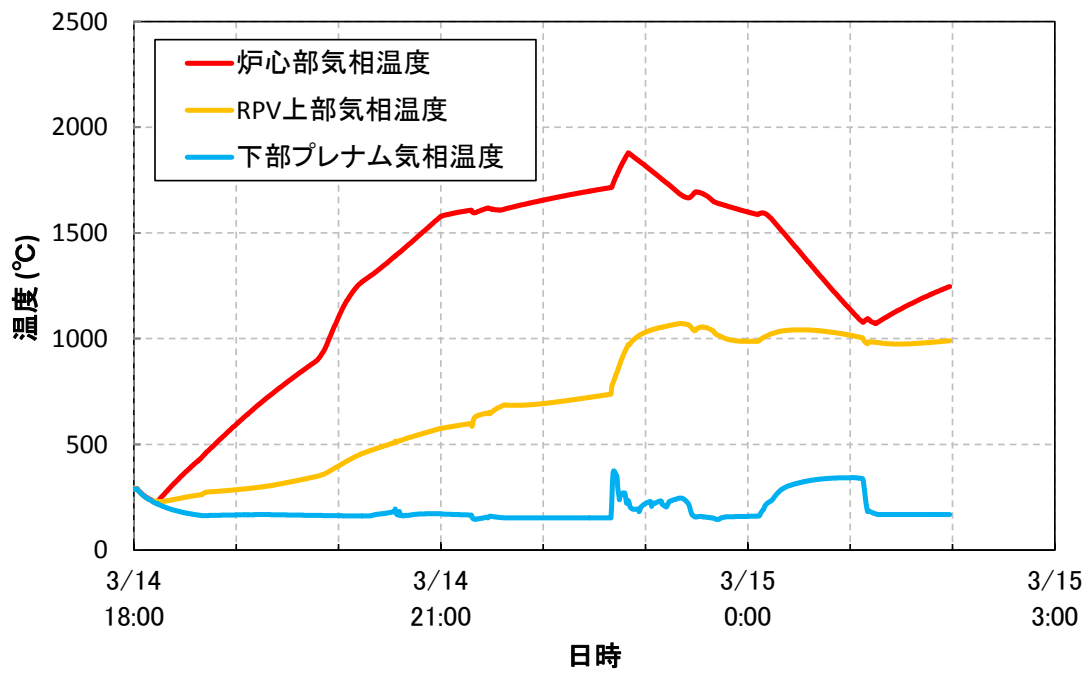


図 2-7 ベースケース解析結果 (RPV 内気相温度)

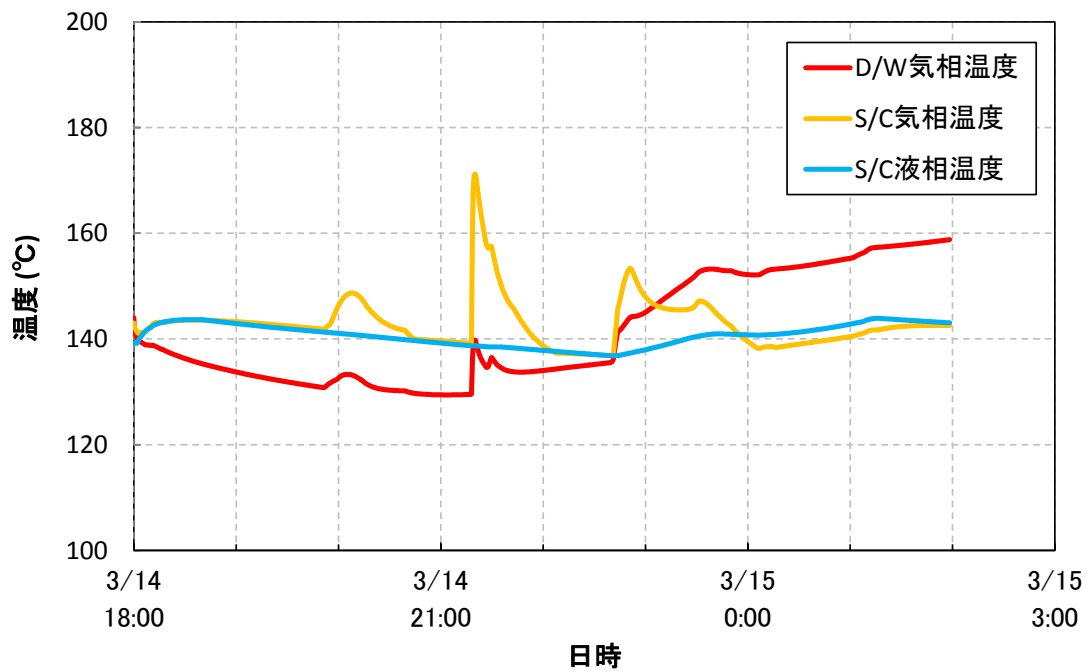


図 2-8 ベースケース解析結果 (格納容器内温度)

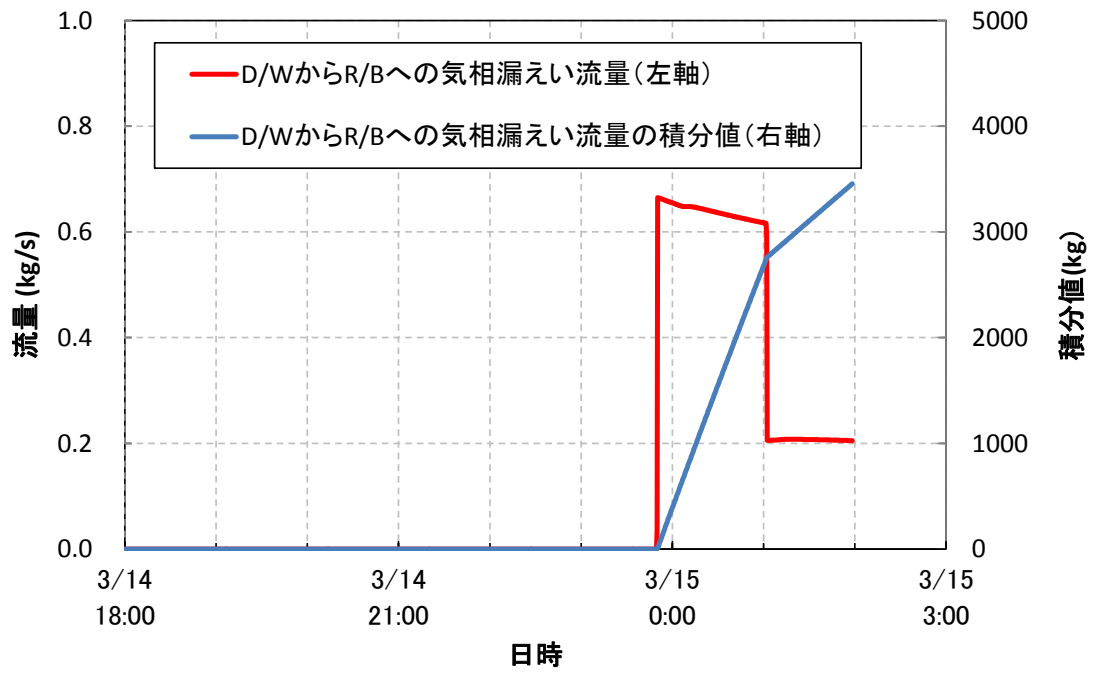


図 2-9 ベースケース解析結果 (D/W から R/B への気相漏えい流量)

2.2.3.2. 感度解析ケース

2.2.3.1 項のベースケース解析に対して、表 2-4 に示す感度解析ケースを実施する。

ベースケース解析では、D/W⇒R/B の漏えいを仮定することによる D/W 圧力（3/15 0:00 頃以降の低下傾向）の再現性を確認した。ここでは、D/W⇒R/B への漏えいを仮定しない場合に D/W 圧力を再現する状況の有無を確認するための感度解析を行う。格納容器圧力を低下させる要因として、大きく分けて気相漏えいと蒸気の凝縮が考えられる。このうち蒸気の凝縮は、格納容器内の蒸気割合と冷却状態に依存する。このため、気相漏えいを考慮しないケース（感度ケース①）、格納容器への蒸気放出挙動が変化するケース（感度ケース②）、格納容器内の冷却状態が変化するケース（感度ケース③）を実施する。

また、D/W 気相温度の不確かさに関する参考情報を得るため、RPV 壁面と D/W 空間の熱伝達係数を変化させた感度解析（感度ケース④）を行う。さらに、下部プレナムへの燃料デブリ落下の推定に対する妥当性確認の一環として、3/14 23:40～3/15 0:00 頃の蒸気発生量を変化させた感度解析（感度ケース⑤）を行う。

なお、これらの感度解析ケースは D/W 圧力および温度への定性的な影響を確認することを目的としているため、感度ケースに対して測定値を再現するための減圧条件や蒸気・水素発生条件の調整は行わない。

表 2-4 感度解析ケース

感度解析 ケース	内容	目的
①	ベースケースから D/W⇒R/B 漏えい非考慮	漏えいを考慮しない場合の D/W 圧力の再現性を確認するため
②	感度ケース①から 22:40～23:50 に RPV⇒D/W の気相漏えいを仮定	格納容器内への蒸気放出挙動の変化による D/W 圧力への影響を確認するため
③	感度ケース①から 23:50 以降の S/C 除熱量を増加	格納容器の冷却状態の変化による D/W 圧力への影響を確認するため
④	ベースケースから RPV⇒D/W の熱伝達係数を変更	RPV⇒D/W の伝熱状況の変化による D/W 気相温度への影響を確認するため
⑤	ベースケースから 3/14 23:40～3/15 0:00 頃の蒸気発生量を変更	下部プレナムへの燃料デブリ落下の推定の妥当性を確認するため

感度ケース①：ベースケースから D/W⇒R/B 漏えい非考慮

ベースケースにおいて 23:50 頃から仮定していた D/W⇒R/B の漏えいを考慮しない場合の D/W 圧力挙動の再現性を確認する。

原子炉圧力、D/W 圧力及び S/C 圧力の解析結果と実測値との比較を図 2-10、図 2-11 に示す。3/15 0:00 頃以降の D/W 圧力が上昇傾向となり、ベースケース条件における蒸気の凝縮のみでは測定値の低下傾向は再現されない結果となった。

感度ケース②：感度ケース①から 22:40～23:50 に RPV⇒D/W の気相漏えいを仮定

格納容器への蒸気放出挙動の変化による D/W 圧力への影響を確認するため、感度ケース①に対して、22:40～23:50 の期間に RPV⇒D/W への気相漏えいを仮定した解析を行う³。炉内計装配管の漏えいを仮定して炉心部から D/W への気相漏えいのパスを設定し、漏えい面積には適当な値として 10cm²を設定した。

原子炉圧力、D/W 圧力及び S/C 圧力の解析結果と実測値との比較を図 2-12、図 2-13 に、格納容器温度の解析結果を図 2-14 に示す。漏えいパスの追加により、RPV 圧力は低下し、D/W 圧力は上昇している。D/W 圧力は上昇の後わずかに低下しているが、これは図 2-14 に示すように RPV からの直接的なリークにより D/W 温度が急上昇した後、D/W 内の構造物等により冷却されたためである。ただし、その後の RPV から S/C への蒸気流出の影響により再び上昇傾向に転じている。上記のように格納容器への蒸気放出挙動を変化させた場合でも D/W 圧力の低下傾向は再現されない結果となった。

感度ケース③：感度ケース①から 23:30 の S/C 除熱量を増加

格納容器の冷却状態の変化による D/W 圧力への影響を確認するため、感度ケース①に対して、23:50 以降に S/C 外部冷却量を増加した解析を行う。事故時のトーラス室の浸水状況は明らかになっておらず、浸水量の増減の想定については自由度が大きいため、ここでは当該時刻にトーラス室内の水位が上昇して冷却量が増大したことを想定する。外部冷却量の増大を模擬するため、トーラス壁の熱伝達係数を 10 倍に変更した。これは、S/C 外壁が大気圧の飽和水に水没した場合に概ね相当す

³ 漏えい期間を限定する理由：22:40 以前および 23:50 以降は RPV 圧力の測定値 \geq D/W 圧力の測定値であり、前述のように水位計配管内の水の蒸発により RPV 圧力が過小評価されている可能性を考慮すると、実際にはこの期間も RPV 圧力 $>$ D/W 圧力となっていたと考えられる。RPV⇒D/W の漏えいがあった場合には、RPV 圧力低下時に D/W 圧力と均圧するはずであるため、22:40 以前および 23:50 以降には RPV⇒D/W の漏えいはなかったものと推定される。漏えい口の閉塞については、炉内計装配管からの漏えい口はデブリにより閉塞する可能性があることが指摘されている[9]。

る。

原子炉圧力、D/W 圧力及び S/C 圧力の解析結果と実測値との比較を図 2-15、図 2-16 に示す。感度ケース①と比較して D/W 圧力の上昇傾向は緩やかになるものの、S/C 除熱量の増加のみでは D/W 圧力の低下傾向は再現されない結果となった。

以上の感度ケース①、②、③の検討より、本評価において想定する事故進展においては、3/15 0:00 頃以降の D/W 圧力の低下傾向を再現するためには、D/W から R/B への漏えいを仮定する必要があることが確認された。

感度ケース④： ベースケースから RPV⇒D/W の熱伝達係数を変更

RPV から D/W への伝熱状況の変化による D/W 気相温度への影響を確認するため、ベースケースに対して RPV⇒D/W の熱伝達係数を 2 倍/4 倍に変更した解析を行う。ベースケースの熱伝達係数は通常運転時の熱バランスに基づき推定した値であるが、RPV 壁が高温になった場合に熱伝達係数が増大する可能性を考慮したものである。

格納容器温度の解析結果を図 2-17 に示す。RPV⇒D/W の熱伝達係数の増加に伴い、D/W 気相温度が増加していることが分かる。21:20 頃の水位計指示値の増加の要因として、水位計基準面器側配管内の水（飽和温度：約 152℃）が蒸発した可能性が考えられるが、図 2-17 は D/W 気相温度がこの程度まで上昇する可能性を示唆している。なお、ベースケース解析では D/W 気相温度の不確かさを含めて圧力を再現するような条件をサーチして設定しているため、本評価の目的に対してベースケース評価結果は妥当と考えられる。

感度ケース⑤： ベースケースから 3/14 23:40～3/15 0:00 頃の蒸気発生量を変更

表 2-3 にて、3/14 22:40 頃から 23:40 頃にかけて下部プレナムへの燃料デブリの落下が生じ、以降 3/15 0:00 頃までは下部プレナムに落下した燃料デブリの崩壊熱による蒸気発生が生じていると推定した。3/14 23:40～3/15 0:00 頃の蒸気発生量として、ベースケースでは炉心の全崩壊熱の約 40%が水の蒸発に寄与した場合の蒸気発生量を設定することで、特に 23:40 以降の短い期間の RPV 圧力の低下挙動を良好に再現できている。この蒸気発生を無くした場合（下部プレナムに燃料デブリが無い場合）と、蒸気発生量を 2 倍に増加させた場合（より多くの燃料デブリが下部プレナムに落下している場合）の測定値の再現性への影響について確認する。

3/14 23:40～23:43 の RPV 圧力の解析結果を図 2-18 に示す。蒸気発生を無くした場合には RPV 圧力の測定値を過小評価し、蒸気発生量を 2 倍にした場合には過大評価している。RPV 圧力の減少速度は SRV の開口面積に依存するため定量的な不確かさは含まれるものの、この期間にある程度の燃料デブリが下部プレナムに落

下していると推定することは妥当と考えられる。

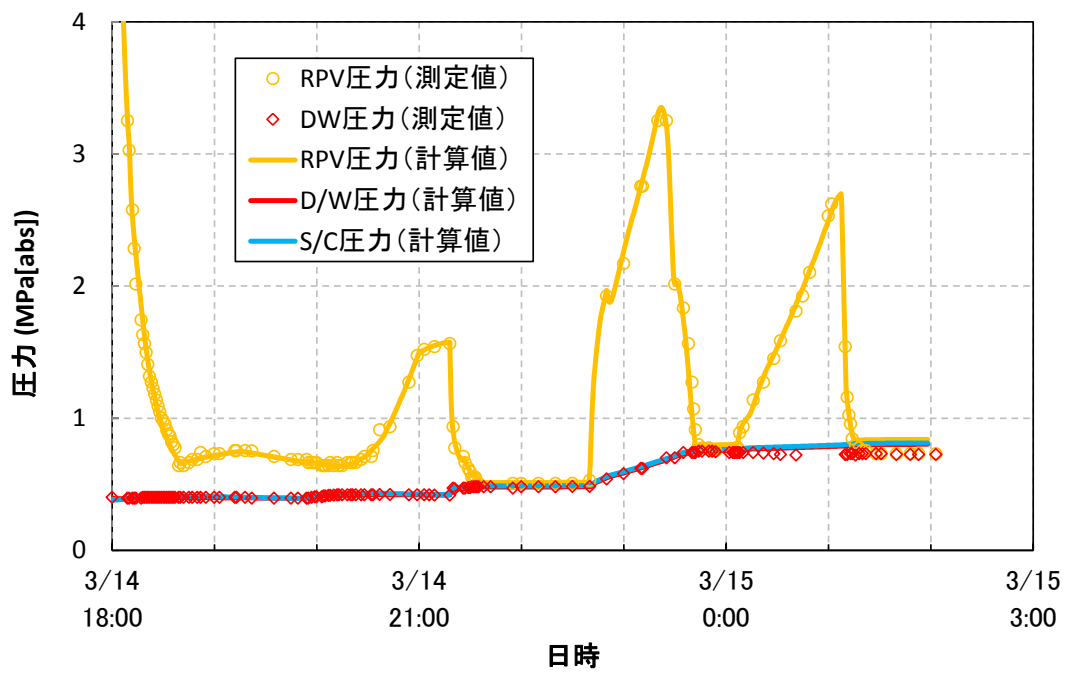


図 2-10 感度ケース①解析結果 (圧力) : 表示圧力範囲 0~4MPa

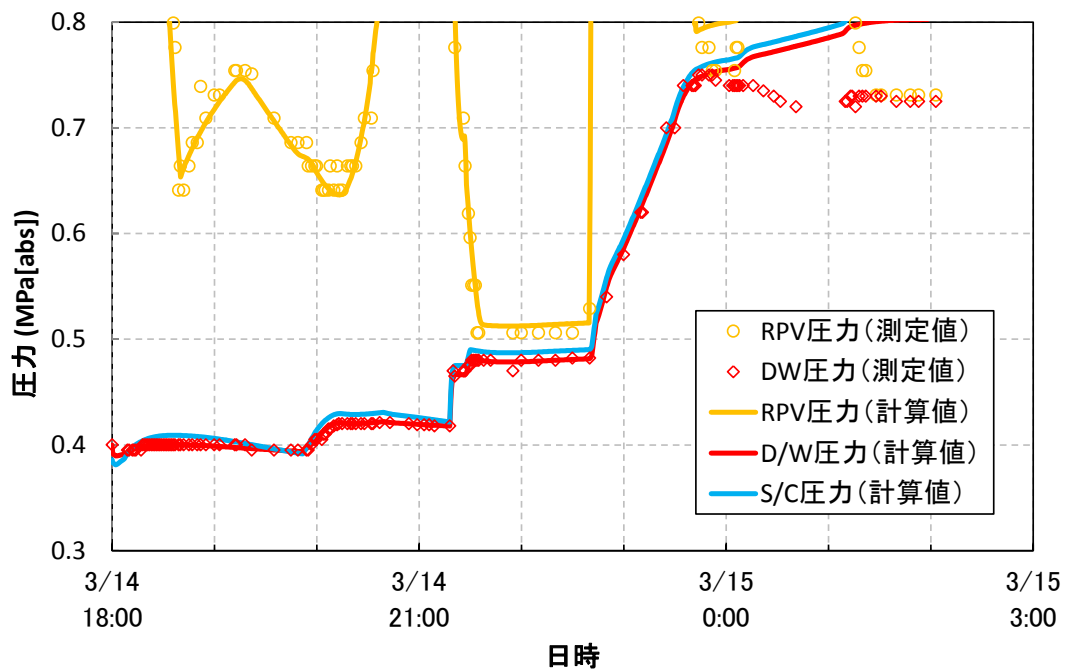


図 2-11 感度ケース①解析結果 (圧力) : 表示圧力範囲 : 0.3~0.8MPa

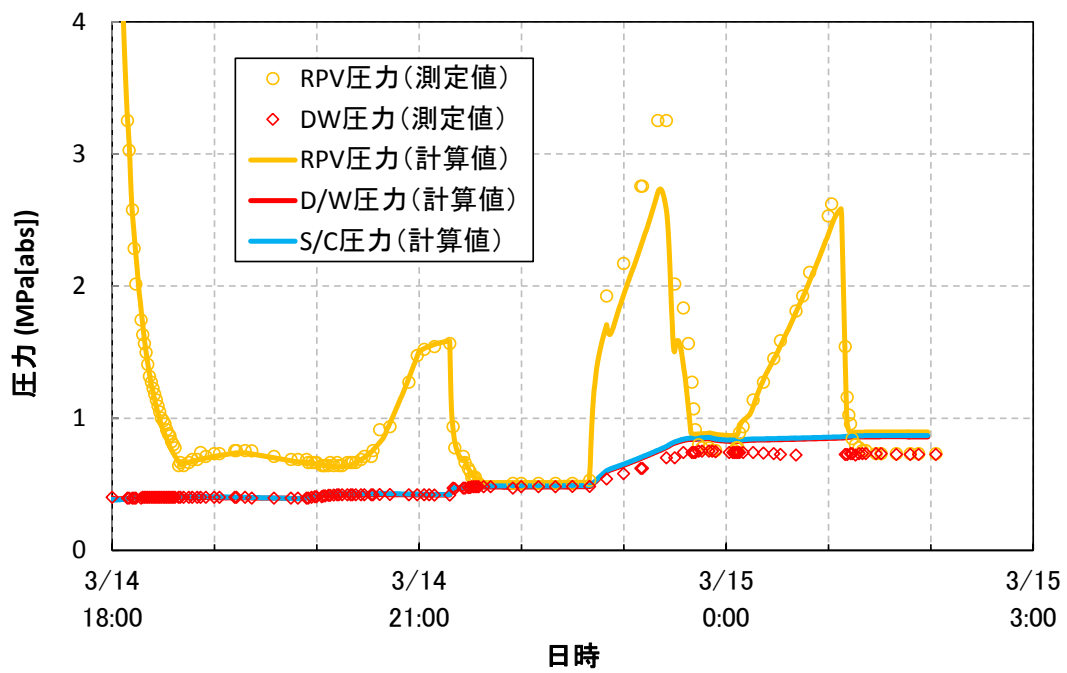


図 2-12 感度ケース②解析結果 (圧力) : 表示圧力範囲 0~4MPa

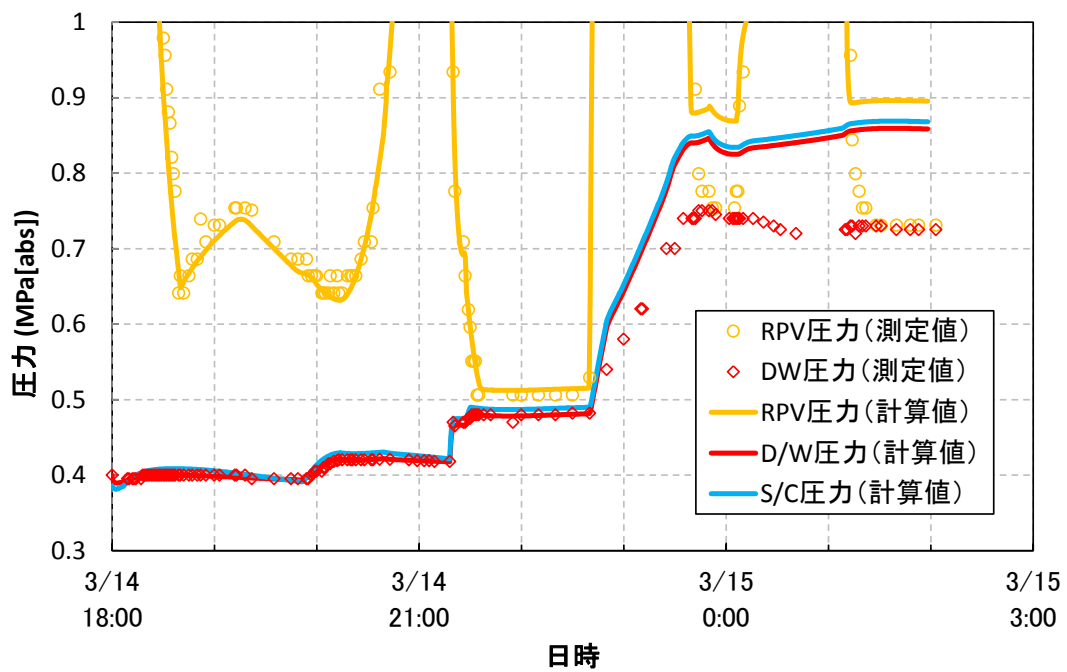


図 2-13 感度ケース②解析結果 (圧力) : 表示圧力範囲 : 0.3~0.8MPa

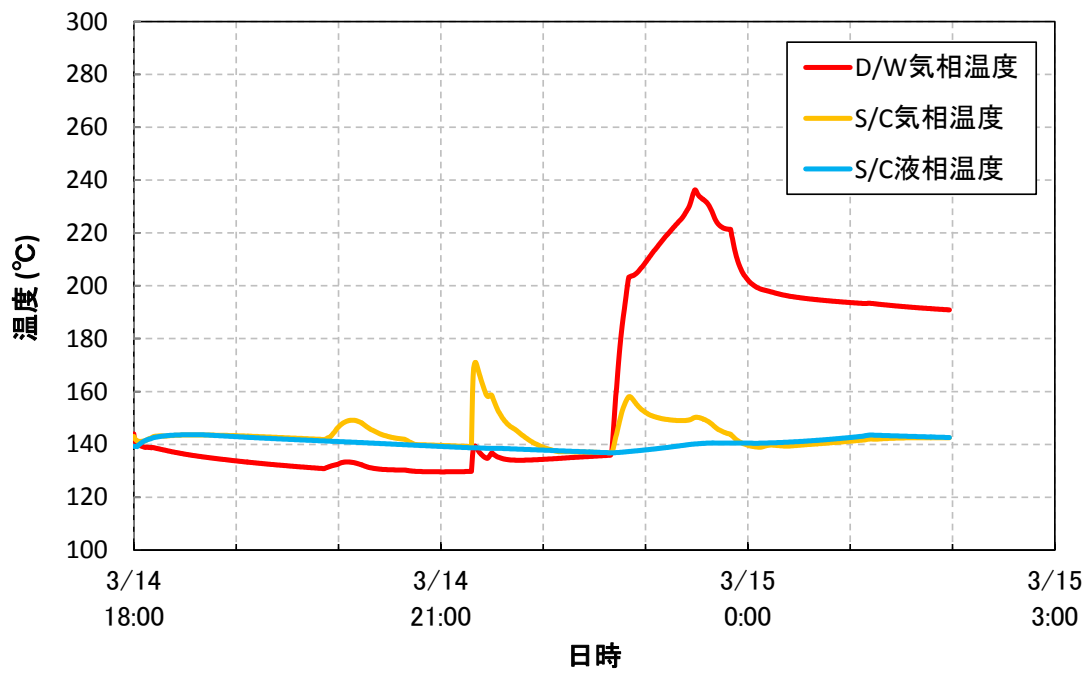


図 2-14 感度ケース②解析結果 (格納容器温度)

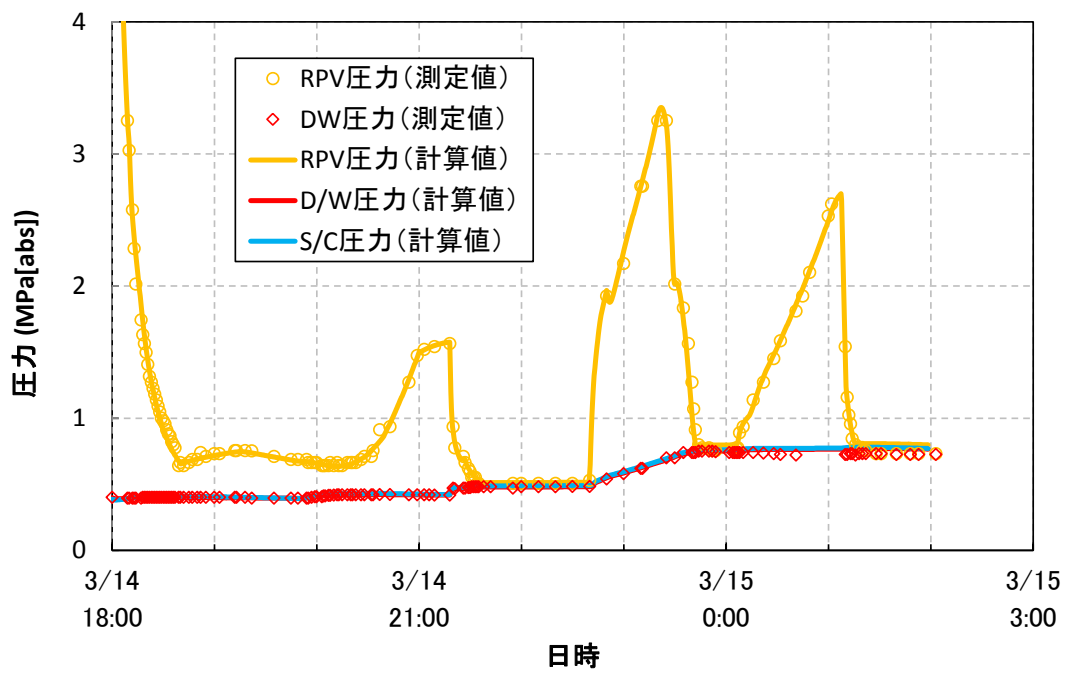


図 2-15 感度ケース③解析結果 (圧力) : 表示圧力範囲 0~4MPa

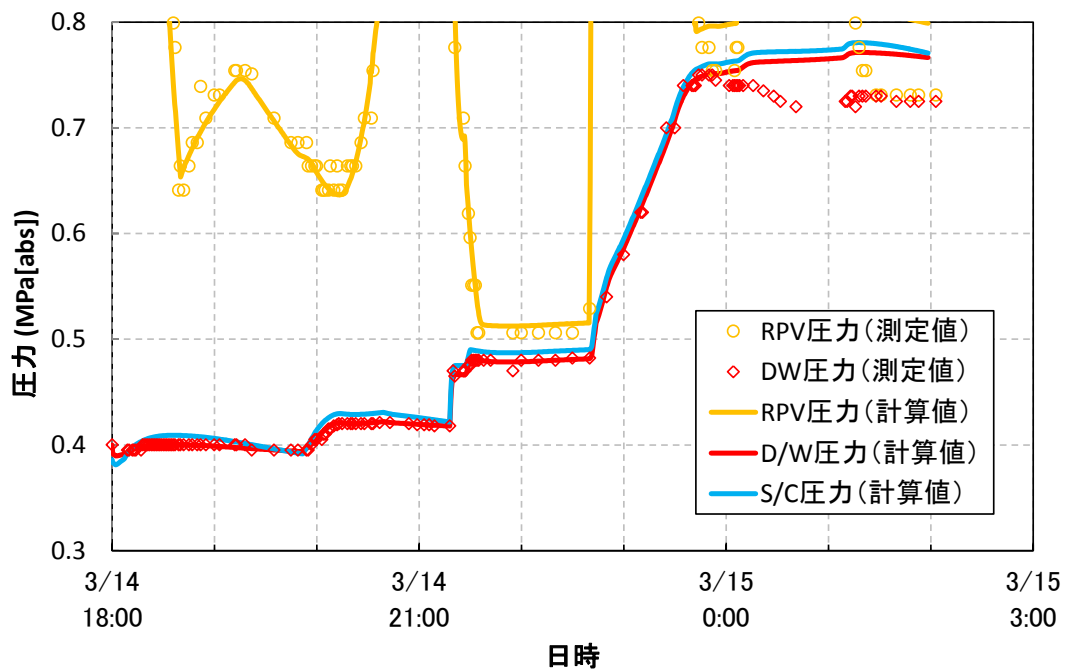


図 2-16 感度ケース③解析結果 (圧力) : 表示圧力範囲 : 0.3~0.8MPa

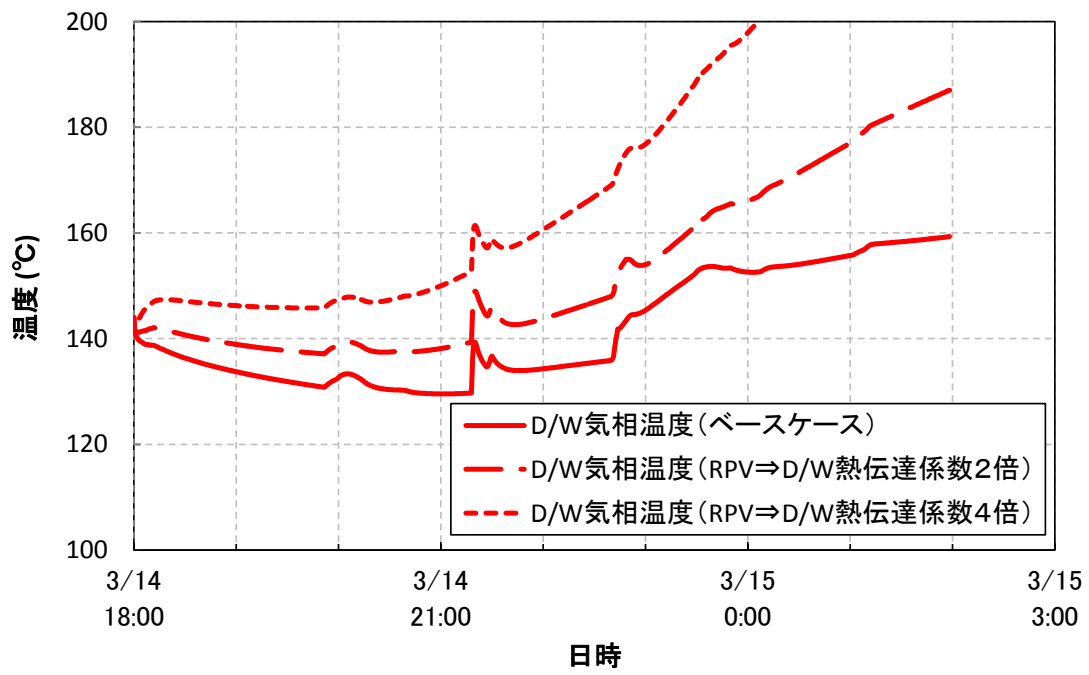


図 2-17 感度ケース④解析結果 (D/W 気相温度)

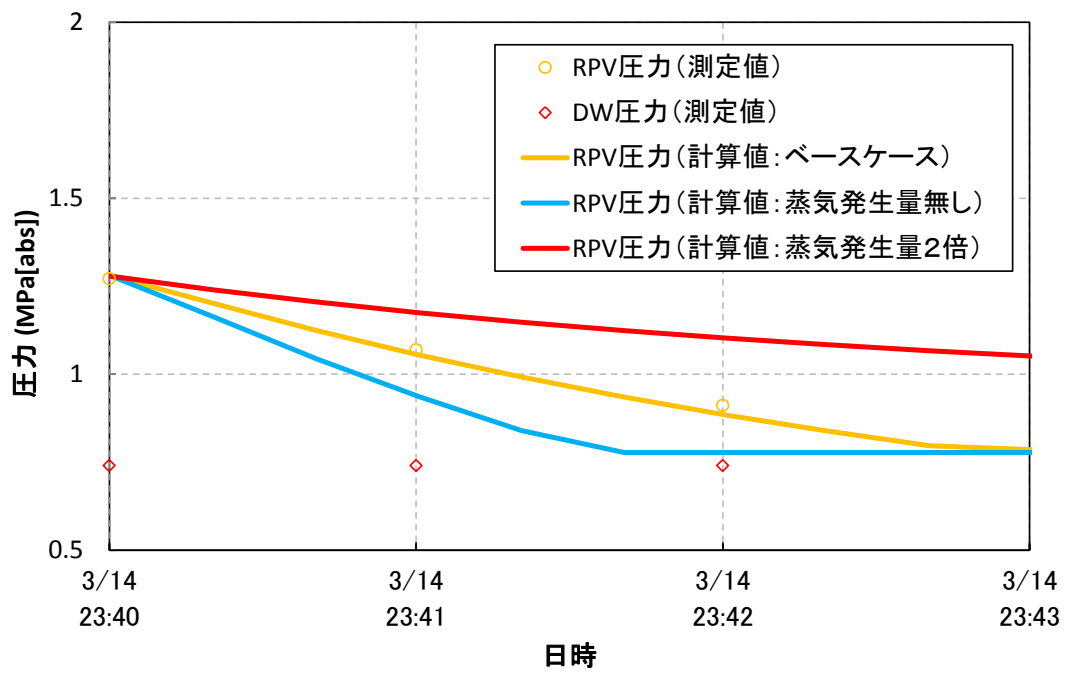


図 2-18 感度ケース⑤解析結果 (RPV 圧力)

2.3. 強制減圧後の事故進展挙動に関する評価

これまでの検討に基づき、原子炉圧力変化の要因とこれに係わる炉心および格納容器での事故進展挙動を推定する。

表 2-1に示した事故進展状況に基づいて解析のシナリオを設定し、原子炉圧力および格納容器圧力を良好に再現するような解析条件（減圧条件、蒸気・水素発生量）を得ることができた。この解析条件はパラメータの調整によって得られたものであるが、その設定の妥当性について表 2-3に示した。これらより、表 2-1に示した事故進展状況により原子炉圧力および格納容器圧力の測定値の傾向を説明できることが確認された。

これに加え、表 2-3に示した解析条件の妥当性確認の過程において、事故進展に関わる以下の点が推定された。

- ◇ 3/14 22:40頃～23:40頃のRPV圧力の上昇は、一部の燃料デブリが崩落して下部プレナムの水中へ落下したことに伴う大量の蒸気発生によるものと推定される。23:40頃までにデブリ温度は飽和水温度付近まで低下して蒸気発生量は小さくなるが、3/15 0:06頃に再び燃料デブリの落下が生じ、RPV圧力を上昇させたものと推定される。また、3/15 1:10頃には下部プレナム内の保有水はほぼ消失していた可能性がある。
- ◇ 本評価にて設定した水素発生量は、3/15 0:00の段階で約940kg、3/15 2:00の段階で約975kgであり、これは炉心部で酸化しうるZrのうちの大部分が酸化した場合の水素発生量に相当する。このことから、3/15 0:00の時点で炉内での水-金属反応の大部分は終了していた可能性がある。

また、2.2.3.2項の感度解析を通じて、事故進展に関わる以下の点が確認された。

- ◇ 本評価において想定する事故進展においては、3/15 0:00頃以降のD/W圧力の低下傾向を再現するためには、D/WからR/Bへの漏えいを仮定する必要がある。
- ◇ 3/14 21:20頃の水位計指示値の上昇は、D/W温度の上昇により水位計配管内の水が蒸発したことが原因である可能性がある。

以上で得られた知見に基づき、1F2強制減圧後の事故進展挙動を評価した結果を表 2-5にまとめる。SRV開閉やD/W⇒R/Bへの漏えい、蒸気および水素の発生量について、その程度や時系列の変化は図 2-3、図 2-4に示したものを評価結果とする。

表 2-5 1F2 強制減圧後の事故進展の評価結果

日	時刻	事故進展	根拠
3/14	18:02	SRV 強制開	表 2-1 参照
	18:40 頃	SRV 自重閉鎖	表 2-1 参照
	19:20 頃	SRV 微開	表 2-1 参照
	19:54	注水再開	表 2-1 参照
	19:54 頃	炉内で水素発生開始	表 2-3 参照
	20:40 頃	微開状態の SRV が閉鎖 (21:20 まで主に炉内の水素発生により RPV 圧力 上昇)	表 2-3 参照
	21:20 頃	SRV 強制開	表 2-1 参照
	21:30 頃	SRV 開状態維持 (以降は開状態維持が継続)	表 2-1 参照
	22:40 頃	一部の燃料デブリが崩落し下部プレナムの水中に 落下	表 2-3 参照
	23:25 頃	落下した燃料デブリがクエンチし蒸気発生量低下 (この頃までに炉内の水素発生の大部分は終了)	表 2-3 参照
23:50 頃	D/W から R/B への漏えい開始	表 2-3 参照	
3/15	0:06 頃	一部の燃料デブリが崩落し下部プレナムの水中に 落下	表 2-3 参照
	1:10 頃	SRV 強制開 下部プレナム内の水の消失により蒸気発生量低下	表 2-1 参照 表 2-3 参照

3.まとめ

1F2 において事故後に観測された原子炉圧力・格納容器圧力等の挙動を分析し、炉心及び格納容器での事故進展挙動を明らかにすることを目的として、強制減圧後の原子炉圧力の挙動、および格納容器圧力の挙動について分析を行った。事故時の測定値に基づく事故進展の推定、および解析コードによる検討を実施し、以下の成果が得られた。

(1) 原子炉圧力挙動に係わるプラント状況の推定では、

当社事故調査報告書やプラントデータ等に基づき、1F2 強制減圧後の主蒸気逃がし安全弁の開閉状況、水素発生時期およびタイミング、原子炉圧力容器や格納容器の漏えいの有無等の事故進展状況を推定した。

(2) 原子炉圧力挙動の解析評価では、

(1) にて推定した事故進展状況に基づき、3月14日18時の原子炉強制減圧から始まる原子炉圧力挙動の再現解析を汎用熱水力解析コード GOTHIC 8.0(QA)を用いて実施した。原子炉圧力および格納容器圧力を良好に再現するような解析条件(減圧条件、蒸気・水素発生量)をサーチし、これを得ることができた。また、その解析条件設定の妥当性について説明が可能であることを示した。これらより、(1) にて推定した事故進展状況により原子炉圧力および格納容器圧力の測定値の傾向を説明できることを確認した。

(3) 強制減圧後の事故進展挙動に関する評価では、

(1) にて推定した事故進展状況に対し、(2) の解析評価から得られた知見(設定した解析条件から推定される事故進展挙動に関する知見、および感度解析から得られた知見)を盛り込み、事故進展挙動の評価結果としてまとめた。

加えて、添付資料 2-7 にて推定した事故進展、すなわち、消防車の注水により水蒸気が発生し、水蒸気が Zr と反応することで大量のエネルギーと水素が発生して原子炉圧力が上がり、その圧力上昇によって消防車からの注水が出来なくなり、水素発生が止まり、原子炉圧力が低下に転ずるとのシナリオ、に加え、水-金属反応によって燃料温度が上昇し、燃料が溶融することで、燃料デブリが原子炉圧力容器の下部プレナムに落下し、落下した燃料が水を蒸発させることによっても水-金属反応が引き起こされている可能性があることがわかった。また、本解析により、SRV が開のまま維持されている状態となっているのならば、1000kg 近い水素が発生している可能性があり、従来の評価よりも水素発生量が大きくなっている可能性があることがわかった。

参考文献

- [1] 日本原子力学会 2015 年春の年会 予稿集, “東京電力福島第一原子力発電所炉内状況把握の解析・評価 (49)福島第一原子力発電所 2 号機の減圧後の原子炉圧力上昇に関する考察 (その2)”, 2015.03.20-22
- [2] 東京電力 "福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告" 2013/12/13
- [3] 東京電力 "福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告" 2014/8/6
- [4] Electric Power Research Institute, "GOTHIC thermal hydraulic analysis package technical manual: version 8.0(QA)," Report No. NAI 8907-06 Rev 19 (2012).
- [5] Electric Power Research Institute, "GOTHIC thermal hydraulic analysis package qualification report: version 8.0(QA)," Report No. NAI 8907-09 Rev 12 (2012).
- [6] "Information Portal for the Fukushima Daiichi Accident Analysis and Decommissioning Activities," <https://fdada.info/index>
- [7] (財)原子力安全研究協会 "軽水炉燃料のふるまい" 平成 10 年 7 月
- [8] 理科年表 第 84 冊机上版 平成 23 年
- [9] Electric Power Research Institute, "Fukushima technical evaluation: phase 1-MAAP5 analysis," Report No. 1025750 (2013).

2号機の15日のCAMS測定値の急上昇について

1. はじめに

2号機では、3月14日昼頃にCAMSの復旧が完了し、格納容器(D/W)および格納容器(S/C)内のガンマ線による線量の測定が可能な状況となっている。2号機の事故進展では、3月14日、18時頃の原子炉減圧に成功し、消防車による注水が始まった後に炉心損傷、炉心溶融に至ったものと推定されている。そのため、1, 3号機とは異なり、2号機については事故が深刻化する状況がCAMSにより記録されている状態となっている。特に、3月15日16時10分には、最高値となる138Sv/hを記録しているが、この線量上昇が格納容器内でのどのような状況変化を反映したものであるか解明しておらず、2号機-12として課題設定をしている。

本添付資料では、この2号機のCAMS測定値の変化について、検討を行った。

2. CAMSの測定データについて

図1に3/14 12:00から3/16 0:00までの期間に測定されたCAMSのデータを、片対数グラフにて示す。以下に、それぞれの時間帯毎の特徴を説明する。

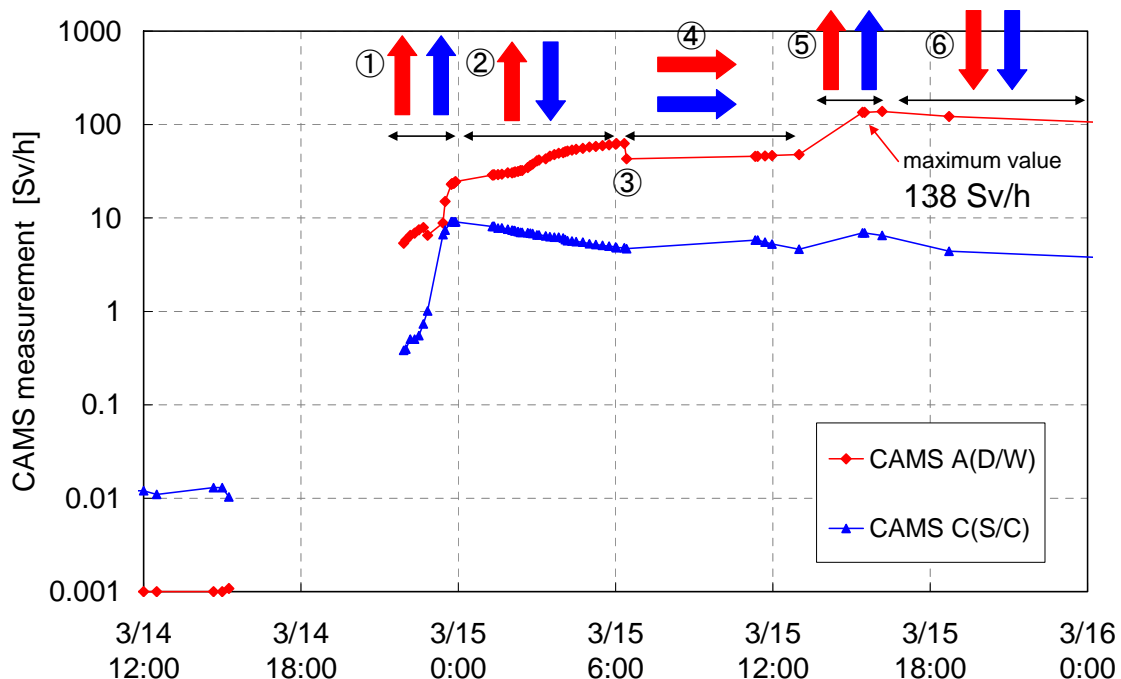


図1 CAMSによる測定結果

2.1. 3/14 12:00 から 3/14 18:00 まで

CAMSの復旧が完了した3/14 12:00ごろはD/W及びS/Cの線量率測定値は非常に

小さく、燃料の健全性が保たれていたことが示されている。この後、しばらく測定が中断されていた。

2.2. 3/14 21:55 から 3/15 0:00 まで (①の期間)

その後 21:55 から測定が再開され、この時間帯は、D/W 及び S/C の測定線量率が両者ともほぼ単調に増加していく事が確認できる

2.3. 3/15 0:00 から 3/15 6:00 まで (②の期間)

日付が変わると、D/W の測定値は上昇を継続するものの、S/C の測定値は減少に転ずる。

2.4. 3/15 6:00 から 3/15 13:00 まで (③④の期間)

この期間内では、6:20 から 6:25 の短期間の中に、D/W の線量率が 62.7Sv/h から 43.0Sv/h へと急減している。

その後、D/W、S/C ともに大きな線量変化は観測されていない。

2.5. 3/15 13:00 から 3/15 16:10 まで (⑤の期間)

D/W の測定線量が急上昇し、15:25 には 135Sv/h、16:10 には 138Sv/h (最高値) を計測した。13:00 に 47.7Sv/h を観測した以降、15:25 までの期間、測定が中断しているため、この急激な線量上昇がどのくらいの時間幅で発生したのかははっきりしないものの、短時間での急激な上昇であることは間違いない。

2.6. 3/15 16:10 から 3/16 0:00 まで (⑥の期間)

16:10 での最高値を記録した以降、測定値は単調に減少した。図 2 に、3/16 0:00 以降も含めた CAMS の測定データを示す。3/15 の最高値以降、長期にわたって、ほぼ単調に減少している事が確認できる。

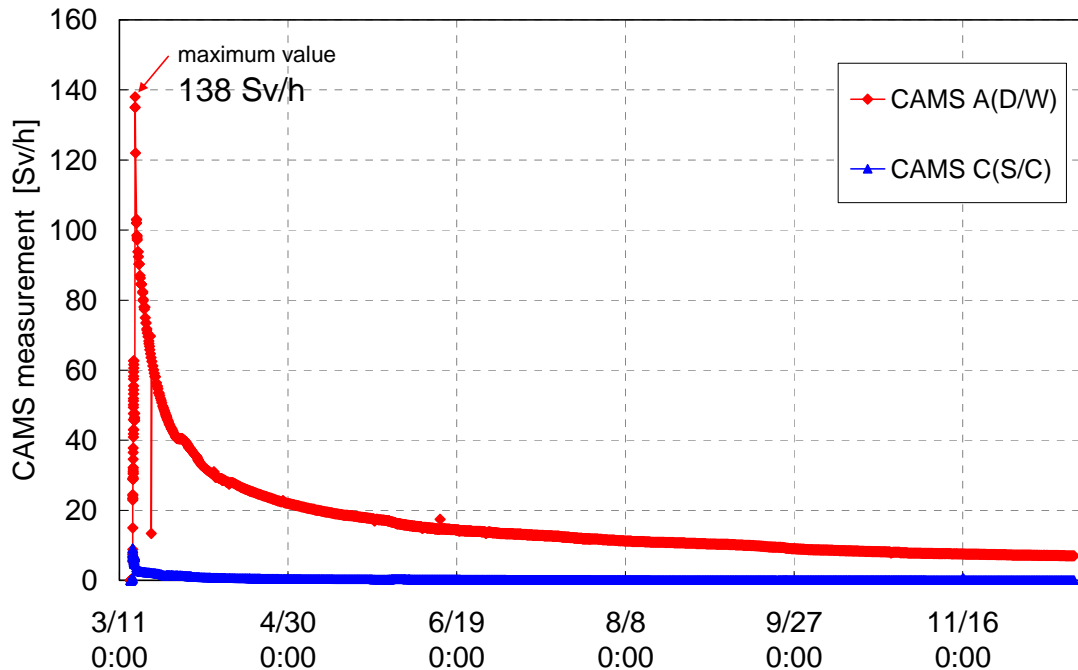


図2 長期間の CAMS による測定結果

3. 測定結果からの検討

2. にて整理した測定結果から、それぞれの着目点について、以下のように整理できる。

①：2号機は、消防車注水が始まった3/14 19:54以降に炉心損傷に至ったと推定されていることから、この時間帯に線量が上昇していく傾向は事故進展の推定と整合している。また、D/W、S/Cの両線量率が上昇していることから、この期間中には、SRVを通じて原子炉内の核分裂生成物（FP）がS/Cに移行し、さらに真空破壊弁を通過してD/Wに移行していると考えられる。

②：この時間帯は炉心損傷・炉心熔融が進展している時間帯と考えられるため、D/Wの線量率が継続的に上昇することについては、事故進展の推定と整合している。しかしながら、S/Cの線量率が上昇していないことから、SRVを通じたFPのS/Cへの移行が無くなり、原子炉圧力容器からの漏えいが始まることによるFPのD/Wへの直接移行の影響を捉えた可能性がある。これは、課題2号機-11「2号機原子炉格納容器の気相漏えいについて」に関連するものであり、今後検討が必要である。

③：この時間は4号機の爆発(3/15 6:14)とほぼ同じ時間である。また、15日朝には2号機のブローアウトパネルから蒸気が漏えいしているところの確認されており、この線量減少がこういった事態から何らかの影響を受けたことに由来する可能性があるが、原因は判明していない。

④：この時間帯は、福島第一発電所で作業していた所員が極端に少なかった時期であるため、データが少ないという事情はあるものの、測定データに大きな相違が無いこ

とから、原子炉が安定した状態であった可能性がある。

⑤：前述のとおり、2時間かけて上昇したのか、数分程度の短時間での上昇であったのか、データからは判別できないが、相当急激な上昇であったことから、何らかの状態変化を反映した可能性が高い。定量的な評価は出来ていないものの、2号機は最終的に原子炉が破損し、燃料デブリの一部が格納容器に落下していると推定していることから、原子炉の破損があった場合には、この時間帯に発生した可能性が高い。

⑥：長期データも含め、最高値を記録した以降は、測定線量率が単調に減少しているため、2号機に関しては、3/15夕方以降、放射性物質の追加放出を伴うような燃料の再過熱、再熔融、燃料デブリの移動などによる状態変化は発生していないものと推定される。

4. まとめ

2号機で測定された CAMS の線量率の測定データについて整理を行い、そこから評価される事故進展シナリオについて検討を実施した。その結果から、2号機の原子炉の状態として、以下の可能性があることがわかった。

- ・ 原子炉の底部が破損する前から、原子炉の健全性が失われ、気体が原子炉から D/W に直接漏えいする状態となっている可能性がある。
- ・ 原子炉の底部が破損し、燃料が格納容器に落下していると推定しているが、その破損は 3/15 の午後に発生した可能性がある。また、その際に大量の FP を格納容器内に放出している。
- ・ 3/15 夕方以降、再過熱、再熔融、燃料デブリの移動などによる状態変化は発生していない

2号機 14,15日に測定された CAMS 測定値から推定する FP 移行挙動について

1. 現象の概要と検討課題

福島第一原子力発電所 2号機は、1号機、3号機と異なり、原子炉減圧時は原子炉水位が燃料有効長頂部（TAF）を若干切る程度の水位であり、原子炉減圧前には炉心損傷が発生していないと評価されている。また、原子炉減圧時に減圧沸騰により多くの冷却水を喪失したことにより、原子炉減圧後は原子炉水位が燃料有効長底部（BAF）を下回る程度にまで急減している。この原子炉減圧時に発生した蒸気により、燃料は冷却されていると考えられることから、2号機の炉心損傷は、原子炉圧力が低い状態、かつ、原子炉水位も BAF より低い状態から、燃料が過熱状態となり、炉心損傷、炉心溶融へとつながったものと推定している。

しかしながら、消防車を用いた注水では、添付資料 1-4 に示す通り消防車から注水された水の全量が原子炉に注水されたわけではなく、一部はバイパス流路に漏えいした可能性が高い。そのため、炉心損傷・炉心溶融につながる、燃料過熱、水-ジルコニウム反応による熱発生が、いつ、どのような規模で発生しているかは課題となっていた。

2015年5月に公表した、第3回報告書添付資料 2-9、2-10において、2号機での炉心損傷、炉心溶融の発生時期を特定するための検討がなされ、添付 2-9 では図 1 に示す原子炉減圧後に発生した3度の原子炉圧力上昇の際に炉心損傷、炉心溶融が発生し、特に、2回目の原子炉圧力上昇の際が最もエネルギー発生が激しかった可能性が高いとの推定結果を示した。

添付資料 2-10 では、図 2 に示す格納容器ドライウェル（D/W）及び圧力抑制室（S/C）の格納容器雰囲気モニタ系（CAMS）の測定値について時間変化の傾向から、炉心損傷、炉心溶融の発生時期、原子炉・格納容器の健全性について推定を行っている。しかしながら、各変動イベント時の CAMS 測定値と FP 放出量との定量的な関係までは評価していない。また、トレンドとしては、14日夜間の線量上昇は S/C から D/W への放射性物質（FP）の移行を示唆しているが、上流側の S/C 側の CAMS の測定値の方が下流側の D/W の CAMS の測定値よりも小さい（S/C 側の方が D/W 側よりも汚染が少ないように見える）ことや、15日未明から早朝にかけて S/C 側の CAMS 測定値が半減期約 6 時間で減衰しているが、そのような半減期に 1 対 1 で対応する FP が無いことなど、定性的には説明がついても、定量的には説明が難しい点が存在している。

これらの点について、各変動時における CAMS 測定値と FP 放出量との関係を求めることで、炉心損傷・溶融過程における格納容器内の FP 放出挙動を推定することができる。そこで、本検討では ORIGEN ならびに MCNP を用いた線源-線量模擬解析結果と CAMS 測定値とを比較することで、CAMS 測定値を定量的に説

O.P.表記の取扱いについては、本報告書本文「10. 補足」参照。

明するとともに、炉心損傷・溶融過程における FP 放出挙動について検討した。

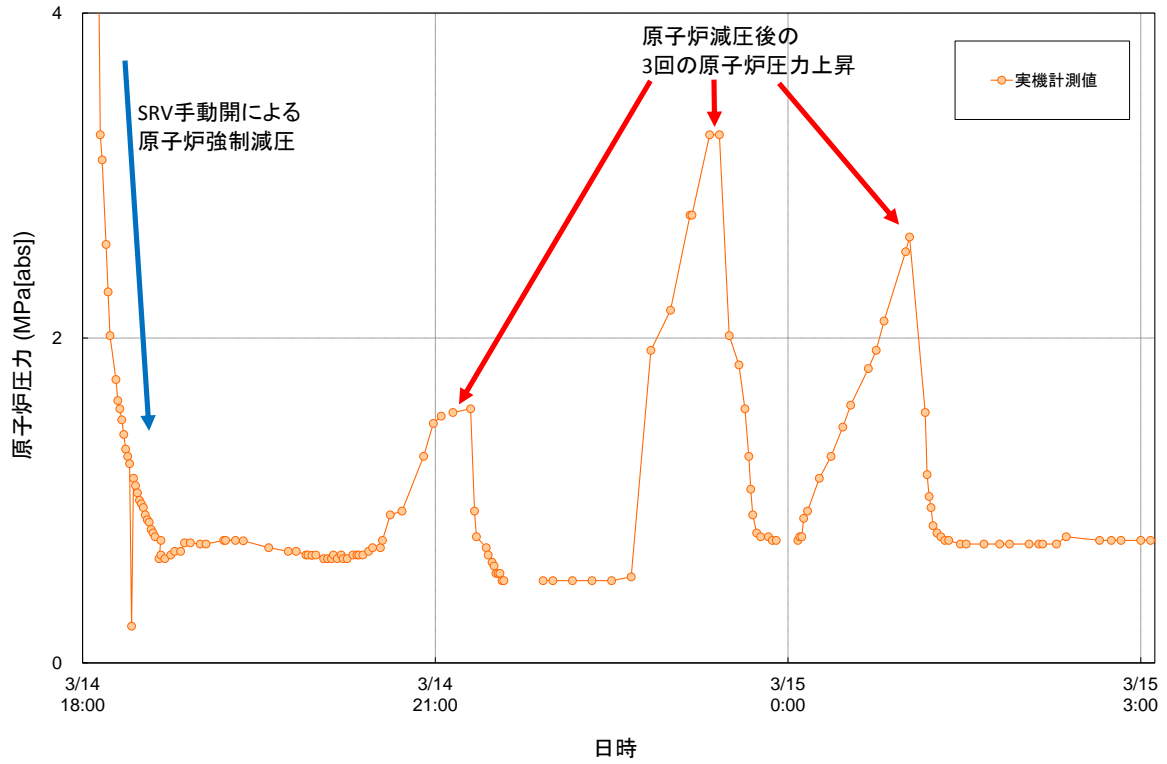


図1 原子炉減圧後に発生した3度の原子炉圧力上昇

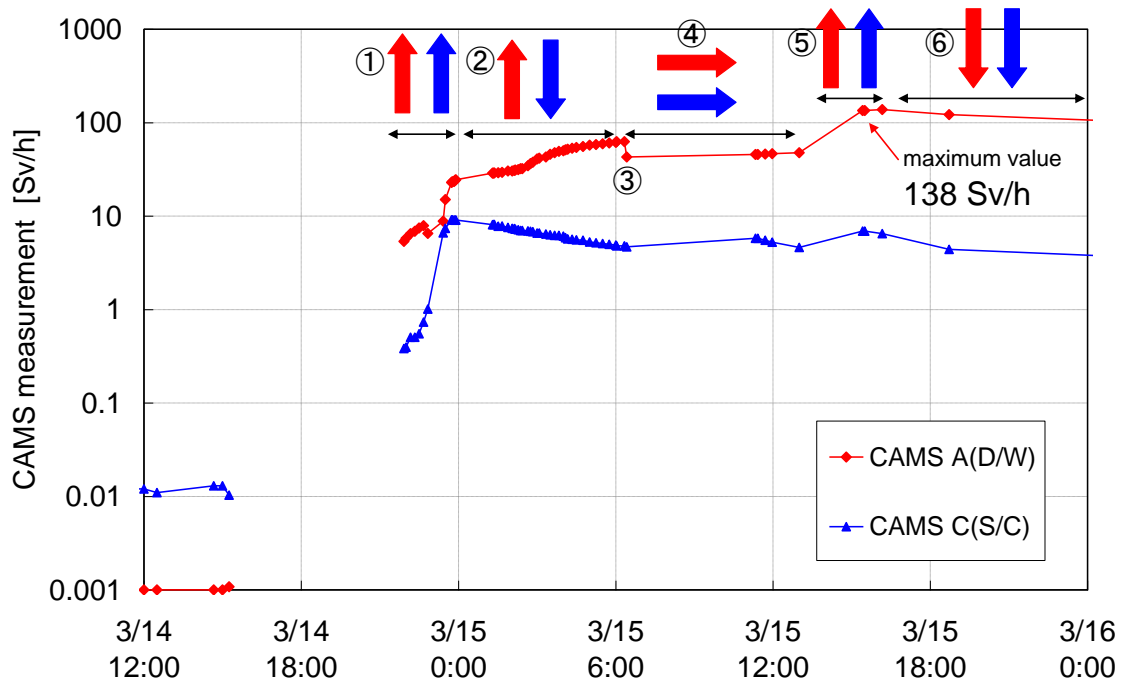


図2 CAMSによる測定結果

2. CAMS 測定値の着目期間と挙動について

2. 1. 3/14 12:00 から 3/14 18:00 まで

仮設交流電源を接続し CAMS の測定を開始した 3/14 12:00 ごろから 15:15 までは、D/W 及び S/C の線量率測定値は小さく、燃料の健全性が保たれていたことが示されている。この後、しばらく測定が中断されていた。

2. 2. 3/14 21:55 から 3/15 0:00 まで (①の期間)

その後 21:55 から測定が再開され、この時間帯は、D/W 及び S/C の測定された線量率が両者ともほぼ単調に増加していく事が確認できる。また、23:30 頃より急激な増加が確認でき、増加する傾きも D/W の方が大きい。

2. 3. 3/15 0:00 から 3/15 6:00 まで (②の期間)

日付が変わると、D/W の測定値は上昇を継続するものの、S/C の測定値は減少に転ずる。

2. 4. 3/15 6:00 から 3/15 13:00 まで (③④の期間)

この期間内では、6:20 から 6:25 の短時間に、D/W の線量率が 62.7Sv/h から 43.0Sv/h へと急減している。

その後、D/W、S/C ともに大きな線量率の変化は観測されていない。

2. 5. 3/15 13:00 から 3/15 16:10 まで (⑤の期間)

D/W の線量率が急上昇し、15:25 には 135Sv/h、16:10 には 138Sv/h (最高値) を計測した。13:00 に 47.7Sv/h を観測して以降、15:25 までの期間、測定が中断しているため、この急激な線量上昇がどのくらいの時間幅で発生したのかははっきりしないものの、3 時間ほどの間に発生した短時間での急激な上昇であることは間違いない。

2. 6. 3/15 16:10 から 3/16 0:00 まで (⑥の期間)

16:10 に最高値を記録して以降、測定値は単調に減少した。

3. CAMS 検出器設置位置について

図 3 に、S/C、D/W それぞれの CAMS 検出器 (電離箱式) 設置位置について概略を示す。S/C の CAMS は、S/C の外部でトーラス室の壁際に設置してあるのに対し、D/W の CAMS は、格納容器の貫通部の中に設置してあることがわかる。つまり、S/C の CAMS は放射線源の存在する場所から離れた位置に設置してあるのに対し、D/W の CAMS は放射線源が比較的近くにある位置に設置してある。したがって、S/C の CAMS 測定値の方が D/W の CAMS 測定値と比較して低い線量を示すことが予想される。

4. CAMS 測定値の模擬評価について

4. 1. 解析条件

本検討では、CAMS の測定値を定量的に評価するため、以下の解析条件にて CAMS で測定された線量率を評価した。ただし、D/W および S/C の形状・構造を完全に模擬することは困難であるため、S/C については、実際はドーナツ型であるところを円柱形に、D/W については、実際はフラスコ型であるところを球で模擬し、内部にペDESTAL を模擬した円柱を配置することで評価している。そのため、定量評価ではあるものの、精緻な評価という位置づけではなく、大小関係等を定量的に評価することを目的とする。

- 炉内 FP 内蔵量および線源スペクトル評価コード： ORIGEN2
- CAMS 位置の線量評価コード： MCNP5
- 評価対象核種： 揮発性が比較的高いと考えられる核種として、希ガス (Kr、Xe)、I、Cs (Ba137m 含む)、Te を選定
- 評価モデル形状： S/C はトーラス部を 20m 長さ円柱とモデル化。D/W は D/W 下部の球状部分、原子炉遮へい壁、ペDESTAL、および、CAMS が設置されているペネトレーション (径方向肉厚 19mm、PCV 側蓋厚 30mm) をモデル化。(図 4～図 6 参照)
- S/C 水位： 通常水位 (OP1650) と仮定
- トーラス室水位： CAMS は水没していないと仮定(OP70)

- PCV 空間容積： 設置許可申請書から採用（表 1 参照）
- S/C 水量： 設置許可申請書から採用（表 1 参照）
- FP 線源分布仮定： D/W 気相部、S/C 気相部、S/C 液相部、D/W 壁面、S/C 壁面の 5 つの評価対象に対しそれぞれ均質分布を仮定

表 1 PCV 空間容積

空間容積			根拠
D/W 気相部	4.24E+03	m ³	設置許可申請書
S/C 気相部	3.16E+03	m ³	設置許可申請書
格納容器全体	7.40E+03	m ³	D/W と S/C の合計
S/C 水量	2.98E+03	m ³	設置許可申請書

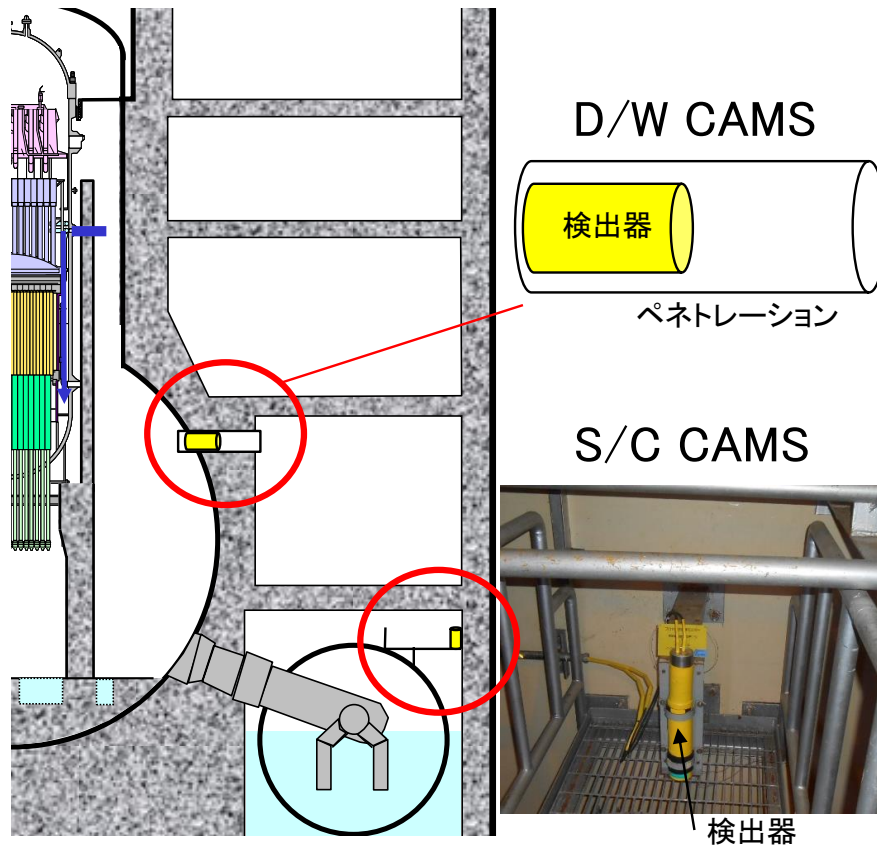


図3 S/C、D/WにおけるCAMSの設置位置の概略図

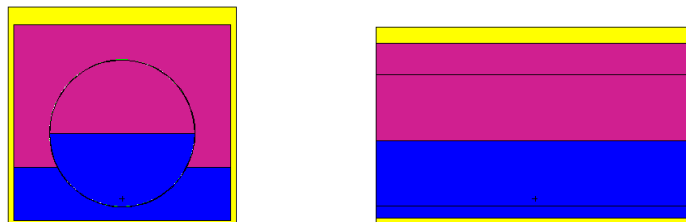


図4 S/Cの円柱による評価モデル（左：x-z断面、右：y-z断面）

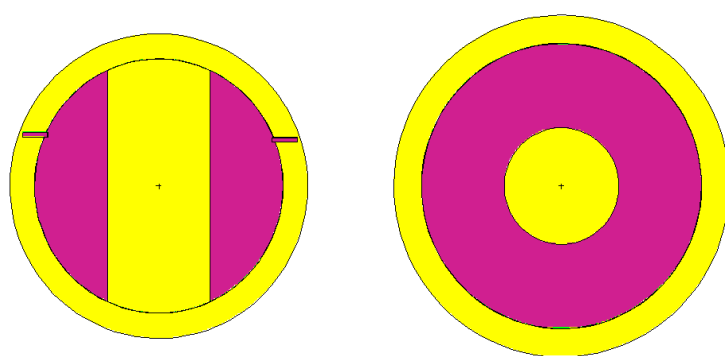


図5 D/Wの球および円柱（ペDESTAL模擬）による評価モデル
（左：x-z断面、右：x-y断面）

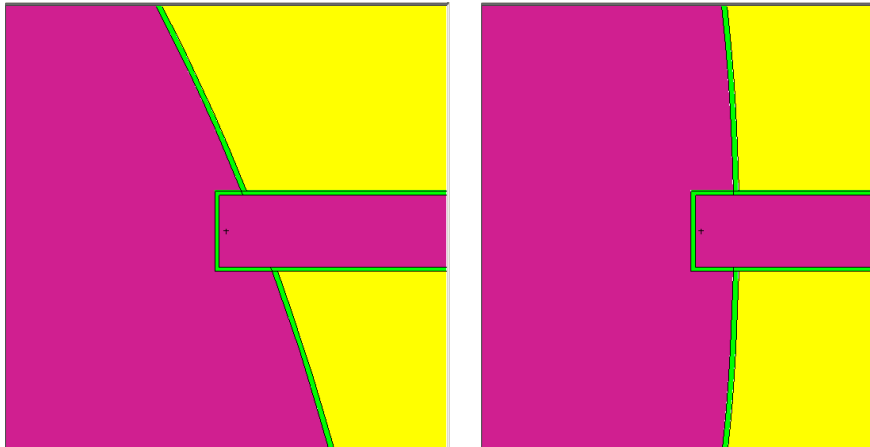


図 6 D/W 評価モデルの貫通部拡大図（左：x-z 断面、右：x-y 断面）

図 7 に、CAMS 測定値に寄与すると考えられる、支配的な揮発性 FP の炉心インベントリを示す。ここでは線量値相当として、炉心インベントリ (Bq) に各核種の崩壊によって放出される光子の実効エネルギーを乗じたものを図示している。2 号機での炉心損傷はスクラムから 3 日以上経過してから始まっており、この時点では短半減期希ガスは減衰し、ヨウ素が線量率に大きな影響を与えることがわかる。ここで、I-132 は半減期約 2.3 時間であるが、半減期約 3.2 日の Te-132 の娘核種として放射平衡にある。

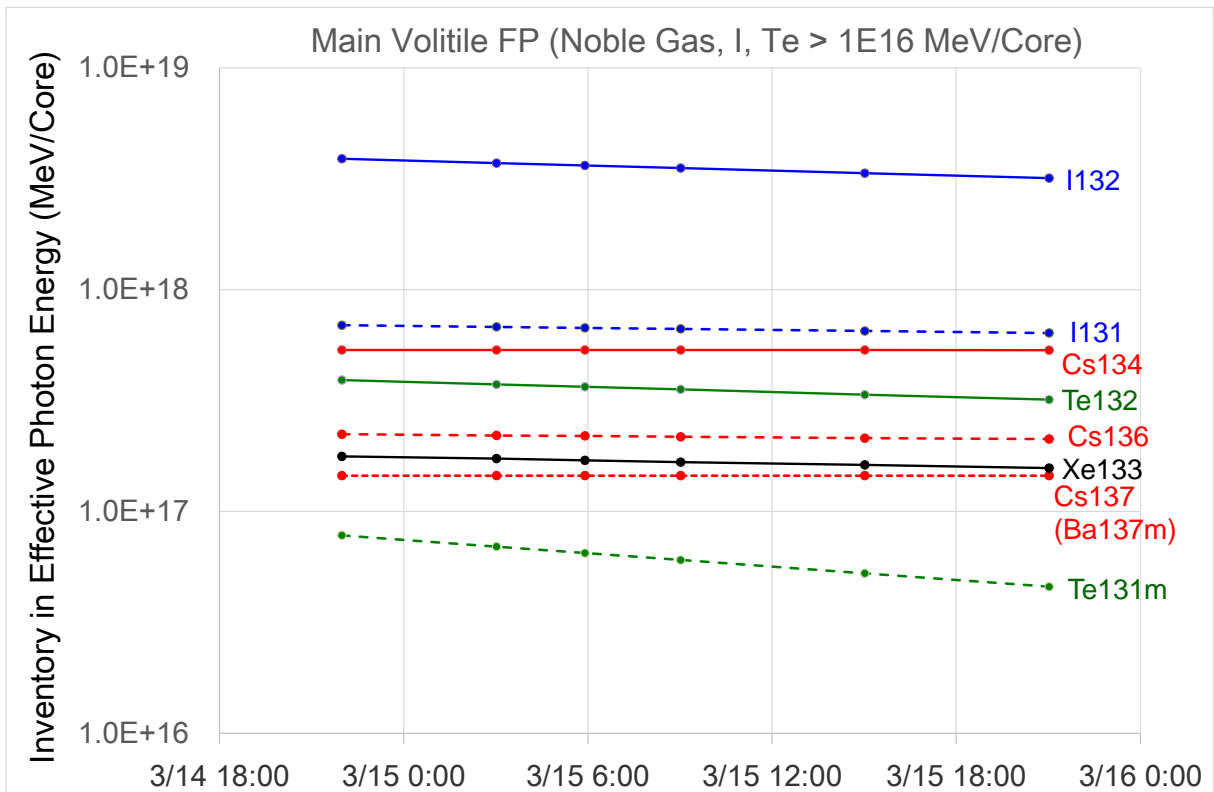


図 7 主要揮発性 FP の炉心インベントリ（線源エネルギー単位）

4. 2. 解析結果

はじめに、表 2 に各線源位置 (S/C 気相部、S/C 液相部、S/C 内壁面、D/W 気相部、D/W 内壁面) に各元素 (希ガス、ヨウ素(I)、セシウム(Cs)、テルル(Te)) が 100% 炉心から放出され均質に存在する場合の、CAMS 計算値を示す。D/W 内壁面線源量は、ここでは沈着面積として D/W の全球面積相当を線源密度に乗じて算出するが、沈着密度分布や構造材表面等の寄与が不明であるため、この値に厳密な意味はない。

実際の CAMS 測定値はこれら線源の寄与の組み合わせとなるが、各元素の組成を特定することはできないため、次章では簡単のためヨウ素、セシウム、テルルの炉心からの放出率を 1:1:1 と仮定して考察する。

表 2 各線源位置における CAMS 計算値

(1) S/C 気相線源と S/C の CAMS 線量値の関係

時刻	CAMS 計算値 (各元素放出率 100%相当) [Sv/h]					CAMS(S/C) 測定値 [Sv/h]
	測定値を得るのに必要な放出率 (各元素毎)					
	Noble Gas	I	Cs	Te	I+Cs+Te	
3/14 22:00	7.9E-1 1200%	6.3E+2 1.5%	1.2E+2 7.7%	3.5E+1 26%	7.8E+2 1.1%	9.1 (3/14 23:42)
3/15 15:00	3.6E-1 1900%	5.4E+2 1.3%	1.2E+2 5.9%	2.9E+1 24%	6.8E+2 1.0%	6.9 (3/15 15:25)

(2) S/C 液相線源と S/C の CAMS 線量値の関係

時刻	CAMS 計算値 (各元素放出率 100%相当) [Sv/h]					CAMS(S/C) 測定値 [Sv/h]
	測定値を得るのに必要な放出率 (各元素毎)					
	Noble Gas	I	Cs	Te	I+Cs+Te	
3/14 22:00	— —	4.0E+1 23%	7.7E+0 120%	1.7E+0 520%	5.0E+1 18%	9.1 (3/14 23:42)
3/15 15:00	— —	3.5E+1 20%	7.6E+0 91%	1.4E+0 480%	4.4E+1 16%	6.9 (3/15 15:25)

(3) S/C 壁面線源と S/C の CAMS 線量値の関係

時刻	CAMS 計算値 (各元素放出率 100%相当) [Sv/h]					CAMS(S/C) 測定値 [Sv/h]
	測定値を得るのに必要な放出率 (各元素毎)					
	Noble Gas	I	Cs	Te	I+Cs+Te	
3/14 22:00	— —	6.3E+2 1.5%	1.2E+2 7.7%	3.3E+1 28%	7.8E+2 1.2%	9.1 (3/14 23:42)
3/15 15:00	— —	5.3E+2 1.3%	1.2E+2 5.9%	2.6E+1 26%	6.8E+2 1.0%	6.9 (3/15 15:25)

(4) D/W 気相線源と D/W の CAMS 線量値の関係

時刻	CAMS 計算値 (各元素放出率 100%相当) [Sv/h]					CAMS(D/W) 測定値 [Sv/h]
	測定値を得るのに必要な放出率 (各元素毎)					
	Noble Gas	I	Cs	Te	I+Cs+Te	
3/14 22:00	1.2E+0	1.3E+3	2.5E+2	4.9E+1	1.6E+3	22.5 (3/14 23:42)
	2000%	1.8%	9.0%	46%	1.4%	
3/15 3:00	9.5E-1	1.2E+3	2.3E+2	4.2E+1	1.4E+3	62.6 (3/15 6:02)
	6600%	5.4%	27%	150%	4.3%	
3/15 15:00	4.6E-1	9.4E+2	2.3E+2	4.2E+1	1.2E+3	135 (3/15 15:25)
	29000%	14%	59%	320%	11%	

(5) D/W 壁面線源と D/W の CAMS 線量値の関係※

時刻	CAMS 計算値 (各元素放出率 100%相当) [Sv/h]					CAMS(D/W) 測定値 [Sv/h]
	測定値を得るのに必要な放出率 (各元素毎)					
	Noble Gas	I	Cs	Te	I+Cs+Te	
3/14 22:00	—	9.3E+3	1.7E+3	4.1E+2	1.1E+4	22.5 (3/14 23:42)
	—	0.2%	1.3%	5.5%	0.2%	
3/15 3:00	—	8.9E+3	1.7E+3	3.8E+2	1.1E+4	62.6 (3/15 6:02)
	—	0.7%	3.6%	16%	0.6%	
3/15 15:00	—	7.5E+3	1.7E+3	3.3E+2	9.5E+3	135 (3/15 15:25)
	—	1.8%	8%	41%	1.4%	

※線源を D/W 壁面 (球部分) とペネトレーション表面のみと仮定した場合の評価値

5. CAMS 挙動の考察と事故進展評価について

2. ~ 4. にて整理した測定結果と線量模擬解析結果から、それぞれの着目期間・時点について、以下のように整理できる。

5. 1. 炉心損傷の開始と進展 (①)

測定中断を経た後の 3 月 14 日 21:55 の時点の CAMS 測定値は、炉心健全時の値から増加しており、この時点までに既に炉心損傷が開始していることがわかる。その後 S/C、D/W の CAMS が両者とも上昇傾向を示しているが、S/C の CAMS 測定値の方が低い。これは、3. で示したように、S/C の CAMS 検出器が離れた位置に設置されているためであり、添付資料 2-10 で示した、原子炉が健全で SRV 経由で炉心から放出された FP が S/C に移行し、真空破壊弁経由で D/W に移行するとの推定に矛盾が無い。

S/C の気相部に放出された FP (希ガス含む) は、真空破壊弁を通じて D/W に移行していくことが考えられるが、線量率の評価によれば、仮に S/C の気相部にインベントリ全量の希ガスが存在すると仮定しても、短半減期希ガスはすでに減衰しているため、S/C の CAMS 指示値に対して約 0.79Sv/h の寄与にしかない。一方で、3 月 14 日の 23:42 時点での CAMS 測定値は、それぞれ、22.5Sv/h(D/W)、9.1Sv/h(S/C) となっており、S/C の線量率を希ガスの寄与分だけで説明することは困難である。したがって、残りの線量率は希ガス以外の揮発性の高い FP が S/C の水にトラップされたものの寄与と、S/C 壁面に沈着したものの寄与であると考えられる。すなわち、①の期間に炉心損傷・炉心溶融が進展し、揮発性 FP についても放出されているとのこれまでの推定を支持する結果となっている。

ここで、液相線源と沈着線源の寄与割合を特定することはできないが、S/C の CAMS の測定値を再現できる FP の量は、FP が S/C の水に捕捉される割合を示す数値である DF に依存する。例えば、DF が 100 の場合 (水に捕捉される割合を 100、気相に放出される割合を 1 とした場合)、炉心内に存在する I、Cs、Te のうち、S/C の水中に 16%、壁への付着分を 0.16% (気相部へ放出されたものが全量付着することを仮定) とすると、CAMS 位置での線量率は 9.1Sv/h となり、測定値と整合した結果となる。(ただし、FP 存在量あたりの CAMS への寄与は、水中の FP は水による遮へい効果があることから、水中 FP < 壁面沈着 FP であり、単独で 9.1Sv/h となる FP 量は、それぞれ 18% (水中 FP)、1.2% (壁面沈着 FP) である。)

一方で、D/W の CAMS 測定値 22.5Sv/h (3 月 14 日 23:42 時点) に対して、仮に D/W の気相部に全量の希ガスが存在すると仮定した場合、D/W の CAMS 測定値に対して約 1.2Sv/h の寄与となる。ここでも D/W の線量率を希ガスの寄与分だけで説明することは困難であり、残りの線量率は希ガス以外の揮発性の高い FP が S/C 真空破壊弁から D/W に移行したものの寄与 (気相部または D/W 壁面沈着) であると考えられる。炉心内に存在する I、Cs、Te のうち、約 1.4% が D/W の気相部に存在すると、約 22.5Sv/h の寄与となる。炉心内蔵量の約 1.4% が D/W に移行するとの仮定は、S/C の DF を 100 程度とすると、炉心内蔵量の 100% が S/C に放出されたことになり、これは前述の S/C の CAMS 測定値と比較すると大きすぎる値である。従って、有機ヨウ素のような気体状 FP が RPV から S/C 経由で D/W 気相部に移行したことによる寄与と推定される。また、D/W の CAMS の測定値は、23:25 から 23:54 の間に 8.81Sv/h から 24.5Sv/h と急上昇していることから、このタイミングで RPV から D/W への直接漏えいが発生した可能性、もしくは、この時間帯での D/W 壁への沈着分による寄与も考えられる。この時間帯は、図 1 で示す 2 回目の原子炉圧力上昇のタイミングであり、炉内では炉心溶融が進展していると考えられている。ただし、この段階では I、Cs、Te の D/W への移行量は限定的で大部分は RPV 内に存在している可能性が高い。

(なお、CAMS が D/W の貫通部に設置されていることから壁面沈着の影響は大きく、D/W 内球部壁面に一定の表面密度で沈着していると仮定すると、I、Cs、Te のインベントリの 0.2% が沈着すれば再現が可能である。)

5. 2. RPV から D/W への直接 FP 放出の進展 (②)

この時間帯は S/C の線量率が下降していることが特徴的であり、これまでの RPV から S/C への FP 移行ではなく、RPV から D/W へ直接 FP が放出されていると想定される。CAMS 測定値は、それぞれ 3 月 14 日 23:54 の 24.5Sv/h(D/W)、9.10Sv/h(S/C) から、3 月 15 日 6:20 に 62.7Sv/h(D/W)、4.80Sv/h(S/C)となっており、S/C 線量率は約 6 時間で半減している。想定される FP のうち、単一核種で 6 時間程度の半減期を持つものは見当たらない。しかしながら、I、Cs、Te の揮発性の高い核種がそれぞれ燃料から放出されると、放出された組成に応じて全体の線量は減少し、その減少が見かけ上 6 時間程度で半減するような組成割合が存在すれば、②の期間における S/C の CAMS の測定値の挙動を説明することができる。

図 8 に I、Cs、Te からの発生エネルギー（線量率に比例）の時間変化を示す。この評価では、時間 0 において、各元素が単独で存在していることを想定し、その後の発生エネルギーにはその娘核種の崩壊による発生エネルギーを含む。図 8 より、ヨウ素は初め 2 時間程度で半減する。これは、I-132（半減期約 2.3 時間）の影響が支配的であるためである。ただし、I-132 は Te-132（半減期約 3.2 日）の娘核種であり、炉心内では Te-132 と放射平衡の状態にあることから、I-132 は Te-132 の半減期で減衰する。この図では、Te-132 の崩壊による I-132 の発生は、Te からの発生エネルギーにカウントしているため、Te からの発生エネルギーは時間 0 から I-132 の生成により上昇することになる。同様に、Cs も Ba137m からの発生エネルギーの追加分により、若干の発生エネルギーの増加がみられる。

以上の関係から、S/C に放出された Te の存在割合が少なくなると、I-132 の減衰効果が大きくなり、線量全体の減衰が速くなる。ここで、I:Te の存在比を 1:0.2 とした場合、6 時間で半減するような線量変化となる。揮発性の相違の観点からも、I よりも Te の存在量が少なくなるとは妥当であり、このような I、Te の存在割合の相違によって、S/C の CAMS 測定値が変化していったものと推定される。

D/W の CAMS 測定値は 3 月 15 日 6:20 に 62.7Sv/h まで達している。①の期間と同様に、仮に D/W の気相部に全量の希ガスが存在するとしても、D/W の CAMS 指示値に対して約 0.95Sv/h の寄与にとどまる。また、炉心内に存在する I、Cs、Te のうち、約 4%が D/W の気相部に存在すると、約 60Sv/h の寄与となる（I のみの場合には約 5%で約 60Sv/h）。したがって、D/W の CAMS 測定値は 15 日の朝にはかなり高まっているものの、14 日の夜に S/C 経由で放出された放射性物質と比較すると、それほど多くないとの評価結果になる。また、D/W 壁面への沈着による線量の寄与としては、D/W 内球部表面に、炉心内に存在する I、Cs、Te の 0.6%が付着すると再現が可能である線量であることから、期間①と同様、この時期の I、Cs、Te の D/W への移行量は限定的で大部分は RPV 内に存在しているか、ペDESTAL内や D/W 床など CAMS 検出器には放射線が届きにくい場所に存在している可能性が高い。

5. 3. D/W 線量率の減少 (③)

3月15日6:20から6:25までの短時間でD/Wの線量率が62.7Sv/hから、43.0Sv/hへ急減しているが、S/Cの線量率は横ばいである。この線量率の急減は測定誤差である可能性もあるが、ここでは、D/W内の放射性物質が観測されている2号機原子炉建屋ブローアウトパネルからの蒸気漏えい(図9参照)に伴って放出されたと仮定すると、次の通りとなる。希ガスはこの漏えいで放出されるが、希ガス100%の寄与分は0.7Sv/hであるため、希ガスのみでこの減少分を説明することはできない。43.0Sv/hが、気相中のI、Cs、Teのみによる寄与分であるとする、D/Wの気相部に炉心内存在量の約3.1%が存在することで再現できるため、炉心内インベントリの約1.2%がD/Wから大気へ放出されたこととなる。ただし、ここまでの短時間でこれだけの放出があり得るかという観点、及び、その後のCAMSの測定値が5時間後の11:25まで得られていないことや、D/W圧力の減少のタイミングとも一致していないことを考えると、この放出量の評価値は、非常に不確かさが大きいと考えられる。

5. 4. 線量率一定期間 (④)

この期間では、測定数は小さいものの、S/CおよびD/WのCAMSの測定値は安定している。一方で、この期間中にD/W圧力は大きく変動し、D/Wからの気相漏えいが発生していると考えられることから、気相中FPからの線量が支配的であれば漏えいによってCAMS線量率も減少すると考えられる。したがって、S/CのCAMS測定値は水中に捕捉されたFPおよびS/C壁面に沈着したFPから、D/WのCAMS測定値についてはD/W壁面に沈着したFPからの放射線をとらえている可能性がある。

5. 5. 最大の線量上昇 (⑤)

3月15日13:00から15:25の間にD/Wで、急激な線量上昇があったことが観測されている。16:10に観測された最大値138Sv/hを再現するためには、炉心内存在量の約11%のI、Cs、TeがD/W気相中に必要となるため、この急激な線量上昇時に炉心内存在量の約8%相当がD/W内へ追加で放出された可能性がある。これは、RPVからD/Wに連続的に漏えいが発生していたと推定している②の期間より大きく、⑤の期間の短時間にこのような大きなRPVからD/WへFP移行が発生した要因として、RPV破損が発生した可能性が考えられる。

この際にS/CのCAMSの測定値も増加しているが、これは、RPV破損に伴う急激な格納容器圧力の変化に伴い、ベント管経由でD/WからS/Cに放射性物質が移行したものをとらえた可能性がある。

ただし、後述するように、その後は長期間にわたって安定した減少傾向を示すことから、D/WのCAMSはD/W壁面に沈着したFPから発生する放射線をとらえた可能性が高い。この場合、D/Wへの放出量は、ここで評価した約8%よりも小さくなるが、この期間は、D/Wから原子炉建屋、環境への直接放出が始まっていることから、CAMS

の測定値に影響を与えない放出分がある可能性があり（RPV フランジから D/W トップヘッド部への漏えい経路による放出など）、この期間の放出量を適切に求めることは困難である。

また、この時点で炉心損傷・溶融が始まって 20 時間程度経過していることから、揮発性 FP はすでに大部分が燃料から放出されていると考えられる。RPV 破損のタイミングで D/W の CAMS 測定値が最大の上昇を示すような FP 移行メカニズムについては、さらなる検討が必要である。これまでの検討から、I、Cs、Te の D/W への移行量は限定的で大部分は RPV 内に存在しているか、ペDESTAL 内や D/W 床、D/W トップヘッド部など CAMS 検出器には届かない場所に存在し、一部は液相に移行して原子炉建屋地下階へ放出した可能性が高い。

5. 6. 長期的な減衰傾向 (⑥)

3 月 15 日 16:10 に最大値を測定した以降は、CAMS 測定値は単調減少している。3 月 19 日あたりでは約 8 日の半減期で CAMS 測定値が減少しており（図 10）、D/W の圧力は変動しているにもかかわらず、長期間にわたって安定した減少傾向を示すことから、主に D/W 壁面に沈着した FP（ヨウ素やセシウム）から発生する放射線をとらえていると考えられる。

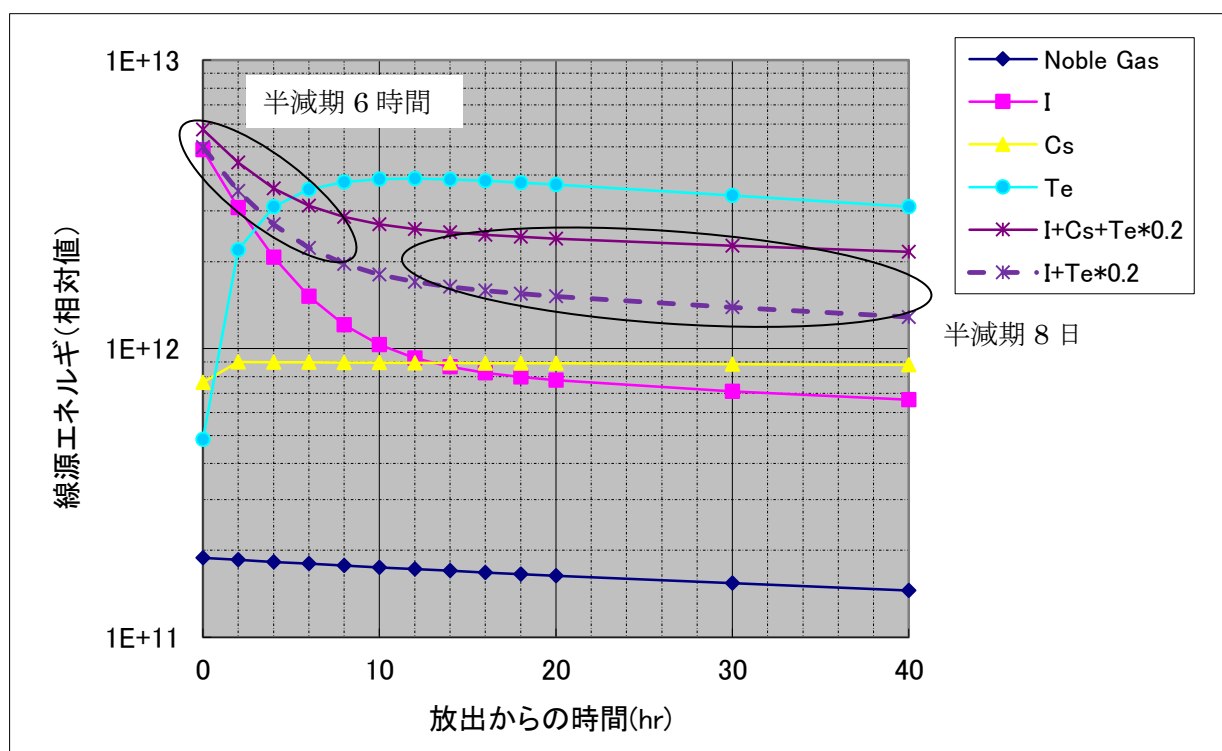


図 8 各元素の線源エネルギーの時間変化

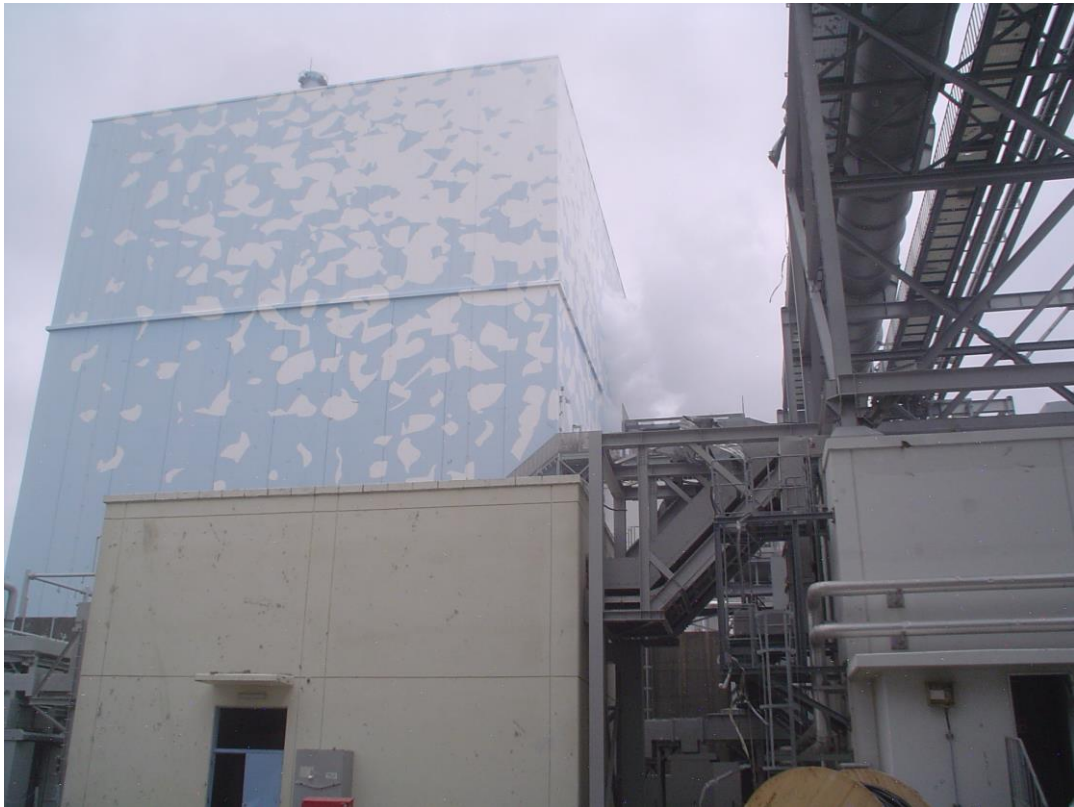


図9 2号機からの蒸気放出 (撮影日情報 3月15日8時58分)

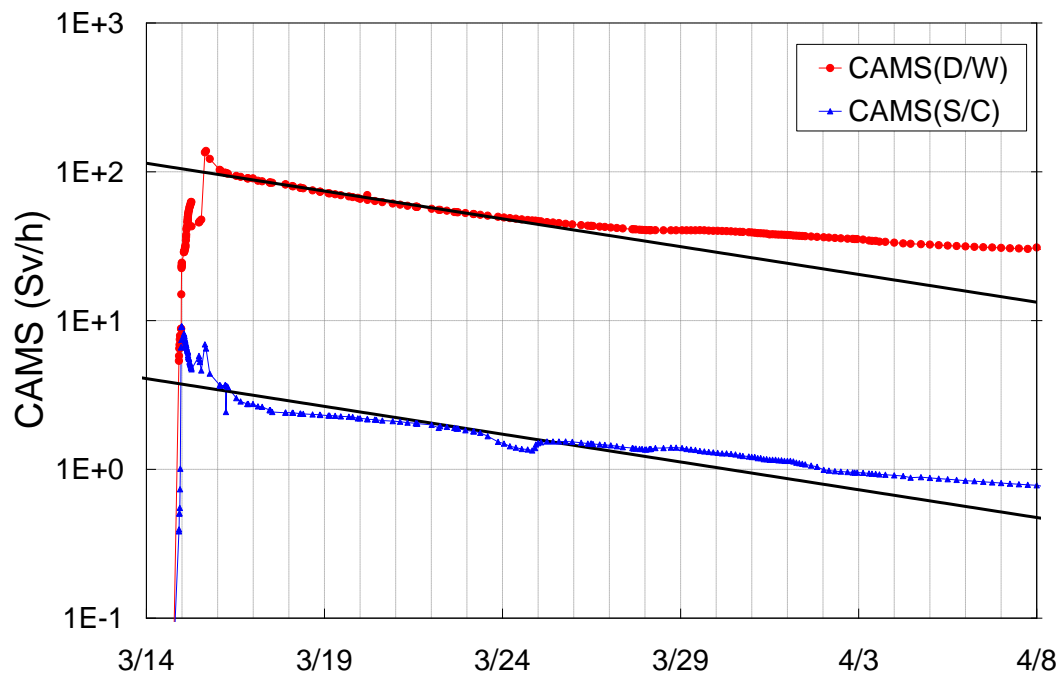


図10 CAMS 測定値の長期的傾向 (直線は半減期 8 日の減衰曲線)

6. S/C, D/W CAMS の測定値の検討に関するまとめ

2号機で測定された CAMS 線量率の測定データについて、定量的な評価を行い、そこから評価される事故進展シナリオについて検討を添付資料 2-10 での検討に引き続き実施した。その結果をまとめると以下の通りとなる。

- ・ 添付資料 2-10 で示した事故進展シナリオは定量的な評価とも整合。
- ・ ①の期間に炉心損傷が進展し、希ガスだけでなくヨウ素やセシウム等の揮発性 FP も燃料から放出されたと推定（希ガスだけでは CAMS 測定値を説明することはできない）。
- ・ 燃料から放出された FP（ここでは I、Cs、Te を指す）の大部分は RPV 内に存在し、RPV 気相部に存在する気体状あるいはエアロゾル状の FP は①の期間に SRV 経由で S/C 水へ移行。S/C 液相への移行量は、S/C の CAMS 測定値から 16%程度と推定（S/C 内の液相部と壁面沈着部の存在割合が不明のため参考値）。一部は S/C 気相部から真空破壊弁を経由して D/W へ移行（1~2%、有機ヨウ素の寄与と考えられる。）。
- ・ ①の期間内では RPV はほぼ健全。ただし、3月14日 23:30 以降は D/W の CAMS 測定値の上昇率が大きく、この時間以降に D/W への直接漏えいの可能性あり。
- ・ ②の期間では、RPV から D/W への気相漏えいは継続しているものの、D/W への FP 移行量は限定的で、大部分は RPV 内に存在。D/W に移行した FP の一部は D/W 壁面や、その他の構造物表面に沈着。
- ・ ③や④の期間では D/W から環境中へ気相漏えいが発生し、D/W 気相中の FP が環境中へ放出。ただし、D/W 壁面の沈着 FP の寄与により CAMS 測定値に大きな変動はなし。D/W の CAMS 測定値から、仮に沈着 FP の寄与がなかったとすると気相中に存在する FP は高々3%程度であり、数%の FP が環境中に放出されたとする放出量評価とも大きな不整合はない。
- ・ ⑤の期間の急激な CAMS 測定値の上昇は、RPV 破損と関連する可能性。このタイミングでこれまでより多くの FP が D/W に移行し、CAMS 測定値の最大上昇量を与えたと考えられる。ただし、RPV 破損と FP 移行メカニズムの関係性は不明。また、その後⑥の期間の長期的な CAMS 測定値の減衰傾向から、CAMS 測定値は D/W 壁面に沈着した FP からの寄与が大きい。

7. 抽出した課題と対策との関係

本課題は格納容器圧力低下のメカニズムの解明が目的であり、対策との関連はない。ただし、本検討にて示されたように、事故時の CAMS の測定値は事故進展挙動を推定するうえで非常に重要な情報である。したがって、電源系の強化は、事故時の CAMS の機能を維持する観点から重要な対策である。また、CAMS 測定値の解釈にあたって、炉心溶融に至る場合には希ガス以外の FP の寄与や沈着線源の影響などを考慮する必要がある。なお、福島第一原子力発電所事故以前のシ

ビアアクシデント時の手順では、希ガスのみの存在を仮定した CAMS 測定値による炉心損傷割合評価が実施されることになっているが、本検討結果からも、この手法では意味のある数値を算出することは困難である。

このため、現在の柏崎刈羽原子力発電所では CAMS 測定値により炉心損傷割合を評価する運用は廃止している。なお、従来 CAMS 測定値により評価された炉心損傷割合は運転員が行う運転操作の判断に用いていない。

以 上

炉心損傷後の SRV の動作について

1. はじめに

1～3号機では、最終的に事故時に作動が期待されていた注水機能を全て喪失し、臨機対応として消防車を用いた原子炉代替注水を実施した。消防車のように吐出圧力の低い注水手段によって原子炉へ注水するためには、主蒸気逃がし安全弁（SRV）の開状態を維持し、原子炉圧力を減圧し、圧力の低い状態を保っておくことが不可欠である。

しかしながら、今回の事故では操作に必要な直流電源の喪失により、開操作は仮設バッテリーに頼らざるを得ず、SRV 開操作のため様々な努力がなされたが、原子炉圧力が低下しないこともあった。

SRV が作動していなかった場合、その原因として、背圧（SRV の開操作を妨げる力）となる格納容器圧力が高い状況での駆動用窒素圧の不足や、電圧の不足による電磁弁の不作動等が考えられるが、必ずしもその原因は明らかにはなっていない。炉心損傷後の原子炉圧力の応答挙動をふまえ、SRV の作動状況について明らかにする必要がある。本件は、共通-1 として課題設定している。

なお、1号機、3号機の SRV の作動にかかる検討については、それぞれ添付資料 1-3、添付資料 3-4 にて整理している。

この資料では、2号機の SRV の作動状況について検討した結果を示す。

2. 2号機における津波到達前の SRV の作動について

2号機の SRV の仕様を表 1 に、津波が到達し電源を喪失する前に過渡現象記録装置で記録されていた原子炉圧力と逃がし弁機能の吹出圧力が最も低い SRV（F 弁）動作の記録を図 1、図 2 に示す。

表 1 2号機 SRV の仕様

弁番号	安全弁機能	逃がし弁機能	自動減圧機能 (ADS) の有無
	吹出圧力	吹出圧力	
A	78.7 kg/cm ² [g] (≒7.71MPa[g])	76.6 kg/cm ² [g] (≒7.51 MPa[g])	○
B	79.4 kg/cm ² [g] (≒7.78 MPa[g])	77.3 kg/cm ² [g] (≒7.58 MPa[g])	○
C	79.4 kg/cm ² [g] (≒7.78 MPa[g])	77.3 kg/cm ² [g] (≒7.58 MPa[g])	○
D	78.7 kg/cm ² [g] (≒7.71 MPa[g])	76.6 kg/cm ² [g] (≒7.51 MPa[g])	×
E	78.0 kg/cm ² [g] (≒7.64 MPa[g])	76.6 kg/cm ² [g] (≒7.51 MPa[g])	○
F	78.0 kg/cm ² [g] (≒7.64 MPa[g])	75.9 kg/cm ² [g] (≒7.44 MPa[g])	×
G	78.7 kg/cm ² [g] (≒7.71 MPa[g])	77.3 kg/cm ² [g] (≒7.58 MPa[g])	○
H	79.4 kg/cm ² [g] (≒7.78 MPa[g])	77.3 kg/cm ² [g] (≒7.58 MPa[g])	○

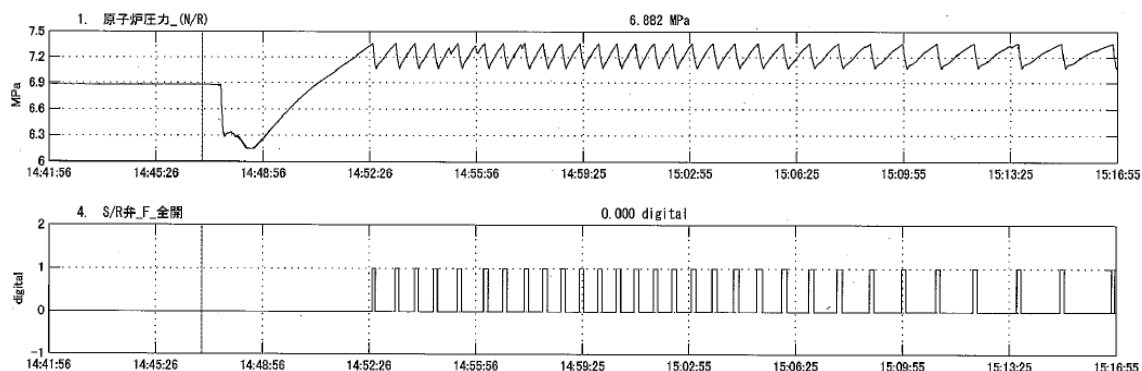


図1 原子炉圧力とSRV (F弁) 動作の記録 (過渡現象記録装置)
(14時41分56秒～15時16分55秒)

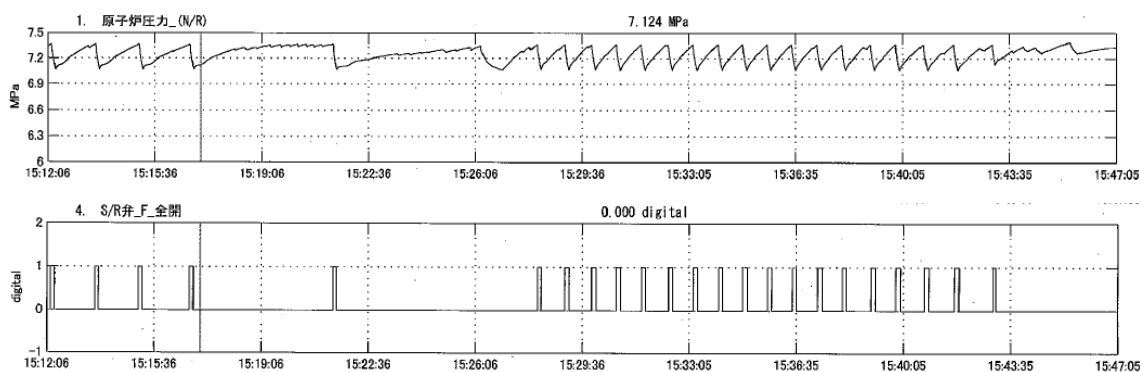


図2 原子炉圧力とSRV (F弁) 動作の記録 (過渡現象記録装置)
(15時12分06秒～15時47分05秒)

図1, 2 が示すとおり、地震後～津波が到達する前については、SRV (F弁) の逃がし弁機能が働き、原子炉圧力が制御されている。なお、津波が到達し電源を喪失する前は、SRV の駆動には計装用圧縮空気系 (IA) が使用されている。

3. 2号機における津波到達後のSRVの作動について

津波到達後のSRVの操作記録として、当社の事故調査報告書をまとめるにあたり整理したものを表2に示す。また、それぞれの操作を実施した際の原子炉圧力の推移を図3, 4に示す(図3, 4中の番号は、表2中の番号と対応している)。なお、表2に整理するSRVの操作記録の時間については、一部原子炉圧力の挙動から判断している点があることについて、留意する必要がある。

表 2 津波到達後の SRV の操作記録

操作順序	弁番号	操作内容	時刻	減圧有無
1	A	制御盤にバッテリーをつなぎ開操作するも開せず (逃し)	3/14 16:34	×
2	B	A→B制御盤につなぎかえ開操作するも開せず (逃し)		×
3	C	B→C制御盤につなぎかえ開操作するも開せず (逃し)		×
4	G	C→G制御盤につなぎかえ開操作するも開せず (逃し)		×
5	E	Eの電磁弁に直接つないで励磁し、減圧開始 (逃し) したが原子炉圧力は十分に下がっていない。	3/14 18:02	○
6	F, D	さらに減圧するためF, Dの電磁弁に直接つないで励磁し、原子炉圧力が低下、減圧再開 (逃し) したがしばらく後に炉圧が再上昇		○
7	A, B	再度減圧するため、別のA, Bの電磁弁 (逃し) を励磁し減圧再開したが、しばらく後に炉圧が再上昇	3/14 21:00~	○
8	不明	再度減圧するため、電磁弁を励磁し、原子炉圧力が低下 (不明)	3/14 23:00~	○
9	C	電磁弁を励磁しようとしたが、火花発生で断念 (逃し)	3/15 未明	×
10	G	電磁弁を励磁するも、原子炉圧力は低下せず(火花発生)(逃し)		×
11	E	電磁弁を励磁するも、原子炉圧力は低下せず (逃し)		×
12	A	電磁弁を励磁するも、原子炉圧力は低下せず (ADS)		×
13	B	電磁弁を励磁するも、原子炉圧力は低下せず (ADS)		×
14	E	電磁弁を励磁するも、原子炉圧力は低下せず (ADS)		×
15	G	電磁弁を励磁するも、原子炉圧力は低下せず (ADS)		×
16	H	電磁弁を励磁するも、原子炉圧力は低下せず (ADS)		×
17	C	電磁弁を励磁し、減圧再開 (3/18バッテリー切れ、交換後に再励磁) (ADS)		○
18	不明	C弁操作後、わずかな炉圧上昇により別の弁開 (ADS)	3/15 2:22	○

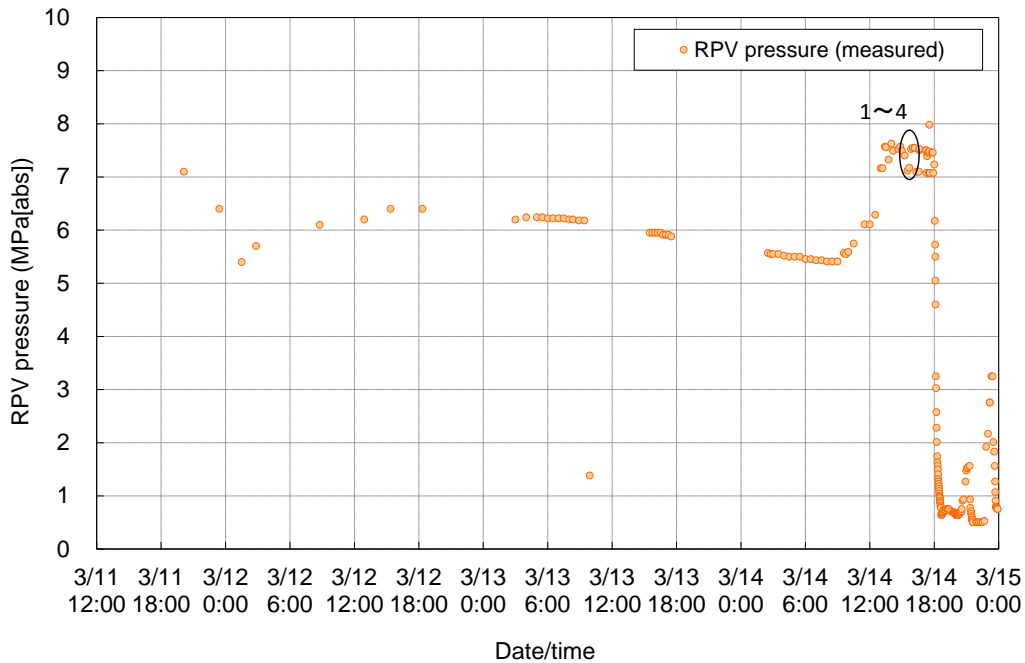


図 3 2号機 原子炉圧力の変化 (3/11 12:00~3/15 0:00)

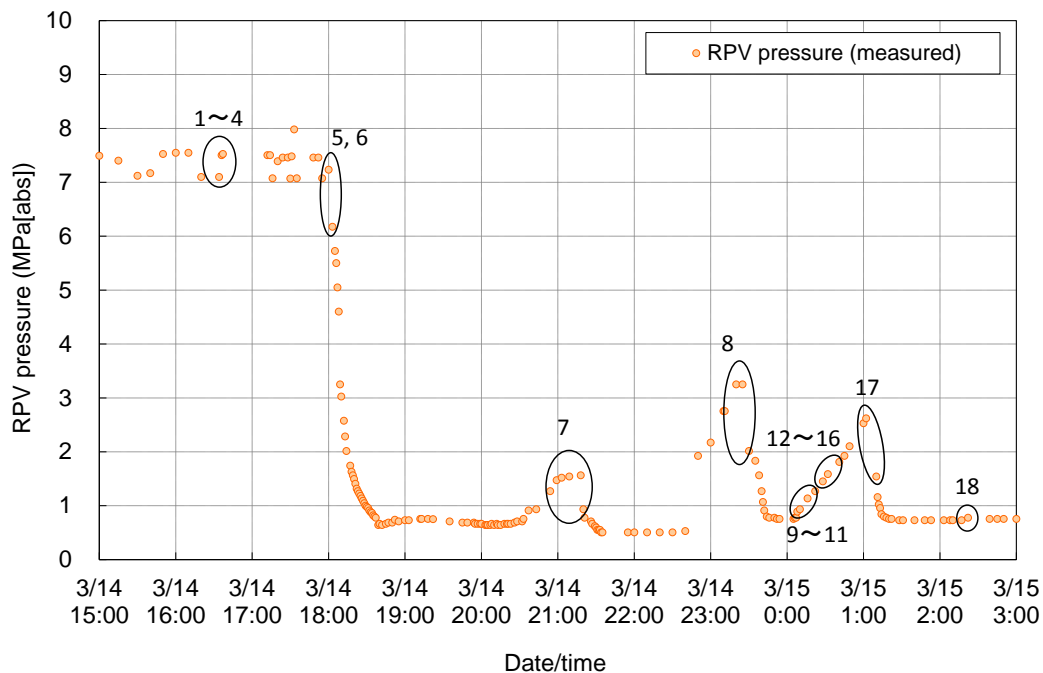


図4 2号機 原子炉圧力の変化 (3/14 12:00~3/15 3:00)

図3に示すように、原子炉圧力の計測を開始した3月11日20時07分以降、データ点数は少ないものの原子炉圧力はSRVの設定値以下で推移している。これは、津波が到達し全交流電源を喪失する直前に起動した原子炉隔離時冷却系(RCIC)の継続運転により、原子炉圧力が通常運転時より低い圧力で安定して推移したものと考えられる。(添付資料2-1参照)

したがって、RCICの機能が低下したと考えられる3月14日9時以降に原子炉圧力が上昇するまで、津波到達の直後を除けば原子炉圧力はSRVが作動する水準ではなかった。

3月13日13時10分に、中央制御室のSRV制御盤にバッテリーが繋がれ、A弁のみSRVの操作スイッチにより開操作できる状況となった。

3月14日13時~18時頃まで原子炉圧力が7.5MPa[abs]前後で安定して推移している挙動については、SRVの逃がし弁機能が作動していた可能性と、安全弁機能が作動していた可能性の2つが考えられる。表1に示すとおり7.5MPa[abs]前後はまさにF弁の逃がし弁機能の作動設定圧付近であり、逃がし弁機能が作動していた可能性は考えられる。一方、2号機は津波の影響で直流電源を喪失している状況であったが、逃がし弁機能において炉圧高を検出する機器には電源を供給していなかったという情報もある。その場合、自動で逃がし弁機能が作動する状況ではなかったと考えられ、安全弁機能が働いていた可能性も考えられる。なお、安全弁機能としての作動圧力は最も低いE弁、F

弁で 7.64MPa[gage]であり、原子炉圧力の推移からは安全弁機能の設定圧よりも低い圧力で推移しているように見える。この点については、津波到達前に F 弁が繰り返し作動していることもあり、項目 5.4 にて後述する損傷の影響(バネのへたりなど)により作動圧力が低下した可能性は考えられる。

表 2 および図 4 に示す通り、SRV の A 弁、B 弁、C 弁、G 弁 (操作 1~4) について、3 月 14 日 16 時 34 分から各制御盤にバッテリーをつなぎ強制開操作を実施したものの、原子炉圧力の低下はみられず弁は開とならなかったと考えられる。

バッテリーの配線を一度全て外し再構築した後、18 時 02 分に電源の供給範囲を狭め、電磁弁のみに電源供給することで弁を開くことができた (E 弁)。ただし、十分に圧力が下がらなかったことから、F 弁、D 弁 (操作 5, 6) の電磁弁に直接電源供給し、減圧に成功した。

20 時 30 分過ぎから原子炉圧力は再び上昇しており、SRV を 2 弁 (A 弁と B 弁 : 操作 7) 操作させたところ 21 時 20 分に原子炉圧力の低下が確認された。

22 時 40 分過ぎから原子炉圧力は再び上昇しており、減圧のため SRV を開操作したところ、23 時 30 分に原子炉圧力の低下が確認された (操作対象弁は不明)

15 日 0 時を過ぎたころから原子炉圧力は再び上昇しており、C 弁、G 弁、E 弁 (操作 9~11) の逃がし機能、A 弁、B 弁、E 弁、G 弁、H 弁 (操作 12~16) の ADS 機能を励磁するも、原子炉圧力の低下は確認されなかった。ただし、C 弁 (操作 17) の ADS 機能を励磁したところ、1 時 10 分に原子炉圧力の低下が確認された。

このように、表 2 に整理された SRV の作動状況について、SRV 制御回路の開動作用の電磁弁に直接つないで励磁する方法により強制開操作を実施したものの、原子炉圧力の低下が確認できたケースと確認できなかったケースがある。項目 4 以降で、当該の原因等について検証した内容を記す。

4. SRV の開操作により原子炉圧力が低下しなかった要因について

SRV の開操作にもかかわらず原子炉圧力が低下しなかった要因について、大きく 2 つ可能性が考えられる。

- (1) SRV が何らかの要因により開かなかった可能性
- (2) SRV は開いたものの、当該の時間帯に原子炉圧力容器内で、減圧速度を上回る気体の発生があった可能性 (添付資料 2-9)

(1)SRV が不作動になりうる要因として次の 5 つの可能性が考えられる。項

目 5 において、それぞれの可能性について言及する。

- ・ 作動環境の悪化
- ・ 作動回数による N₂ ガスの供給圧力不足
- ・ 仮設バッテリーの接続不良や容量不足
- ・ 繰り返し作動による損傷影響
- ・ N₂ ガス供給圧力、原子炉圧力、格納容器圧力の関係による力学的要因

また、(2)原子炉圧力容器内での気体発生の可能性も含めた考察を項目 6 に記す。

5. SRV 不作動となりうる事象の可能性の検証

5.1 SRV の作動環境について

作動環境（温度、湿度、放射線等の影響）の変化に伴い、SRV が正常に作動しなかった可能性は考えられる。

事故時の格納容器温度について、実測のデータは得られていない。図 5 に示す MAAP5.01 の解析結果では、SRV を操作している期間において 170°C 程度との結果が得られている（添付資料 3）。ただし、MAAP 解析の結果は、格納容器を 1 ノードとして扱った場合の計算結果でもあり、実機では局所的にそれ以上の温度となっていた可能性も十分に考えられる。SRV の非常運転時の設計温度は 171°C であり、SRV を操作させた時間帯において、SRV 周辺の温度が、設計温度を超過していた可能性は考えられる。

放射線について、一般的に有機物（例えば、N₂ ガスの供給系統の電磁弁シール部で使用されているフッ素系パッキンや、SRV シリンダおよびピストンに使用されているグリスなど）はその影響を受ける可能性がある。図 6 に示す CAMS の測定データによると、14 日 21 時過ぎからは燃料が損傷した影響から D/W の線量が上昇しており、線量上昇が SRV の作動に影響を及ぼした可能性は考えられる。

なお、14 日 22 時 40 分頃からみられる原子炉圧力の急激な上昇の頃、最も激しい燃料損傷が起こっていたと推定しており（添付資料 2-9）、それ以降特に格納容器内の環境が過酷になっていったと考えられる。

加えて、CAMS の測定データから、14 日 23 時 42 分以降は原子炉圧力容器から D/W への気体の漏えいが起こっていた可能性がある。その場合、D/W 内に直接蒸気が放出されることとなり、湿度の面でも過酷な環境であったと考えられる。

以上のことから、事故進展に伴い格納容器内の環境が温度・湿度・放射線等の観点で過酷になっていったと考えられるが、それらが原因で SRV の作

動に影響が及んだ可能性、例えば電磁弁等で使用しているシール材が劣化し、SRVの駆動に使用するN₂ガスが漏えいすることで、SRVを開けることができなくなった可能性は否定できない。

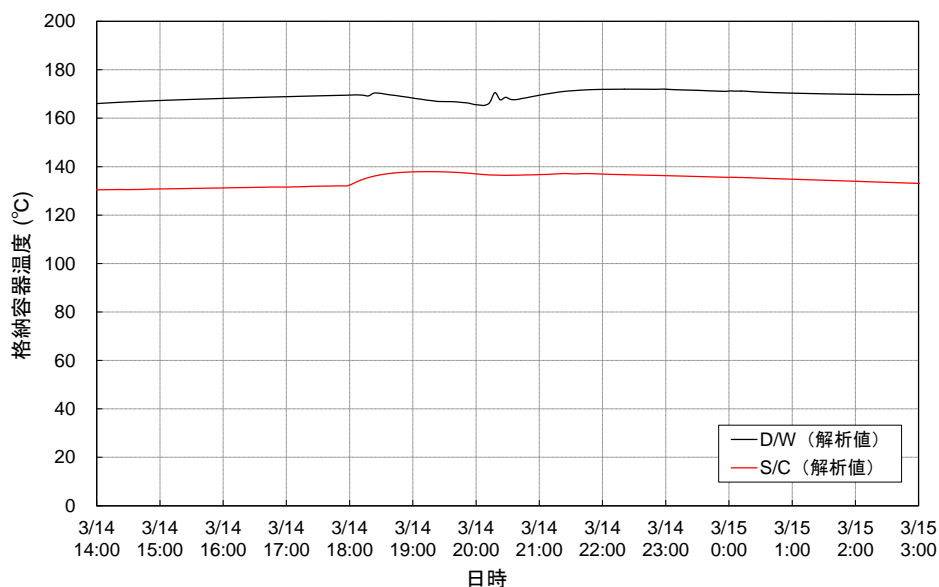


図5 2号機 格納容器温度変化 (MAAP5.01)

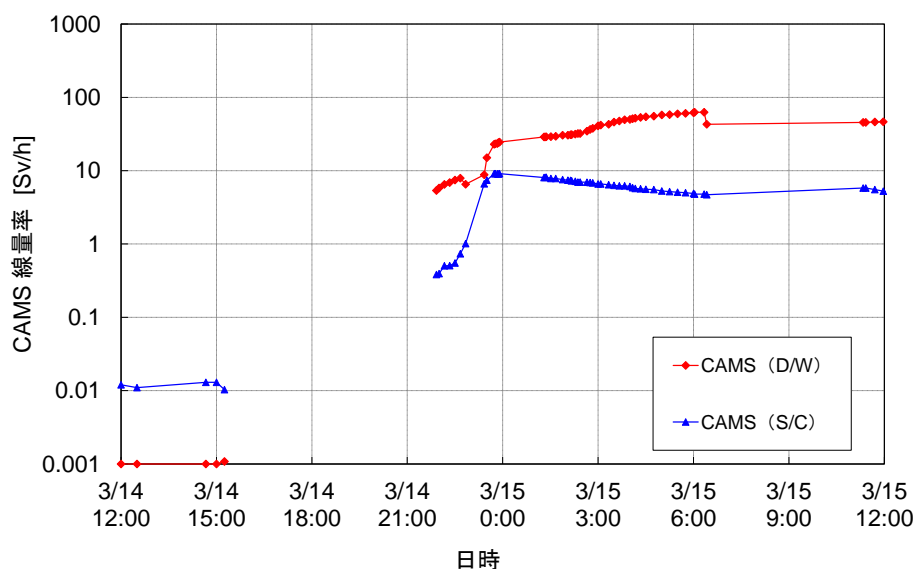


図6 2号機 CAMS 測定値

5.2 作動回数によるN₂ガスの供給圧力について

ADS用アキュムレータ容量は、N₂ポンベからの供給ができない場合でも、最低5回SRVが作動するよう設計されている。

項目 2, 3 で記載したように、表 2 で整理した SRV 開操作に至る前までに、2 号機の SRV で ADS 機能は働いていなかったと考えられる。また逃がし弁機能について、電源を喪失する前の作動は F 弁に限定され、かつ当該の F 弁の作動は IA からの供給で賄われていた。津波到達後の 14 日 13～18 時に F 弁の逃がし弁機能が作動した可能性は残るが、少なくとも表 2 に記載した F 弁以外の SRV の開操作において、アキュームレータ内の N₂ ガスが当該操作の前に消費されていたことにより供給圧力が不足していた可能性は低いと考えられる。

5.3 仮設バッテリーについて

2 号機では直流電源を喪失したことで、仮設バッテリーに接続したケーブルを回路に繋ぎこみ、電磁弁へ電源供給することで SRV の開操作を行っていた。バッテリーの使用にあたっては電圧の確認がなされていた。加えて、項目 6 で記載するように 14 日 18 時 02 分頃の操作、14 日 21 時 20 分頃の操作、15 日 1 時 10 分頃の操作で SRV の作動により原子炉圧力の減圧に成功している可能性があることから、表 2 に記載した SRV の開操作において、仮設バッテリーの容量が不足していたことで、SRV の作動電圧を確保できず、SRV 開動作に影響があった可能性は低いと考える。

ただし、14 日 16 時 34 分の操作（操作 1～4）以降に、バッテリーの配線を一度全て外して 10 個直列に繋ぎなおして、電磁弁を励磁させるための電源の供給範囲を、回路全体から電磁弁のみに限定している。したがって、16 時 34 分の操作 1～4 については、仮設バッテリーから電磁弁への電源供給が、SRV が作動したと考えられる操作 5, 6 の時と異なっており、それが原因で SRV が開かなかったと考えられる。

5.4 繰り返し作動について

繰り返し作動に伴う損傷の影響で SRV が正常に作動しない可能性について、損傷の種類としては、①摺動部の摩耗および固着による作動抵抗増加、②衝突部の損傷、③吹き出しによる弁座面の荒れ、④バネのへたり、⑤ピストン部のグリスやシール材の性能低下などが挙げられる。

ただし、電源喪失前に逃がし弁機能として作動していた F 弁と、3 月 14 日 13 時～18 時頃に逃がし弁機能または安全弁機能が働いた可能性のある F 弁（安全弁機能の作動であった場合は E 弁も含む）を除いては、地震後に繰り返し作動した実績はないと考えられ、SRV 開動作に繰り返し作動による影響が及んだ可能性は低いと考える。

なお、E 弁については、3 月 14 日 18 時 02 分の開操作に伴い原子炉圧力

が減少していることから、当該要因により SRV が作動不能になっていたとは考えられない。18 時 02 分以降の対応として、E 弁の開操作で原子炉圧力が十分に下がらなかったことから、D 弁および F 弁の開操作し原子炉の減圧に成功しているが、2 弁の操作であるため、F 弁が①～⑤の原因で作動不能であったかは特定できない。

5.5 N₂ ガス供給圧力、原子炉圧力、格納容器圧力の関係による力学的要因について

SRV が開くためには各部品の健全性とは別に、SRV を開ける側の力として作用する N₂ ガス供給圧力および原子炉圧力と、SRV を閉じる側の力として作用する格納容器圧力（背圧）のバランスについて考慮する必要がある。図 7 に SRV に作用する力の概要図を示す。

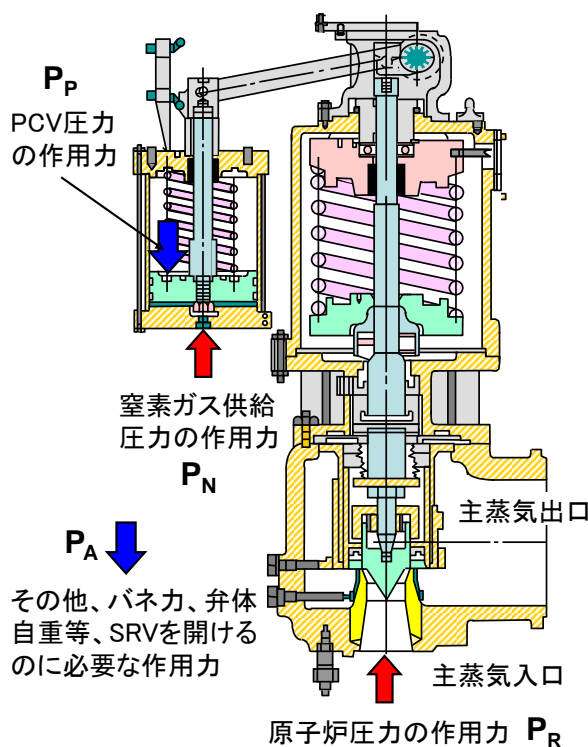


図 7 SRV 断面図

SRV が開くためには、「 $P_R + P_N > P_P + P_A$ 」である必要がある。

なお、N₂ ガス供給圧力について、2 号機は事故後、全交流電源喪失状態となり格納容器外部から N₂ ガスを供給する系統が隔離されたため、SRV は、各アキュムレータ内の N₂ ガスによる P_N で駆動されることとなった。図 8 にアキュムレータから SRV に N₂ ガスを供給する系統の概要図を示す。

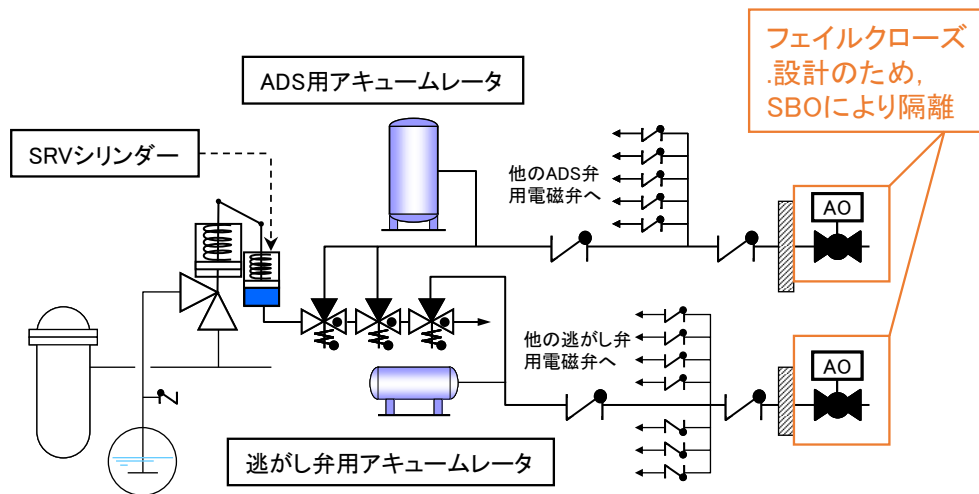


図 8 SRV への N₂ ガス供給にかかる系統概要図

図 9 に力学的要因の評価結果を示す。図の青線が P_P+P_A (閉じる側の力)、橙線および赤線が P_N+P_R (開ける側の力) を示すが、橙線は ADS 機能用アキュムレータを使用した場合の開ける側の力、赤線は逃がし弁機能用アキュムレータを使用した場合の開ける側の力を示す。なおこの評価は、設計上の主蒸気逃がし安全弁の作動状態として、100%開度で開ける場合を評価した内容であることに留意する必要がある。

評価結果から、以下の事がわかる。

- ・ 逃がし弁機能を作動させた場合、格納容器圧力が上昇した影響から、14 日 23 時頃以降は、設計上 SRV が作動できない領域であったこと。
- ・ ADS 機能については、設計上着目している期間全体にわたって作動できたこと。

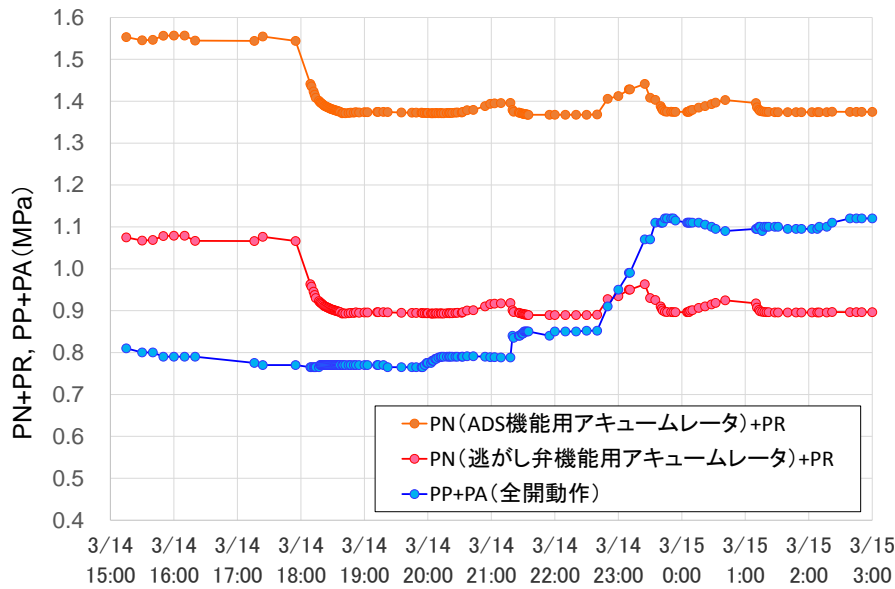


図9 力学的要因の評価結果

なお、上述の評価は、以下の仮定を用いている。したがって、①～④の観点で、不確かさを含むこととなる。

- ①SRVの開度：全開を仮定
- ②PCV温度：着目している期間にわたって170℃一定
- ③アキュムレータからのN₂ガスの供給圧力：設計上の最大値
- ④SRVにN₂ガスを供給する系統からのリーク：無

6. 力学的要因と事象進展からみたSRV作動の状況について

項目4で記載した(2)の可能性と項目5.5で記載した力学的要因の評価を踏まえ、1～18のSRVの作動状況について考察する。

(a) 操作1～4および操作5,6について

操作1～4および操作5,6(減圧前)の時間帯は、原子炉圧力がSRVの逃がし弁機能または安全弁機能により制御されている状況である。実測の水位がTAFに到達したのは14日の17時過ぎ、BAFに到達したのは18時過ぎである(図10)。18時02分頃の減圧の際に、D/W圧力はほぼ一定値を示しており、SRV経路で排気された蒸気は、S/Cで凝縮されていたと考えられる(図11)。

A, B, C, G弁の逃がし弁機能を作動させようとした操作1～4において原子炉圧力が減圧された様子は見られないものの、図9より力学的には逃がし弁機能を作動させることが可能な状況であったと考えられる。一方、E, F, D

弁の逃がし弁機能を作動させた操作 5, 6 では、水位の低下はみられるものの操作 1~4 の時とほぼ同じような状況であったにも関わらず原子炉圧力が減圧されている。

差異が生じたのは、項目 5.3 で記載したように 16 時 34 分の開操作を実施して以降、バッテリーの配線を一度全て外して再構築し、さらに電磁弁を励磁させるための電源の供給範囲を、回路全体から電磁弁のみに限定したことが要因と考えられる。

なお、(b)にて後述するように、操作 5, 6 で開いた弁は、14 日 21 時頃の操作 7 の前に閉じたと考える。閉じた理由については、次の 2 つの可能性が考えられる。

- 14 日 20 時頃から消防車による注水を開始している。注水に伴う蒸気および水素の発生により、SRV は開いたまま原子炉圧力が上昇。原子炉圧力の上昇を見た運転員が、SRV が閉じたと考え仮設バッテリーに接続したケーブルを他の SRV に繋ぎかえることで、操作 5, 6 で開けた弁が閉じた可能性。
 - 電磁弁などで使用しているシール材が、格納容器内の環境（温度・湿度・放射線）が悪化したことで劣化。SRV の駆動に必要な N₂ ガスが漏えいし、SRV を開ける力が不足したことで、SRV が閉じた可能性。
- ただし、(c)にて後述するように、14 日 21 時頃の操作 7 で開けた弁は、15 日 0 時頃まで開維持であった可能性が考えられる。つまり、格納容器内がより過酷な環境であっても開維持できていたと考えられることから、操作 5, 6 で開けた SRV が、N₂ ガスが漏えいしたことで開維持ができなくなった可能性は低いと考えられる。

操作 5, 6 で操作した弁が閉じたタイミングについては特定できないものの、14 日 20 時頃に開始した注水に伴い D/W 圧力が上昇していることから（図 11）、この頃までは開いていた可能性がある。

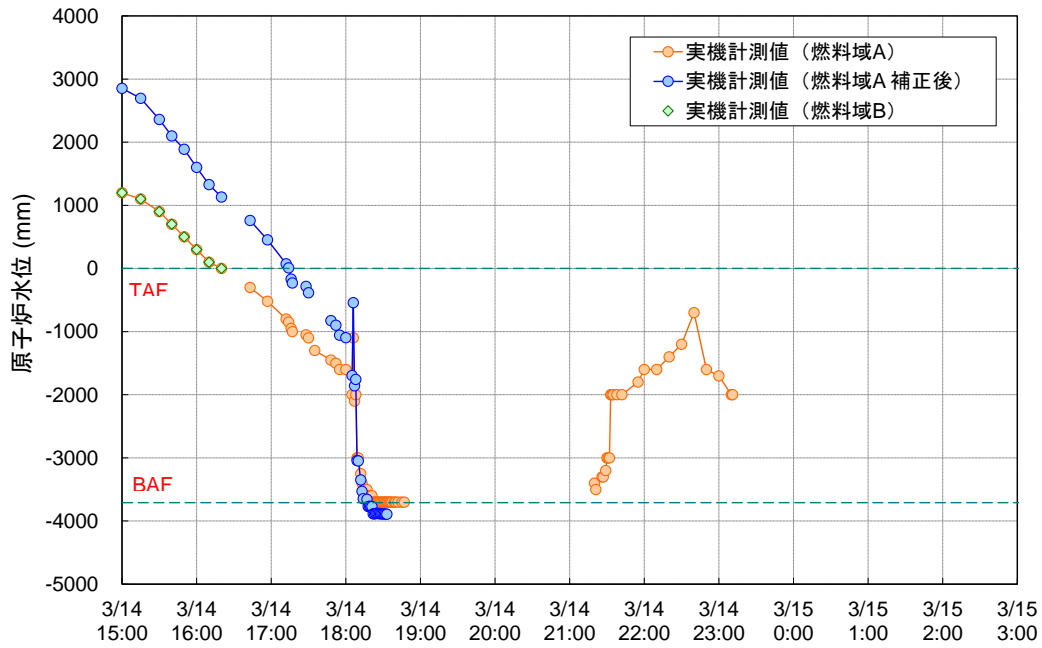


図 10 原子炉水位変化

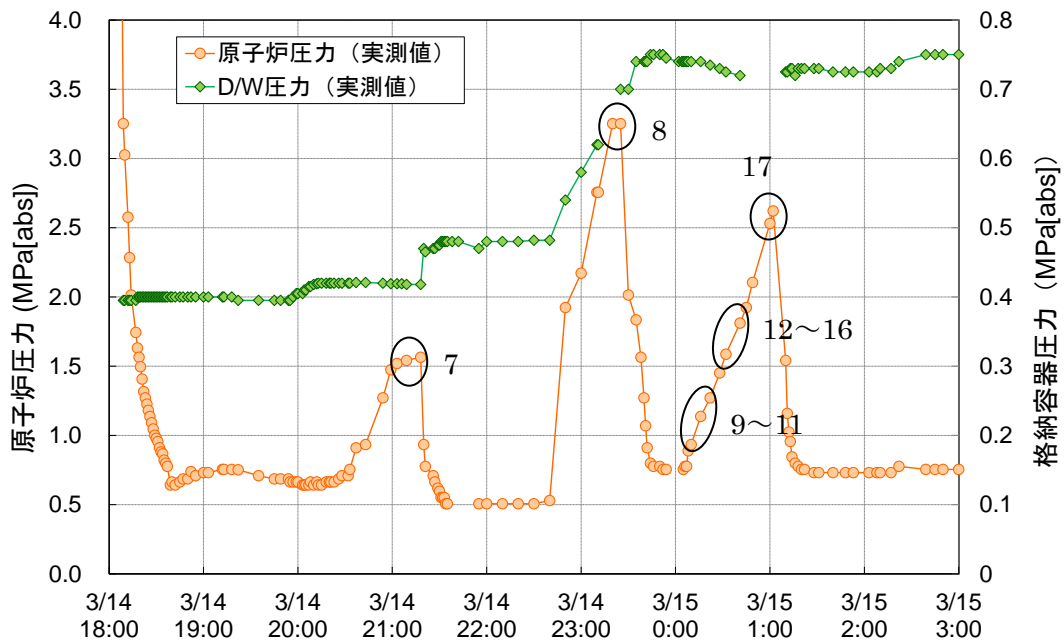


図 11 原子炉圧力と格納容器圧力変化

(b) 操作 7 について

操作 7 (A, B 弁の逃がし弁機能) の詳細な操作状況については、次のとおりである。

「14日 21:00 頃、原子炉圧力が上昇。SRV をもう 1 弁追加で開けることとし、電磁弁を励磁するも原子炉圧力は低下せず。他の SRV の電磁弁を励磁させたところ、21:20 に原子炉圧力が低下[1]」

図 9 より、14 日 21 時頃は力学的には SRV の逃がし弁機能が作動できる状況であったと考えられる。

21 時 20 分頃に原子炉圧力の低下と同時に D/W 圧力の上昇（50 kPa 程度）が観測されている。D/W 圧力の上昇は、炉内で発生した蒸気および水素がちょうどこのタイミングで S/C に流入したことによるものと考えられる。つまり、20 時 15 分～21 時 20 分について、原子炉圧力が上昇していくにも関わらず D/W 圧力が上昇していないため、この頃までに 18 時 02 分頃に開操作した SRV（操作 5, 6 で開操作した E, F, D 弁）は閉じてしまっていて、21 時 20 分頃、操作 7 に伴い SRV が開いたと考えられる（添付資料 2-9）。

なお、操作 7 において、21 時頃に操作した弁により原子炉圧力の低下が確認されなかったことについては、理由は特定できないものの SRV が開かなかったものと考えられる。

(c) 操作 8 について

操作 8 の対象弁は不明であり、作動させた機能も不明である。ただし、プラントデータの推移から次のことが考えられる。

図 11 より、原子炉圧力の上昇にあわせて格納容器圧力が上昇している。したがって、原子炉圧力容器から格納容器へ気体及びエネルギーの移行があったと考えられる。図 12 に示すように、CAMS の指示値は 14 日 21 時 55 分から D/W および S/C とともに上昇していたが、14 日 23 時 42 分以降 D/W 側の CAMS の指示値が上昇する一方、S/C 側の CAMS の指示値が停滞および低下している。これは、14 日 23 時 42 分以降、原子炉圧力容器から D/W へ気体の漏えい開始したことによる可能性が考えられる（添付資料 2-10）。したがって、14 日 22 時 40 分から原子炉圧力が上昇した際に D/W 圧力も上昇したことについては、ここまでは原子炉が健全な状態であり、原子炉圧力容器から D/W への気体の漏えいによる圧力上昇ではなく、操作 7 で開いた SRV（A または B 弁）が開状態を維持したまま、原子炉圧力容器内の蒸気および水素の発生量に伴い原子炉圧力が上昇し、SRV を通じて S/C に蒸気・水素が放出されることで、D/W 圧力が上昇していたと考えられる。なお、この時の SRV の開度は中間開を想定することで、当該圧力上昇を再現する解析結果を得ている（添付資料 2-9 参照）。SRV が中間開という弁開度は、この期間に $P_R + P_N > P_P + P_A$ の関係が $P_R + P_N$

$<P_P+P_A$ となり、設計上は SRV を全開にすることができない状態となったことで説明できる可能性がある。

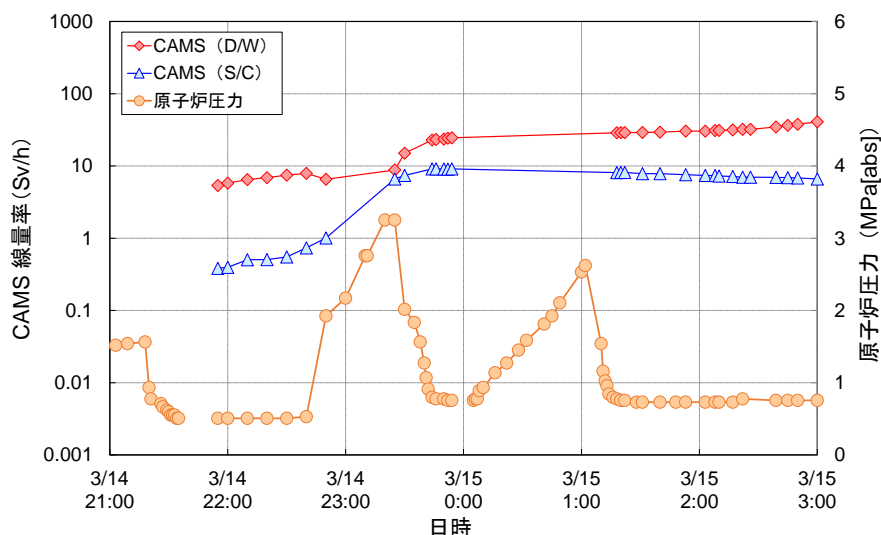


図 12 CAMS 測定値と原子炉圧力

(d) 操作 9～11 について

操作 9～11 は、C, G, E 弁の逃がし弁機能の作動を試みている。

このうち、C, G 弁については、電磁弁を励磁させようとした際に火花が発生したため、SRV の開操作を断念している。図 9 より、操作 9～11 を行った時間帯は逃がし弁機能が設計上作動させることができない領域にあることから、E 弁は力学的な要因により作動させることができなかった可能性がある。

なお、操作 7 以降開状態を維持していたと考えられる SRV については、逃がし弁機能の作動であるため、操作 9～11 を実施した頃には、図 11 に示すように格納容器圧力が上昇傾向にあり力学的に開状態を維持できない状況となった可能性がある。

(e) 操作 12～16 および操作 17 について

操作 12～16 では、A, B, E, G, H 弁の ADS 機能を作動させようとしている。この間、原子炉圧力の低下が確認できないものの、図 9 より、設計上は作動させることが可能であったと考えられる。操作 17 は C 弁の ADS 機能を作動させているが、このタイミングで原子炉圧力の低下が確認されている。このことについては、次の 2 つの可能性が考えられる。

- (i)SRV は各操作において作動していたものの、原子炉压力容器内の蒸気および水素の発生量の変化に伴い、原子炉圧力が変化した可能性。
- (ii)操作 12～16 (A, B, E, G, H 弁の ADS 機能の作動) において、電磁弁等で使用しているシール材が劣化し、SRV の駆動に必要な窒素ガスが漏えいすることで開かなかった可能性。

(i)の可能性について、SRV が開いていたにもかかわらず D/W 圧力が上昇していないことについては、水素の発生がほとんどなく、S/C で蒸気がすべて凝縮した可能性、または、格納容器の健全性が喪失していた可能性により説明が可能となる (添付資料 2-9 参照)。

(ii)の可能性について、14 日 23 時頃に最も激しい燃料損傷があったと推定しており (添付資料 2-9 参照)、この頃には原子炉压力容器から D/W への漏えいが発生していた可能性がある (図 12) ことから格納容器内の環境が過酷になったことで、シール材の劣化が進んだ可能性は考えられる。操作 17 (C 弁) のタイミングで減圧していることについて、C 弁では漏えいするほどまで電磁弁等で使用しているシール材の劣化が進まなかったか、漏えいがあった場合でも操作 17 の時点では、図 11 より原子炉圧力が上昇していくのに対し、D/W 圧力はわずかに減少していることから、力学的に作動させることが可能な状況に変化した可能性も考えられる。

なお、15 日 1 時過ぎの原子炉圧力の減圧挙動が、SRV の開操作によってではなく、原子炉压力容器から格納容器への気体の漏えいの拡大によってもたらされた可能性について、原子炉圧力が上昇および下降をしている 15 日 0 時頃から 1 時過ぎまで CAMS (D/W) の測定値はないものの、当該期間前後の CAMS (D/W) 指示値に大きな変化が見られないことから、その可能性は低いと考えられる (図 12)。

(f) 操作 18 について

15 日 2 時 22 分頃にわずかな原子炉圧力の上昇がみられたことで、対象となる弁は不明であるものの ADS 機能を操作させている。図 13 に示すように、SRV 操作後に原子炉圧力は減少しており、図 9 より力学的にも SRV は作動可能であったと考えられ、SRV が開いた可能性はある。ただし、1 時 30 分頃から原子炉圧力と D/W 圧力は均圧しており、原子炉压力容器から格納容器への気体の漏えいに伴い、原子炉压力容器内の気体の発生量に伴い一端上昇した原子炉圧力が減少していった可能性も考えられる。

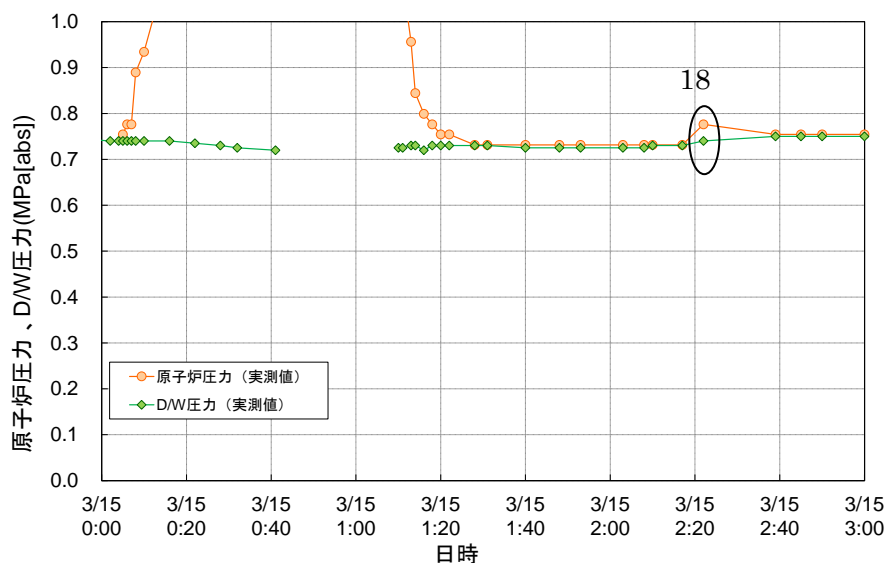


図 13 原子炉圧力、D/W 圧力変化 (3/15 0:00～3:00)

7. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係

項目 6 で実施した考察から、以下の点が確認できた。

- ・電磁弁に適切に電気を供給できていなかったことが、SRV の開閉に影響した可能性が高い。
- ・事故が進展する中で格納容器圧力が上昇し、SRV の開閉に影響した可能性を確認。
- ・電磁弁等のシール材が、温度・湿度・放射線の影響で劣化し、SRV が開かなかった可能性もある。

上述の内容について、柏崎刈羽原子力発電所では現在のところ次のような安全対策が実施または試みられている。(図 14)

<電源に関する対策>

- ①電源車の活用に加え、可搬蓄電池を配備し、直流電源喪失時にも電磁弁の作動が可能。
- ②電磁弁の排気側から SRV へ窒素ガスを供給する系統（代替逃し安全弁駆動装置）を新設。

<窒素ガスの供給に関する対策>

- ③窒素ガス供給圧力を増加し、格納容器圧力が最高使用圧力の 2 倍時にも SRV を開けることが可能。
- ④電磁弁で使用しているシール材を、フッ素ゴムから耐環境性に優れるエチレンプロピレンゴムへと変更し、系統からの窒素ガスの漏えいを低減。
- ⑤窒素ガス供給源のバックアップとして、予備の窒素ポンペを配備。

<その他>

- ⑥自動減圧機能を強化（高圧注水系が機能を喪失し、原子炉圧力容器が減圧できない事象に備えて、「原子炉水位低 L1+10分+残留熱除去系ポンプ運転」で ADS 機能作動（4 弁に論理を追加）。
- ⑦逃がし安全弁への熱的影響緩和のための代替スプレイ手順を追加

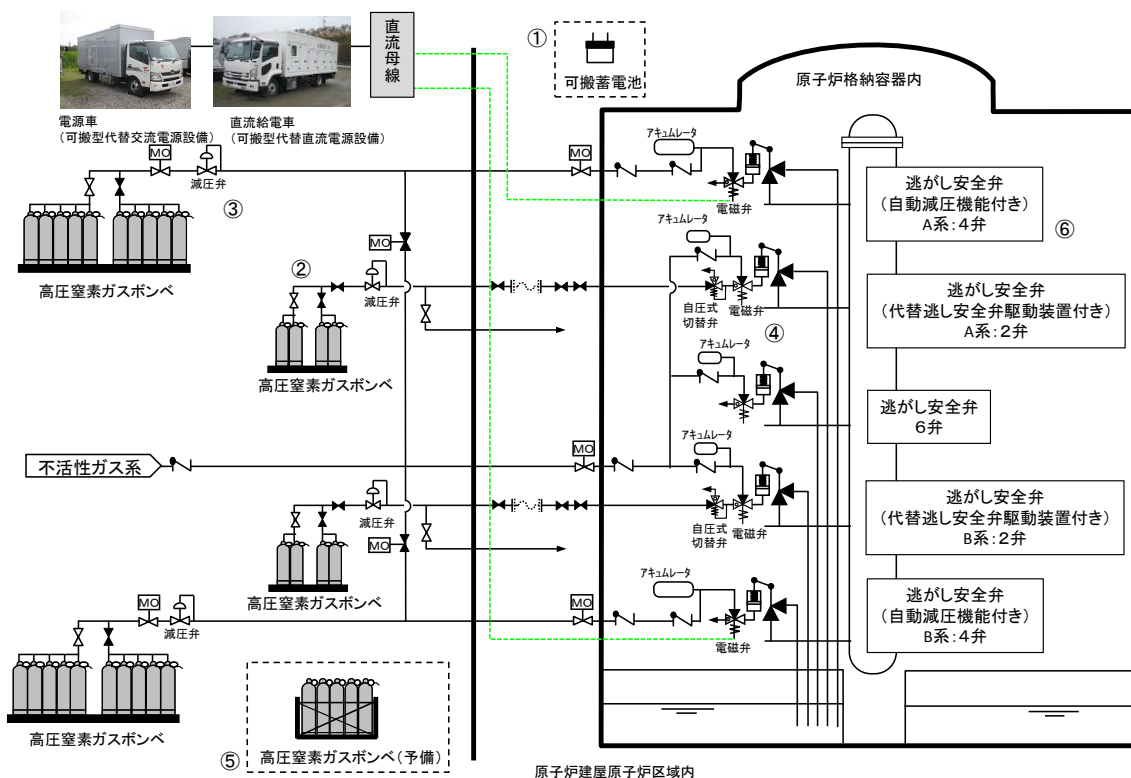


図 14 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策の取り組みイメージ

8. まとめ

2号機の SRV の作動状況について、原子炉圧力、格納容器圧力の推移および力学的な評価をふまえて検証したところ、項目 7 で記載したように、電磁弁への電源の確保、窒素ガス供給圧力の確保、漏えいを低減する取り組みの重要性が確認できた。個別の SRV の作動状況については、確定できない要素があるものの、現時点で考えられる SRV の不作動要因は解消されることとなるため、現在 SRV の安全対策として検討されている内容は、SRV 操作の信頼性を高めるものであり、適切な対策といえる。

9. 参照文書

- [1] 平成 24 年 6 月 20 日 福島原子力事故調査報告書 別紙 2

2号機の圧力抑制室（S/C）の水位変化と温度変化について

1. はじめに

添付資料 2-8 の検討により、2号機 S/C 下部に漏えい孔が存在している可能性を明らかにした。2014年1月の調査により、トラス室内滞留水と S/C プール水はほぼ同レベルで推移していることから、2つの水位は連動していることが確認されている。また、S/C 温度の変動から、S/C 内水位が変動し、S/C 温度計が水没または露出することで、指示温度が変動する事を推定している。本報告は、添付資料 2-8 の検討結果を発展させ、S/C 水位変動に伴う S/C ガス温度および S/C プール水温度が変化するメカニズムを考察した上で、これまでに得られた実測データから、S/C 内水位変動を計算し、S/C 水位が S/C 温度計の変化に影響を与えているシナリオについて検討を実施したものである。また、この検討を通じて、S/C 底部付近にあると考えられているリーク位置についても推定している。

2. 真空破壊弁のリーク箇所と S/C 水位による S/C 熱流入状況の違い

添付資料 2-8 より、S/C 水位がダウンカメラ下端以上 S/C ガス温度計以下の位置に存在する状態でも、S/C ガス温度が高い状態である事から、真空破壊弁からの蒸気リークがあることを推定している。2011年3月頃の D/W 雰囲気が高温だった時は蒸気により D/W から S/C へ熱が供給されていたが、2011年9月以降は、原子炉・格納容器内の温度が 100℃以下に低下していることから S/C への熱流入は D/W 滞留水のオーバーフロー水によってなされていると考えられる。S/C 内の断面図を図 1、真空破壊弁の写真を図 2 に示す。

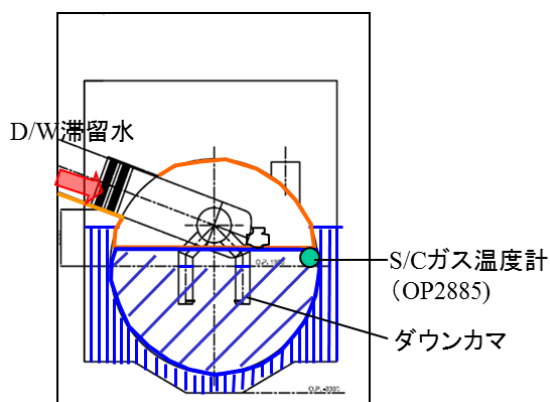


図1 S/C 内の断面図



図2 真空破壊弁

O.P.表記の取扱いについては、本報告書本文「10. 補足」参照。

2.1 S/C からの熱の流出

S/C は、図3に示す通り、原子炉建屋の最地下階に設置されており、S/C 水の熱の一部は、S/C 空間部へ移行し、S/C 気相部壁面を通じてトーラス室外部へと放熱している。また、熱の大部分は、S/C 壁面（水没部）を通じて、トーラス室滞留水へと移行し、トーラス室滞留水からは、建屋外壁面を通じ、熱を放出していると推定している（図4）。冷却面は主に原子炉建屋の最地下階の壁面および底部床面が支配的となるため、S/C 水の持つ熱の流れは、上部から底部に向かっている。したがって、温度勾配は、S/C および滞留水の上部が高く、底部に近づくほどに低くなる温度場が形成される状況にある。熱の流れの推定図を図5に示す。

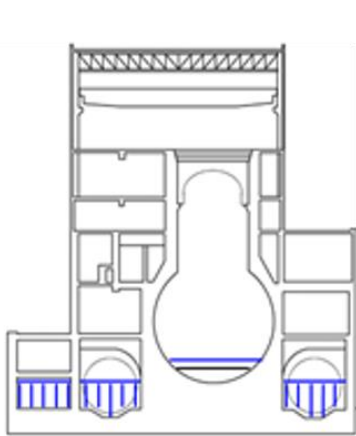


図3 原子炉建屋断面

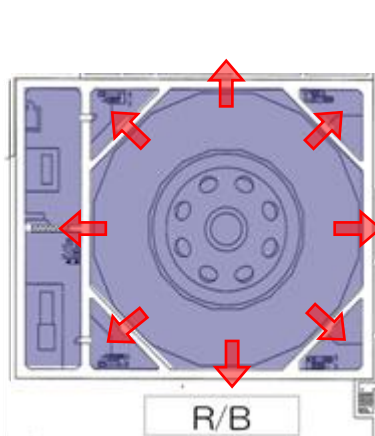


図4 原子炉建屋地下階

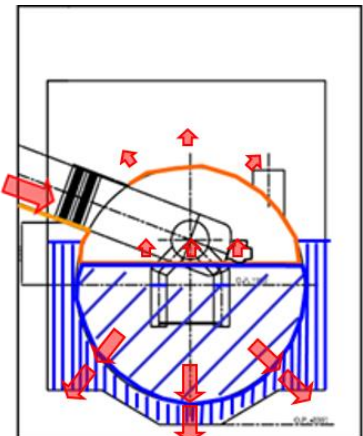


図5 S/C 内の熱の流れの推定図

2.2 S/C への熱の流入

D/W からオーバーフローしてきた滞留水は、図6に示すベント管下端部（A部）に一旦、滞留する。その後、A部から S/C 内部への流れは、逆 U 字形状のダウンカマを経由する D/W から S/C への本来のパスと真空破壊弁に何らかの理由でできたリーク孔を経由するパスが想定され、S/C 水位によって流量に違いがあると考えられる。

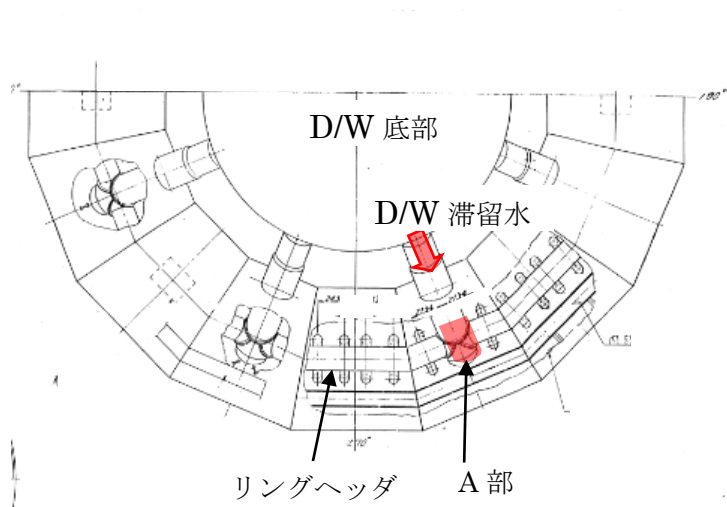
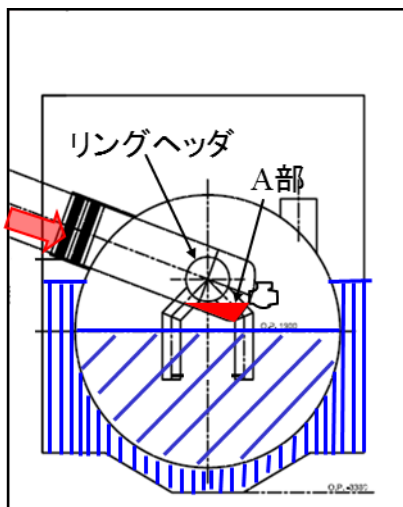


図6 ベント管下端位置

2.2.1 S/C 水位が真空破壊弁のリーク箇所より高い位置にある場合

D/W からのオーバーフローした滞留水は、(A 部) に溜まった後、S/C 内部へと移動する経路として、真空破壊弁のリーク箇所を通じて S/C 内部へ移動する上方経路①とベント管下端部からベント管を連結してある円環状構造物であるリングヘッドを介してダウンカマを通じ S/C 下部から供給される下方経路②が想定される。

上方経路①と下方経路②では、流出先の S/C 水の温度差=密度差に違いがあるため、流量は大きく異なる。D/W からオーバーフローしてきた暖かく密度の小さい滞留水は、A 部に一旦溜まった後は、次々と流入してくる D/W 滞留水に押し出される形で S/C 内部へと向かう。移動量は密度差の影響が大きく、下方の「温度が低く密度が大きい S/C 水を押しのけて流出する量 (下方経路②)」に比較し、上方の「温度差が小さく、流出先との密度差が少ない上部リーク孔を通じて移動する量 (上方経路①)」が支配的となる。

結果として、S/C 水の上下方向の温度分布は、S/C 水面から真空破壊弁リーク箇所までの温度が高くなり、真空破壊弁リーク箇所より下側では、底部に近づくにつれて低くなる。

2.2.2 S/C 水位が真空破壊弁のリーク箇所より低い位置にある場合

D/W からのオーバーフローした滞留水は、(A 部) に溜まった後、水位との位置関係から 2.2.1 の状態とは異なり、リングヘッドを介して、ダウンカマより S/C 下部へと供給される。ダウンカマ下端から放出された水は周囲に比べて暖かいため、上方へ移動し、上方で熱を放出した水は下方へと移動し、自然対流による循環が発生する。結果、S/C 水の上下方向の温度分布は、S/C 水面～ダウンカマ先端部 (OP325) までのエリアは熱循環に伴い均一となり、ダウンカマ下端部以下では S/C 底部に近いほど温度が低下する分布になる。また、S/C 水位が S/C ガス温度計設置位置 (OP2885) よりも下にある場合は、気相部温度を検知している。S/C 気相部でも、トラス室への放熱は行われているため、気相部温度は S/C 水の表面温度よりはわずかに低い値を示す。

2.3 S/C 水位と S/C 内温度場

2.2.1 節と 2.2.2 節の S/C 水位と S/C 温度分布は図 7 のようになると考えられる。なお、真空破壊弁リーク箇所レベルは、弁体下端部 (OP2850) から弁体上端 (OP3283) の範囲であると想定しているが、以降の S/C 水位と温度変化の議論においては、OP2885 の位置にリーク箇所があると仮定している。

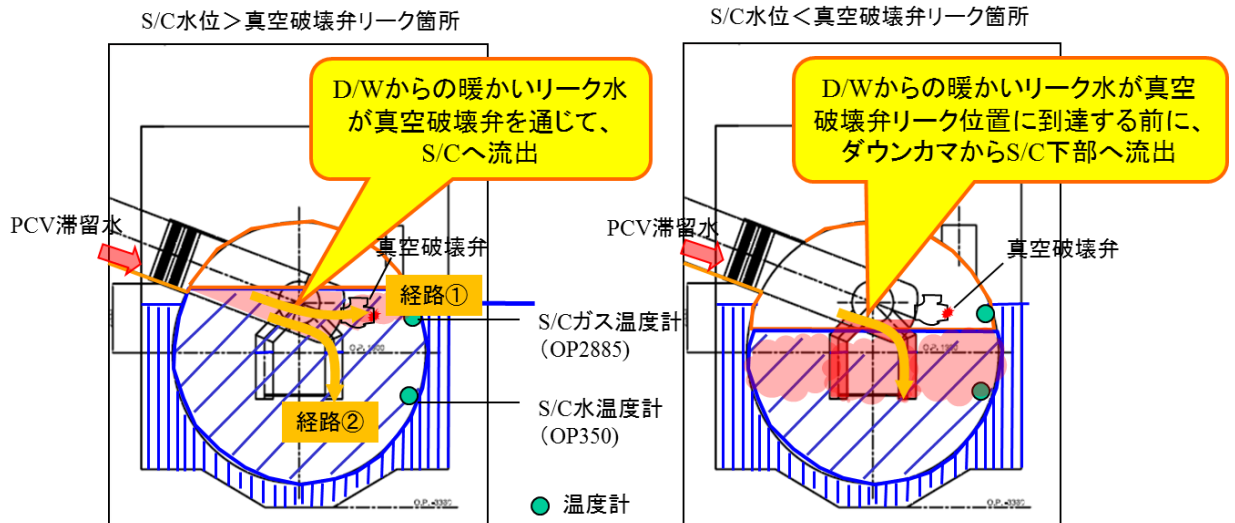


図7 S/C水位の違いによる流入状況図

3. S/C水位評価によるS/C温度変動の考察

次に、S/C水位の変動状況について、S/C水位計算モデルを用いて定量的に評価を行い、2.3での整理を踏まえたS/C水位とS/C温度の関係性を調査する。

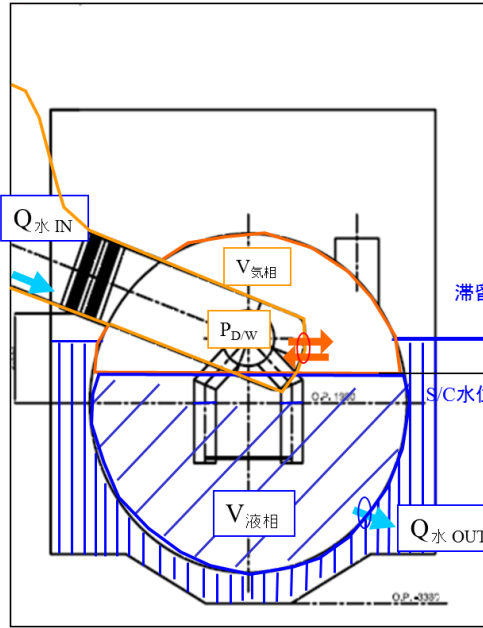
3.1 S/C水位計算モデル

計算原理と諸元の計算概要を図8に示す。S/C内の水位計算は、S/C内に保有されている水の質量保存則をベースに時間変化は差分法にて計算している。

①式：1ステップ後のS/C保有水量は、1ステップ前の保有水量に1ステップ中に追加になった水量を加えたもの。

②式：1ステップ中に加わる水量は、S/Cへの流入量からS/Cからの流出量の差分である。なお、S/Cへの流入量は、原子炉への注水量と同等としている。

③式：②のS/Cからの流出量は、トリチェリの式によって求まる流出量であり、流量は、リーク面積と流出速度に比例し、流出速度は、S/Cと滞留水水位差とS/C内外面に加わる圧力差に応じて求まるもの。



【基本的な考え方】
S/C内部の水の物質収支の時間変化を計算

【計算式】

①式: $Q_{S/C水,n+1} = Q_{S/C水,n} + \Delta Q_{S/C水,n}$

②式: $\Delta Q_{S/C水,n} = Q_{水IN,n} - Q_{水OUT,n}$

③式: $Q_{水OUT,n} = C \times S \times \sqrt{2(P_{S/C,n} / \rho + g(H_{S/C,n} - H_{滞留水,n}))}$

C: 流出抵抗(0.62)

S: リーク孔面積

$Q_{S/C水,n}$: 時刻nでのS/C水量

$Q_{水IN,n}$: 時刻nでのS/Cへの流入量=注水量

$P_{S/C,n}$: 時刻nでのS/C圧力

$H_{S/C,n}$: 時刻nでのS/C水位

$H_{滞留水,n}$: 時刻nでの滞留水水位

図8 S/C水位計算概要

ここでS/C圧力は、S/C圧力とD/W圧力の実測値との関係より、D/W圧力を-2kPaする補正を加えている[1]。ただし、S/C水位が真空破壊弁を上回った場合は、S/C気相部は、圧縮過程であるから、ボイルの法則 $PV=一定$ により計算される値を用いている。(図9参照)

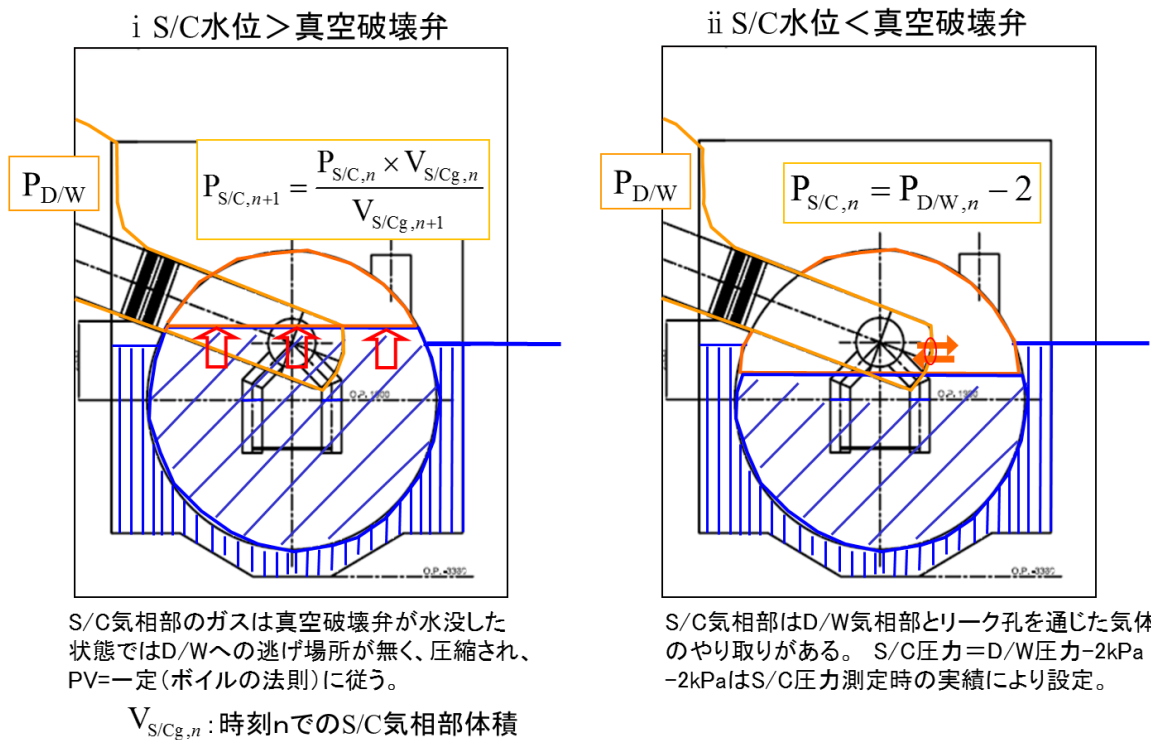


図9 S/C圧力計算方法

ΔH に用いる S/C 水位は、計算値を使用し、トーラス室滞留水水位は実測値を用いた。初期条件の S/C 水位は、初期の S/C 水位計算値の変動が極端にならない値を設定した。

本シミュレーションの特徴は、上述の初期水位の他は、S/C リーク面積のみが未知数のパラメータとなっており、その他境界条件は、すべて実測値を用いているところにある。

3.2 S/C 水位計算結果

計算に使用するデータが拡充している 2011 年 7 月 16 日 1:00 を初期条件とした計算結果を図 10 に示す。リーク面積：9cm²とした。

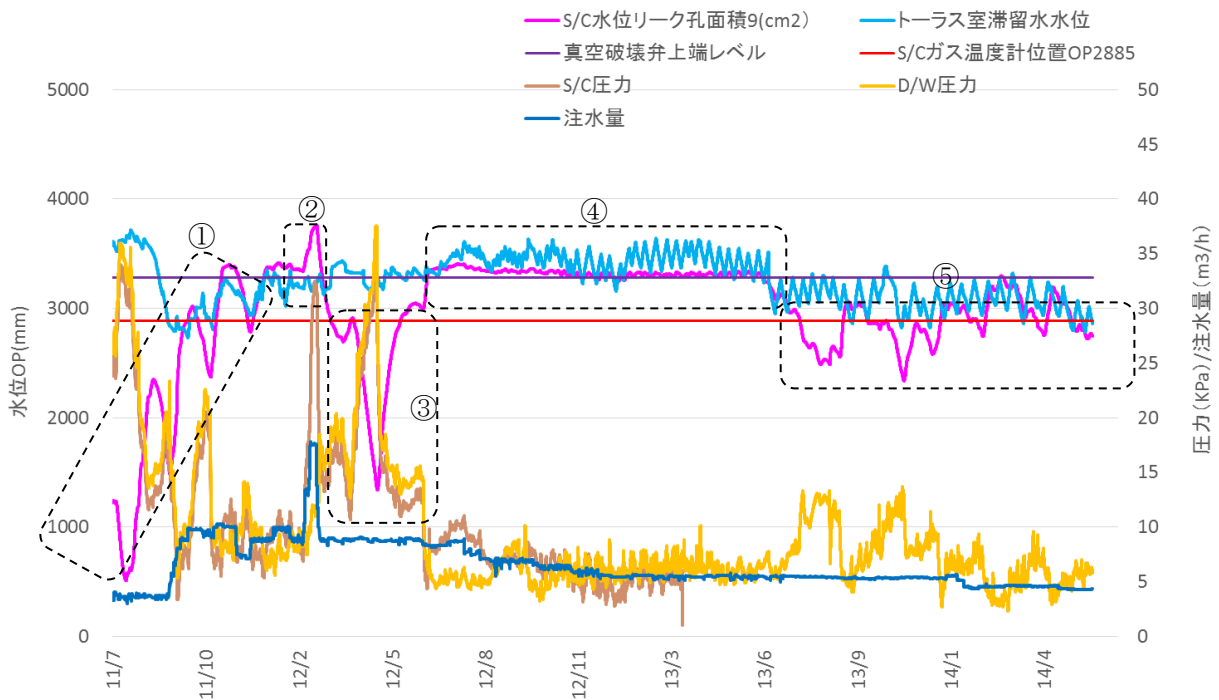


図 10 S/C 水位 (リーク面積 9cm²)

計算された S/C 水位は、D/W 圧力変動、滞留水水位、注水量変動に応じて、変動している。

① 【D/W 圧力低下期】

2011 年 7 月～12 月にかけては、D/W 圧力が低下するに従い、S/C 圧力も低下し、S/C 水位レベルが上昇している。

② 【注水流量増大時期】

2012 年 2 月上旬 温度計の不安定指示 (のちに温度計故障と評価された。[2]) の対策の一環として、注水流量を増大させた事で、S/C 水位は、真空破壊弁を大きく超え、S/C 圧力は D/W 圧力を大きく上回り S/C 気相部が圧縮される状態となっている。

③ 【D/W 圧力上昇期】

D/W 圧力の上昇により、S/C 保有水が多く滞留水側へ押し出されたため、S/C 水

位は、大きく低下している。その後、D/W 圧力上昇が解消され、S/C 水位は急速に回復している。

④ 【滞留水レベルが真空破壊弁上端を上回る時期】

原子炉建屋滞留水水位が OP3200～3500 と高いレベルを推移している。S/C 水位が真空破壊弁を上回ると、S/C 気相部が圧縮され、S/C 圧力が高まった状態になり S/C からの流出量と S/C への流入量が増加した状態でバランスされる。従って、S/C 水位は真空破壊弁上端付近に位置している。

⑤ 【滞留水レベルが真空破壊弁上端より低い時期】

滞留水水位は真空破壊弁よりも低く、S/C 水位は D/W 圧力の変動により大きく変動している。2013 年 7 月、10 月において D/W 圧力が上昇した時期においては、S/C 水位が低下し、D/W 圧力の上昇が解消されると滞留水近傍レベルまで水位が上昇する。この時期は、S/C ガス温度計（設置位置 OP2885）の測定値が大きく変動していることが観測されており、この挙動は温度計が水没と露出を繰り返したことが原因であると推定している

3.3 S/C 想定リーク面積の違いによる S/C 挙動と S/C 温度の関係

S/C 下部のリーク面積を 6cm²、9cm²、12cm² とした場合の S/C 水位変動傾向について図 11 に示す。

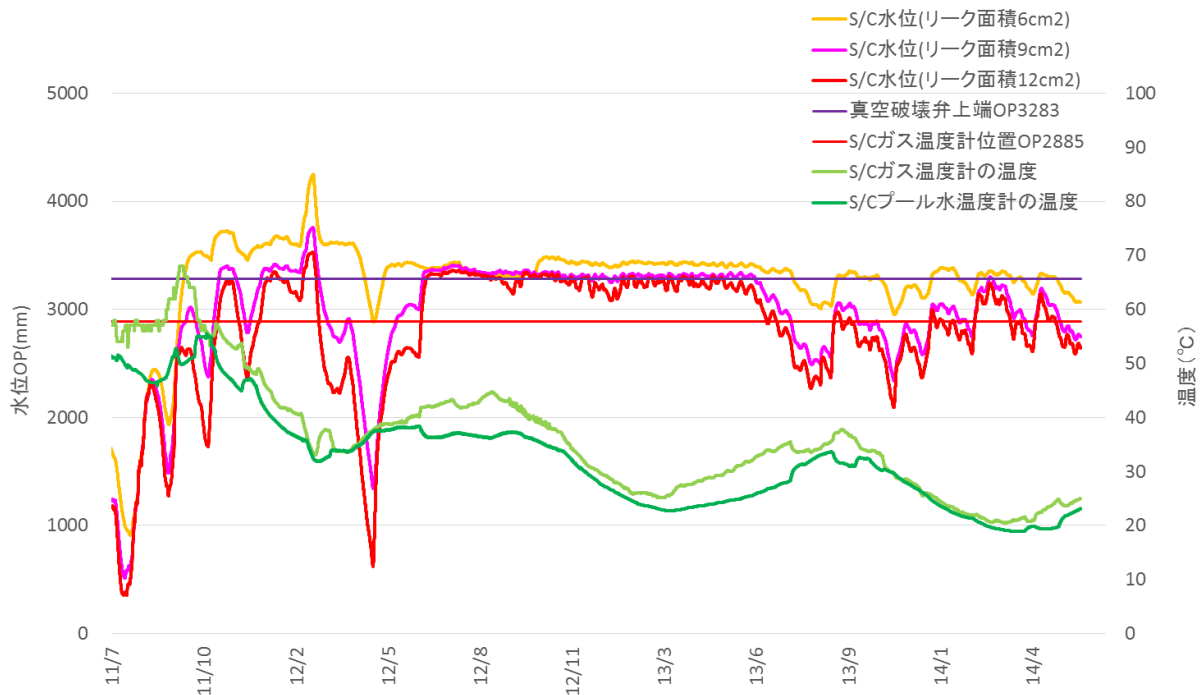


図 11 リーク面積が異なる場合の S/C 水位挙動

S/C 水位は、S/C リーク面積の大きさの違いにより挙動が異なっている。リーク面積が小さいほど、S/C 内の水量を外部に放出しづらくなるため、水位は高くなる傾向を

示している。また、想定する S/C リーク面積の大きさによって、S/C ガス温度計の水没・露出する時期に違いが出る。ここでは、2.3 で論じた S/C 水位の違いが S/C 温度に与える影響について検討を行う。2013 年 6 月～2014 年 6 月の⑤【滞留水レベルが真空破壊弁上端より低い時期】において、想定リーク面積を 6cm²、9cm²、12cm² の 3 ケースを調べた。それぞれ計算された S/C 水位が S/C ガス温度計設置位置 (OP2885) を上回る、または、下回るタイミングで実測値である S/C ガス温度、および S/C プール水温度に変化が生じているかについて確認を行った。

3.3.1 想定 S/C リーク面積 6cm² の場合

想定 S/C リーク面積を 6cm² とした場合の S/C 水位計算結果と観測値である S/C ガス温度および S/C プール水温度を図 12 に示す。

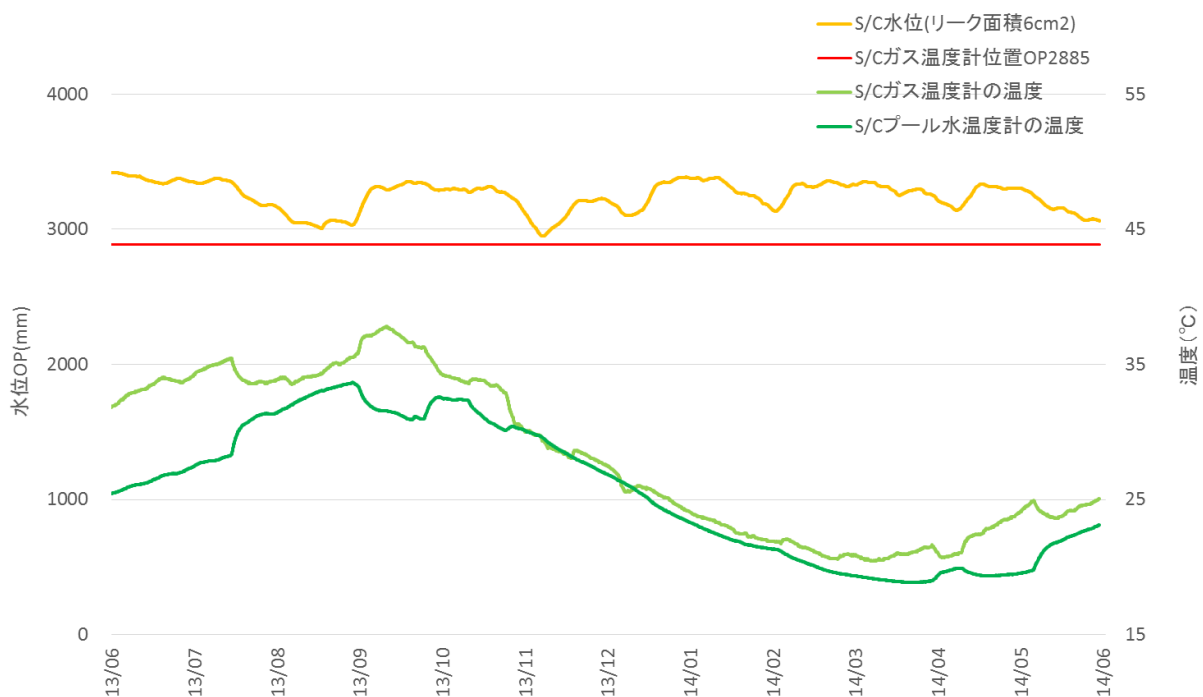


図 12 リーク面積 6cm² での S/C 水位計算結果

想定 S/C 水位は、常に OP2885 の S/C ガス温度計設置位置を上回っている。S/C ガス温度の水没・露出や熱の流入経路の変更が生じないので、S/C ガス温度と S/C プール水温度に変化は生じない事が S/C 水位からは想定されるが、これは実態に合わない。

3.3.2 想定 S/C リーク面積 9cm² の場合

想定 S/C リーク面積を 9cm² とした場合の S/C 水位計算結果と観測値である S/C ガス温度および S/C プール水温度を図 13 に示す。

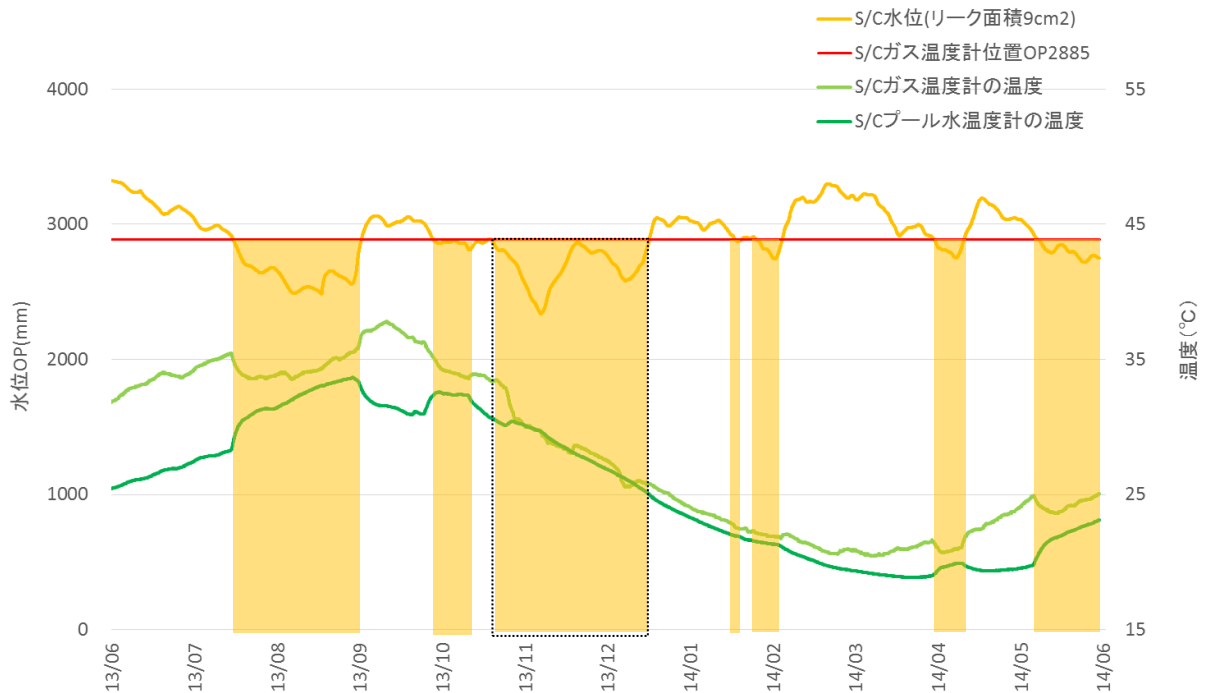


図 13 リーク面積 9cm²での S/C 水位計算結果

想定 S/C 水位は、S/C ガス温度部（OP2885）を上回ったり、下回ったりするのを繰り返している。オレンジ色のハッチングは、想定 S/C 水位が S/C ガス温度部よりも低い時期を示している。2.3 での議論より、S/C 水位が OP2885 より高い位置から低い位置に移動するタイミングでは、S/C ガス温度計は気相部に露出するため、S/C ガス温度は低下を示す。一方、S/C プール水温度は、ベント管下端部から真空破壊弁リーク孔経由で S/C 水面上部へ抜けていた熱がダウンカメラ経由に変更されるため、S/C プール水温度計部により多くの熱が流入され S/C プール水温度は上昇する。結果として、S/C ガス温度と S/C プール水温度の温度差は縮小する。ハッチング期間においては、S/C ガス温度、S/C プール水温度とも温度差は縮小する傾向がみられており、想定 S/C 水位変動と温度挙動は整合している。

なお、水位と温度変化の整合が悪い期間（点線部：2013 年 10 月 16 日～12 月 21 日）においては、2 号機 S/C 気相部に滞留している水素追い出し作業の一環で、2013 年 10 月 16 日～11 月 11 日において S/C 気相部へ直接窒素封入を行っているため、S/C 水面に加わる圧力が通常時と変わっている可能性があり、計算している S/C 水位とずれが生じている可能性がある。

3.3.3 想定 S/C リーク面積 12cm²の場合

想定 S/C リーク面積を 12cm²とした場合の S/C 水位計算結果と観測値である S/C ガス温度および S/C プール水温度を図 14 に示す。

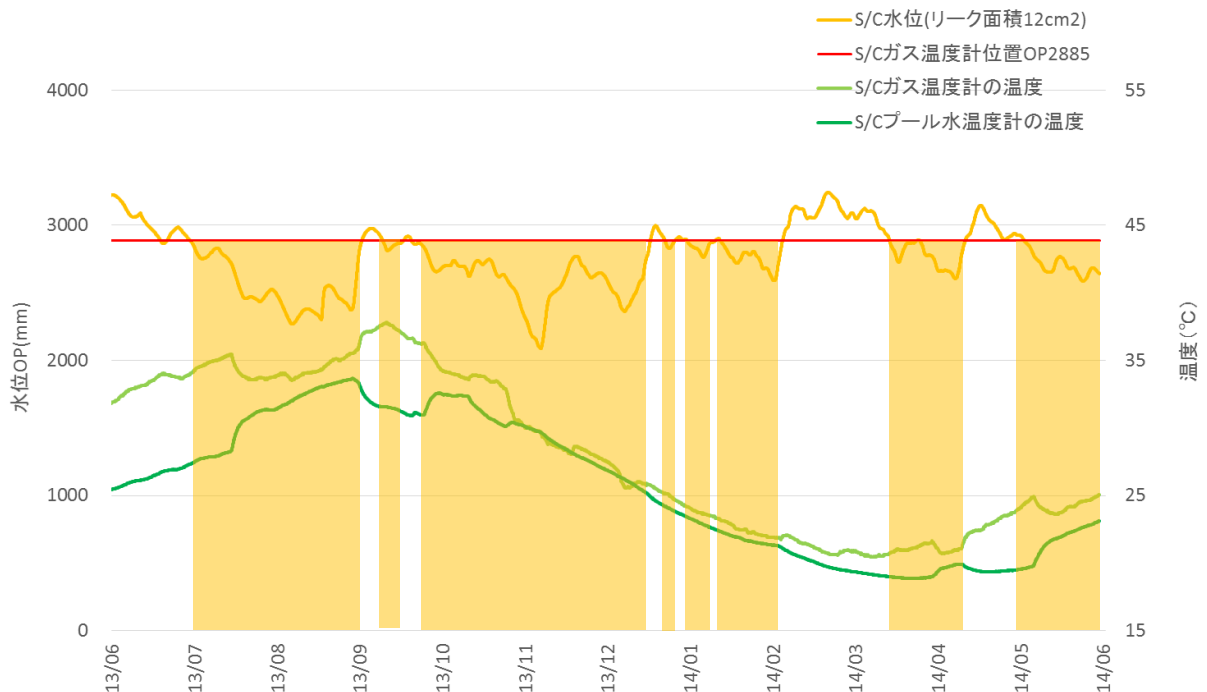


図 14 リーク面積 12cm²での S/C 水位計算結果

想定 S/C 水位は、変動が激しく、S/C 水位が S/C ガス温度位置を下回る時期が多くなり、リーク面積 9cm²の S/C 想定水位時に比較し、温度挙動と S/C 水位挙動が一致しない時期が多くなっている。また、S/C 水位が OP2885 を下回る時期と実測 S/C ガス温度と S/C プール水温度の温度差が縮小する時期が一致していないため、実態からは外れている。

3.4 S/C 水位変動範囲と S/C リーク孔の位置

3.3 の結果、S/C 水位が OP2885 を通過する事で生じる温度変化のタイミングと実測した S/C ガス温度および S/C プール水温度の温度変化のタイミングがよく一致する想定リーク面積は、9cm²前後であると推定される。

想定 S/C リーク面積が 9cm²の場合の S/C 水位が変動してきた範囲は図 15 の通りである。

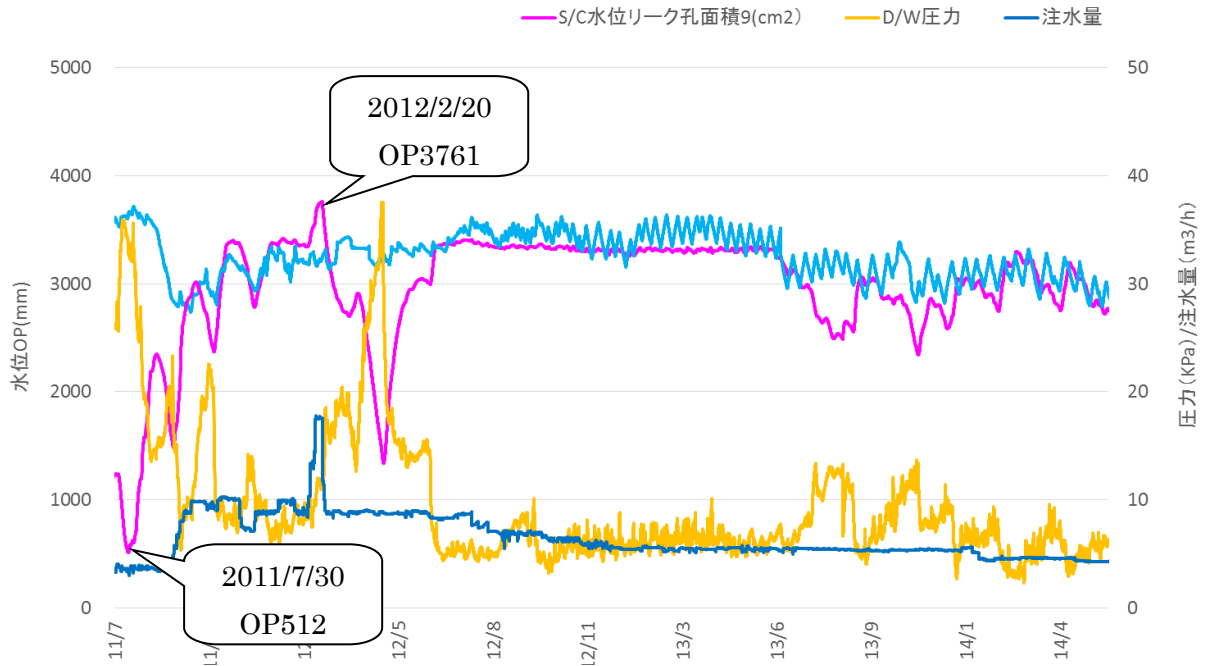


図 15 リーク面積 9cm²での S/C 水位の最高値および最低値

2011年7月16日～2014年6月1日の期間において、S/C水位の評価値は、最も低い時で、2011年7月30日のOP512となった。当該時期は、D/W圧力が高いため、多くのS/C水が押し出された状態となっていた。最も高い時は、2012年2月20日のOP3761となった。注水流量を増大させた事により大量のオーバーフロー水がS/Cへ流れ込み、S/C水位が真空破壊弁を超えて上昇したものと考えられる。全期間を通じ、S/C水位の変動範囲は、OP512～OP3761である。従って、S/Cリーク孔の位置は、この範囲より下に存在すると想定される。

4. 2号機 S/C 配管貫通部の構造

想定 S/C 面積 9cm^2 における水位変動下限である OP512 以下に存在する S/C の配管貫通部を表 1 に示し、構造情報を図 16 に示す。すなわち、S/C リーク孔が存在する可能性のある S/C 接続ラインはドレン用閉止板、RCIC 系、RHR 系、HPCI 系、コアスプレイ系のポンプサクシオン、真空破壊弁駆動用空気系ラインと考えられる。

表 1 OP512 以下の 2号機 S/C 配管貫通部

貫通部番号	数量	名称	高さ
X-213A,B	2	ドレン用閉止板	OP-2550
X-224	1	RCIC ポンプサクシオン	OP-960
X-225A,B	8	RHR 系ポンプサクシオン	OP-1745
X-226	1	HPCI ポンプサクシオン	OP-1745
X-227A,B	2	コアスプレイ系ポンプサクシオン	OP-1745
X-229A~H,J~M	12	真空破壊弁駆動用空気系	OP 19

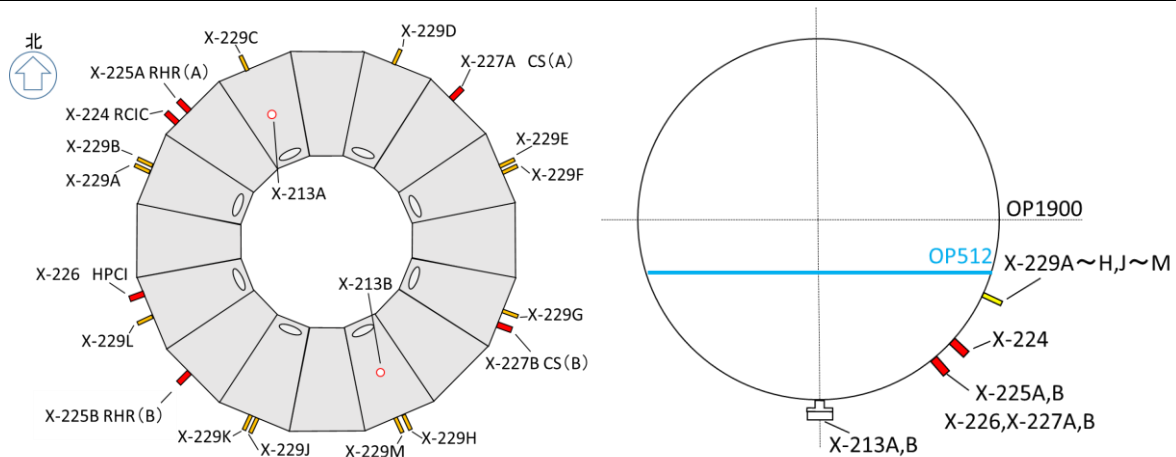


図 16 2号機 S/C 構造図

5. まとめ

2号機の S/C 温度変化のメカニズムについて、S/C 水位変動の観点から検討を行った。また、漏えい孔の位置と大きさについて、観測されている結果から、定量的な評価を行った。その結果は以下の通り整理出来る。

- ・ S/C 水位が真空破壊弁に存在するリーク位置より高いか低いかにより、S/C 内への熱流入状況が異なるため、S/C ガス温度、S/C プール水温度に変化が生じている。
- ・ S/C 下部にリーク孔を設定し、実測されたデータを元から S/C 水位変動を計算すると S/C 水位は、D/W 圧力・滞留水水位・注水量の影響を受けて、変動している事が明らかになった。
- ・ 水位変動に伴う温度変化状況と実測温度データの整合がよく取れるリーク面積は約 9cm^2 であり、リーク孔の位置は、OP512 以下に存在する。
- ・ S/C リーク孔が存在する可能性のある S/C 接続ラインは、ドレン用閉止板、RCIC 系、RHR 系、HPCI 系、コアスプレイ系のポンプサクション、真空破壊弁駆動用空気系ラインである。

6.参考文献

[1]福島第一・2号機 S/C 水素パージのための窒素封入試験（2回目）の実施状況について（結果）
東京電力 2013/12/26

http://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/131226/131226_01n.pdf

[2] 福島第一原子力発電所第2号機原子炉压力容器底部における温度上昇を踏まえた対応に係る報告について 2012/2/15

http://www.tepco.co.jp/cc/press/betu12_j/images/120216a.pdf

2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-2」に挙げられる原子炉注水量、及び「共通-3」に挙げられる水位計指示値の挙動について、株式会社テプロ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

2号機では、事故が進展する中、燃料域水位計の指示値が断片的に得られている。1号機、3号機と同様に、原子炉内・格納容器内が高温となる過程で、指示値は正確な値を示さなくなった可能性があるが、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、これまでも着目してきた、2号機で炉心損傷・炉心溶融が進展した時期(2011年3月14日の夜)について、水位計指示値等のプラントパラメータの実測値に基づいて、実際に原子炉水位がどのように推移したかを推定した。

2. 実測値に基づく原子炉水位の推定

図1に3月14日18時～15日0時のプラントパラメータの実測値を示す。

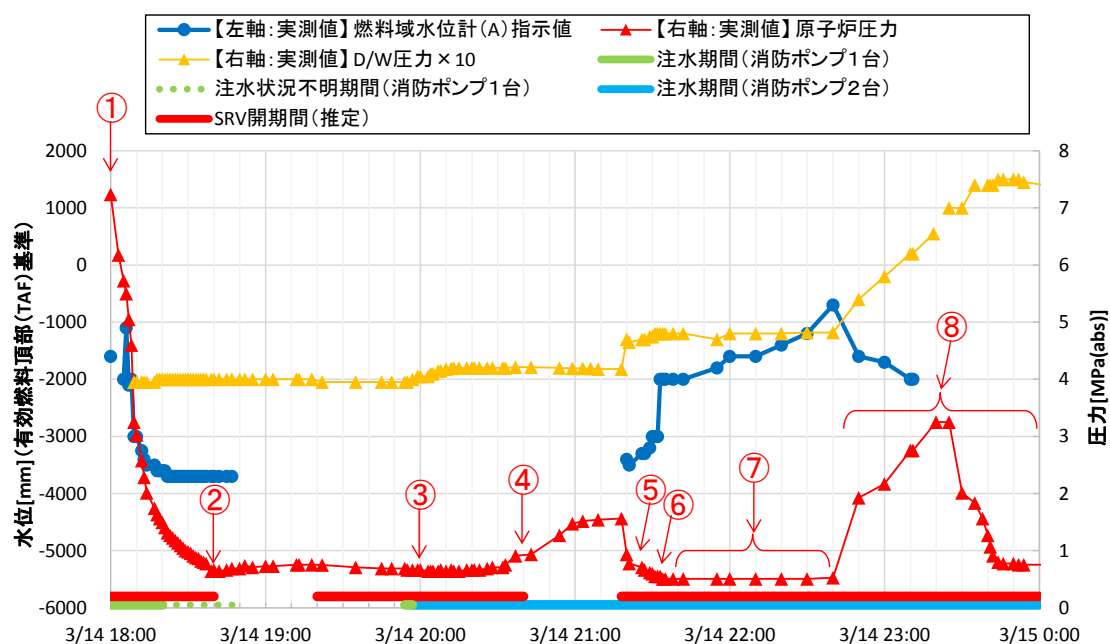


図1 プラントパラメータの実測値

図1には、記録に基づく注水の状況と、既往の検討（添付資料 2-9, 2-12）に基づく逃し安全弁（SRV）が開いていた期間の推定をあわせて示している。18:40 頃から 19:20 頃までの SRV の開度は不明であるものの、開状態を想定した場合には、同期間の原子炉圧力の上昇傾向の説明が難しくなることから、SRV は閉、あるいは閉に近い状態であった可能性がある。このためグラフ上は SRV 開と推定される期間に含めていない。なお、本添付資料においては、図1を含め、圧力は全て絶対圧で記載している。

図1には、原子炉の状態を推定するに当たって重要なタイミングに番号を振っている。図1にて番号を振ったタイミングごとに推定される原子炉の状態を表1に示す。表1では、原子炉水位の推定に関する根拠とともに、補足として原子炉水位以外の原子炉の状態の推定根拠も合わせて示している。表1より、一つのシナリオとして、以下の状況が考えられる。

推定1：原子炉水位は、18:00～18:40 頃までの原子炉減圧によって有効燃料底部（BAF）以下まで低下した。

推定2：21:40～22:40 頃の期間は、原子炉水位は注水により回復しつつも BAF までは回復していなかった。

推定3：水位計基準面器側配管内の水位は、21:20～21:30 頃に大きく低下し、21:30～22:40 頃はほぼ一定であった。

表1 各時刻において推定される原子炉の状態

番号	時刻	推定される原子炉の状態	推定の根拠
①	18:00 頃		<ul style="list-style-type: none"> 18:00 時点における燃料域水位計指示値（TAF-1600mm）の補正值 <p>この頃には D/W 雰囲気温度が高温になっており、水位計配管内の水密度は低下していたと考えられる。これによって、燃料域水位計の指示値は実際の原子炉水位を低めに表示していた可能性が高い。原子炉水位の補正には、原子炉圧力と D/W 温度の実測値が必要だが、D/W 温度は実測値がないため、解析結果の値を使用して補正（添付資料 2-1 参照）すると、原子炉水位の補正值は TAF-</p>

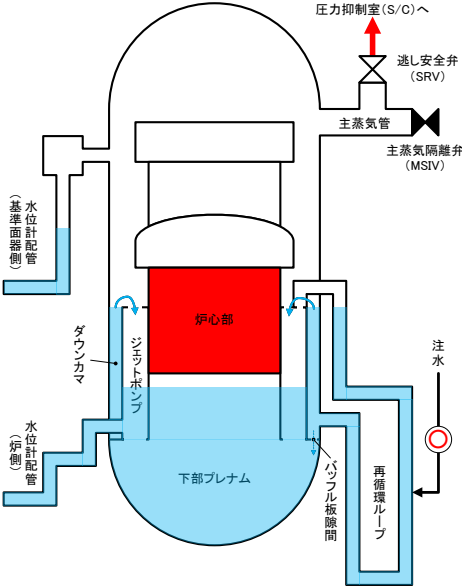
		<p>○水位</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位：TAF-1100mm 程度 ダウンカマ水位：TAF-1100mm 程度 基準面器側配管内水位：満水 炉側配管内水位：満水 <p>○注水／SRV の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水：高圧のため原子炉に到達せず SRV：開 	<p>1100mm 程度となる。なお、この補正值は、計測の誤差以外に、D/W 温度の推測に伴う誤差を含んでいる。</p> <p>補足この時点でのダウンカマ水位も原子炉水位と同等と考えられるため、TAF-1100mm 程度と推定した。これはジェットポンプ上端のスロート部付近に相当する。</p>
②	18:40 頃	<p>○水位</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位：BAF 未満 ダウンカマ水位：ジェットポンプスロート部高さ以下 基準面器側配管内水位：満水付近 炉側配管水位：満水 <p>○注水／SRV の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水：不明 SRV：閉（もしくは閉に近い状態） 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力の低下 燃料域水位計指示値の低下 <p>原子炉の減圧にともない、原子炉内の水の減圧沸騰が生じる。これによって水位計指示値は低下している。</p> <p>減圧途中の 18:20 頃からは水位計指示値が TAF-3700mm で一定となっているが、これは測定の下限值である。減圧前の燃料域水位計の指示値から原子炉水位を見積もると、減圧沸騰によって、実際の原子炉水位はさらに低下していたと考えられる。</p> <p>補足ダウンカマ水位がジェットポンプスロート部よりも低くなると、下部プレナムとダウンカマ部の流路はジェットポンプ下端のバッフル板の隙間のみになる。この隙間は非常に小さいと考えられ、原子炉水位とダウンカマ水位は必ずしも連動しない（表 5 にて後述）。</p> <p>補足18:30 頃からは原子炉圧力が 1MPa[abs] 以下まで低下していることから、消防ポンプ 1 台によって再循環ループ部に注水された可能性がある。ただし、19:20 に消防車の燃料切れが報告されている（添付資料 1-4 参照）こと等から、この頃の注水の有無は明らかではない。</p>

<p>③</p> <p>20:00 頃</p>	<p>○水位</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位：BAF 未満 ・ダウンカメラ水位：ジェットポンプスロート部高さ以下 ・基準面器側配管内水位：満水付近 ・炉側配管内水位：満水 <p>○注水／SRV の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水：原子炉にある程度到達 ・SRV：微開 	<p>・原子炉圧力は消防ポンプ吐出圧以下で比較的安定</p> <p>19:54、19:57 に消防ポンプ計 2 台が起動し、原子炉（再循環ループ）への注水が試みられている。消防車の平均的な吐出流量は把握されているが、配管中の分岐を通じて注水が他の機器等に流れ込んでいた可能性があるため（添付資料 1-4 参照）、原子炉に到達した流量は不明である。ただし、注水が始まって数分のうちに原子炉水位が BAF まで回復したとは考えにくいいため、原子炉水位は BAF 未満と推定。</p> <p>補足 運転操作上はこの頃に SRV を明確に開とした記録はないものの、原子炉圧力が徐々に低下し、格納容器圧力も徐々に上昇していることから、SRV は微開と推定（添付資料 2-9 参照）。</p>
<p>④</p> <p>20:40 頃</p>	<p>○水位</p>	<p>・原子炉圧力が消防ポンプ吐出圧以上まで上昇</p> <p>・格納容器圧力がほぼ一定</p> <p>この頃には原子炉圧力が消防ポンプの吐出圧 1MPa を超え、原子炉に注水が届かなくなったと考えられる。この時点までの注水によって下部プレナムにどの程度水が到達したかは不明であるため、原子炉水位は不明としている。</p> <p>補足 原子炉圧力が上昇し始めるのに対し、格納容器圧力に変化が見られないことから、この前後に逃がし安全弁</p>

		<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位：不明 ダウンコマ水位：原子炉水位～ジェットポンプスロート部高さ 基準面器側配管内水位：満水以下 炉側配管内水位：満水 <p>○注水／SRV の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水：高圧のため原子炉に到達せず SRV：閉 	<p>(SRV) が閉止したと推定している (添付資料 2-9 参照)。</p> <p>補足 21:20 頃の SRV 開による減圧まで、約 1.6MPa[abs]まで原子炉圧力が上昇している。炉内の温度上昇による圧力上昇のみではこれほどの圧力上昇は生じ得ないため、炉心部からの伝熱によって炉水が蒸発し、それによって圧力上昇しているものと考えられる。炉水への伝熱の原因としては主に以下の3つが考えられるが、いずれの原因であったかは不明である。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 原子炉水位が BAF に到達したことによる伝熱 (2) 溶融物が下部プレナムへ落下したことによる伝熱 (3) 炉心シュラウドを通じたダウンコマ水への伝熱
⑤	21:20 ～ 21:30 頃	<p>○水位</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位：不明 ダウンコマ水位：原子炉水位～ジェットポンプスロート部高さ 基準面器側配管内水位：満水以下 (⑤) 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料域水位計指示値が急上昇 原子炉圧力が消防ポンプ吐出圧以下まで低下 <p>SRV 開により原子炉が 21:20～21:30 頃までの間に約 1.6MPa[abs]から約 0.5MPa[abs]まで減圧されていることから、注水はある程度原子炉に到達していた可能性がある。</p> <p>また、減圧と同時に水位計指示値が急上昇している。このような水位計指示値の急上昇の原因として、注水によって原子炉水位が実際に上昇した可能性と、水位計基準面器側配管内の水位が低下した可能性が考えられる。仮に注水によって原子炉水位が上昇したとすると、原子炉圧力がこの時よりも低い 21:40～22:40 頃にはさらに多くの注水が原子炉</p>

	<p>よりも前の時間帯よりも低下)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 炉側配管内水位：満水 <p>○注水状況／SRV 開状況</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 注水：ある程度原子炉に到達 ・ SRV：開 	<p>に届いていたと考えられるが、21:40～22:40 頃の水位計指示値の上昇速度はこの時間帯よりも緩やかであることから、この仮定は観測事実に反する。一方で、仮に基準面器側配管内の水位が減圧沸騰等により低下したとすると、原子炉圧力が下がりきった 21:30～21:40 頃に水位計指示値が一定となる傾向を、減圧沸騰が終息したことによって基準面器側配管内の水位が一定となったと解釈することが可能である。これらより、21:20～21:30 頃の水位計指示値の急上昇の主要因は、減圧沸騰による基準面器側配管内水位の低下と推定した。すなわち、水位計指示値の上昇は実際の原子炉水位の上昇を反映したものではないと考え、原子炉水位は不明とした。</p> <p>なお、21:20 から 21:21 までの一分間に水位計指示値が低下している。水位計指示値が低下する原因としては、原子炉水位の低下と水位計基準面器側配管内の水位の上昇が挙げられる。減圧中に基準面器側配管の水位が上昇することは考えにくいため、減圧沸騰により原子炉水位が低下したと考えられる。</p>
--	--	--

<p>⑥</p>	<p>21:30 ～ 21:40 頃</p>	<p>○水位</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位：不明 ・ダウンカマ水位：ジェットポンプスロート部高さ付近 ・基準面器側配管内水位：満水以下 (21:30 頃と同等) ・炉側配管内水位：満水 <p>○注水／SRV の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水：低圧のため原子炉に到達 ・SRV：開 	<ul style="list-style-type: none"> ・水位計指示値が一定 ・原子炉圧力は消防ポンプ吐出圧以下まで低下 <p>この時間帯は水位計指示値が一定となっている。この頃には原子炉圧力が約 0.5MPa[abs]まで低下していることから、この時間帯にも注水は原子炉に届いていたものと考えられる。水位計指示値が変化していない原因としては以下の2つが考えられるが、どちらの状態であったかは不明である。このため、期間⑤と同様、原子炉水位は不明としている。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 注水が原子炉（再循環ループ）には届いているが、ダウンカマ水位がジェットポンプスロート部以下であり、注水が炉心シュラウド内に届いていない。 (2) ダウンカマ水位がジェットポンプスロート部に達しており、注水は全量が炉心シュラウド内に届いているが、炉心シュラウド内の水の減圧沸騰と相殺され、水位計指示値の変化として現れていない。
----------	------------------------------------	--	---

<p>⑦</p> <p>21:40 ～ 22:40 頃</p>	 <p>○水位</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位：BAF 以下で上昇中 ・ダウンカマ水位：ジェットポンプスロート部高さ付近 ・基準面器側配管内水位：満水以下 (21:30 頃と同等) ・炉側配管内水位：満水 <p>○注水／SRV の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水：低圧のため原子炉に到達 ・SRV：開 	<ul style="list-style-type: none"> ・水位計指示値の緩やかな上昇 ・原子炉圧力は消防ポンプ吐出圧以下で一定 ・格納容器圧力はほぼ一定 <p>この時間帯の水位計指示値は1時間に1.3m程度、緩やかに上昇している。この原因として、注水によって原子炉水位が上昇した可能性と、水位計基準面器側配管内の水位が低下した可能性が考えられる。このうち、水位計基準面器側配管の水位低下については、以下の理由により可能性は低いと考えられる。</p> <p>(1) この時間帯の原子炉圧力は約0.5MPa[abs]で一定であることから、炉内の飽和温度も一定である。</p> <p>(2) 格納容器圧力もほぼ一定値を示していることから、格納容器温度にも大きな変動がなかったものと考えられる。</p> <p>これらより、基準面器側配管内の水が蒸発して水位低下した可能性は低いと考えられる。すなわち、この時間帯の水位計指示値の上昇は、注水によって原子炉水位が上昇した状況をとらえたものである可能性が高い。</p> <p>また、この期間中、原子炉水位はBAFに到達していないと考えられる。仮に原子炉水位がBAFに到達していたとすると、水位の上昇によって炉内の高温の構造物と水が接触し、大量の蒸気と水素が発生して原子炉圧力と格納容器圧力が上昇するものと考えられるが、原子炉圧力と格納容器圧力の測定値に有意な変化が見られないためである。</p>
---	--	---

<p>⑧</p>	<p>22:40 頃～ 24:00</p>	<p>○水位</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位：BAF 以下 ・ダウンカマ水位：原子炉水位～ジェットポンプスロート部高さ ・基準面器側配管内水位：満水以下（増減は不明） ・炉側配管内水位：満水 <p>○注水／SRV の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水：高圧のため原子炉に到達せず ・SRV：開 	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉圧力の急上昇 ・格納容器圧力の急上昇 ・水位計指示値の急減少 <p>22:40 から 22:50 の 10 分間に、水位計指示値は急減少し、一方、原子炉圧力と格納容器圧力は急上昇している。この直前に水位が BAF に到達し、その後 (⑧ の期間中) に溶融物が下部プレナムに移行したと考えると、高温の溶融物と水が接触することで発生した大量の蒸気と水素によって原子炉圧力と格納容器圧力が上昇し、かつ、溶融物からの伝熱によって下部プレナムの水が蒸発して水位計指示値が低下したと解釈することが可能である。このため、原子炉水位は BAF 以下と推定した。</p> <p>補足この期間には基準面器側配管内水位も上昇し、これが水位計指示値の低下に寄与していた可能性もある。原子炉圧力の上昇により基準面器側配管内の水温が飽和温度以下になり、配管内で蒸気が凝縮した可能性があるためである。ただし、この期間には炉内で非凝縮性ガスである水素が大量に発生していたと考えられる（添付資料 2-9 参照）。1 号機の非常用復水器は、配管に水素が入り込んだことによって配管内の蒸気凝縮が阻害されたと考えられている（添付資料 1-7 参照）が、同じことが基準面器側配管でも生じる可能性は否定できない。この場合、基準面器側配管内での蒸気の凝縮（水位の上昇）は阻害される。</p>
----------	-------------------------------	--	--

3. 原子炉水位の評価

2.に示した原子炉の状態の推定と整合し、かつ水位計配管内の水位挙動と合わせて水位計指示値を再現するような原子炉水位の範囲を計算によって評価した。評価対象期間は、炉心損傷・炉心溶融が進展したと考える3月14日18:00から3月15日0:00の6時間とした。

3.1 評価の流れ

水位計指示値は、炉心シュラウド内、及び水位計配管（基準面器側配管内、炉側配管）内の水位と水密度から求められる。炉心シュラウド内の水位（原子炉水位）と水密度は、注水流量の他に、炉心部から炉水への伝熱量等のいくつかのパラメータを仮定することで、炉水の質量とエネルギーの収支から計算できる。一方、水位計配管内の水位と水密度は推定が困難である。これは水位計配管周辺のD/W雰囲気温度分布や、その時間変化の推定が困難であるためである。このため以下の手順で、前章の原子炉の状態推定と整合し、かつ水位計指示値を再現する現実的な原子炉水位の範囲を評価する。評価の流れを図2に示す。

- (1) 原子炉水位と水密度、及び水位計配管内の水密度に影響するパラメータ（注水特性以外）を仮定する。
- (2) 注水特性（原子炉圧力と注水流量の関係）を仮定する。
- (3) (1),(2)から原子炉水位と水密度を計算する。
- (4) 水位計指示値と、(3)で求めた原子炉水位と水密度から、水位計指示値を再現する水位計配管内の水位を計算する。
- (5) (3)で求めた原子炉水位、及び(4)で求めた水位計配管内水位の挙動が、前章に示した推定と整合しているかを吟味する。整合していない場合は(2)に戻り、注水特性を変更した上で、(2)～(5)の手順を繰り返す。これにより、(1)で仮定した各パラメータの条件において、前章の原子炉の状態推定と整合し、かつ水位計指示値を再現する注水量が求まる。
- (6) (1)に戻り、各パラメータを現実的な範囲で変化させた上で、(2)～(5)の手順を繰り返す。

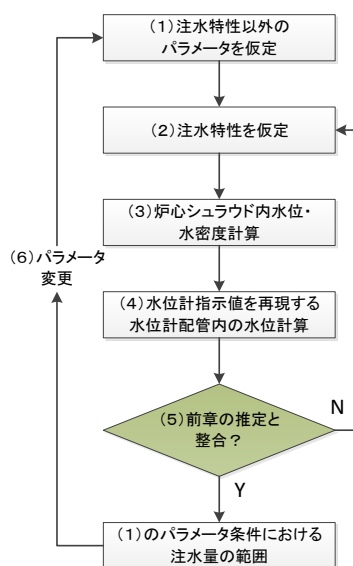


図2 評価の流れ図

このうち (1),(2)のパラメータの設定の考え方を 3.2 に、(3),(4)の計算方法を 3.3 に、(5)の判断基準を 3.4 に示す。

3.2 パラメータ設定の考え方

3.1 に示した評価の流れのうち、(1),(2)のパラメータ設定の考え方を示す。原子炉水位と水密度、及び水位計配管内の水密度に影響するパラメータを表 2～4 に、これらのパラメータの設定の考え方を表 5 に示す。なお、表 2～4 中のパラメータの番号は、表 5 のパラメータとの対応を示すために記載している。また、表中の「初期～」は 3 月 14 日 18:00 時点の値のことを示す。

表 2 原子炉水位に影響するパラメータ

パラメータ	備考
②-1 初期水位	—
②-2 原子炉圧力	減圧沸騰量に影響
②-3 初期水温	減圧沸騰量に影響
②-4 伝熱による炉水の蒸発量	炉水の減少に影響
②-5 原子炉への注水特性	炉水の増加に影響
②-6 注水期間	炉水の増加に影響
②-7 バッフル板隙間面積	ダウンカマ部からの炉水の供給量に影響

表 3 炉心シュラウド内の水密度に影響するパラメータ

パラメータ	備考※
③-1 初期水温	—
③-2 原子炉圧力	飽和温度の低下を通じて水温の低下に影響
③-3 伝熱による水温上昇	水温の上昇に影響
③-4 原子炉への注水特性	水温の低下に影響
③-5 注水期間	水温の低下に影響
③-6 注水温度	水温の低下に影響
③-7 バッフル板隙間面積	ダウンカマ部からの比較的低温の水の流入量に影響

※水密度は水温に依存するため、水温に対する影響を記載

表 4 水位計配管内の水密度に影響するパラメータ

パラメータ	備考※
④-1 D/W 雰囲気温度	配管内の水温と同等と見なせる

※水密度は水温に依存するため、水温に対する影響を記載

表5 パラメータ設定の考え方

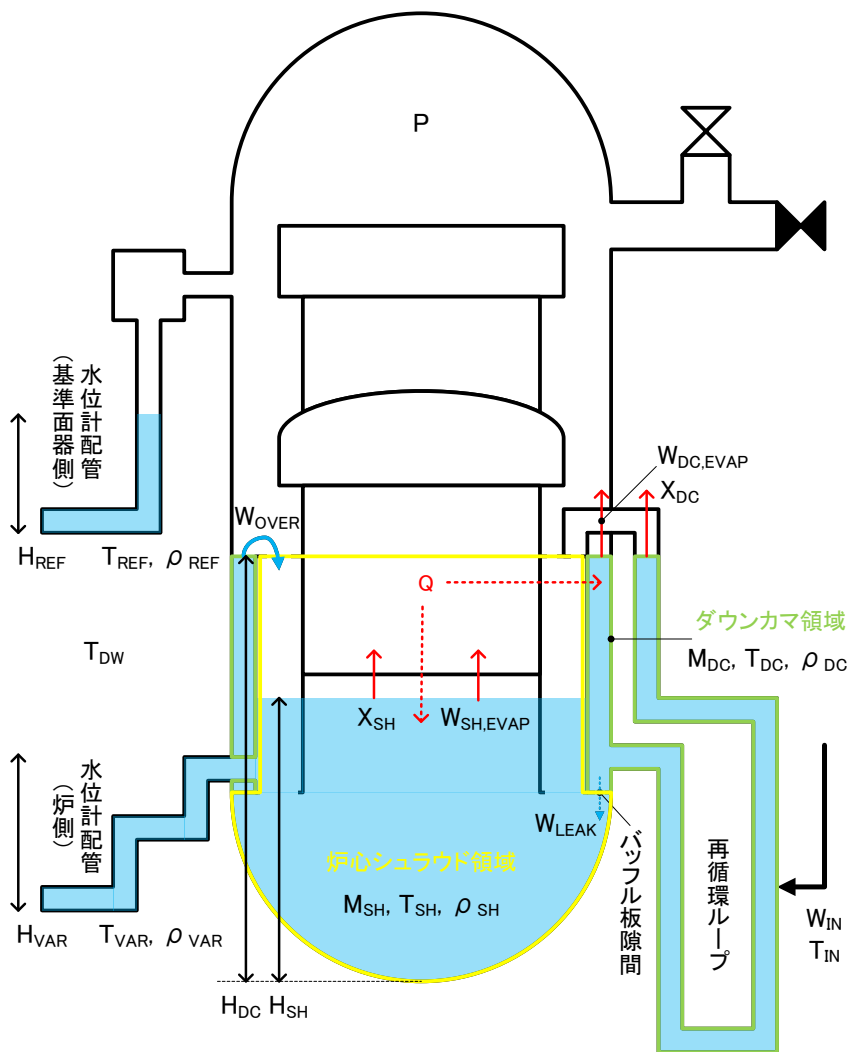
パラメータ	設定	設定の考え方
初期水位 (②-1)	TAF-1500mm ～TAF-500mm	炉心シュラウド内部とダウンカマ部で同じ初期水位を設定する。表1に示したように、水位計指示値の補正結果からは、当時の炉内水位はジェットポンプスロート部付近であったと推定される。ただし、水位計指示値の補正はD/W雰囲気温度に依存することから、D/W雰囲気温度の不確かさの影響も考慮する必要がある。ここでは初期水位をTAF-1500mm～TAF-500mmの範囲で設定する。これは、MAAP解析相当のD/W温度(170～180℃：添付資料3参照)に対して±100℃の誤差を見込んだ場合にも水位計指示値の初期値をおおよそ再現する初期水位の範囲である。
原子炉圧力 (②-2, ③-2)	実測値	実測値を使用する。
初期水温 (②-3, ③-1)	炉心シュラウド内：飽和温度 ダウンカマ部：再循環ループが減圧沸騰しない場合に想定される減圧沸騰後の水位を再現するような初期水温～飽和温度	炉心シュラウド内の初期水温は当該圧力における飽和温度とする。ダウンカマ部についても、炉心シュラウドを通じた伝熱等により飽和温度付近に保たれていると考えられる。ダウンカマ部と接続されている再循環ループ部分については、D/Wへの放熱により配管内部の水温が低下している可能性がある。この温度低下の度合いは不明だが、これによって減圧沸騰時のダウンカマ水位低下量が変化し、水位計指示値を再現する注水量が変化する。このため再循環ループ内の水温としては、飽和温度から、全く減圧沸騰しない程度の低温の範囲を想定する。
炉心部から炉水への伝熱による炉水の蒸発量 (②-4)	炉心シュラウド内： 原子炉圧力挙動を再現する炉内の気体発生量×(1-F _{Dc})	原子炉圧力挙動を再現する炉内の気体発生量(添付資料2-9参照)に基づき、炉水の蒸発量を見積もる。このうち一部は炉心シュラウド内の水が、残りはダウンカマ水が蒸発したものを見なす。このうちダウンカマ水の蒸発は、炉心シュラウドを通じた炉心部からの伝熱を想定したものである。このため、ダウンカマ水位が

	<p>ダウンカマ部： 原子炉圧力挙動を再現する炉内の気体発生量× F_{DC}</p> <p>F_{DC}：炉心部からの伝熱による全蒸発量のうちダウンカマ水の蒸発量の割合。 0～1を設定</p>	<p>BAF 以下の期間はダウンカマ水の蒸発は考慮しないこととする。また、22:40以降は下部プレナムへ大量の溶融燃料が落下したと推定しており（添付資料 2-9 参照）、炉心部の熱源が減り、ダウンカマ部への伝熱量が低下すると考えられる。そのため、22:40以降はダウンカマ水の蒸発量が小さくなると考えられ、水位計指示値を再現するために必要な注水量の評価結果に及ぼす影響は比較的小さいと考え、考慮しないこととする。上記以外の期間については、全蒸発量のうちダウンカマ水の蒸発量の割合として 0～1 の範囲を設定する。</p>
<p>炉心部から炉水への伝熱による水温上昇 (③-3)</p>	<p>炉水の蒸発に寄与する熱量と同量の熱量が、炉水の温度上昇に寄与する設定</p>	<p>炉心部から炉水への伝熱の程度は不明である。原子炉圧力の上昇を再現する炉水の蒸発があったことは推定されるものの、どの範囲の炉水が飽和温度に達していたかが不明であるためである。本評価では、前述の炉水の蒸発に寄与する熱量と同量の熱量が、炉水の温度上昇に寄与する設定とする。この取り扱いは正確ではないものの、炉水の温度上昇に伴う密度変化により上昇する水位は、全体の水位の評価に対して影響は小さいと考えている。</p>
<p>原子炉への注水特性 (②-5, ③-4)</p>	<p>右式において P_0：0.6～1MPa ΔH：0MPa c：範囲を定めず、推定 1、2 を満たすような値を選択</p>	<p>注水流量を原子炉圧力の関数として設定する。原子炉圧力と注水流量の関係は、概ね次の式で表されると考えられる。</p> $Q = \sqrt{\frac{P_0 - P_{RPV} - \Delta H}{c}}$ <p>ここで Q は注水流量、P_{RPV} は原子炉圧力、P_0 は注水流量が 0 となる最小の原子炉圧力（以下、注水限界圧力）、ΔH は消防ポンプから原子炉注水位置までの水頭、c は注水ライン中の抵抗係数である。3 月 14 日 16:30 以降の消防車注水では、1 台の消防車のポンプで海水を原子炉建屋 1 階高さ付近まで引き上げ、もう一台の消防車のポンプで原子炉に注水していた[1]ため、ΔH は</p>

		<p>比較的小さかったと考えられる。一方、2号機の注水ライン中には復水器等に通じる分岐があり、これによって注水ライン中の圧力分布が影響を受けていた可能性が高い（添付資料 1-4 参照）。これは P_0 と c に影響するが、その影響の程度は不明である。ここでは、ΔH は 0 と見なし、P_0 と c を感度パラメータとして扱うこととした。22:40 までにはある程度は原子炉に注水されていたと考えられるため、P_0 の範囲として 0.6～1MPa の範囲を設定する。c については範囲を定めず、2.の推定を満たすような値を選択する。また、同じ原子炉圧力においては、消防ポンプ 2 台運転時（19:54 以降）の注水流量は、1 台運転時（19:20 以前）の 2 倍と仮定する。</p>
消防ポンプ 作動期間 (②-6, ③-5)	右記の通り	<p>19:20 以前の注水については、評価開始時点から消防ポンプが作動していた設定とする。19:20 の 30～60 分前に消防ポンプが停止していたことが報告されている（添付資料 1-4 参照）ため、消防ポンプ停止時刻として 18:20～18:50 の範囲を設定する。19:54 以降の注水については、同時刻を消防ポンプ作動開始時刻とする。</p>
注水温度 (③-6)	10～30℃	<p>原子炉に到達した際の注水温度は不明であるが、10～30℃の範囲を仮定する。</p>
バッフル板 隙間面積 (③-7)	0～2.2 cm ²	<p>ダウンカム部と下部プレナムの境界にあるバッフル板のマンホールはリークタイトでない可能性がある。2011 年 12 月から 2012 年 2 月の再循環ポンプ入口圧力の変化と注水流量の関係から見積もった隙間面積の範囲を設定する。</p>
D/W 雰囲気 温度 (④-1)	80～280℃	<p>簡単のため、D/W 雰囲気温度は位置によらず均一とし、また期間中は一定と仮定する。この時期の D/W 雰囲気温度の MAAP 評価値（170～180℃程度：添付資料 3 参照）の誤差を考慮するため、80～280℃の範囲を設定する。評価における D/W 雰囲気温度は水位計配管内の水密度にのみ影響するため、評価結果への影響は比較的小さいと考えられる。</p>

3.3 計算方法

3.1 に示した評価の流れにおける(3)の原子炉水位と水密度、及び(4)の水位計指示値を再現する水位計配管内の水位を計算する方法について示す。評価体系を図3に示す。なお、評価においては便宜上、原子炉压力容器下部プレナム部、及び、ジェットポンプ部も、「炉心シュラウド領域」に含める。また、再循環ループ部を「ダウンカマ領域」に含める。



記号の意味

P: 圧力
M: 質量
T: 温度
 ρ : 密度
W: 流量
H: 高さ
X: 減圧沸騰による蒸発率
Q: 熱量

添字の意味

SH: 炉心シュラウド
DC: ダウンカマ
IN: 注水
EVAP: 蒸発
OVER: ジェットポンプスロート部を通じたオーバーフロー
LEAK: パツフル板隙間を通じた漏えい
REF: 水位計基準面器側配管
VAR: 水位計炉側配管
DW: ドライウェル

図3 評価体系

炉心シュラウド内の領域とダウンカマ部（再循環ループ部を含む）の領域について、原子炉圧力の測定された時刻ごとに質量とエネルギーの収支を計算する。

○ダウンカマ部の炉水、及び炉心シュラウド内部の炉水の質量収支について
原子炉圧力が測定されたある時刻のダウンカマ部、及び炉心シュラウド内部の炉水の質量から、その次に原子炉圧力が測定された時刻の質量を計算する式を以下に示す。添え字は原子炉圧力測定点の番号を指す。以降は n 番目の圧力測定点の時刻を n ステップと表記する。なお式中では、 X_{DC} 、 X_{SH} は減圧沸騰による炉水の蒸発割合（減圧沸騰率）、 $W_{DC,EVAP}$ 、 $W_{SH,EVAP}$ は炉心部から炉水への伝熱による蒸発量として区別している。式中の dt は n ステップと $n+1$ ステップの時間間隔である。

$$M_{DC}^{n+1} = M_{DC}^n (1 - X_{DC}) + (W_{IN}^n - W_{LEAK}^n - W_{OVER}^n - W_{DC,EVAP}^n) dt$$

$$M_{SH}^{n+1} = M_{SH}^n (1 - X_{SH}) + (W_{LEAK}^n + W_{OVER}^n - W_{SH,EVAP}^n) dt$$

上式中の各パラメータの計算方法について以下に示す。

減圧沸騰率

n ステップにおける水温が $n+1$ ステップにおける飽和温度を超えていた場合には、減圧沸騰率 X_{DC} あるいは X_{SH} を以下の式で計算し、それ以外の場合は 0 とする。式中の h_f は飽和水エンタルピ、 h_g は飽和蒸気エンタルピである。

$$X_{(DC,SH)} = (h_f^n - h_f^{n+1}) / (h_g^{n+1} - h_f^{n+1})$$

注水量

注水量 W_{IN} は設定した注水特性に基づき、原子炉圧力に応じて定まる。

バッフル板隙間からの流出量

バッフル板隙間からの流出量 W_{LEAK} はトリチェリの定理に基づき計算する。ダウンカマ水位が原子炉水位以上の場合には、 W_{LEAK} を以下の式で計算する。式中の A はバッフル板隙間面積、 ρ_{DC} はダウンカマ水密度である。

$$W_{LEAK}^n = A\rho_{DC}^n \sqrt{2g(H_{DC}^n - H_{SH}^n)}$$

また、ダウンカマ水位が原子炉水位よりも低い場合は、 W_{LEAK} を以下の式で計算する。

$$W_{LEAK}^n = -A\rho_{DC}^n \sqrt{2g(H_{SH}^n - H_{DC}^n)}$$

ジェットポンプスロート部を通じた下部プレナムへの流出量

ジェットポンプスロート部を通じた下部プレナムへの流出量 W_{OVER} は、ジェットポンプスロート部を超えた分の水の流量とする。

炉心部から炉水への伝熱による蒸発量

炉心部から炉水への伝熱による蒸発量 $W_{DC,EVAP}, W_{SH,EVAP}$ は以下の式で計算する。式中の F_{DC} は炉心部から炉水への伝熱量 Q のうち、ダウンカマ水に与えられる割合を示す。 Q 及び F_{DC} の設定については表5における「炉心部から炉水への伝熱による炉水の蒸発量」に示している。

$$W_{DC,EVAP}^n = F_{DC} Q^n / (h_g^n - h_f^n)$$

$$W_{SH,EVAP}^n = (1 - F_{DC}) Q^n / (h_g^n - h_f^n)$$

○ダウンカマ部、及び炉心シュラウド内部のエネルギー収支について

ダウンカマ領域と炉心シュラウド内領域の水温は、エネルギー収支の式から計算する。ダウンカマ水位が原子炉水位よりも高い場合は、以下の式でエネルギーの収支を計算する。 h はエンタルピを示す。エンタルピから求まる水温が原子炉圧力における飽和温度を超えた場合は、飽和温度を与える。

$$M_{DC}^{n+1} h_{DC}^{n+1} = M_{DC}^n h_{DC}^n + \{W_{IN}^n h_{IN}^n - (W_{LEAK}^n + W_{OVER}^n + W_{DC,EVAP}^n) h_{DC}^n + Q^n F_{DC}\} dt$$

$$M_{SH}^{n+1} h_{SH}^{n+1} = M_{SH}^n h_{SH}^n + \{(W_{LEAK}^n + W_{OVER}^n) h_{DC}^n - W_{SH,EVAP}^n h_{SH}^n + Q^n (1 - F_{DC})\} dt$$

また、ダウンカマ水位が原子炉水位よりも低い場合は、バフフル板隙間からの流出量 W_{LEAK} は炉心シュラウド内部からダウンカマ部へ移行する。 W_{LEAK} の値が負であることと、移行する炉水のエンタルピは炉心シュラウド内の水のエンタルピであることを考慮して、エネルギー収支を以下の式で計算する。

$$M_{DC}^{n+1}h_{DC}^{n+1} = M_{DC}^nh_{DC}^n + \{W_{IN}^nh_{IN}^n - W_{LEAK}^nh_{SH}^n - (W_{OVER}^n + W_{DC,EVAP}^n)h_{DC}^n + Q^n F_{DC}\} dt$$

$$M_{SH}^{n+1}h_{SH}^{n+1} = M_{SH}^nh_{SH}^n + \{W_{LEAK}^nh_{SH}^n + W_{OVER}^nh_{DC}^n - W_{SH,EVAP}^nh_{SH}^n + Q^n(1 - F_{DC})\} dt$$

以上よりダウンコマ水と炉心シュラウド内の水の質量と温度が計算できるため、各領域の水の密度（ ρ_{SH} 、 ρ_{DC} ）、及び水位（ H_{SH} 、 H_{DC} ）が計算できる。

○水位計炉側配管内、及び水位計基準面器側配管内の水温について

水位計炉側配管内の水温 T_{VAR} 、及び基準面器側配管内の水温 T_{REF} は、簡易的に原子炉圧力における飽和温度と、D/W 雰囲気温度 T_{DW} のうち低い方の温度とする。

○水位計炉側配管内の水の質量収支について

原子炉水位が炉側配管の取出し口以上の場合は、炉側配管は満水とする。そうでない場合は、炉側配管内の水の質量を以下の式で計算する。なお式中では、 X_{VAR} は減圧沸騰率、 $W_{VAR,EVAP}$ は格納容器からの伝熱による蒸発量として区別している。

$$M_{VAR}^{n+1} = M_{VAR}^n(1 - X_{VAR}) - W_{VAR,EVAP}^n dt$$

上式中の各パラメータの計算方法について以下に示す。

減圧沸騰率

減圧沸騰率 X_{VAR} は炉心シュラウド内領域、及びダウンコマ領域と同様に計算する。

格納容器からの伝熱による蒸発量

格納容器からの伝熱による蒸発量 $W_{VAR,EVAP}$ は、炉側配管内の水が飽和温度の場合には以下の式で計算し、そうでない場合は 0 とする。式中における Q_{VAR} は D/W から炉側配管内水への伝熱量、 c_{VAR} は熱伝達係数、 A_{VAR} は伝熱面積である。

$$W_{VAR, EVAP}^n = Q_{VAR}^n / (h_g^n - h_f^n)$$

$$Q_{VAR}^n = c_{VAR} A_{VAR} (T_{DW}^n - T_{VAR}^n) dt$$

以上より、水位計配管内の水の密度（ ρ_{VAR} 、 ρ_{REF} ）、及び炉側配管内の水位 H_{VAR} が計算できる。

○水位計基準面器側配管内の水位について

基準面器側配管内の水位 H_{REF} は、水位計指示値から求まる基準面器側配管と炉側配管の差圧に対し、炉側配管内、炉心シュラウド内、及び格納容器外の水位計配管内の水頭（常温を仮定）を除き、基準面器側配管の密度 ρ_{REF} と重力加速度で割り戻して求める。

3.4 判断基準

3.1 に示した評価の流れにおける(5)の、2 に示した推定との整合性の判断基準を表 6 に示す。原子炉水位を計算した結果、21:40～22:40 の水位計指示値を再現する基準面器側配管の水位が完全に一定になることはないため、判断基準 3b には幅を持たせている。幅を 50cm とやや大きめに取っているのは、現実的な原子炉水位の範囲をある程度幅広に推定するためであり、測定値の精度等を勘案したものではない。

表 6 推定との整合性の判断基準

推定	判断基準
推定 1	1: 18:40 時点で原子炉水位が BAF 以下まで低下していること
推定 2	2: 21:40～22:40 の間に原子炉水位が BAF まで回復していないこと
推定 3	3a: 21:18～21:34 の間に基準面器側配管水位の低下が見られること 3b: 21:34～22:40 の間の基準面器側配管の変動幅（最大値と最小値の差）が 50cm 以下であること
その他	4: 原子炉への注水流量が消防ポンプ吐出流量の推定値約 80m ³ /h を超えないこと

3.5 評価結果

表 7 に原子炉への注水流量の範囲の評価結果を示す。同表は、注水限界圧力（注水流量が 0 となる最小の原子炉圧力）0.6～1MPa の想定に対して、3.2 に示したパラメータ設定の範囲で、3.4 に示した判断基準を満たす 21:40～22:30（原子炉圧力が約 0.51MPa[abs]で一定となっている期間）の原子炉への注水流量の範囲を示している。

表 7 注水限界圧力ごとの原子炉への注水流量の範囲
(原子炉圧力約 0.51MPa[abs]時)

注水限界圧力	原子炉への注水流量の範囲 (原子炉圧力約 0.51MPa[abs]時)
1.0MPa	2.4～5.9kg/s (8.6～21.2m ³ /h)
0.9MPa	2.6～6.5kg/s (9.4～23.4m ³ /h)
0.8MPa	2.8～6.9kg/s (10.1～24.8m ³ /h)
0.7MPa	3.3～8.0kg/s (11.9～28.8m ³ /h)
0.6MPa	4.6～9.3kg/s (16.6～33.5m ³ /h)

表 7 と、表 5 中の「原子炉への注水特性」に示した式より推定される消防ポンプ 2 台運転時の原子炉注水特性の範囲を図 4 に示す。当時の消防車平均吐出流量約 80m³/h に対し、原子炉圧力 0.5MPa 以上で原子炉に到達する注水流量はより少なく、残りの水は他系統へ流れ込んでいたものと考えられる。

なお、図 4 では、同じ原子炉圧力に対する注水流量に大きな幅が見られる。これは主に注水限界圧力と、表 5 に示したパラメータの幅によるものであるが、特に影響度が大きいパラメータとして、初期ダウンカマ部平均温度が挙げられる。初期のダウンカマ部の温度によって、減圧に伴い蒸発するダウンカマ水の量が大きく異なり、ダウンカマ領域を満たすために必要な注水量が大きく異なるためである（判断基準 3b と関連）。3/14 18:00 時点の再循環ループ内の水温を適切に見積もることによってこの幅を低減し、注水流量の不確かさの幅を狭めることが可能と考えられる。

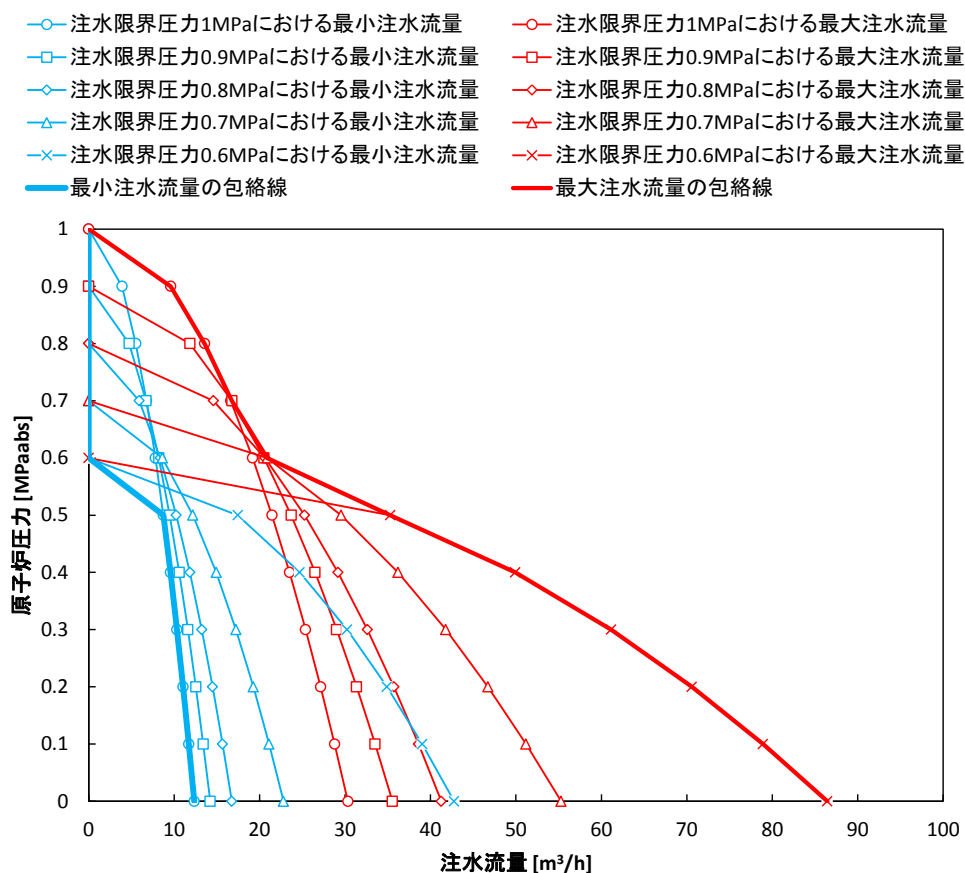


図4 消防ポンプ2台運転時の原子炉注水特性の範囲

表7に示したケースのうち、注水流量が最小となるケースと、最大となるケースの評価結果を図5、図6に示す。また、表7に示した全てのケースに対し、原子炉水位、及びダウンコマ水位の最小値と最大値を各時刻でプロットしたものの幅を図7に示す。18:00頃の強制減圧によって水位がBAF以下まで低下して以降は、判断基準2に該当する時間帯より前の時間帯(21:40以前)においても、炉内水位はBAFまで回復していない結果となった。

一方で、20:30~21:20頃に原子炉圧力の上昇が観測されている。今回評価したように、原子炉水位がBAF以下であったという状況でも、熔融物が下部プレナムへ落下すること等によって、この圧力上昇が生じた可能性はある。ただし、観測された圧力上昇の速度が緩やかであったこと等も含めて考えると、原子炉水位がBAFに到達しない状況では、現状、この圧力上昇を明確に説明できるシナリオを推定できていない。このため本評価結果は、原子炉水位が低めに推移したシナリオと位置付けている。

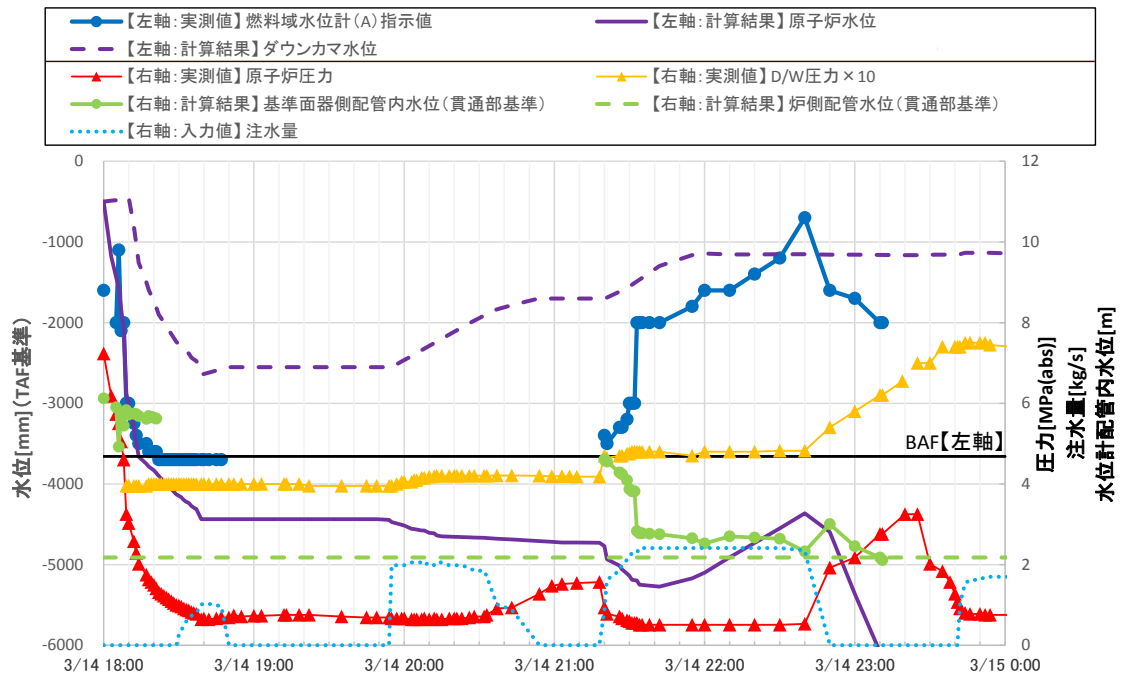


図5 評価結果：注水流量が最小となるケース
 (注水限界圧力 1MPa/21:40~22:30 の原子炉への注水流量：2.4kg/s)

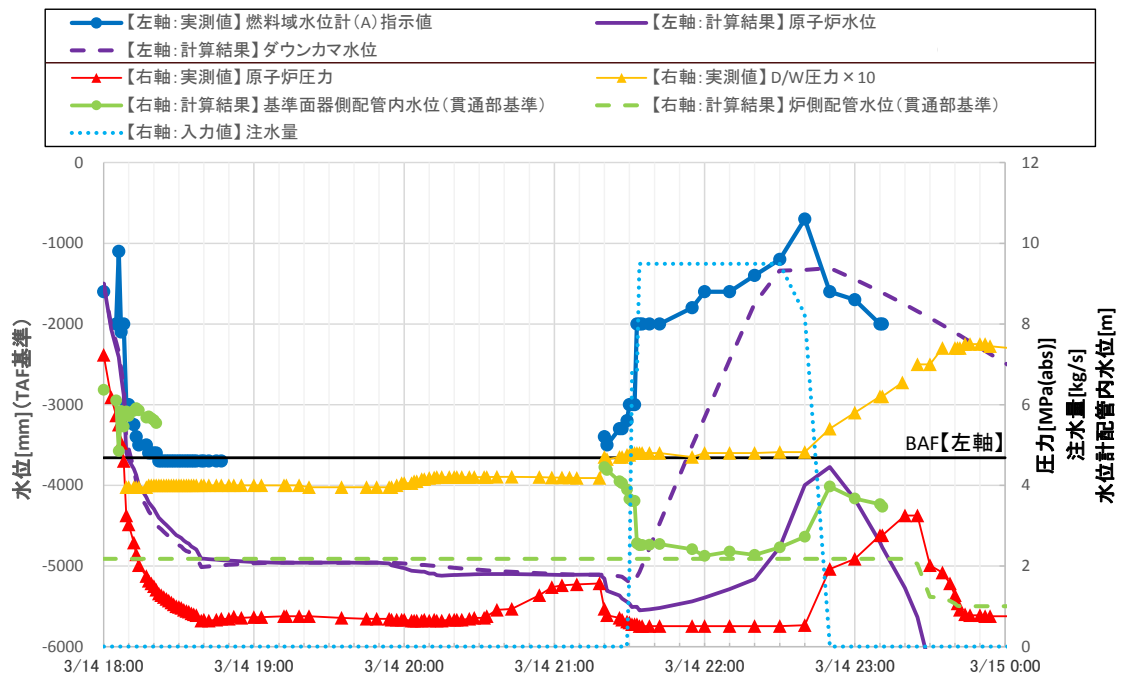


図6 評価結果：注水流量が最大となるケース
 (注水限界圧力 0.6MPa/21:40~22:30 の原子炉への注水流量：9.3kg/s)

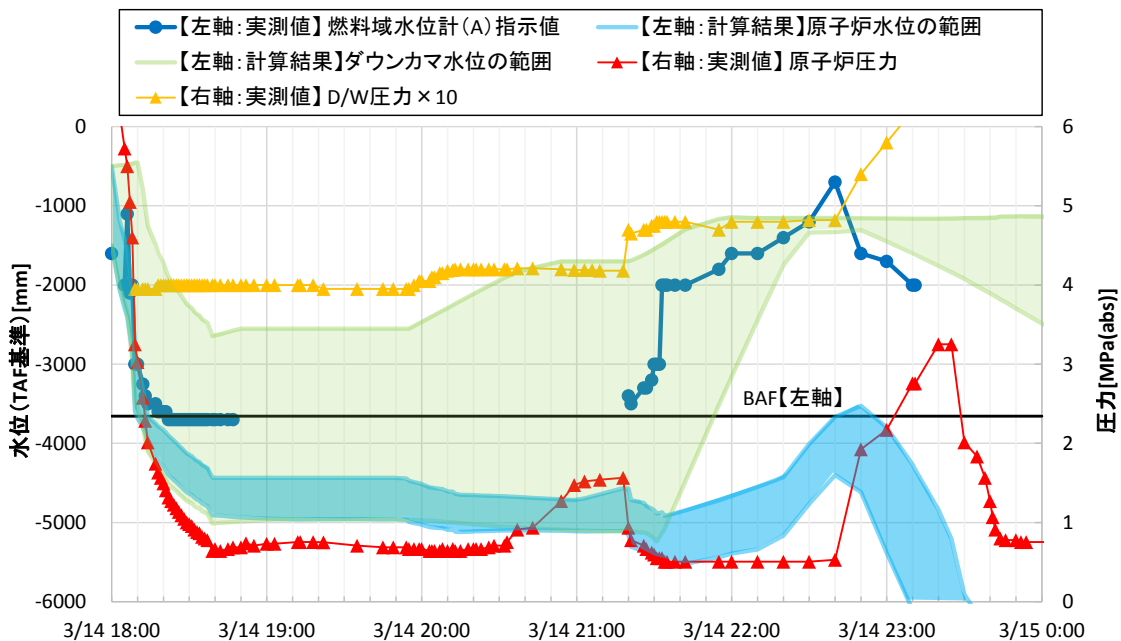


図7 原子炉水位、及びダウンカマ水位の幅の推定結果

4. まとめ

2号機で炉心損傷、炉心溶融が進展した時期（3月14日夜）の原子炉の状態を、プラントパラメータの実測値に基づいて推定し、その推定に基づいて、原子炉への注水特性、及び、原子炉水位の範囲を評価した。

本評価結果は 20:30～21:20 頃に原子炉水位が BAF に到達しておらず、同期間の原子炉圧力の上昇を明確に説明できるシナリオを現状では推定できていない。このため本評価結果は、原子炉水位が低めに推移したシナリオと位置付けている。

原子炉水位（圧力容器内の保有水量）は、水素発生や燃料の溶融挙動、下部プレナムに移行した燃料デブリの冷却状況の評価するための重要な情報となる。推定した水位の情報をもとに、事故進展を推定していく。

5. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係

本検討より、消防車注水は行われていたものの、原子炉水位は炉心を水で満たすほどには回復していなかったと推定した。このため、原子炉へ十分な量の注水を実行するための対策が必要である。また、1号機、3号機と同様に、燃料域水位計の指示値は原子炉水位を実水位よりも高く表示していたと推定した。このため、原子炉水位を適切に把握するための対策が必要となる。これらに関する柏崎刈羽原子力発電所における対策を表8、及び図8に示す。

表8 本検討に関連する柏崎刈羽原子力発電所における安全対策

原子炉へ十分な量の注水を確実にを行うための対策	減圧維持機能の強化	電源確保・窒素供給・減圧手段の追加
	注水手段の多様化	高圧代替注水（遠隔／手動）・低圧代替注水（常設／可搬）
	原子炉注水の他系統への回り込みの防止	他系統に繋がる流路に逆止弁等を設置
原子炉水位を適切に把握するための対策	原子炉水位計の信頼性の判断	水位計基準面器（凝縮槽）に温度計を設置し、基準面水位が維持されていないと判断した場合は、水位不明時の対応をとる。
	原子炉水位を推定する手段を整備	注水流量や原子炉周りの温度計等を補完情報として水位を推定

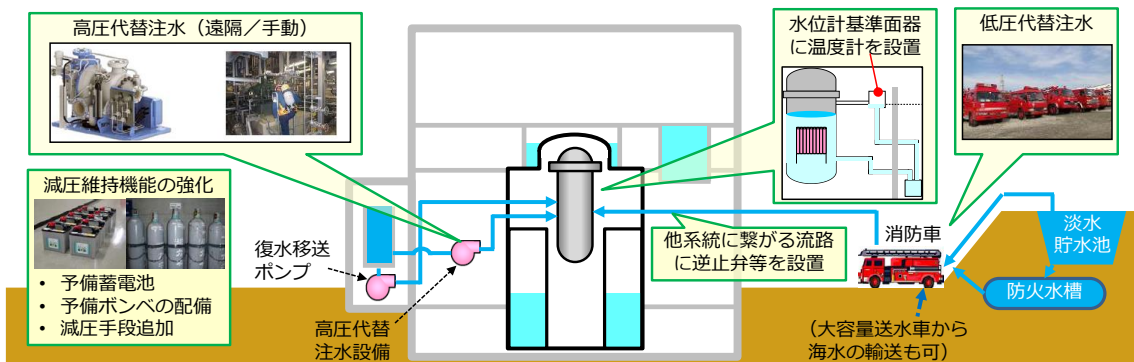


図8 本検討に関連する柏崎刈羽原子力発電所における安全対策

参考文献

[1] 東京電力「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」(2011/12/22)

2号機原子炉補機冷却水系に高線量率が観測されなかった原因の推定

1. はじめに

1号機の空間線量率調査において原子炉建屋 (R/B)、及び放射性廃棄物処理建屋 (Rw/B) 内の原子炉補機冷却水 (RCW) 系統の配管付近で高線量率が観測されている (課題 1号機-9)。この原因は、熔融燃料が格納容器 (PCV) へ落下し、ペDESTAL内にある機器ドレンサンプを冷却する RCW 配管を損傷したため、放射性物質が RCW 配管に移行した結果であると考えている。この推定については、添付資料 1-9 に詳述している。

一方、2号機の空間線量率調査においては、R/B および Rw/B 内の RCW 系統周辺において、1号機のような高線量率は観測されていない。この差異が生じた原因について、検討する。

2. 2号機 RCW 系統の概要

RCW 系統はドライウエル (D/W)、R/B、Rw/B、及びタービン建屋内に設置されている原子炉補機へ冷却水を供給し、各補機がその機能を維持できるようにするものである。RCW 系統はサージタンク、ポンプ、熱交換器等と必要な配管、及び計装類で構成されており、RCW 熱交換器で海水と熱交換された冷却水は多くの分岐を経て各補機へ到達し、各補機を冷却して温められた冷却水は再び RCW 熱交換器へ戻って熱交換されて冷やされ、再び各補機へ供給される閉回路となっている。

RCW 系統は原子炉圧力容器 (RPV) や PCV に対する開放部がないため、RCW 系統が健全な状態であれば直接放射性物質が系統内に流入することはなく、RCW 配管や補機での高線量率は観測されることはない。

3. 2号機 R/B、及び Rw/B 空間線量率の測定結果

当社が公表している 2号機 R/B 2～4階、及び Rw/B 1階の空間線量率の測定結果を図 1～図 4 に示す。1号機と 2号機で線量率が測定された時期は必ずしも同時期とは限らないものの、これらの図に示すとおり、添付資料 1-9 に記載した 1号機の R/B 内における空間線量率の測定結果では RCW 系統の負荷となっている機器の周辺で高い線量率が観測される傾向にあったのに対して、2号機ではそのような傾向がみられないことがわかる。

なお、添付資料 1-9 に記載した 1号機 RCW 系統の機器における汚染状況との対比を目的として、RCW 系統の負荷である RCW 熱交換器、ドライウエル除

湿系（DHC）機器、再循環系（PLR）のMGセットオイルクーラー、RCWサージタンク、廃棄収集フィルター用再循環クーラー周辺の空間線量率について表1に整理した。建屋内における各機器の設置箇所が1号機と2号機で異なり、配管の引き回しも異なるため単純に同じ機器を号機間で比較することが適切とはいえないものの、例えば同じ2階に設置されているRCW熱交換器では1号機と比較して2号機の線量率が低い結果となっている。

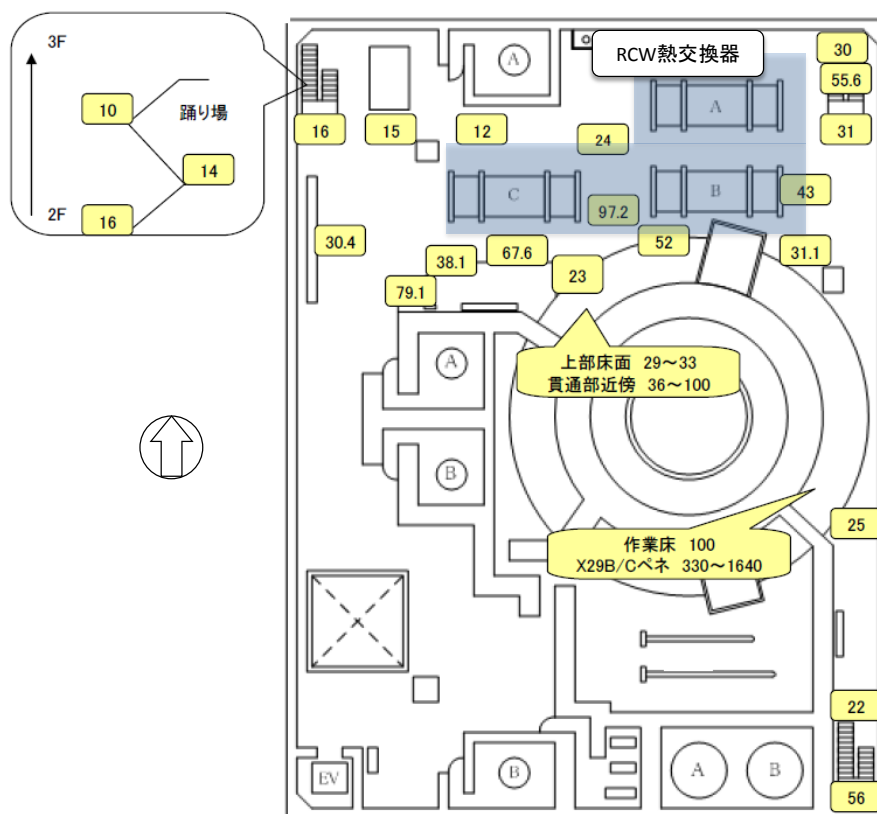


図1 2号機 R/B 2階の空間線量率（単位：mSv/h）[1]

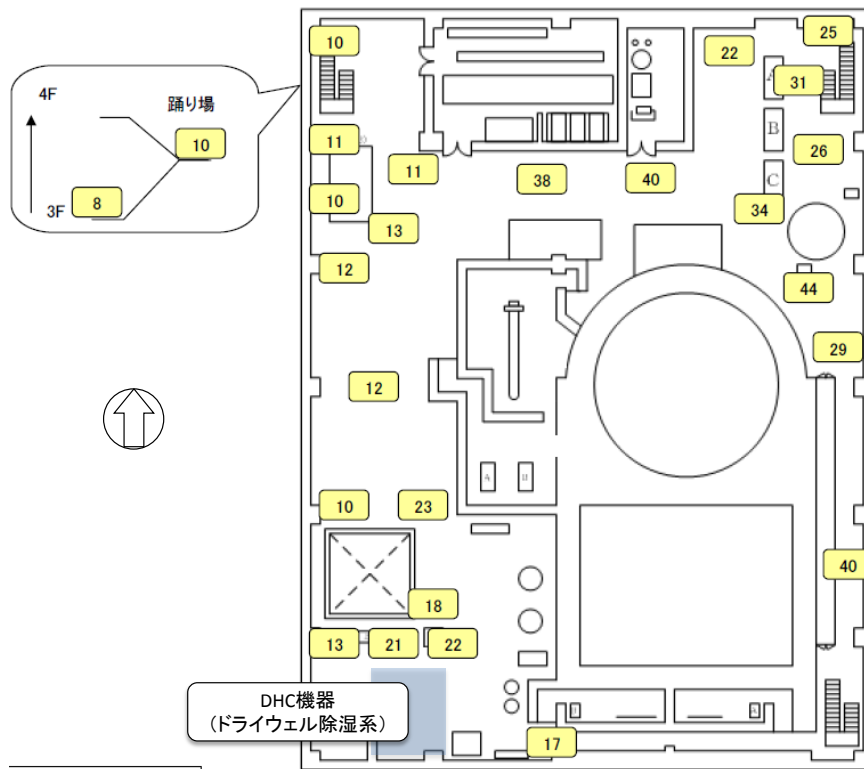


図2 2号機 R/B 3階の空間線量率 (単位: mSv/h) [1]

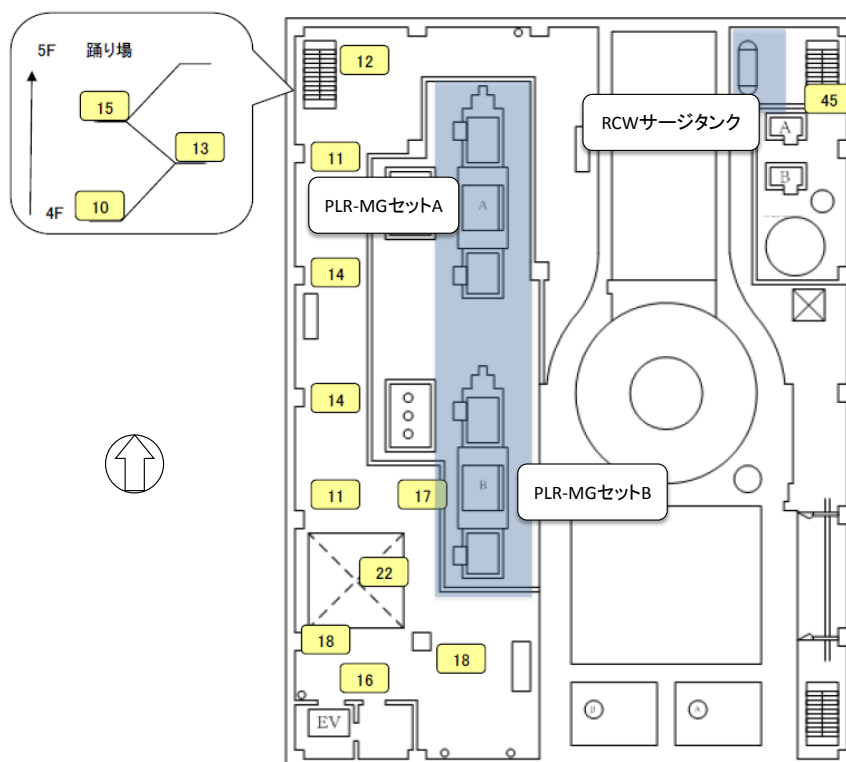


図3 2号機 R/B 4階の空間線量率 (単位: mSv/h) [1]

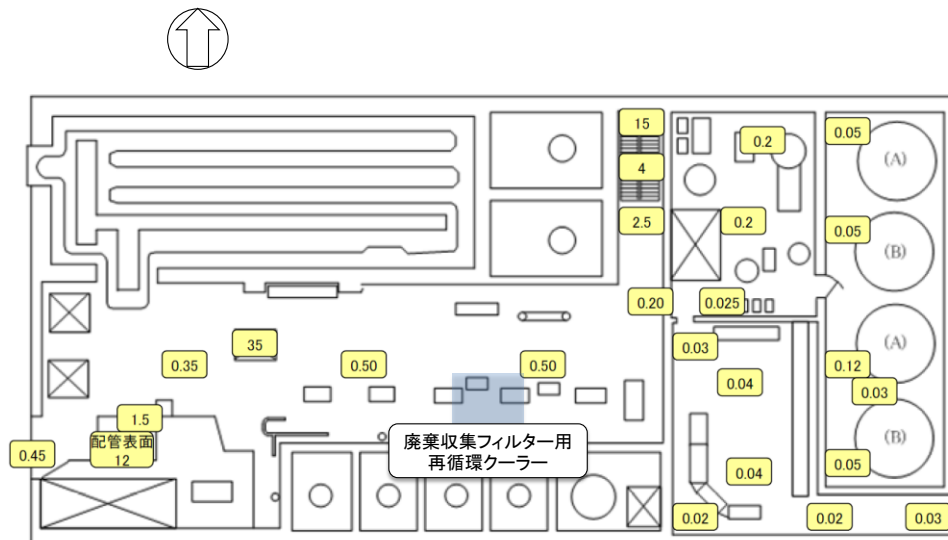


図 4 2号機 Rw/B 1階の空間線量率（単位：mSv/h）[1]

表 1 RCW 系統汚染状況の比較

機器	1号機	2号機
RCW 熱交換器	1000 mSv/h 以上 (R/B 2階)	約 100 mSv/h (R/B 2階)
ドライウェル除湿系 (DHC) 機器	約 100 mSv/h (R/B 1階)	約 20 mSv/h (R/B 3階)
再循環系 (PLR) の MG セットオイルクーラー	約 150 mSv/h (R/B 3階)	約 20 mSv/h (R/B 4階)
RCW サージタンク	約 90 mSv/h (R/B 4階)	約 45 mSv/h (R/B 4階)
廃棄収集フィルター用再 循環クーラー	約 350 mSv/h (Rw/B 1階)	約 0.5 mSv/h (Rw/B 1階)

注：対象機器近くの線量率測定結果がない場合は、近い場所の線量率を記載
 : 1号機の MG セット A (R/B2 階) 近傍は RCW 熱交換器からの線量の影響
 が強いため MG セット B (R/B3 階) 近傍で最も高い値を記載 (添付資料 1-
 9 参照)。なお、2号機の MG セット A, B は R/B4 階に隣接して設置されて
 いる。

4. 2号機のRCW系統で汚染が見られなかった原因に関する考察

2号機のRCW系統におけるPCV隔離弁は電動弁である。当該弁は以下の理由から開いているものと考えられる。

- ・インターロックを持たないため、津波到達前に自動で閉じることはない。
- ・津波到達後は交流電源、直流電源ともに喪失したことから操作ができる状況ではなくなった。
- ・手動で閉じた記録はない。

従来、2号機の事故進展にかかる分析や、現場調査の結果などから、2号機では燃料デブリが一部PCV底部に落下しているものと推定している。2号機のRCW系統は、1号機同様RPVペDESTAL底部にある機器ドレンサンプの冷却に使われている。したがって、1号機同様、PCV底部に落下してきた燃料デブリによりRCW配管が損傷を受け、RCW系統内に放射性物質が混入し、R/B内のRCW系統が汚染する可能性が考えられた。ところが、2号機では1号機と異なりR/BのRCW系統周辺で汚染が確認されておらず、その原因は特定できていなかった。この点について、2018年1月に実施された2号機のPCV内部調査の結果から、次のような原因と推定した。

2号機では、2018年1月にテレスコピック式調査装置をX-6ペネトレーションからCRD交換レールに沿って挿入し、ペDESTAL内プラットフォーム上のグレーチングの欠損箇所から下にカメラを吊り降ろして、ペDESTAL床の様子を観察している[2]。

調査で得られた画像からはペDESTAL底部一面に堆積物が広がっている様子が確認できた(図5)。また、図6に示すとおり、燃料集合体の上部タイプレートがペDESTAL床に落下しているのが確認できる。上部タイプレートが落下してきたRPVの穴を通して燃料デブリも落下したとすると、ペDESTAL床に落下した上部タイプレート付近の堆積物は燃料デブリを含むものと考えられる。位置によって堆積物の堆積高さに違いはあるものの、ペDESTAL床一面に広がっていることから、燃料デブリを含む堆積物はある程度流動性を持った状態で落下して堆積したものと考えられる。

流動性と関連して、ペDESTAL床に堆積している物質が落下してきた際の温度について、PCV底部にある構造物の損傷状態から定性的に推定する。ペDESTAL内の壁際に一周にわたって設置されているケーブルトレイや、ペDESTAL中央部にあるCRD交換機昇降台車などの構造物に熱的な影響を含め目立った損傷は見られていない。したがって、燃料デブリを含む堆積物の温度は、事故時から現時点までにおいて、それら構造物の融点、あるいは構造物が大きく変形するような温度に達していなかったものと考えられる。

ここで、2号機のRCW配管のD/W内における引き回しについて整理すると、RCW配管はD/W内において、作業員アクセス開口部を通じてペDESTAL外からペDESTAL内に導かれ、機器ドレンサンプまではケーブルトレイより壁際を床面約40～50cmの高さで引き回された後、機器ドレンサンプの中へと導かれている。図7に5号機の機器ドレンサンプ周辺の様子を示す。機器ドレンサンプの中にRCW配管が導かれている様子がわかる。2号機も同様の構造である。

図8に示すとおり、作業員アクセス開口部付近は堆積物が周囲より高く堆積している可能性がある箇所（直上にRPVの破損口があり、燃料デブリを含む堆積物が上から落下してきた可能性がある箇所）である。ケーブルトレイ上面の高さは約70cmであり、堆積物はその上にも堆積しているように見えることから、ペDESTAL中央付近にあるCRD交換機昇降台車が埋まっている高さ約40～50cmと比較してより高くなっていると考えられる。したがって、RCW配管がペDESTAL底部に堆積している燃料デブリを含む堆積物と接触している可能性は十分に考えられる。

RCW配管の損傷の可能性について、ケーブルトレイと比較して以下に示す。ケーブルトレイはステンレス鋼（融点：約1450℃）でできており厚さは約4mmである。確認できる範囲ではあるが変形が確認されていないことから、ケーブルトレイの上に堆積し始めた際の燃料デブリを含む堆積物の温度は、ケーブルトレイに熱変形を生じさせる温度ではなかった可能性がある。

ペDESTAL内にあるRCW配管は炭素鋼（融点：約1500℃）でできており厚さ約3.7mmである。ケーブルトレイとほぼ同じ厚さ・融点であり、RCW配管も同様に、燃料デブリを含む堆積物との接触により損傷することはなく、結果として放射性物質がRCW系統に混入しなかったものと考えられる。

また、機器ドレンサンプの蓋（チェッカープレート）は炭素鋼（融点：約1500℃）でできており、厚さは約3mmである。ケーブルトレイやRCW配管に比べると厚さはやや薄いものの、機器ドレンサンプ位置で特に堆積物の高さが低いといった状況が確認されていないことから、燃料デブリが含まれる堆積物からの熱的な影響で機器ドレンサンプの蓋が大きく損傷し、サンプ内に堆積物が大量に侵入している状況にはない可能性が考えられる。なお、機器ドレンサンプの蓋にはRCW配管を導くための切り欠きがあり、切り欠きを通じて機器ドレンサンプ内に燃料デブリを含む堆積物が侵入した可能性も考えられる（図7参照）。ただし、たとえサンプ内でRCW配管と接触しても、上述のとおり堆積物の温度は高くなく、RCW配管を損傷させる事態には至らなかったものと考えられる。

なお、2018年1月の格納容器内部調査時に、ペDESTAL内下部の空間線量率および温度の計測も実施されているが、プラットフォームからペDESTAL床に近づいても、線量および温度状態にほとんど変化がなかった（空間線量率：7~8 Gy/h、温度：21.0 °Cと、高さ方向の場所によらずほぼ一定）（図9）。すなわち、現状ペDESTAL床に落下した燃料デブリを含む堆積物からの線量の寄与、および熱源としての寄与は大きくないものと考えられる。

2019年2月のPCV内部調査でも同様にペDESTAL内下部の高さ方向の線量率および温度が測定されているが、空間線量率については床面に近づくほど若干上昇し、温度は若干低下する傾向がみられたが、総じて大きな変化ではなかった（図10）。ペDESTAL下部の構造物に目立った損傷が見られないこととあわせて、ペDESTAL床上の燃料デブリは、線量や崩壊熱が比較的小さく金属を多く含むものである可能性が考えられる。

○ 構造物の状況・堆積物の分布状況

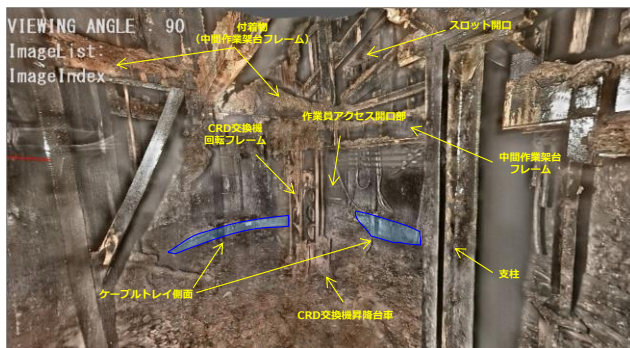
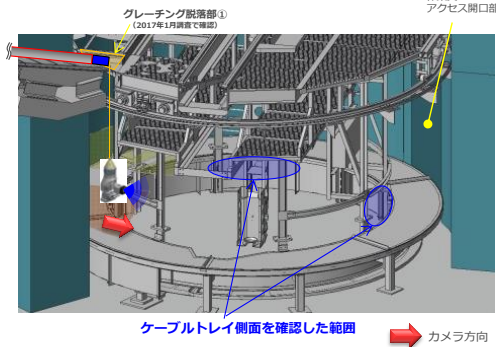


図5 2号機 ペDESTAL底部の様子 (その1) [2]

○ 堆積物の分布状況詳細

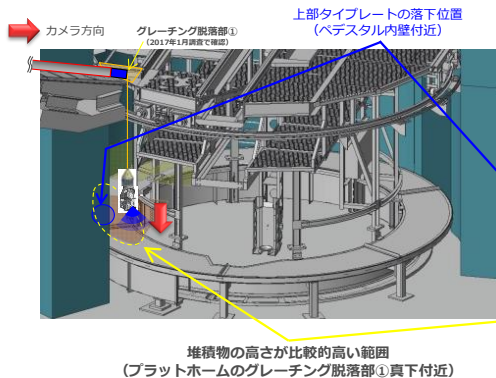


図6 2号機 ペDESTAL底部の様子 (その2) [2]

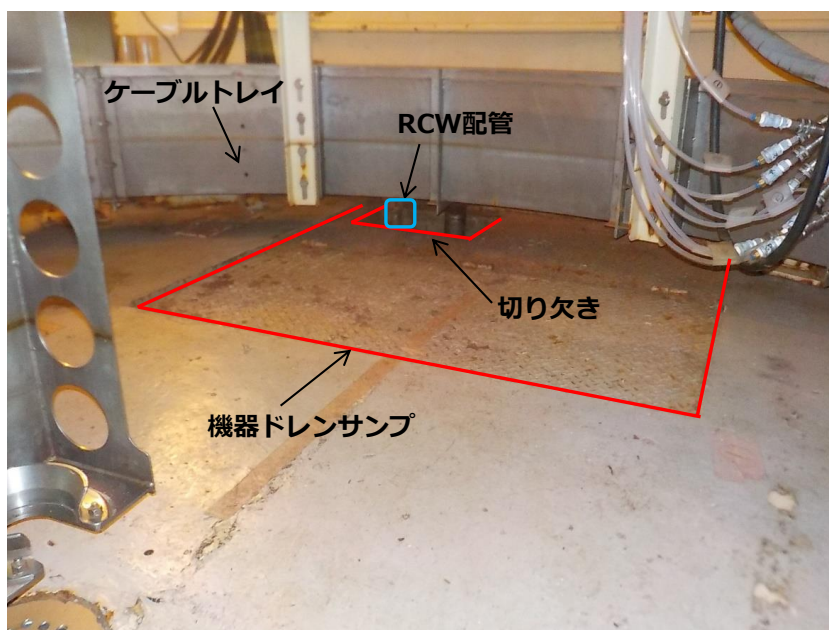


図7 5号機 機器ドレンサンプ周辺の様子 (2号機も同様の構造)

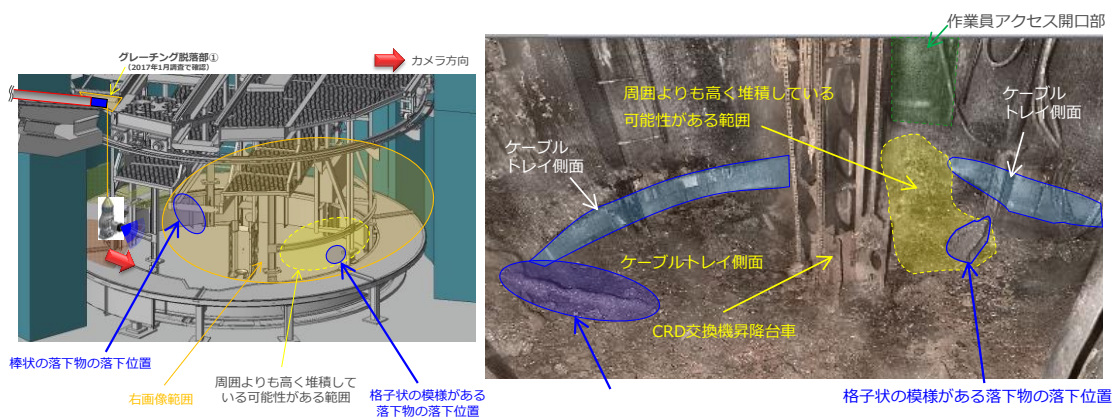
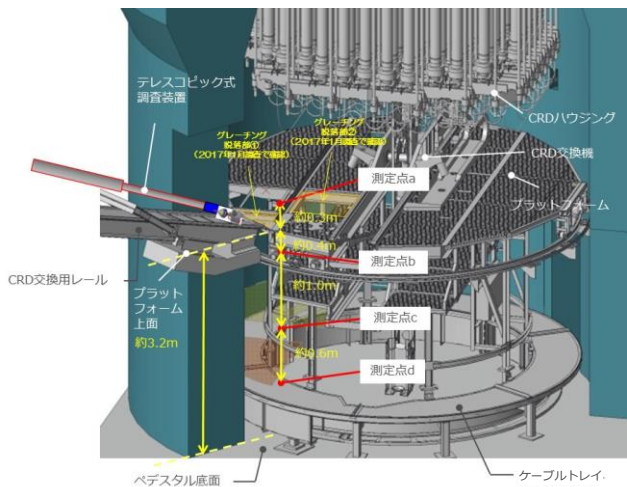


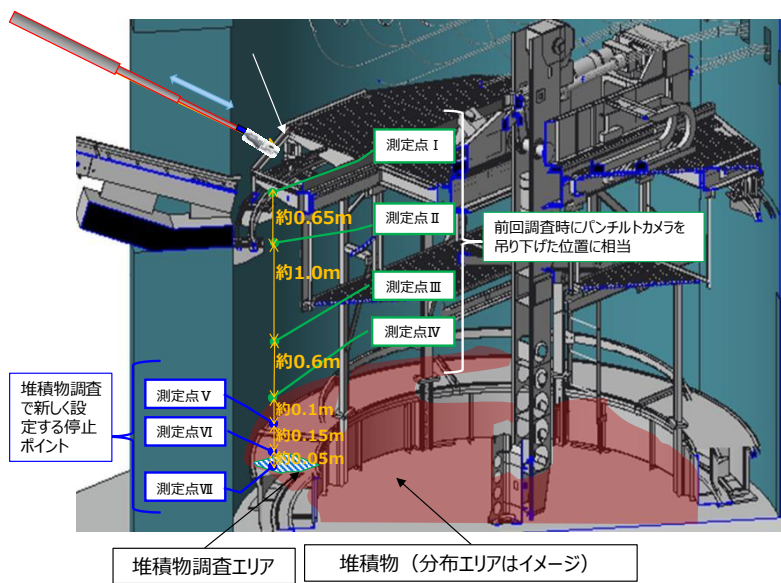
図8 2号機 ペデスタル底部の様子 (その3) [2]



測定点	線量率※1、2 [Gy/h]	温度※2 [°C]
a	7	21.0
b	8	21.0
c	8	21.0
d	8	21.0

※1：Cs-137線源で校正
 ※2：誤差：線量計±7%
 温度計±0.5°C

図9 2号機 PCV 内部調査で測定した線量率と温度[2]



測定点	線量率※1,2 [Gy/h]	温度※2 [°C]
I	6.4	23.2
II	6.8	23.1
III	6.5	23.1
IV	7.0	22.9
V	7.2	22.8
VI	7.5	22.9
VII	7.6	22.9

【参考：ベデスタル外※3】
 線量率：最大43[Gy/h]
 温度：最大23.7[°C]

※1：Cs-137線源で校正
 ※2：誤差：線量計±7%
 温度計±0.5°C
 ※3：調査装置内に測定器が収納された状態で測定したため参考値

図10 2号機 PCV 内部調査で測定した線量率と温度[3]

1号機でRCW系統全体に汚染が拡がったのは、機器ドレンサンプを冷却するためのRCW配管が損傷したと考えられる時点、つまりRPVが破損し燃料デブリがPCV床に落下したと考えられる頃に、PCV圧力が高かったことが原因と考えている。

したがって、2号機においてRCW系統に汚染が見られなかった要因として、燃料デブリがPCV床に落下したことでRCW配管が損傷したものの、それ以降、PCV圧力が高くなく、系統内に汚染が拡がらなかった可能性も考える必要がある。そこで、以下、燃料デブリがPCVに落下したと考えられる頃、またそれ以降のPCV圧力がどのような状況にあり、汚染がRCW系統内に回り込みうる状況にあったかについて考察する。

RCW系統は閉ループ設計で、系統内で最も高い位置に設置されているサージタンク（系統内流体の温度変化による体積変化を吸収する目的で設置されているもの）はR/B4階にあり、サージタンク上部にて大気解放されている。PCV（D/W）床にある機器ドレンサンプに導かれているRCW配管は、系統中で最もエレベーションが低い箇所にあたり、仮にD/W床面において燃料デブリとの接触により配管が破損しRCW系統内に汚染が拡がるためには、RCW系統側の水頭圧よりもPCV圧力が高いことが必要と考えられる。D/W床面の高さはO.P.5480、R/B4階にあるサージタンク底部の高さはO.P.37450であることから、両者の高低差は約32mであり、水柱に直せば約32mH₂Oの圧力となる。実際にはこれに、配管の圧力損失などの不確かさもあることから、RCW系統内に汚染が拡がるためには、少なくとも約32mH₂Oの水頭圧に勝るだけのPCV圧力が必要と考えられる。

続いて、図11に2号機のRPV圧力、PCV圧力と格納容器雰囲気モニタ系（CAMS）による線量率の測定結果を示す。事故時、計測された中でD/W CAMSの最大値は、3月15日16時10分の138Sv/hであり、3月15日13時00分から15時25分の間、線量率が急激に上昇していることがわかる。添付資料2-11に詳述したように、この線量率の上昇はRPV底部が破損したことが原因となった可能性が考えられる。また圧力の変化に着目すると、3月15日13時00分にRPV圧力とD/W圧力の間には約0.3MPaと大きな差圧があるものの、15時25分の段階では両圧力が均圧している（D/W圧力よりRPV圧力の方が低いのは、事故の影響でD/W内が高圧となり、RPV圧力の計測配管内の水位が低下したためと考えられる）。RPV圧力とD/W圧力が均圧する要因の一つとして、RPVからD/Wへの大規模な漏えいが生じた可能性が考えられ、つまり3月15日13時00分から15時25分の間、RPV底部が破損した可能性が考えられる。

3月15日13時00分と15時25分の間にはデータが計測されていないこと

に加えて、この頃 D/W から R/B への気相漏えいが生じていたと考えられること、圧力抑制室 (S/C) は事故初期からトーラス室が津波の影響で浸水したことにより外部冷却されていたと考えられることもあり、RPV 底部が破損し、D/W 床近傍において RCW 配管と燃料デブリを含む堆積物が接触したであろう頃の D/W 圧力は予測が困難である。

3月15日13時00分における D/W 圧力は、大気圧分 (約 0.1MPa[abs]) を除いてゲージ圧に直すと約 0.315MPa[gage]であり、水柱に直せば約 31.5mH₂O となる。

RCW 系統側の水頭圧が約 32mH₂O であることと比較すれば、上述の D/W 圧力の値はほぼ同程度である。この後、D/W 圧力が上昇したところで RPV 底部が破損し、ほどなくして燃料デブリを含む堆積物と RCW 配管が接触した可能性、あるいは、RPV 破損に伴って D/W 圧力が上昇し、ほどなくして燃料デブリを含む堆積物と RCW 配管が接触した可能性もあると考えられるため、RCW 配管と燃料デブリを含む堆積物が接触したと考えられる頃に、D/W 圧力が RCW 系統の水頭圧を上回る状況になっていた可能性は残る。逆に、この頃には D/W から R/B への漏えいが生じていたこと、加えて、S/C がトーラス室に侵入した水により外部冷却されていたと考えられることから、燃料デブリを含む堆積物が RCW 配管と接触したと考えられる頃には、D/W 圧力が RCW 系統側の水頭圧を下回っていた可能性も考えられる。

なお、この後 D/W 圧力は、図 12 に示すように、基本的には単調に減少し、大気圧に近づく傾向にある。

ここまで「燃料デブリが PCV 床に落下したことで RCW 配管が損傷したものの、それ以降、PCV の圧力が高くなく、系統内に汚染が広がらなかった可能性」について、想定される事故進展や取得されたプラントデータをもとに考察を進めたものの、この可能性も残る結果となった。

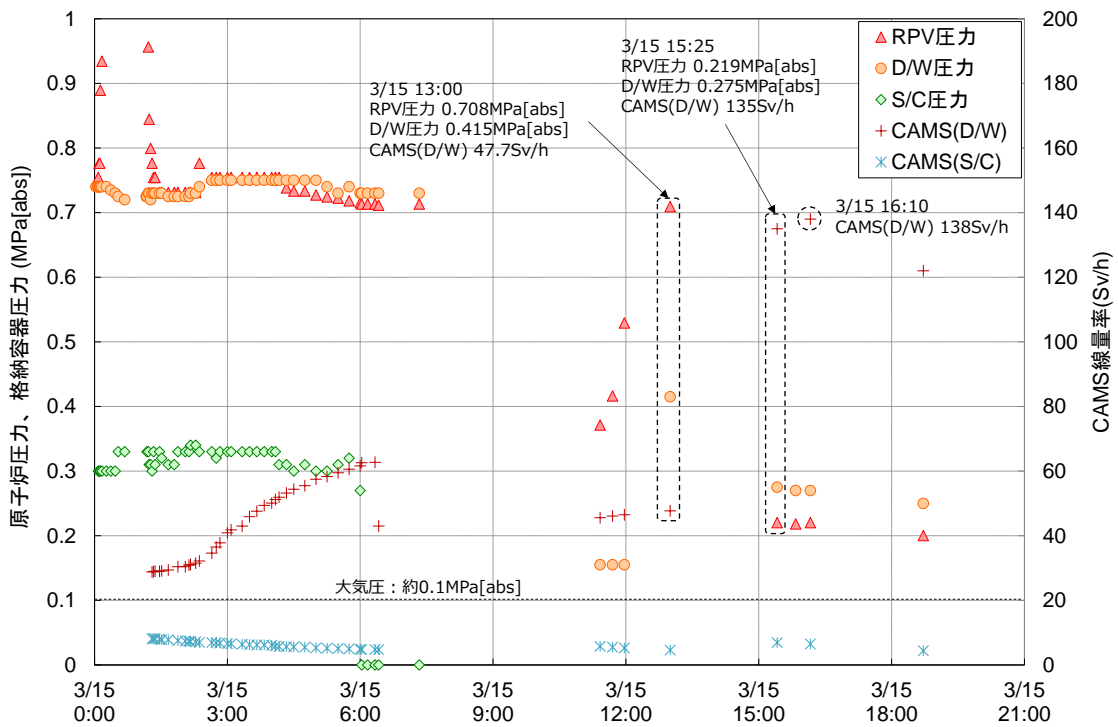


図 11 2号機のRPV圧力、PCV圧力、CAMS測定値の推移（その1）

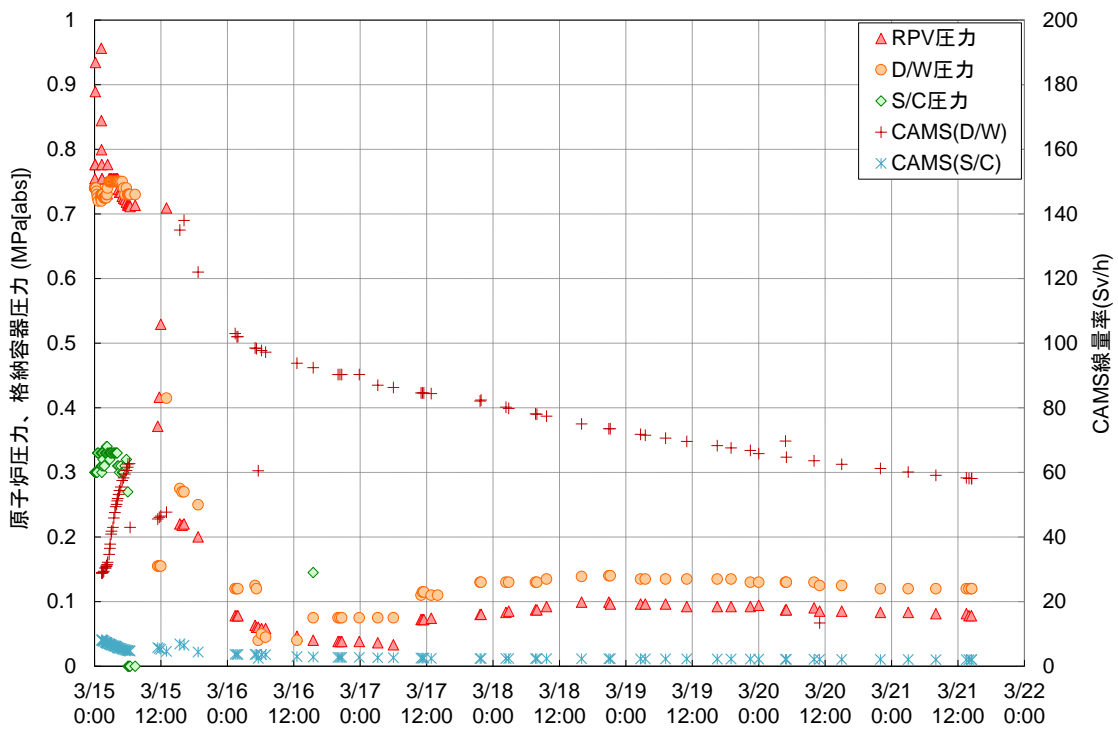


図 12 2号機のRPV圧力、PCV圧力、CAMS測定値の推移（その2）

5. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関連

これまでの検討より、2号機のRCW系統に汚染が見られなかったのは、1号機と異なりドレンサンプを冷却するRCW配管が損傷しなかったためと推定した（ただし、同配管は損傷したが、PCV圧力が高くなかったためRCW系統内に汚染が拡大しなかった可能性も残る）。一方、1号機ではRCW系統に汚染が見られたことから、柏崎刈羽原子力発電所の安全対策においては、ドレンサンプを冷却するRCW配管の損傷に伴う汚染の拡大防止が復旧操作にとって重要となる。

柏崎刈羽原子力発電所では、PCVを貫通するRCW系統の配管にはPCV貫通部に近接した位置でPCV内及びPCV外の両方にPCV隔離弁（又は逆止弁）を設置している（図13）。これらの弁は炉水位の低下又はD/W圧力の上昇を検知して自動で隔離される設計であり、RPVが破損し溶融燃料が下部D/Wに移行する前に閉止（逆止弁はPCV内から外への逆流を防止）することでPCV外の配管への汚染の拡大は防止される。また、上記のPCV隔離弁の駆動電源は、ガスタービン発電機、号機間電源融通及び電源車により強化しており、隔離動作の信頼性を向上している。D/Wサンプにはサンプ水をPCV外に移送するラインがあるが、本ラインにはRCW系統と同様に自動隔離機能を有した隔離弁をPCV貫通部の内外に設置している。また、下部D/Wにはコリウムシールドを設置して溶融燃料のサンプへの流入を防止している。

上記の設備対策に加え、福島第一原子力発電所事故以前からRPV破損前に下部D/Wに水張りし、その水位を維持することにより下部D/Wに落下した溶融燃料を冷却する運用手順を採用している。柏崎刈羽原子力発電所6号機および7号機では下部D/Wへの注水手段として従来から整備していたMUWC系に加え、消防車による注水手段を整備し、下部D/W注水の信頼性を向上しており、汚染拡大の経路となり得る配管が損傷するリスクを低減している。

以上の対策により、ドレンサンプを冷却するRCW配管の損傷に伴う汚染の拡大を防止できるものと考えられる。

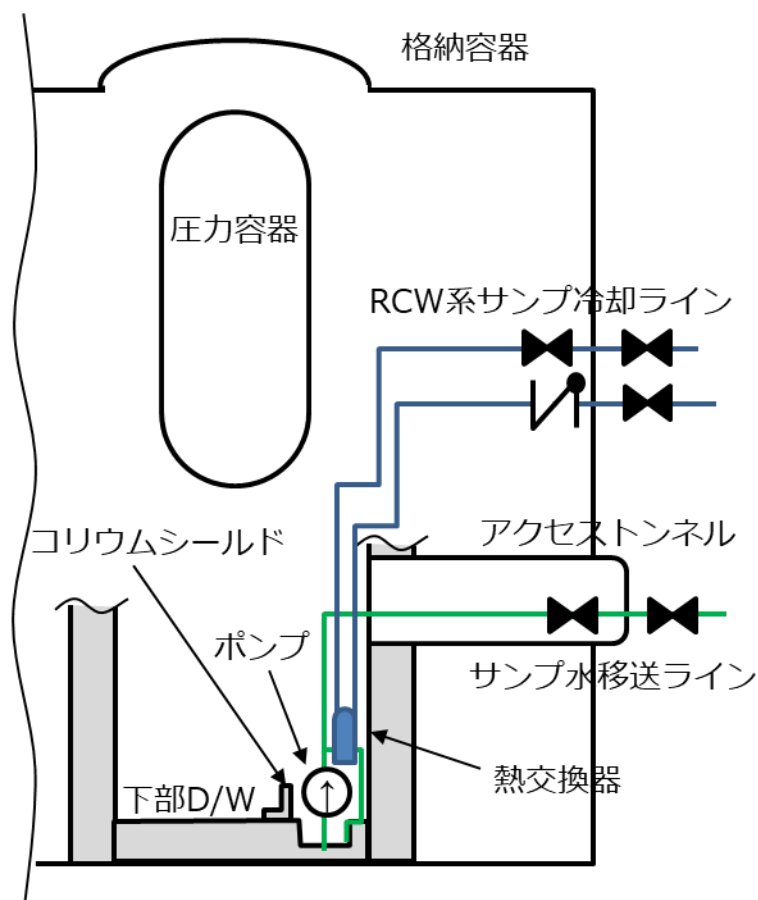


図 13 RCW 系統及びサンプル水移送ラインの隔離弁

6. まとめ

1号機と異なり2号機でRCW系統に高線量率が観測されなかった原因について検討した。その結果、ペDESTAL内にあるRCW配管はペDESTAL底部に堆積している燃料デブリを含む堆積物と接触している可能性が十分にあるものの、ペDESTAL底部にある他の構造物同様に損傷しておらず、RCW系統内に放射性物質が混入するという状況に至らなかったものと考えられる。

ただし、現時点では不確かさとして、RCW配管は損傷したもののD/W圧力が低かったことが原因でRCW系統内に汚染が拡がらなかった可能性が残る。

今後も、廃炉作業の進捗に伴い得られる情報を活用して、検討を進めて行く。

○参考資料

[1]東京電力 HP「建屋内の空間線量率について」

<http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/fl/surveymap/images/fl-sv3-20130322-j.pdf>

2013年3月22日

[2]東京電力 HP「廃炉・汚染水対策チーム会合 第 53 回事務局会議 資料 3-3 燃料デブリ取り出し準備」

http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/2018/images1/d180426_08-j.pdf

2018 年 4 月 26 日

[3]東京電力 HP「廃炉・汚染水対策チーム会合 第 63 回事務局会議 資料 3-3 燃料デブリ取り出し準備」

http://www.tepco.co.jp/decommission/information/committee/roadmap_progress/pdf/2019/d190228_08-j.pdf

2019 年 2 月 28 日

以 上

3月15日午前中における2号機格納容器圧力の低下について

※本資料は、添付資料2における検討課題リスト「2号機-11」に挙げられる格納容器の気相漏えいに関連した検討であり、当社から株式会社テプコシステムズに委託し、検討された内容を基に作成したものである。

1 はじめに

図1に示すように、2号機のD/W圧力は3月14日23:30頃から15日7:20まで0.7MPa[abs]以上で推移し、以降は一旦計測が途切れ、同日11:20に計測が再開された際には0.155MPa[abs]まで低下していた。

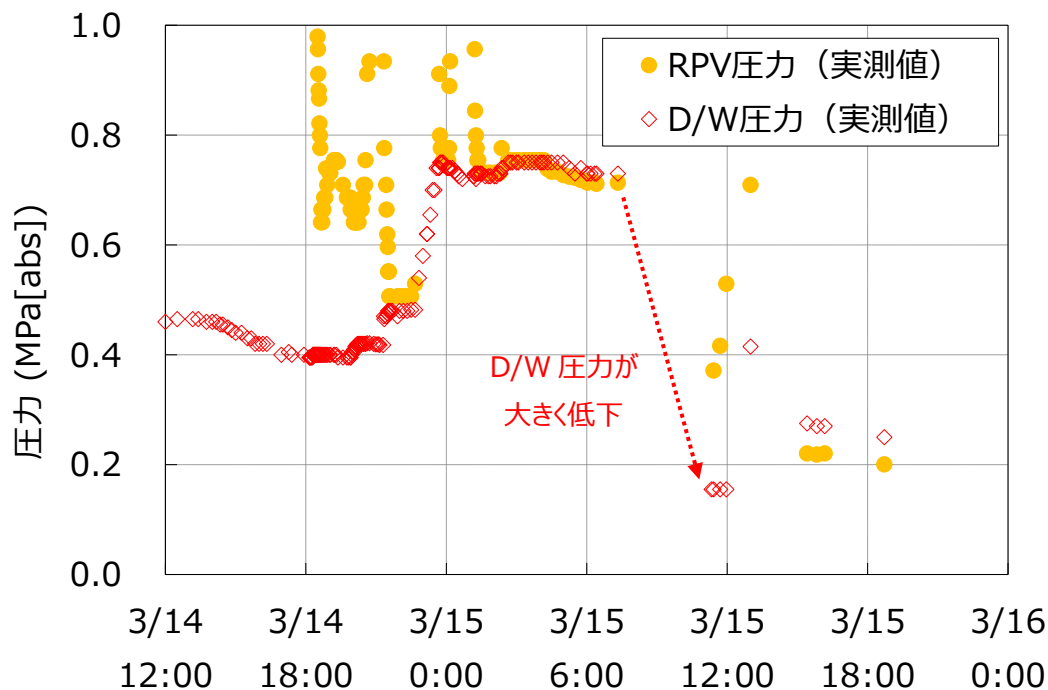


図1 格納容器圧力の推移（参考：原子炉圧力）

D/W圧力は、14日22:40頃からの上昇以降、最大750kPa[abs]に達しており、これは記録に残るデータの中で2号機の格納容器が事故中に経験した最大の圧力である。事故後に2号機のシールドプラグ周辺で高い線量が測定されており[1]、いずれかのタイミングではトップヘッドフランジ部からの漏えいが発生していたと考えられること、及び、格納容器圧力が高くなると格納容器トップヘッドフランジ部の変位が大きくなり、漏えいの可能性が高まることか

ら、この圧力が高くなっていた期間には、すでに格納容器トップヘッドフランジからの漏えいが生じていた可能性がある。

その後、15日7:20以降にD/W圧力が低下している。この原因としては、格納容器からの気相漏えい何らかの原因で拡大したか、格納容器が何らかの原因で冷却されたことにより、格納容器内の水蒸気の凝縮が進んだことが考えうる。以下では、それぞれのシナリオの成立性を検討した。

2 格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオの検討

15日7:20以降に、何らかの原因によって格納容器からの気相漏えいが拡大したことで格納容器が減圧したシナリオについて検討する。

添付資料2-9に、熱水力解析コードGOTHICによる14日18:00頃の2号機の強制減圧開以降、15日2:00までの原子炉圧力、及び格納容器圧力の再現解析の結果を示している。その延長として、15日11:20までの減圧の期間を含めて実測値を再現する解析を実施し、減圧に必要な気相漏えい面積を評価するとともに、その結果から想定される事故進展状況について考察する。なお、後述する水蒸気の凝縮が進んだことにより減圧したというシナリオとは異なり、この解析においては格納容器の冷却量の増大については考慮しない。

減圧の再現に必要な気相漏えい面積を見積もる観点から、漏えい面積が最小となるよう、減圧期間は長く、格納容器内の水蒸気発生量は少ないことを仮定した。すなわち、15日7:20以降の減圧が開始した時刻は不明だが、ここでは最後の実測値が得られた15日7:20に格納容器漏えい面積が拡大したことを仮定した。また、15日7:20から11:20までの圧力容器内のガスの発生量は不明だが、ここではガスの発生は無いと仮定した。格納容器からの漏えい箇所はD/Wを仮定した。解析には熱水力解析コードGOTHIC8.2(QA)を用いた。解析の条件を別紙1に示す。

解析の結果、格納容器漏えい面積として300cm²（減圧中一定）を設定することで、D/W圧力の730kPa[abs]から155kPa[abs]までの減圧を再現した（図2）。この解析ではS/Cプール全体の水温が比較的高く、S/Cプールの減圧沸騰により大量の水蒸気が発生し、減圧しにくくなる傾向となった。図2において圧力の低下速度が変化している点が見られるが、変曲点以降、圧力の低下速度が低下しているのは、S/Cプールで減圧沸騰が生じているためである。これにより発生した水蒸気を逃がすために、大きな漏えい面積が必要となっている。

仮に高圧により格納容器のトップヘッドフランジ部のすき間が大きくなることで漏えいが発生したとすると、格納容器圧力の低下に伴って漏えい口は閉じていくと考えられる。減圧中も大きな漏えい面積が維持される必要があるこの

シナリオでは、高温によるシール部等の熱的な損傷によって格納容器からの漏えいしたと考える必要がある。

また、図3に示す MARK-I 格納容器の構造解析結果[2]によれば、減圧前に想定されうる程度の高圧・高温条件（750kPa[abs]、400℃を想定）においても、トップヘッドフランジ部の開口面積は、シール部のシリコンゴムを無いものと考えても 210cm²程度であり、さらに、圧力が低い場合はトップヘッドフランジ部の変位が小さくなり、開口面積が減少している。

このことから、減圧中を通じて 300cm² という漏えい面積が維持される必要があるこのシナリオでは、トップヘッドフランジ以外からも相応の漏えいがあったと考える必要がある。

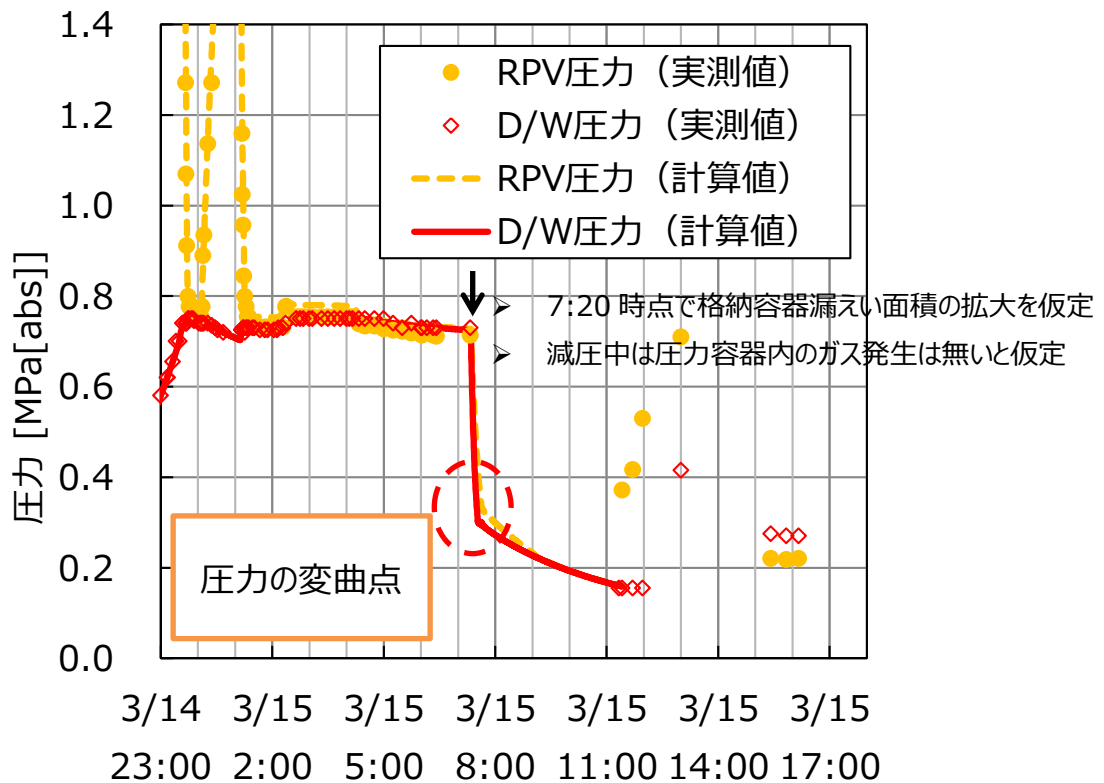


図2 D/W 減圧を再現する格納容器漏えい面積を与えた解析結果

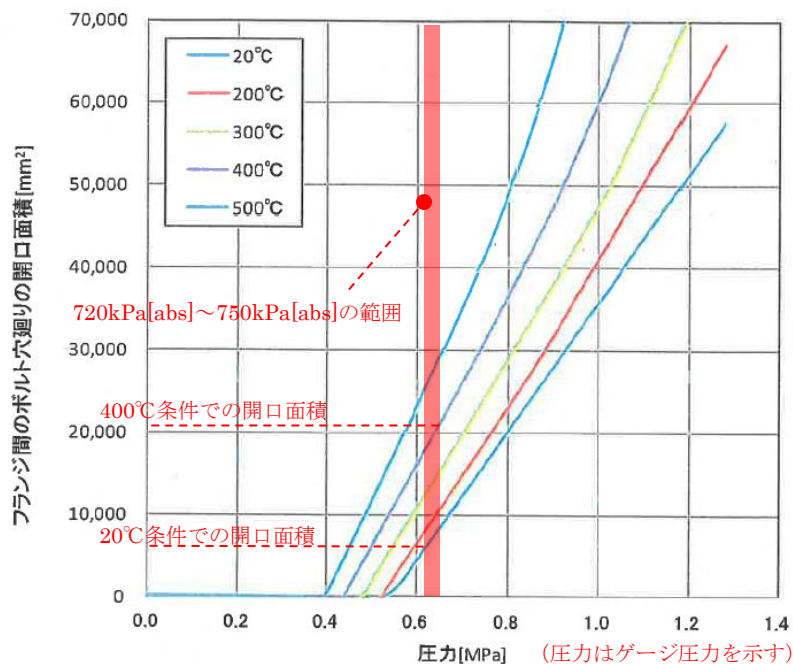


図3 フランジ最外周部の隙間の開口面積の評価結果[2]
 (赤字部分及び赤色着色部は引用先の図に重ねて描画している)

3 格納容器からの気相漏えいによる減圧に加え格納容器内の水蒸気の凝縮による減圧が寄与したシナリオの検討

先に述べたとおり、14日 22:40 頃からの D/W 圧力上昇以降いずれかのタイミングで、格納容器からの気相漏えいはあったものと考えられる。その気相漏えいに加え、15日 7:20 以降に、格納容器内の水蒸気の凝縮が促進されたことで格納容器が減圧したシナリオについて検討する。

3. 1 15日 7:20 以降に格納容器内の水蒸気の凝縮が促進されるシナリオの想定

水蒸気の凝縮が促進されるためには、格納容器が除熱されるメカニズムがあったと考える必要がある。具体的には、外部水源による格納容器スプレイ等により格納容器内を冷却するか、格納容器の壁面からの除熱量の増加が考えうる。15日 7:20 から 11:20 の期間において、格納容器内を冷却する運転操作を実施していないため、格納容器の壁面からの除熱量が増加した可能性を考える。

2号機では RCIC 作動中、RCIC タービンの排気を経由して崩壊熱が S/C に持ち込まれていたと考えられるが、14日までの格納容器圧力は、その熱の供給から推定される圧力よりも低いこと、事故後早い段階で RCIC 室、ター

ビン建屋地下階が浸水していたことが確認されていること、現在の滞留水の各建屋における水位の挙動から、水が各建屋間を移動していると判断できることなどから、トーラス室が浸水し、S/C を外部から冷却していたと推定している（添付資料 2-2 参照）。

これをふまえ、15 日 7:20 以降の格納容器圧力の低下については、S/C 外部からの冷却状況が変化した可能性を考える。トーラス室の水位が S/C プール水位よりも低いうちは、S/C 気相部に接する S/C 壁の放熱先はトーラス室の空気であるため、放熱量は S/C 外壁における空気の自然対流熱伝達率に律速され、S/C 壁の冷却が進みにくい。このため S/C 壁の温度は S/C 気相部と同程度となり、S/C 気相部の水蒸気の凝縮は進みにくいと考えられる。一方で、トーラス室の水位が S/C プール水位を超えると、超えた部分の S/C 壁が外側からトーラス室の水によって冷却され、S/C 気相部と内壁の温度差が大きくなるため、水蒸気の凝縮が急激に進む可能性がある（図 4）。なお、S/C 気相部が水蒸気雰囲気の場合、S/C 気相部からの放熱先が空気の場合と水の場合とでは、単位面積、単位温度差当たりの伝熱量は、後者が 100 倍以上大きくなりうる。したがって、15 日 7:20 以降の S/C 水位とトーラス室水位の関係を整理する必要がある。

・トーラス室の水位

原子炉建屋地下階の水位に関する情報として、RCIC 室については、12 日 1:00 頃～4:00 頃にかけて、RCIC 室、及びその周辺の水位が長靴の高さ程度であったこと、水位が上昇傾向にあったことが確認されている[3]。RCIC 室とは床下で配管が接続されているトーラス室についても同程度の水位であった可能性がある。その後のトーラス室の水位挙動は不明であるものの、タービン建屋等、他の建屋からの水の流入があった場合、継続的に水位が上昇していた可能性がある。

・S/C の水位

事故後の注水によっても S/C 水位が満水となっていないこと、事故後の S/C 温度の実測値に基づく検討などから、時期は不明であるものの、S/C 水面下の下部、あるいは下部から繋がる配管の先で小規模な液相漏えいが生じていると推定している（添付資料 4、2-8、2-13 参照）。S/C プールからの漏えいがあった場合、その漏えい先としては、トーラス室、RCIC 室等が考えられるが、この漏えいした水がトーラス室の水位上昇に寄与した可能性は考えられる。

S/C 水位については、津波到達による記録計の停止以降、実測値が得られていないが、当時の S/C 水位を推定するための手がかりとしては、RCIC 排気口の高さが挙げられる。添付資料 2-6 に示すように、解析において 14 日 12:00

頃に RCIC 排気が停止したと仮定すると、原子炉圧力の実測値の挙動をよく再現することが分かっている。仮に RCIC 排気が継続している中で、S/C 水位が RCIC 排気口の高さ（S/C 底面から約 2.9m）を下回った場合は、RCIC の排気が S/C 気相部に直接移行するため、格納容器圧力は急激に上昇すると考えられるが、RCIC が運転していたと考えられる期間において格納容器圧力の実測値にそのような急上昇は見られていない。このため、仮に S/C プールからの漏えいがあったとしても、14 日 12:00 頃までに、S/C 水位が RCIC 排気口下端を下回る状況ではなかったと考えられる。一方、その時期に S/C プールからの漏えいが生じていなかったのか、漏えいは生じていたものの、水位が RCIC 排気口よりも高い状態で低下中であったのかは区別できず、また、その時点で S/C プールからの漏えいが生じていなかったとしても、その後、15 日 7:20 以降に格納容器が減圧するまでの期間に漏えいが生じた可能性も考えられる。このことから、S/C プールの水位挙動もまた不明であるが、S/C プールからの漏えいがあった場合には、S/C 水位は継続的に低下し、トラス室の水位は継続的に上昇していた可能性がある。なお、RCIC の運転に伴い外部水源（CST）から格納容器内に持ち込まれた水量と、圧力容器から RCIC の排気蒸気あるいは SRV 経由として S/C に移行した水量はどちらも限定的であることから、S/C プールからの漏えいの有無にかかわらず、トラス室水位が S/C プール水位を上回った可能性はあるものとする。

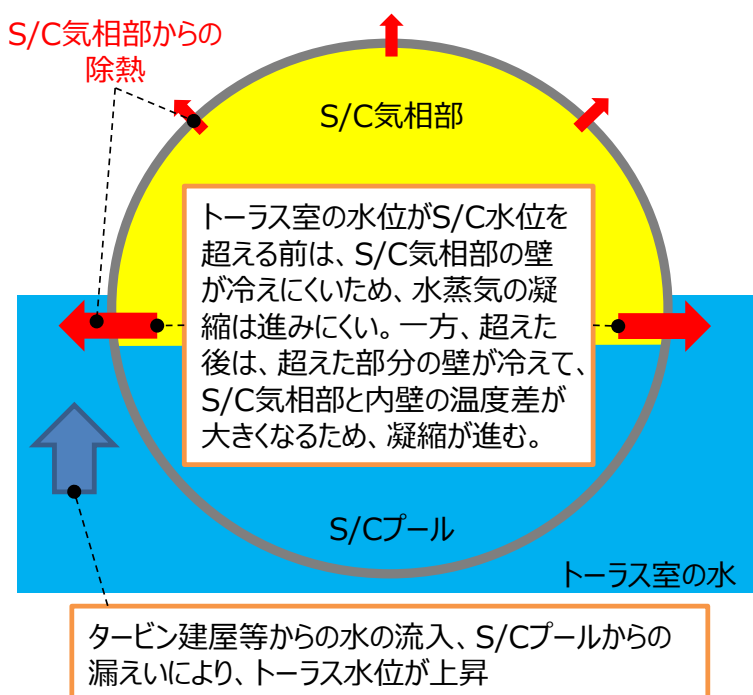


図4 トラス室の水位が上昇した状態のイメージ

以上より、「他建屋からの水の流入、及び／又は S/C プールからの水の漏えいによって、トーラス室の水位が上昇した。15 日 7:20 以降にトーラス室の水位が S/C プールの水位を超えたことで、S/C の気相部の冷却が促進され、水蒸気の凝縮がそれ以前と比較して進んだことで、圧力低下が進んだ」というシナリオが考えられる。

ただし、このシナリオが成立するためには、以下の前提条件が必要となる。

① 15 日 7:20 以降の格納容器減圧前の段階で、非凝縮性ガスの大部分が格納容器外に排出されていたこと。

✧ 水蒸気の凝縮によって格納容器が減圧したと考えると、非凝縮性ガスは格納容器内に残るため、155kPa[abs]まで減圧するためには、減圧前の段階から格納容器内部の非凝縮性ガスは少なかったと考える必要がある。

✧ 水蒸気と非凝縮性ガスの混合気体の凝縮では、非凝縮性ガスの割合が大きいほど、凝縮熱伝達率が低下することが知られている。効率的に凝縮が生じるためには、非凝縮性ガスの割合は小さかったと考える必要がある。

② 15 日 7:20 以降の格納容器減圧前の段階で、S/C プールの表層に温度成層化が生じていたこと。

✧ ①の条件から、格納容器内の非凝縮性ガスが少ない状態、すなわち、格納容器内がほぼ水蒸気の状態、減圧前の格納容器圧力が維持されていた必要がある。このためには、S/C プール水面の温度が、格納容器圧力の飽和温度程度に維持されていた必要がある。一方、S/C プール全体の温度が高い場合には、2. に示した再現解析結果のように、減圧沸騰量が大きくなり、減圧し難くなると考えられる。このため、S/C プール水面の温度は高いものの、プール全体としては比較的温度が低い状況、すなわち、S/C プールの表層に温度成層化が生じていたと考える必要がある。

3. 2 シナリオの前提条件の成立性の考察

凝縮による減圧シナリオの前提となる、「15 日 7:20 以降の減圧前の時点で、格納容器内の非凝縮性ガスの大部分が放出されており、かつ、S/C プールの表層に温度成層化が生じていた」という状況が成立するかを考察する。

まず、15 日 7:20 以降の減圧前に格納容器内の非凝縮性ガスの大部分が放出されていた可能性について、S/C 水面で発生した水蒸気によって、S/C 内の非凝縮性ガスが真空破壊弁を経由して D/W に移行し、さらに D/W のトップへ

ッドフランジを通じて、大部分が格納容器外に排出されていた可能性が考えられる。

次に、S/C プールの表層に温度成層化が生じていた可能性について、東日本大震災時、福島第二原子力発電所 2 号機及び 4 号機では、RCIC によって原子炉水位を維持しつつ SRV で原子炉減圧操作を行っていた。その際に、S/C プールの上部和下部において温度差が発生している。中でも 4 号機では、RCIC 隔離後、原子炉の低圧維持のため SRV を開とした状態で温度差が発生している。このことは、原子炉圧力が低く、SRV 排気量が小さい状態（SRV 排気による S/C 液相をかき混ぜる効果が小さい状態）が継続すると、S/C 液相部で温度成層化が発生しうることを示唆している。

福島第一原子力発電所 2 号機では、14 日 18:00 頃の SRV 開による強制減圧以降は、原子炉圧力が低下し、同日 21:00 頃、23:00 過ぎ、及び 15 日 1:00 頃に一時的には上昇するものの、その圧力は定格圧力と比較して低い。このため SRV の排気に勢いがなく、S/C プールをかき混ぜる効果は小さかったことにより、S/C プールの下部と水面付近の温度差が解消されず、福島第二原子力発電所 2 号機及び 4 号機と同様に、温度成層化が進行していた可能性が考えられる。

なお、福島第二原子力発電所 2 号機及び 4 号機で採用されている Mark-II 型格納容器では、S/C の外側にトーラス室が無く、滞留水によって S/C が冷却されうる構造とはなっていない。これに対し、福島第一原子力発電所 2 号機では、前述のようにトーラス室の滞留水による S/C の冷却が生じていたと考えられる。トーラス室滞留水の水位が上昇する過程で、トーラス室の水位が S/C 水位よりも低い状況（図 5）では、S/C プールの表層よりも深い部分が冷却され、プール表層との温度差の形成が促進された可能性がある。S/C プールの形状、SRV 排気クエンチャの形状に違いはあるものの、福島第一原子力発電所 2 号機では、福島第二原子力発電所 2 号機及び 4 号機よりも、トーラス室滞留水による S/C 下部の冷却があったと考えられる点において、さらに温度成層化が生じやすい状況であった可能性が考えられる。

前述のように、15 日 7:20 以降の減圧前に非凝縮性ガスが少ない状態で格納容器圧力を維持するためには、S/C 水面の温度が、その時点の格納容器圧力における飽和温度程度を維持している必要がある。減圧前の格納容器圧力を 750kPa[abs]とすると、プール水面の温度が当該圧力の飽和温度である 168°C を維持すれば、水蒸気のみで達成可能である。S/C 水面の温度を維持する熱源としては、SRV 排気が考えうる。S/C プールに排出された SRV 排気は大部分が凝縮し、飽和温度の水となり、冷却されている周囲の水との密度差によって上昇すると考えられる。この過程で、割合は不明であるものの、SRV 排気の

熱の一部は冷却されている周囲の水に移行し、一部は S/C 水面に伝わる可能性が考えられる。S/C 水面に伝わる熱量が、S/C 水面付近、及び S/C 気相部からの除熱量以上であれば、S/C 水面の温度が飽和温度程度に維持され、継続的に水蒸気が発生し、圧力が維持された可能性が考えられる（図 5）。

15 日 7:20 以降の減圧前後の期間において、S/C 水温等の実測値は得られていない。このため断定は出来ないものの、上記のような状況は成立しうると考える。

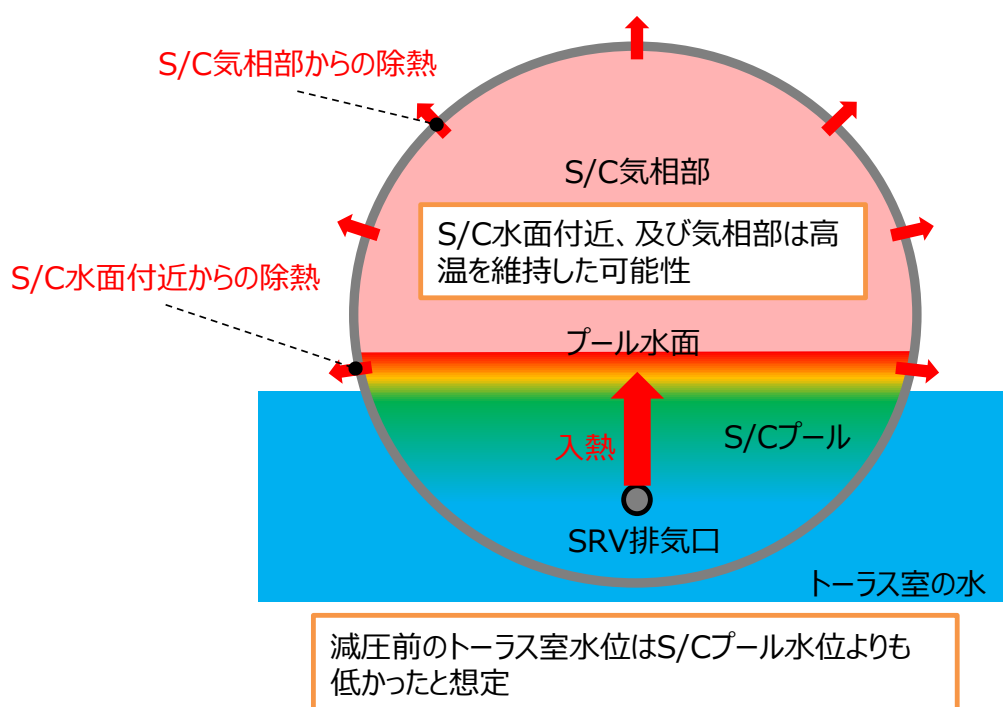


図 5 15 日 7:20 以降の減圧前の S/C プールの温度成層化のイメージ

3. 3 想定したシナリオにおける圧力挙動の評価

15 日 7:20 以降に、トラス室の水位が S/C プール水位以上に上昇したことを想定し、S/C 気相部の外部冷却による凝縮によって、格納容器圧力が 730kPa[abs]から 155kPa[abs]まで 4 時間（減圧に要した時間は定かでないため、データの得られている 7:20～11:20 を想定）で減圧するために必要な漏えい面積がどのように変化するかを評価した。

評価では、格納容器内が水蒸気で満たされていることを仮定した。また、15 日 7:20 から 11:20 にかけての減圧前後の格納容器内のエネルギーの減少分が、当該期間の格納容器へのエネルギー流入量（圧力容器、格納容器壁からの入熱など）と、格納容器からのエネルギー流出量（S/C 外部冷却、D/W 気相漏えいなど）の収支と一致していることを仮定した。評価条件を表 1 に示す。

S/C プールとトーラス室の水位の挙動は不明であるため、この評価においては、S/C プールとトーラス室の水位差として複数の場合を想定し、影響を確認することとした。また、その他のパラメータとして、S/C プールのうち高温の水の量（減圧沸騰量に影響）、S/C 内壁の凝縮熱伝達率（外部冷却による除熱量に影響）は不確かさが大きく、評価結果への影響も大きいため、これらのパラメータに関する感度評価を実施した。評価のイメージを図6に示す。

評価結果を図7、図8に示す。S/C プールとトーラス室の水位差が大きいほど、S/C 気相部の凝縮が促進されるため、減圧に必要な漏えい面積は減少する。

図7より、S/C プールのうち高温の領域が少なければ、すなわち、S/C 水面付近のみが高温となるような温度成層化が生じている状況であれば、減圧沸騰の量が少なくなり、必要な漏えい面積は減少する。

図8より、凝縮熱伝達率が大きければ、凝縮量が大きくなり、必要な漏えい面積は減少することがわかる。純粋な水蒸気の凝縮では、凝縮熱伝達率は非常に大きく、 $10\text{kW/m}^2\text{-K}$ 程度以上である。一方で、水蒸気と非凝縮性ガスの混合気体の凝縮では、非凝縮性ガスの割合が大きいほど、凝縮熱伝達率が低下することが知られている。一例として、水蒸気と空気の質量割合が 10:1 の場合の凝縮熱伝達率は $1.6\text{kW/m}^2\text{-K}$ 程度、2:1 の場合の凝縮熱伝達率は $0.8\text{kW/m}^2\text{-K}$ 程度と、水蒸気のみの場合と比較して、非凝縮性ガスの割合が大きくなるほど、凝縮熱伝達が低下する傾向が確認されている[4]。減圧に伴って非凝縮性ガスの割合が増大すると考えられること、凝縮が生じる壁面付近では非凝縮性ガスの濃度が高まる可能性が考えられることも踏まえると、凝縮熱伝達率が高い状態が維持されるためには、15日7:20以降の格納容器減圧前の段階で格納容器内の非凝縮性ガスの割合は相応に低かったと考える必要がある。

表1 評価条件（3/15 7:20～11:20）

項目	設定	備考
評価期間	4時間	15日7:20～11:20を想定。
変化前の圧力	730kPa[abs]	実測値に基づき設定。
変化後の圧力	155kPa[abs]	実測値に基づき設定。
D/W 温度	167℃	減圧前 730kPa[abs]の飽和温度を仮定する。減圧中の D/W 温度の変化は小さいと考え、減圧前後で同じ温度とする。なお、D/W 温度による評価結果への影響は微小である。

圧力容器から D/W へのガス 漏えい	考慮しない	S/C 側の凝縮による減圧に伴い、D/W 側の水蒸気は S/C プールに引き込まれて凝縮すると考えられるため、D/W へのガス漏えいによる評価結果への影響は限定的と考え、考慮しない。
S/C プール水位 (評価期間 中一定を仮 定)	5m	通常水位に対し、RCIC 水源切替前に CST から注水されたと考えられる水量、及び圧力容器内の保有水の移行分を加えた水位を減圧時の S/C プール水位と考え、S/C 底面から 5m を仮定。 なお、これはベント管ダウンカマ下端高さ (S/C 底から 2.875m) よりも上であるため、S/C 減圧によって D/W の水蒸気は S/C 液相に引き込まれ、100%凝縮することを想定する。
S/C プールと トールラス室の 水位差 (評価 期間中一定を 仮定)	0cm/10cm/ 100cm	トールラス室の水位上昇挙動は不明であるため、水位差なしの場合 (0cm)、トールラス室が短時間でタービン建屋地下階の浸水高さ (O.P.3400mm を想定 (11 日にタービン建屋地下階で約 1.5m の水位を確認したことから[3])) まで浸水したことを想定した場合の水位差 (100cm)、上記の中間の水位差 (10cm) を設定。
S/C プールの うち飽和温度 の領域の高さ	0~5m	S/C 液相の温度分布は想定が困難であり、不確かさの要因となるため、図 6 のように温度分布を単純化して考え、飽和温度の領域の高さを感度パラメータとして影響を確認する。
凝縮熱伝達率	0~水蒸気 100%における 凝縮熱伝達率	S/C 壁面に非凝縮性ガスが存在した場合、凝縮熱伝達率は低下する可能性を考慮し、感度パラメータとして影響を確認する。

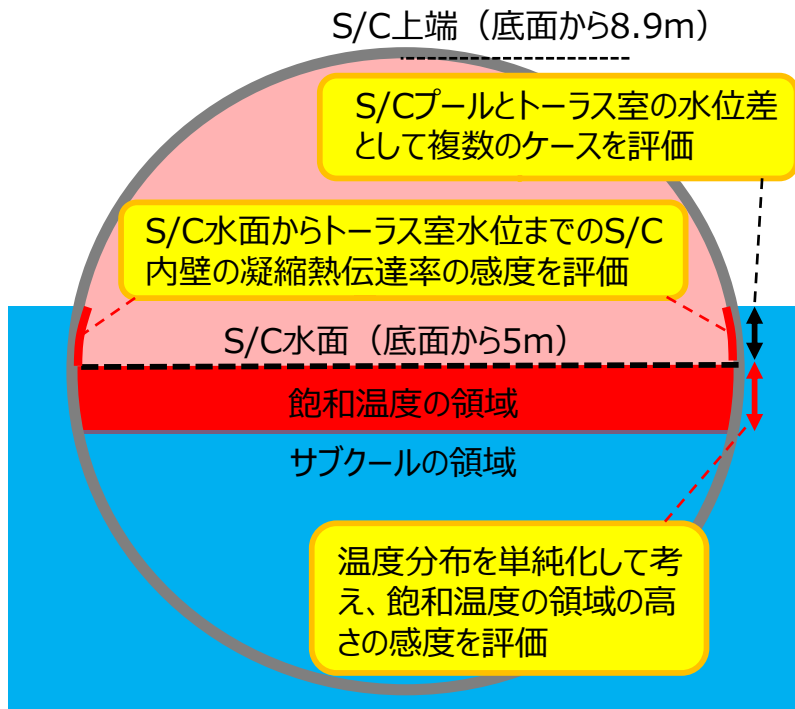


図6 評価のイメージ

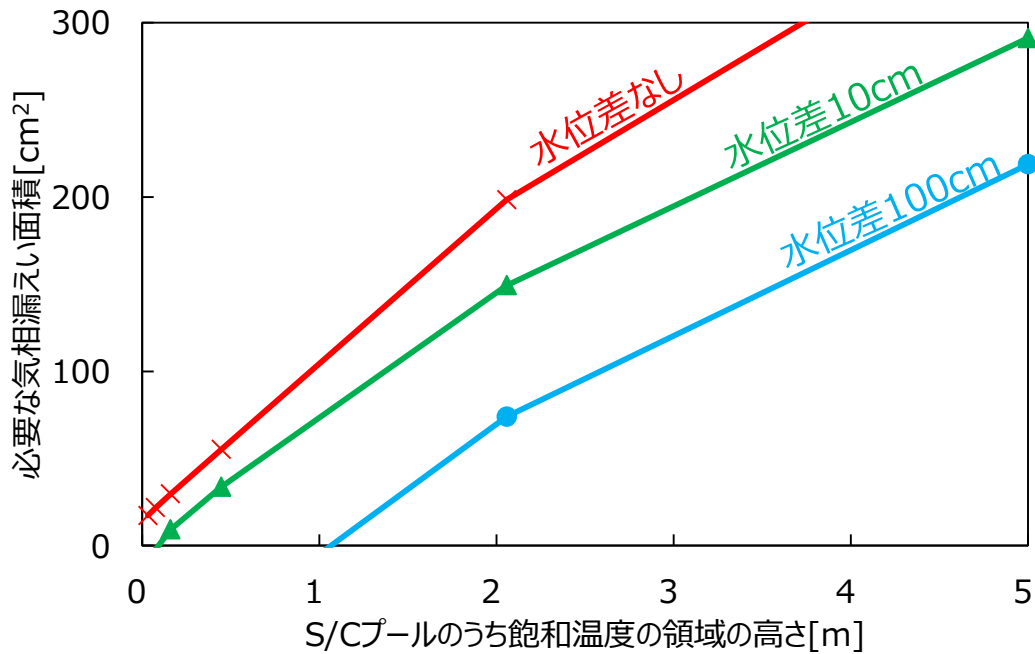


図7 S/C プール水のうち飽和温度の領域の高さに対する必要な漏えい面積の変化 (格納容器内に非凝縮性ガスが無い状態を仮定)

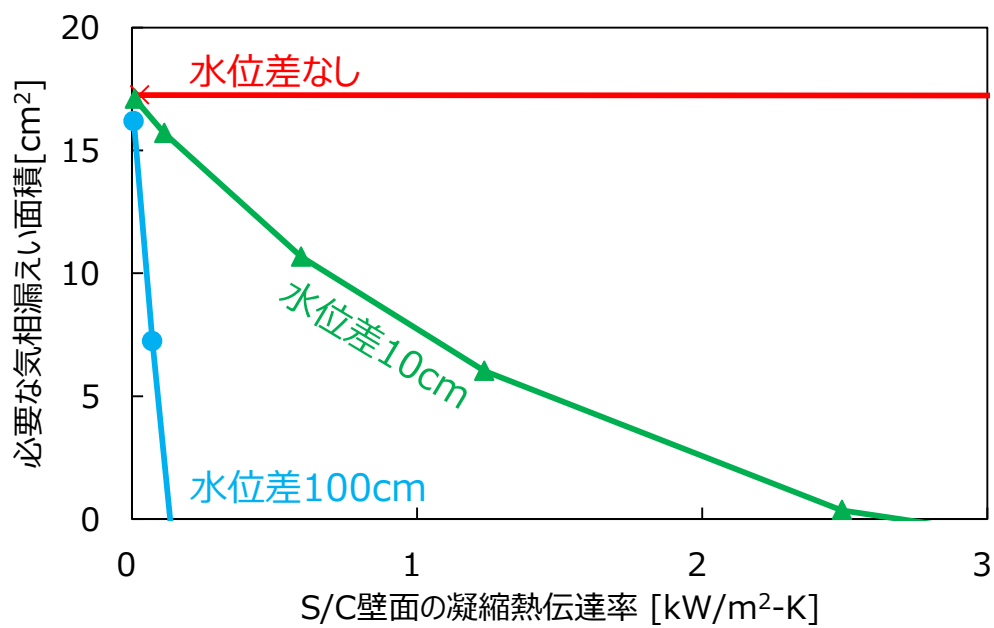


図8 S/C 気相部内壁の凝縮熱伝達率に対する必要な漏えい面積の変化 (減圧沸騰なしを仮定)

4 観測事実及び既往の推定を踏まえたシナリオの成立性の検討

プラントパラメータの実測値、現場から得られた情報などの観測事実との整合性の観点から、「格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオ」、及び、「格納容器からの気相漏えいによる減圧に加え格納容器内の水蒸気の凝縮による減圧が寄与したシナリオ」の成立性を検討した。着目した観測事実、及び既往の推定を以下に示す。また、観測事実及び既往の推定との整合性の観点からのシナリオ成立性の検討結果を4. 1～4. 10に示すとともに、表2にまとめる。

- 15日 0:00頃～7:20までのD/W圧力挙動について
- 15日 7:20～11:20のD/W圧力の低下について
- 15日 12:00頃以降のD/W圧力の増減について
- 現在の2号機格納容器の気密性が高いことについて
- オペフロのシールドプラグ周辺の線量率が高いことについて
- シールドプラグ周辺以外の原子炉建屋内の放射性物質の移行経路と考えられる箇所の線量率が比較的低いことについて
- 15日朝のブローアウトパネルからの白い煙
- 15日 0:00頃以降のS/C CAMS指示値の低下傾向
- S/Cからの液相漏えいの推定
- 真空破壊弁のリークの推定

上記の観測事実及び既往の推定との比較から、熱的な損傷によりトップヘッドフランジ以外にも大規模な漏えいがあったと考える必要がある格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオでは、15日 12:00頃以降のD/W圧力の増減、現在の2号機の気密性が比較的高いこと、及び、オペフロ以外の建屋内の汚染が比較的小さいことについては、観測事実との整合性の説明が困難であることが分かった。一方で、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したと考えると、観測事実との整合性を説明しやすくなることが分かった。

4. 1 15日 0:00頃～7:20までのD/W圧力挙動について

D/W圧力は14日 23:30頃から15日 7:20まで0.7MPa[abs]～0.75MPa[abs]の範囲で推移している。

格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオについて、SRVの開閉状況、圧力容器内での水蒸気及び水素の発生状況、圧力容器からD/Wへの漏えい状況、D/Wから原子炉建屋への漏えい状況などの事故進展シナリオを想定することで、この期間を含む原子炉圧力及び格納容器圧力を解釈できることが

分かった（別紙 1 参照）。このことから、圧力上昇に伴うトップヘッドフランジからの気相漏えいがある中で、圧力容器内で発生した水蒸気が D/W に流入することで、非凝縮性ガスも含めてこの期間の格納容器圧力を維持していたというシナリオが成り立つものと考えられる。

格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオでは、後に D/W 圧力の低下が生じるためには、15 日 7:20 以降の減圧前の時点で、格納容器内の非凝縮性ガスの大部分が放出されており、かつ、S/C プールに強い温度成層化が生じていたと考える必要があった。これについては、断定はできないものの、以下のようなシナリオは成立しうると考えられる。

- ① トーラス室の水位上昇による S/C 下部の冷却、及び、SRV 排気に勢いが無かったことにより、S/C プールに強い温度成層化が生じていた。一方、SRV 排気の熱の一部が S/C 水面に移行し、S/C 水面付近は高温を維持しており、水蒸気圧によって格納容器圧力を維持していた。
- ② S/C 水面で発生した水蒸気によって、S/C 内の非凝縮性ガスが真空破壊弁を経由して D/W に移行し、さらに D/W のトップヘッドフランジを通じて、大部分が格納容器外に排出されていた。

4. 2 15 日 7:20～11:20 の D/W 圧力の低下について

D/W 圧力は 15 日 7:20 に 0.73MPa [abs] の実測値が得られて以降、一旦計測が途切れ、同日 11:20 に計測が再開された際には 0.155MPa [abs] まで低下していた。

格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオでは、この期間の D/W 圧力の低下を再現するためには、格納容器漏えい面積として 300cm²（減圧中一定）が必要となった。その漏えい面積の大きさは、熱的な損傷により、トップヘッドフランジ以外を含む大規模な格納容器からの気相漏えいが減圧中を通じて継続していたと考えることで解釈可能であった。

格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオについては、トーラス室の水位が S/C プール水位を超えて上昇した場合の評価を行った結果、15 日 7:20 以降の減圧前の時点で、格納容器内の非凝縮性ガスの大部分が放出されており、かつ、S/C プールの表層に温度成層化が生じている状況では、格納容器からの気相漏えいが小さい場合であっても、減圧を再現しうることが分かった。

4. 3 15 日 12:00 頃以降の D/W 圧力の増減について

D/W 圧力は、15 日 12:00 頃から 13:00 頃にかけて、155kPa [abs] から 415kPa [abs] まで急激に上昇した後、16 日 1:24 に 120kPa [abs] を示すまで、

比較的緩やかに減少し、その後同日 5:15 まではほぼ一定値を示している。

この圧力挙動に基づき、格納容器内の熱収支について評価した結果、格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオにおいて、格納容器に 300cm²の漏えい口が維持されている状況では、この期間の圧力変化を再現するために必要な熱量が、燃料デブリの熱量（崩壊熱の積分値＋蓄熱量）を上回る結果となり、熱収支の観点からは説明が困難であることが分かった（別紙 2 参照）。

一方、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオについては、S/C プールとトラス室の水位差にも依存するが、圧力の再現に必要な熱量は燃料デブリの熱量以下となり、熱収支の観点からは成立しうることが分かった（別紙 2 参照）。すなわち、燃料デブリの熱の一部が注水の蒸発などにより格納容器側に移行する一方で、トラス室の水位上昇による格納容器の冷却も生じており、それらの大小関係によって格納容器圧力が増減したという解釈が可能である。

4. 4 現在の 2 号機格納容器の気密性が高いことについて

事故後の 2 号機の格納容器圧力は他号機と比較して高く、気密性が高いと考えられる。この圧力は主に封入した窒素の流出による圧力損失によって生じていると考えられるが、仮に窒素封入量の全てが漏えい口を通じて漏えいしていると考えても、格納容器圧力を再現する漏えい口は 1cm²以下程度と推定される（別紙 3 参照）。

前述したように、格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオにおいて、300cm²の漏えい面積が維持されている状態では、15 日 12:00 頃以降の D/W 圧力挙動の説明が困難であることも合わせて考えると、一度大きく開いた漏えい口が縮小したと考える必要がある。しかし、漏えい口が縮小した可能性はゼロではないものの、熱的に損傷し、減圧中も維持されていた漏えい口が、その後大きく縮小することは基本的には生じないものとする。

一方、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオでは、15 日 7:20 以降の減圧前に漏えいが生じていたとしても、それは高圧による漏えいであり、減圧とともに縮小して、漏えい口は維持されなかったという説明が可能となる。

4. 5 オペフロのシールドプラグ周辺の線量率が高いことについて

建屋内において、オペフロのシールドプラグ周辺の線量率が高い[1]ことから、シールドプラグの下にあるトップヘッドフランジからの漏えいがあったものと推定される。

15 日 0:00 頃から 15 日 7:20 以降の減圧の前には、格納容器圧力が

0.7MPa[abs]以上と高い時期があったことから、この時期にはトップヘッドフランジからの漏えいがあった可能性がある。なお、格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオでは、15日7:20以降の格納容器の減圧中にも大きな漏えい面積が維持されていたと考える必要があることや、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオも微小な格納容器からの漏えいを許容するものであることから、両シナリオともに、減圧前、減圧中、又はそれ以降の格納容器トップヘッドフランジからの漏えいによってシールドプラグ周辺が汚染されたという解釈が可能である。

4. 6 シールドプラグ周辺以外の原子炉建屋内の放射性物質の移行経路と考えられる箇所の線量率が比較的低いことについて

シールドプラグ周辺を除いては、X-6 ペネなど、一部格納容器のバウンダリで線量が高い箇所は確認されているものの、階段部など、原子炉建屋内の放射性物質の移行経路と考えられる箇所に特段の高い線量は確認できていない[1]。このことから、トップヘッドフランジ以外に大量の放射性物質の漏えいがあったことを示す証拠はない。

格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオでは、トップヘッドフランジ以外からも相応の漏えいがあったと考える必要があり、上記との整合性の説明が困難である。一方、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオでは、トップヘッドフランジ以外に大きな漏えいは生じていなかったという説明が可能となる。

4. 7 15日朝のブローアウトパネルからの白い煙

15日朝にブローアウトパネルから白い煙が出ている様子が確認されている。

格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオでは、格納容器からの大量の漏えいを想定しており、格納容器から漏えいした水蒸気が湯気となって観測された可能性がある。また、この時期には使用済燃料プール水温が上昇していたと考えられ[5]、そこから発生する湯気も含めとらえた可能性がある。また、2号機では14日までの格納容器圧力挙動について、RCICの運転に伴い崩壊熱がS/Cに移行した場合に想定される圧力よりも低いことなどから、比較的早い段階からトラス室内に水がたまり、S/Cを冷却していたと推定している(添付資料2-2参照)。このトラス室の水がS/Cからの伝熱によって温められ、そこから発生した湯気をとらえた可能性もある。白い煙は上記のうちのいずれか、あるいは混合したものであったと考えられる。

格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオも、微小な格納容器

からの漏えいを許容するものであり、観測事実と整合しうると考えられる。このため、基本的には格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオと同様の説明が可能である。

4. 8 15日0:00頃以降のS/C CAMS 指示値の低下傾向

S/C CAMS (A系)の指示値は、14日22:00頃から15日0:00頃にかけて上昇した後、同日7:00過ぎにかけてほぼ単調に減少している。

今回想定したシナリオは、いずれも15日1:00頃以降にSRVが開であったことを仮定している。これにより、S/Cに放射性物質が移行する可能性が考えられる。このことと、S/C CAMSが単調に減少していたこととの整合性について以下で考察する。

S/C CAMSの指示値は、S/C気相部(S/C鋼板の内壁を含む)に放射性物質が移行した場合に大きく上昇するのに対し、S/Cプールに捕捉された場合には、水による遮へい効果により、指示値への寄与は比較的小さいと推定している(添付資料2-11参照)。

一方で、原子炉圧力、及びD/W圧力の挙動から、14日22:40頃に圧力容器内で大量の水素が発生し、15日0:00までには主要な水素発生は終了していたと推定している(添付資料2-9参照)。15日0:00頃まではS/Cに流入するガスに水素が多く混じっていたことで、流入するガスがS/Cプールで完全に凝縮されなかった結果、ガスに含まれていた放射性物質がS/C気相部に移行し、S/C CAMSの指示値が上昇した可能性が考えられる。一方、15日0:00頃以降は、主要な水素発生が終了していたため、S/Cに流入するガスはほぼ水蒸気のみとなり、プール中でほぼ完全に凝縮し、その際に放射性物質も水中に捕捉され、気相部まで到達しなかったため、S/C CAMSの指示値への影響は小さく、逆に、既に気相部に存在した放射性物質の減衰により指示値は低下傾向となった可能性が考えられる。このような推定が可能であることから、両シナリオともに、観測事実との大きな矛盾はないと考える。

4. 9 S/Cからの液相漏えいの推定

平成26年1月にS/C内水位を測定した結果、S/C水位はトーラス室内の滞留水とほぼ同レベル(S/C内水位がやや低い状態)で連動しており、S/Cの下部(配管含む)から液相漏えいが発生していることが確認された(添付資料4参照)。また、事故後のS/C温度計の指示値の挙動から、実測値との整合がよく取れる漏えい面積は9cm²、漏えい口の位置はO.P.512以下と推定している(添付資料2-13参照)。

S/Cからの液相漏えいについては、その発生時期は不明であるが、仮に今回

検討の対象とした期間中、あるいはそれ以前に漏えいが発生していた場合の各シナリオの成立性への影響について考察する。

S/C からの液相漏えいが生じていた場合、それによる格納容器圧力への影響としては、(a)液相の漏えいに伴う格納容器内の空間体積の増加による圧力低下、(b)漏えい口が露出した場合の気相漏えいによる圧力低下、(c)S/C 水位低下とトーラス室の水位上昇による S/C 外部冷却量の増大に伴う圧力低下、が考えられる。

このうち(a)については、 9cm^2 の漏えい面積のもとでは、S/C 水位低下に伴って格納容器内の空間体積が増加する速度は緩やかであり、圧力低下も緩やかとなるため、15日7:20以降に見られるような急激な減圧と直接的に結びつくものではない。したがって、(a)が生じていたとしても、今回検討したシナリオの成立性に大きな影響はないと考える。

(b)については、事故後の S/C 温度計の指示値の挙動との整合がよく取れる漏えい面積は 9cm^2 であり、格納容器からの気相漏えいによって減圧したシナリオにおいて15日7:20以降の減圧を再現する漏えい面積 300cm^2 と比較しても小さい。また、格納容器内の水蒸気の凝縮によって減圧したシナリオにおいても、図7、図8に示したように、S/C プールとトーラス室の水位差、凝縮熱伝達率の不確かさによって、減圧に必要な漏えい面積は大きく変わりうることを踏まえると、 9cm^2 程度の漏えい面積の変化があっても、そのことがシナリオの成立性に大きく影響することはない。したがって、(b)が生じていたとしても、今回検討したシナリオの成立性に大きく影響するものではないと考える。

(c)については、前提として、格納容器からの気相漏えいによって減圧したシナリオでは考慮していない。一方、格納容器内の水蒸気の凝縮が減圧に寄与したシナリオにおいては、(c)が生じていた場合、S/C 外部冷却量の増大により、15日7:20以降の D/W 圧力の低下を再現しやすくなる可能性がある。一方で、トーラス室の水位が大きく上昇し、S/C の外部冷却量が大きくなりすぎると、15日12:00頃からの D/W 圧力の増減に、燃料デブリの持つ熱量以上の熱量が必要になる可能性がある（別紙2参照）。このように考えると、格納容器内の水蒸気の凝縮が減圧に寄与したシナリオは、当時の S/C からの漏えいは、あったとしてもそれによる S/C 外部冷却への影響は比較的小さかったと考えることで解釈することができる。

4. 10 真空破壊弁のリークの推定

事故後の S/C 温度計の指示値の挙動から、S/C の真空破壊弁にリーク（本来の真空破壊弁の機能である、D/W から S/C 気相部への流れを遮断する機能

が失われていること)が生じている可能性がある」と推定している(添付資料 2-8、2-13 参照)。

真空破壊弁のリークについては、その生じた時期は不明であるものの、15日 0:00 頃から 7:20 にかけては、D/W CAMS の指示値が上昇傾向となっているのに対し、S/C CAMS の指示値が低下傾向となっていることから、この時期において圧力容器から D/W への気相漏えいが生じているものの、D/W から S/C 気相部への有意なリークは無かったと考えられる。

格納容器からの気相漏えいによって減圧したシナリオでは、減圧前の 15日 0:00 頃から 7:20 にかけては、圧力容器から D/W への漏えいによって格納容器圧力が維持されている。したがって、仮に真空破壊弁が損傷していたとすると、D/W から S/C 気相へのガスの移行が生じうる。このため、このシナリオは、15日 7:20 以前には真空破壊弁の有意な損傷は生じていなかったと考えることで解釈することができる。減圧中については、現在推定している S/C からの液相漏えい面積は 9cm^2 と小さく、このシナリオを成立させるような大きな漏えいは D/W 側で生じたと解釈される。その場合、減圧時のガスの流れは S/C→D/W→原子炉建屋となり、これは真空破壊弁の本来の流れの向きであるため、減圧中の真空破壊弁のリークの有無は、このシナリオの成立性に影響しない。

格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオでは、15日 0:00 頃から 7:20 にかけての期間には、SRV 排気により S/C 水面の温度が維持され、そこからの水蒸気の発生によって格納容器圧力が維持されていたと想定される。そのような状況では、D/W から S/C 気相へのガスの移行は生じないため、この期間の真空破壊弁の損傷の有無にかかわらず、このシナリオは成立すると考えられる。減圧中については、外部冷却に伴う S/C 壁面での凝縮によって減圧するこのシナリオでは、D/W から S/C への水蒸気を主体としたガスの移行が生じる。真空破壊弁のリークが無かった場合、D/W の水蒸気はベント管ダウンカマを通じて S/C プールに導かれ、そこで凝縮するため、外部冷却に伴う S/C 壁面の凝縮量に対する影響は小さく、シナリオの成立性への影響は無視できる。真空破壊弁のリークがあった場合、D/W の水蒸気はリークを通じて S/C 気相部に直接移行するため、外部冷却に伴う S/C 壁面での凝縮量はその分増加することになる。しかし、これによる影響は図 7 などで想定している S/C プール水のうち飽和温度の領域の高さや、S/C プールとトラス室との水位差の不確かさの影響と比較して小さい。したがって、減圧中の真空破壊弁のリークの有無は、このシナリオの成立性を損なうものではない。

表2 各シナリオの観測事実の整合性について

観測事実	格納容器からの漏えいによる減圧シナリオ (※)	格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオ (※)	備考
①15日 0:00頃～7:20までのD/W圧力挙動	圧力上昇に伴うトップヘッドフランジからの気相漏えいがある中で、圧力容器内で発生した水蒸気がD/Wに流入することで、非凝縮性ガスも含めて格納容器圧力を維持していた	トーラス室の水位上昇によりS/Cプールの表層に温度成層化が生じたことで、S/C水面付近は高温を維持しており、水蒸気圧により格納容器圧力を維持していた。非凝縮性ガスの大部分はトップヘッドフランジから放出されていた	4. 1 参照
②15日 7:20～11:20のD/W圧力の低下	熱的な損傷により、トップヘッドフランジ以外を含む格納容器からの大規模な気相漏えいが減圧中を通じて継続していた	トーラス室の水位がS/Cプール水位を超えて上昇し、主にS/C内の水蒸気の凝縮によって減圧した	4. 2 参照
③15日 12:00頃以降のD/W圧力の増減	<u>漏えい口が大きいと、格納容器の熱収支の観点からは、12時頃からの圧力の上昇、及びその後の緩やかな減少の説明が困難</u>	燃料デブリの熱の一部が注水の蒸発などにより格納容器側に移行する一方で、トーラス室の水位上昇による格納容器の冷却も生じており、それらの大小関係によって格納容器圧力が増減した	4. 3 参照
④現在の2号機格納容器の気密性が高いこと	<u>熱的に損傷し、減圧中も維持されていた漏えい口が、その後大きく縮小することは基本的にはないものと考え</u>	格納容器の漏えい口は主に圧力に依存した形のもので（圧力でトップヘッドフランジが押し上げられた等）、	4. 4 参照

	<u>える</u>	格納容器の減圧に伴って縮小した	
⑤オペフロのシールドプラグ周辺の線量率が高いこと	15日 7:20以降の格納容器減圧前、減圧中、又はそれ以降の格納容器トップヘッドフランジからの漏えいによってシールドプラグ周辺が汚染された		4. 5 参照
⑥原子炉建屋内の放射性物質の移行経路と考えられる箇所の線量率が比較的低いこと	<u>トップヘッドフランジ以外からも相応の漏えいが必要であり、説明が困難</u>	トップヘッドフランジ以外に大きな漏えいは生じていなかった	4. 6 参照
⑦15日朝のブローアウトパネルからの白い煙	格納容器から漏出した水蒸気、使用済燃料プールから発生した水蒸気、トール室の水から発生した水蒸気、のいずれか又は混合したものが湯気となり観測された（両シナリオ共通）		4. 7 参照
⑧15日 0:00以降のS/C CAMS 指示値の低下傾向	圧力容器内の主要な水素発生は終了し、SRV 排気中の水素は少なかった。SRV 排気がS/C プールで凝縮する際に放射性物質は捕捉され、気相部まで到達しなかったため、指示値への影響は小さかった。逆に、減衰により指示値は低下した（両シナリオ共通）		4. 8 参照
⑨S/C からの液相漏えいの推定	S/C からの漏えいが当時から生じていたとしても、漏えい自体による格納容器圧力低下速度への影響は比較的小さい	左記に加え、S/C 外部冷却への影響も比較的小さい	4. 9 参照
⑩真空破壊弁のリークの推定	真空破壊弁のリークの有無によるシナリオの成立性への影響は小さい（両シナリオ共通）		4. 10 参照

※下線なしは、断定はできないものの、観測事実を説明するシナリオとして成立しうると考えたものを示す。下線部は、観測事実との整合性の説明が困難な点を示す。

5 まとめ

2号機の D/W 圧力が 15 日 7:20 から 11:20 にかけて 0.73MPa[abs]から 0.155MPa[abs]まで低下した原因として、格納容器からの気相漏えいにより減圧した可能性と、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧した可能性を想定し、それぞれのシナリオの成立性を検討した。

その結果、格納容器からの気相漏えいより減圧したと考えると、熱的な損傷によりトップヘッドフランジ以外にも大規模な漏えいがあったと考える必要があり、15 日 12:00 頃以降の D/W 圧力の増減、現在の 2号機の格納容器の気密性が比較的高いこと、及び、オペフロ以外の建屋内の汚染が比較的小さいことについては、観測事実との整合性の説明が困難であることが分かった。

一方で、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したと考えると、観測事実との整合性を説明しやすくなることが分かった。このような事故進展であったことを断定できる決定的な証拠はないものの、今後の現場調査等から情報が得られる可能性はある（例えば、トラス室の浸水痕が見えた場合には、その到達時間の情報は失われているものの、最高でどこまで浸水したかを把握できるため、凝縮により減圧したシナリオを考える上での一つの知見になりうる）。こうした情報も踏まえて、引き続き検討を進めていく。

参考文献

- [1] 東京電力株式会社，“建屋内の空間線量率について”，(2013/3/22)
- [2] (旧)一般社団法人 日本原子力技術協会，“過酷事故対応規格整備のための MARK I 原子炉格納容器弾塑性解析に係わる業務 平成 23 年度報告書”，(2012) (非公開)
- [3] 東京電力株式会社，“福島原子力事故調査報告書 別紙 2 (主な時系列)”，(2012/6/20)
- [4] U.S.NRC, “Minimum Containment Pressure Model for PWR ECCS Performance Evaluation”, NUREG-0800 Rev. 3 (2007)
- [5] 東京電力株式会社，“福島原子力事故調査報告書 添付資料 添付 9 - 3”，(2012/6/20)

1 解析体系

この解析は添付資料 2-9 に示す再現解析の延長であるため、解析体系は当該の解析と基本的に同一とした上で、当該の解析で考慮していなかった圧力容器から D/W への漏えい経路を考慮した。解析体系を図 2 に示す。

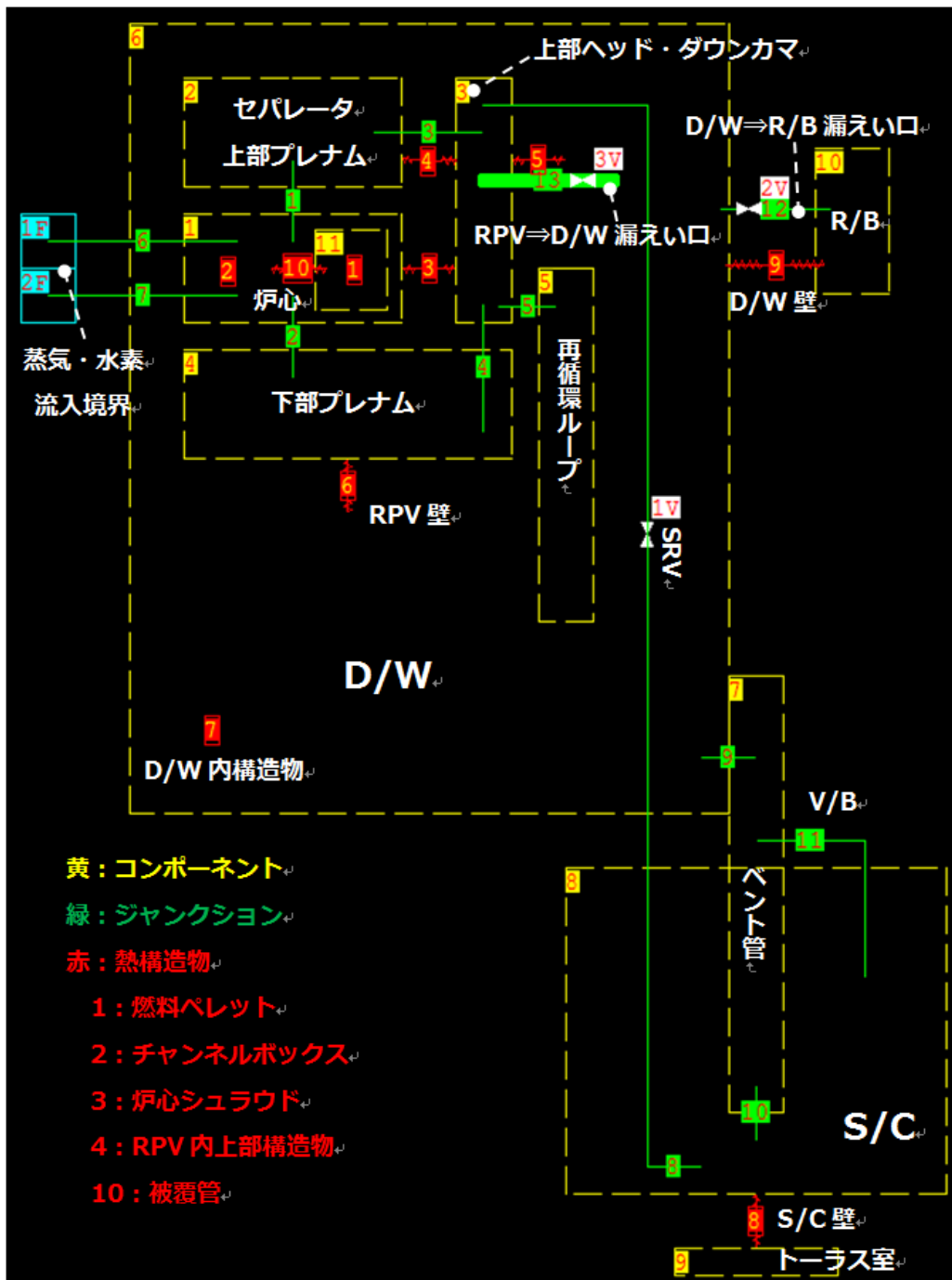


図 2 解析体系

2 解析条件

原子炉圧力、及び格納容器圧力は、SRVの開閉状況、圧力容器内での水蒸気及び水素の発生状況、圧力容器からD/Wへの漏えい状況、D/Wから原子炉建屋への漏えい状況等に依存するため、一つの事故進展シナリオを特定することは困難であるが、ここでは想定しうる事故進展シナリオの一例として、各条件を設定した。

この解析は添付資料 2-9 に示す再現解析の延長であるため、初期条件、及び 15 日 0 時頃までの解析条件は当該の解析と基本的に同様とした。15 日 0 時頃以降の解析条件の設定と、その考え方を以降に示す。

2. 1 SRVの開閉状況について

SRVの開閉状況の設定を図3に示す。15日0:00頃～1:00過ぎの期間は、原子炉圧力が上昇する一方で、D/W圧力は低下しているため、15日0:00頃の原子炉圧力上昇の開始のタイミングでSRVが閉となったものと仮定した。その後、15日1:00過ぎの原子炉圧力低下開始のタイミングでは、SRVの開操作の記録が残っている（添付資料 2-12 参照）ため、このタイミングでSRVが開となったものと仮定した。その後は、原子炉圧力とD/W圧力の差圧がほぼ一定となっていることから、SRVは開状態を維持していたものと仮定した。

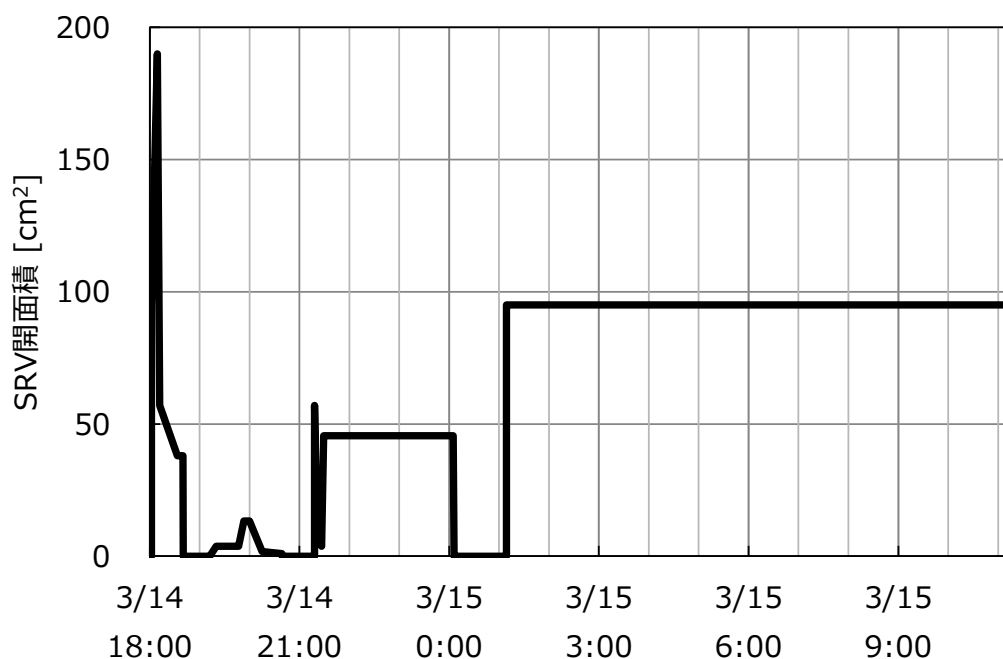


図3 SRVの開閉状況の設定

2. 2 圧力容器内での水蒸気及び水素の発生状況について

RPV 内での水蒸気、及び水素の発生状況の設定を図 4、図 5 に示す。

水蒸気の発生については、15 日 0:00 頃から 1:00 過ぎにかけては、SRV が閉となっている状況で原子炉圧力を再現するような発生量を設定した。その後、2:00 頃～2:40 頃の原子炉圧力の一時的な上昇を再現するよう、発生量を一時的に増加させた。その後、4:00 頃の原子炉圧力の低下を模擬するため、発生量を低下させた¹。7:20 以降は、圧力容器内の水が枯渇していた可能性を考慮し、水蒸気は発生していないことを仮定した。水素の追加発生については、2:00 頃～2:40 頃の D/W 圧力の上昇挙動を再現するような発生量を設定した。

なお、2:00 頃～2:40 頃の水蒸気及び水素の発生量が一時的に増加するという設定については、燃料デブリの下部プレナムへの落下などによって、一時的に

¹ 図 1 に示すように、4:00 頃に原子炉圧力は比較的短時間で大きく減少し、D/W 圧力よりも低くなっている。しかし、格納容器側に圧力上昇の要因が無い限り、このように圧力容器と D/W の圧力の上下関係が逆転することは考えにくい。格納容器側の圧力上昇の要因としては、燃料デブリの格納容器への落下の可能性が考えられるものの、D/W CAMS (A 系) の指示値の傾向からは、燃料デブリの格納容器への落下はこの時点ではまだ生じておらず、15 日 13:00 から 16:10 までの時間帯に発生した可能性が高いと推定している (添付資料 2-10 参照)。

一方、原子炉圧力は水位計配管の先にある圧力計で測定されており、基準面器側配管内の水位が低下すると、その水頭分 (最大 1 気圧程度) 原子炉圧力を低めに測定することが分かっている。したがって、水位計配管の水位の状況によっては、原子炉圧力は低めの値が測定されていた可能性がある。このことを踏まえ、以下のような事故進展の状況を想定した。

- (1) 圧力容器と D/W の圧力の測定値がほぼ同じ値を示している 4:00 頃以前の時間帯から、基準面器側配管内の水位が低下しており、実際の原子炉圧力は測定値よりも高く、D/W 圧力と一定の差圧を保っていた。この差圧は、圧力容器内で発生した水蒸気が格納容器に流出する際の圧力損失によって生じていた。
- (2) 4:00 頃に圧力容器内の水蒸気の発生量が減少し、圧力容器から D/W への漏えい量が減少した結果、漏えい位置における圧力損失が減少し、圧力容器と D/W の差圧が比較的短時間で減少した。
- (3) 一方で、D/W 圧力は原子炉建屋への漏えいに伴って徐々に減少した。測定値の傾向は、上記のような事故進展状況を捉えた可能性があると考え、4:00 頃に水蒸気発生量を低下させることで原子炉圧力の低下を模擬した。

炉水の蒸発が進んだ可能性を考えることが可能である。

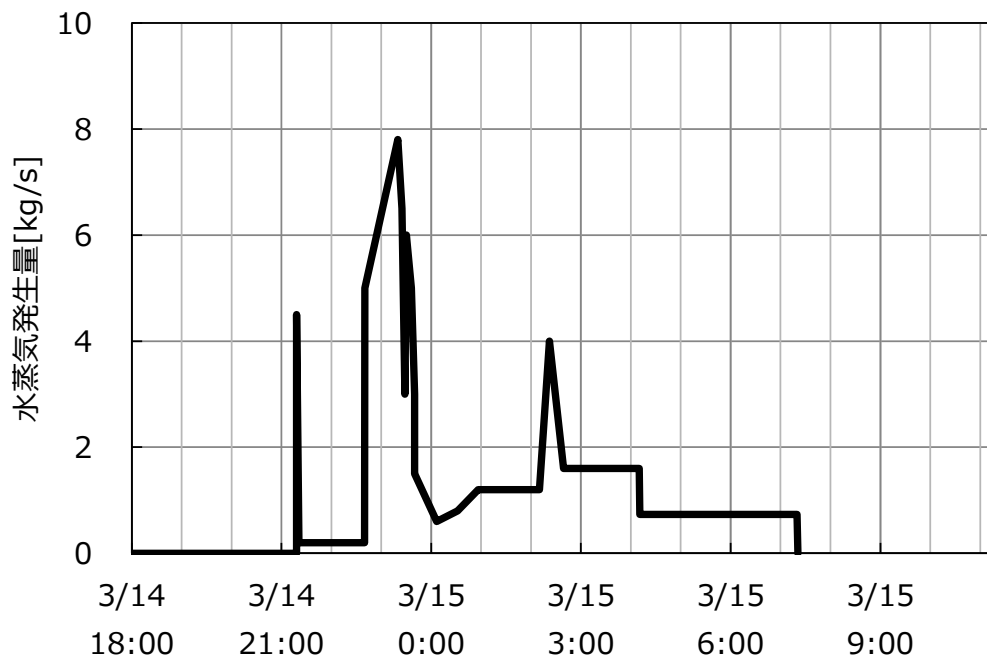


図4 圧力容器内での水蒸気の発生状況の設定

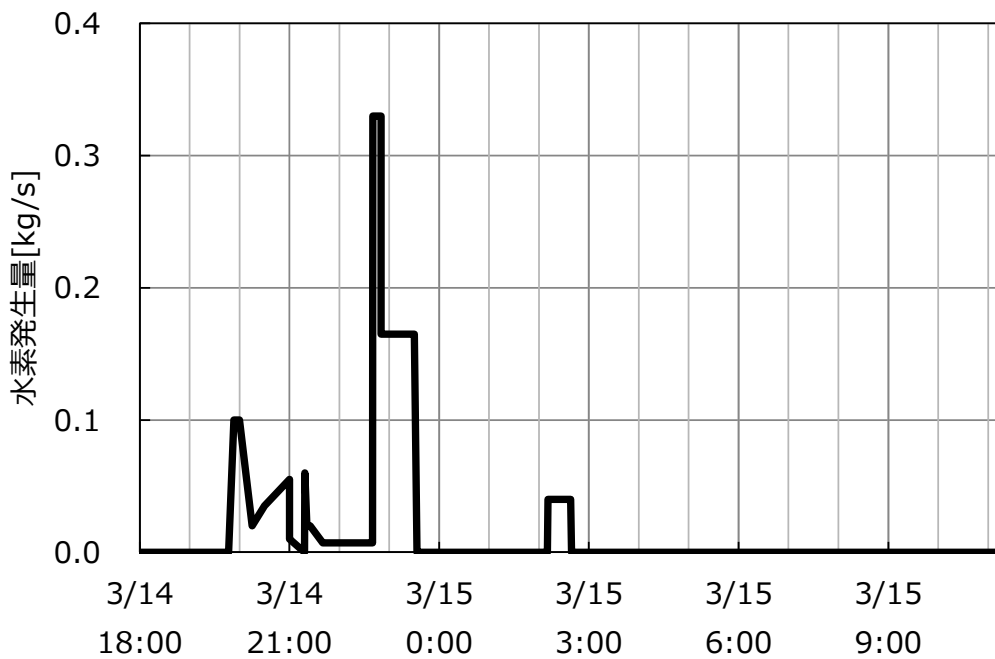


図5 圧力容器内での水素の発生状況の設定

2. 3 圧力容器から D/W への漏えい状況について

圧力容器から D/W への漏えい状況の設定を図 6 に示す。14 日 23:25 から 23:54 にかけて、D/W CAMS (A 系) の指示値が 2.8 倍程度に上昇 (8.81[Sv/h] から 24.5[Sv/h]) しているのに対し、S/C CAMS (A 系) の指示値は 1.4 倍程度の上昇 (6.61[Sv/h] から 9.10[Sv/h]) となっている。この頃には炉心はすでに損傷していたと考えられ、圧力容器から D/W への漏えいが無ければ、燃料から放出された FP は SRV を通じて S/C へ移行し、その後、圧力差によって D/W に移行すると考えられるため、基本的には S/C 側の CAMS の指示値の上昇割合が大きくなると考えられるが、上記の通り、実測値の傾向は異なる。このことから、23:30 に RPV から D/W への小規模な漏えいの発生を仮定した。なお、漏えいの原因は、燃料の冷却不足により、圧力容器バウンダリが高温となったためと考えられるが、具体的な漏えい箇所や漏えい面積は不明であるため、適当な値として 3cm^2 を設定した。その後は、D/W 圧力の再現のため、15 日 1:00 過ぎ、及び 15 日 2:00 頃～2:40 頃の期間に漏えい面積を拡大させた。

なお、漏えい面積が拡大していくという設定については、圧力容器内は高温の状態が継続しており、これによって圧力容器から D/W への漏えい面積が拡大していったという解釈が可能である。

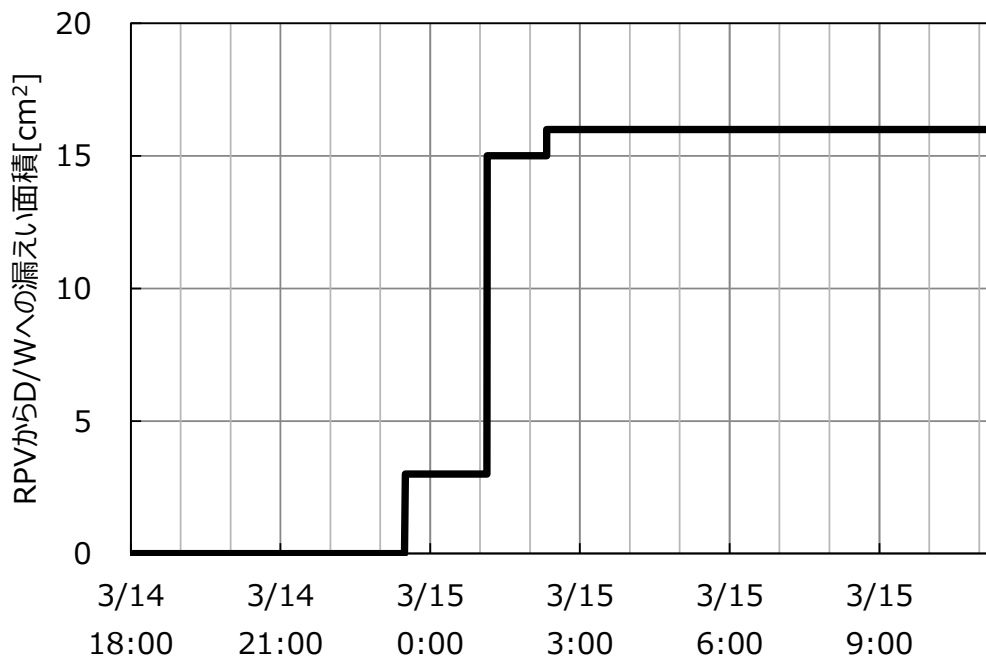


図 6 圧力容器から D/W への漏えい状況の設定

2. 4 D/W から原子炉建屋への漏えい状況について

圧力容器から D/W への漏えい状況の設定を図 7 に示す。14 日 23:50 頃以降に D/W 圧力が低下していることから、この頃に D/W から原子炉建屋への漏えいが発生したと推定した。初期の漏えい面積は、15 日 0:40 にかけての D/W 圧力の低下を再現する面積とした。その後、7:20 までの漏えい面積の変化は不明であるため、同じ漏えい面積が継続したことを仮定した。その後、7:20~11:20 の間に生じた D/W 減圧を再現するため、漏えい面積を 300cm² まで大きく拡大させた。

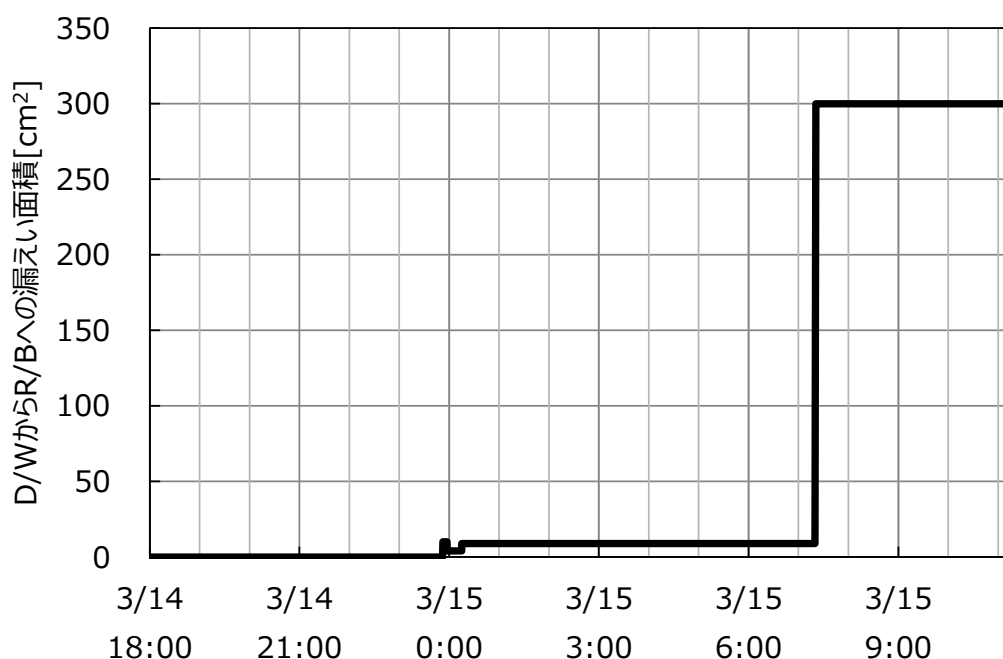


図 7 D/W から原子炉建屋への漏えい状況の設定

15 日 12:00 頃以降の D/W 圧力の増減について

D/W 圧力は、15 日 12:00 頃から 13:00 頃にかけて、155kPa[abs]から 415kPa[abs]まで上昇した後、16 日 1:24 に 120kPa[abs]を示すまで、比較的緩やかに減少し、その後 16 日 5:15 まではほぼ一定値を示している。

このような D/W 圧力の変化について、燃料は 15 日 12:00 頃から 13:00 頃にかけての段階では圧力容器内に留まっていると考えており(添付資料 2-10 参照)、下記の格納容器内の熱量の増加分と減少分との関係によって生じていると考える。

- (1) 格納容器内の熱量の増加分：燃料の持つ熱量（崩壊熱＋蓄熱）のうち、注水を蒸発させるなどして格納容器内に移行した熱量
- (2) 格納容器内の熱量の減少分：格納容器からの気相漏えい、及び／又は格納容器の壁面における冷却により、格納容器から放出された熱量

すなわち、(2)の放熱がある状態で D/W 圧力の実測値を再現するために必要な熱量が、(1)の燃料の持ちうる熱量を上回っている場合は、そのシナリオは物理的に成立しない。

格納容器からの気相漏えいによる減圧シナリオ（シナリオ①）、格納容器内の水蒸気の凝縮が寄与して減圧したシナリオ（シナリオ②）のそれぞれについて、圧力の実測値を再現するために必要な熱量と、燃料デブリが持ちうる熱量を比較した。評価手法を添付資料 2-16 本体 3. 3 に記載したものと同様とする。評価条件を表 1、表 2 に示す。

評価結果を図 1 に示す。シナリオ①において、格納容器に 300cm²の漏えい口が維持されている状況では、この期間の圧力変化を再現するために必要な熱量が、燃料デブリが持ちうる熱量を上回る結果となり、熱収支の観点からは説明が困難であることが分かった。一方、シナリオ②については、S/C プールとトーラス室の水位差にも依存するが、圧力の再現に必要な熱量は燃料デブリが持ちうる熱量以下となり、熱収支の観点からは成立しうることが分かった。

なお、シナリオ②のうち、S/C プールとトーラス室の水位差がないことを仮定したケースについては、圧力の再現に必要な熱量がマイナスとなったが、グラフ上は 0 として表示している。圧力の再現に必要な熱量がマイナスとなったのは、このケースにおいて格納容器から放出される熱量が小さく、15 日 13 時以降の緩やかな圧力低下を再現するためには、さらなる熱の放出が必要となったためである。

表1 評価条件 (シナリオ共通)

項目	設定	備考
評価期間	3/15 11:58～ 3/16 1:24	実測値に基づき設定
圧力変化	155kPa[abs]⇒ 415kPa[abs]⇒ 120kPa[abs]	実測値に基づき設定
D/W 温度	300℃	燃料デブリから熱が移行していたと考えられることから、高めの温度を設定。 なお、評価結果への影響は小さい
S/C プール水位	5m	添付資料 2-16 本体表 1 参照
減圧沸騰率 (S/C 液相のうち飽和水の割合)	0	外部冷却によって S/C 水温は低下傾向にあったと考えられるため、評価期間中の減圧沸騰は無視する
凝縮熱伝達率	水蒸気 100%における値	シナリオ②の圧力の再現に必要な熱量が大きくなり、成立し難くなる設定
燃料デブリの崩壊熱	7MW	当該期間における推定値
燃料デブリ質量	160 トン	燃料集合体 1 体約 300kg×548 体分を丸めたもの
燃料デブリ比熱	300J/kg	UO ₂ 及びジルカロイの代表的な値
燃料デブリ過熱度 (周辺との温度差)	0～2850℃	UO ₂ 融点 (約 2850℃) 近傍までの過熱度を想定。周辺の温度は不明のため、高めの過熱度として 2850℃を設定

表2 評価条件 (シナリオ別)

項目	シナリオ①	シナリオ②		
		A	B	C
D/W 漏えい面積	300cm ²	なし	なし	なし
S/C プールとトーラス室の水位差 (期間中一定を仮定)	なし	100cm	10cm	なし

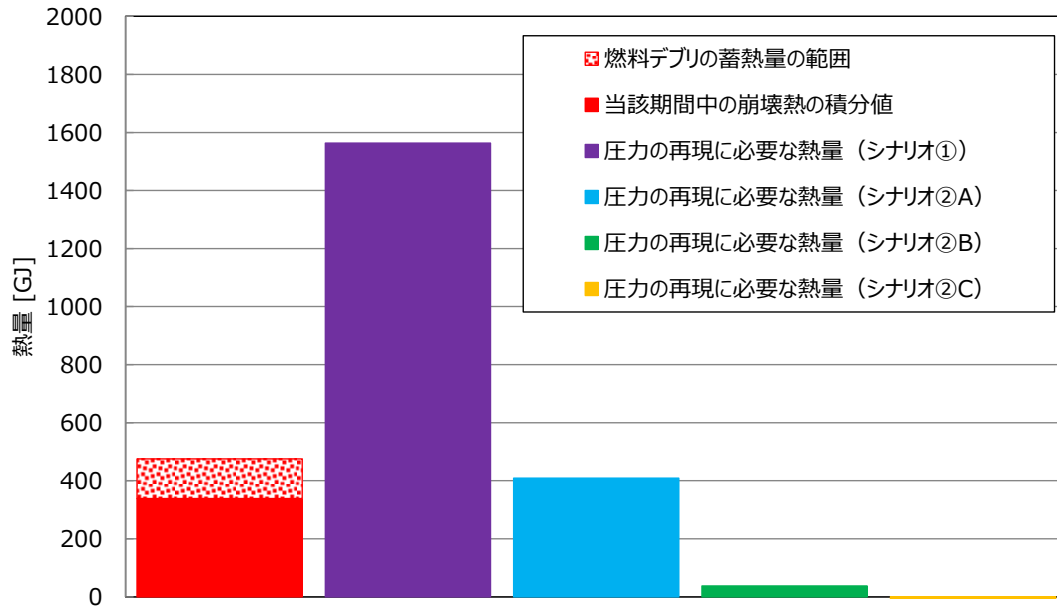


図 1 3/15 11:58～3/16 1:24 の圧力挙動の再現に必要な熱量と燃料デブリの熱量（崩壊熱の積分値＋蓄熱量）の比較

2号機の事故後の格納容器気相漏えい面積の簡易評価

事故後、1～3号機の格納容器には不活性化のため窒素が封入されている。封入された窒素は、ガス管理システムによる格納容器からの排気によって排出されるか、格納容器の気相漏えい口を通じて排出されていると考えられる。この窒素封入により、格納容器圧力は大気圧よりも数 kPa 程度高くなっている。この大気圧との圧力差は、ガスが格納容器の気相漏えい口を通過する際に生じる圧力損失に対応すると考えられるため、格納容器の気相漏えい口を通じて排出されるガス流量を仮定することで、ベルヌーイの定理より圧力差を再現する漏えい面積を以下の通りに簡易的に計算できる。

$$A = \sqrt{\frac{f \rho Q^2}{2P}}$$

ここで

- A : 漏えい面積 (m²)
 f : 圧損係数 (—)
 ρ : 格納容器内のガスの密度 (kg/m³)
 Q : 格納容器の気相漏えい口を通じて排出されるガス流量 (m³/s)
 P : 格納容器圧力 (Pa[gage])

一方、ガス管理システムによる格納容器からの排気流量には、格納容器外で周囲の空気を巻き込んだ量が加算されているため、ガス管理システムによって格納容器から排出される正味のガス流量は不明である。このため、ガス管理システムによって格納容器から排出されるガス流量を無いものと考え、窒素封入流量が全て格納容器の気相漏えい口を通じて排出されていると仮定して、漏えい面積を計算した。

格納容器圧力、及び窒素封入流量は、2013年～2019年の1月1日時点におけるプラント関連パラメータ総括表[1]に基づいて設定した。圧損係数には、広い空間同士をつなぐ狭い流路を気体が行く場合の一般的な値として1.5を用いた。格納容器内のガスの密度には、大気圧、30℃における窒素の密度として1.11kg/m³を用いた。総括表に記載される窒素封入量の単位はノルマルリューベであるため、30℃相当の値に変換して用いた。

計算結果を表1に示す。各時期において、漏えい口的面積の推定値は1cm²

以下であり、ガス管理システムによる格納容器からの排気を無視していることを考慮すると、実際の漏えい口の面積はさらに小さい可能性がある。

表1 2号機の事故後の格納容器気相漏えい面積の簡易計算結果

日時	格納容器圧力 (kPa[gage])	窒素封入量※ (m ³ /h)	漏えい面積の推 定値 (cm ²)
2013年1月1日	5.71	18.56	0.62
2014年1月1日	7.73	17.48	0.50
2015年1月1日	7.06	17.41	0.53
2016年1月1日	3.71	17.70	0.74
2017年1月1日	4.11	16.51	0.65
2018年1月1日	4.27	14.13	0.55
2019年1月1日	2.94	11.71	0.55

※ノルマルリューベを30℃相当値に変換したもの

[1] 東京電力ホールディングス株式会社、“プラント関連パラメータ 総括表”
(東京電力ホールディングス HP にて公開)

2号機 3月14日 21時以降の S/C 圧力計の挙動について

1. はじめに

2号機の D/W 圧力は、RCIC 運転期間中に徐々に上昇し、RCIC 停止後、3月14日 13時頃から低下に転じる。その後、圧力容器内で発生した水素が SRV の開操作により格納容器側に移行したことによると考えられる D/W 圧力の上昇が、21時20分頃、22時40分頃に観測され、0.75MPa[abs]程度にまで上昇した。

一方、S/C 圧力は、13日3時にアクシデントマネジメント (AM) 用の S/C 圧力計により計測を開始したが、指示値が計測下限値を下回りダウンスケール (DS) の状態であった。14日4時30分から12時30分までは本設の S/C 圧力計により計測がされているが、この間は D/W 圧力と同程度の値を指示し、その後指示不良により計測が中断した。14日22時10分には AM 用 S/C 圧力計の指示値が復旧したが、D/W 圧力よりも大幅に低い値を指示していた。その後、15日6時に 0MPa[abs]を指示し、最終的に再び DS を指示した。なお、この AM 用 S/C 圧力計は、S/C ベントラインからの分岐配管上に設置された凝縮槽に繋がる基準水柱の圧力を測定するものである。

格納容器の構造上、真空破壊弁の働きにより D/W 圧力と S/C 圧力は、本来は連動した挙動を示す性質のものであるから、このような D/W 圧力と S/C 圧力の乖離は起こりえない。DS や 0MPa[abs]を指示している期間もあることから、AM 用 S/C 圧力計の方が、現実の圧力を指示していたものではない可能性が極めて高い。この問題については、本報告書において 2号機-3として課題設定している。

格納容器圧力は事故対応において非常に重要なパラメータであることから、本資料では、AM 用 S/C 圧力計が異常な指示値を示した要因について検討を行った。

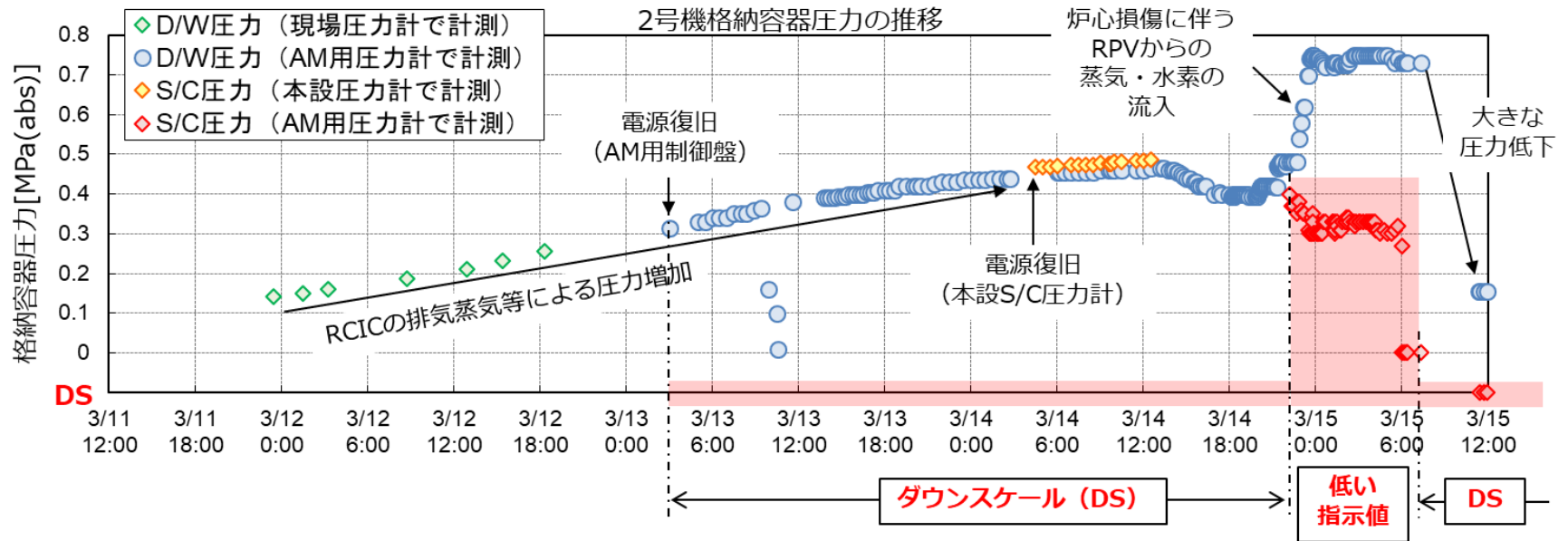


図 1.1 2号機格納容器圧力の推移

2. AM 用 S/C 圧力計の概要

本検討で着目する AM 用 S/C 圧力計の設置位置を図 2.1 に示す。AM 用 S/C 圧力計は 2 号機 R/B 地下階南東三角コーナに設置されており、設置高さは床面 (T.P. -3496) から 60cm である。圧力の検出元は S/C 気相部と接続している AM 用 S/C 水位計の凝縮槽 (設置高さ : T.P. 7119) であり、S/C 気相部の圧力変化に伴う凝縮槽配管の圧力変化を測定している。

AM 用 S/C 圧力計の測定原理を図 2.2 に示す。測定原理はダイアフラム式を採用している。検出部では検出元の圧力変化を隔液ダイアフラムで検知し、半導体圧力センサで電気抵抗変化に変換し、ブリッジ回路で圧力に比例した電圧に変換する。変換された電圧は増幅部で電流として出力され、中操 (AM 用制御盤) に設置された AM 用 S/C 圧力指示計で絶対圧として指示される。

AM 用 S/C 圧力計の外観図を図 2.3 に示す。当該圧力計の耐塵性や耐水性については、日本産業規格によって規定されている電気機械器具の外来固形物の侵入及び水の浸入に対する保護等級 (International Protection)[1]において、IP67 相当となっている。この等級は、耐塵性については「耐塵性 (塵埃の侵入はあってはならない。)」と定義され、また、耐水性については「規定の圧力及び時間 (水面下・15cm～1m、30 分間) で外郭を一時的に水中に沈めたとき、有害な影響を生じる量の浸入があってはならない」と定義される。したがって AM 用 S/C 圧力計は、内部に塵埃が侵入せず、一時的な水没では内部に水が浸入しない構造として設計されている。

また、事故時に使用していた格納容器圧力計の設置場所を表 2.1 に示す。AM 用 S/C 圧力計は、他の圧力計と比較してより低い位置に設置されている。

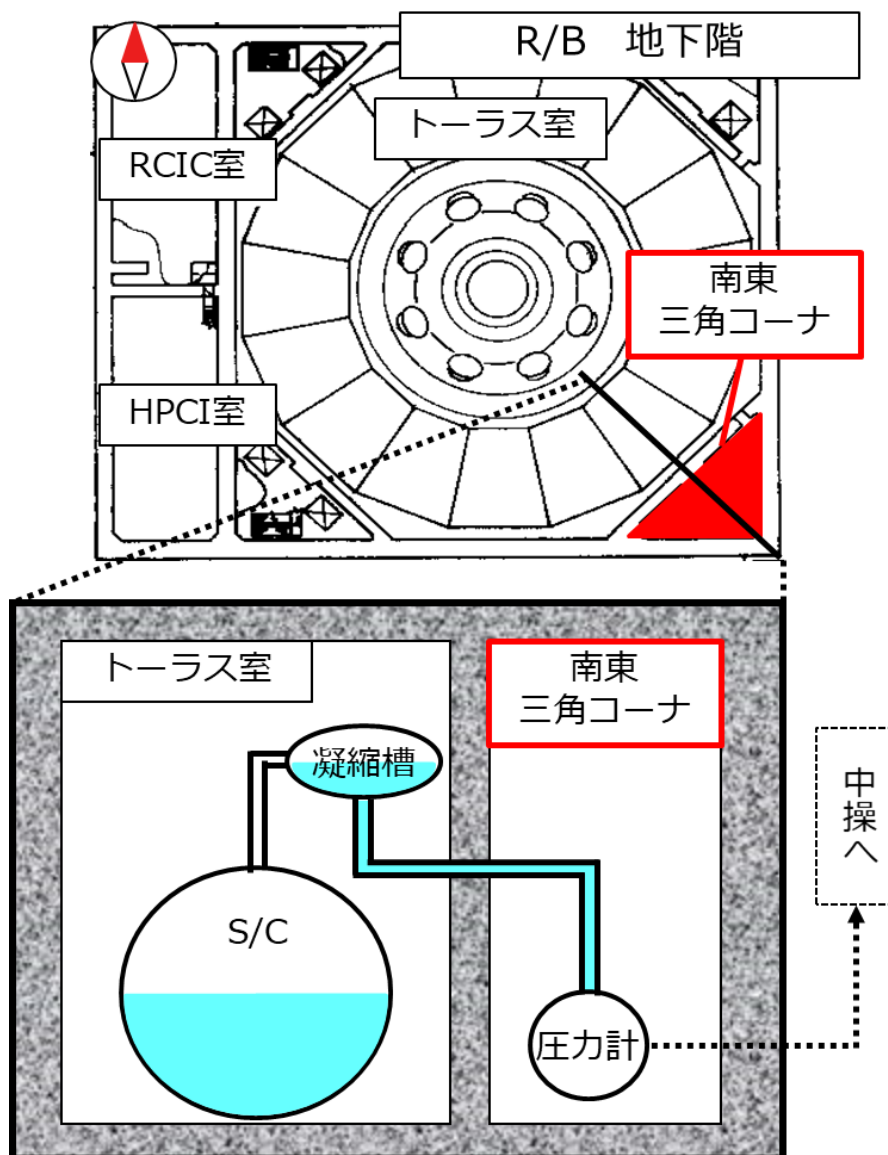


図 2.1 AM 用 S/C 圧力計の設置位置

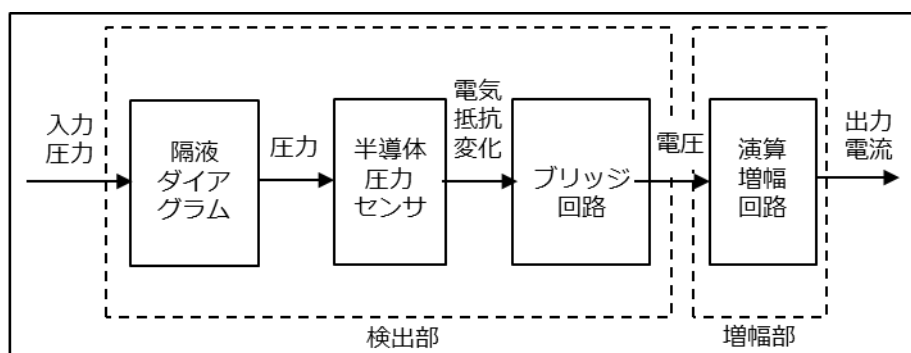


図 2.2 AM 用 S/C 圧力計の測定原理

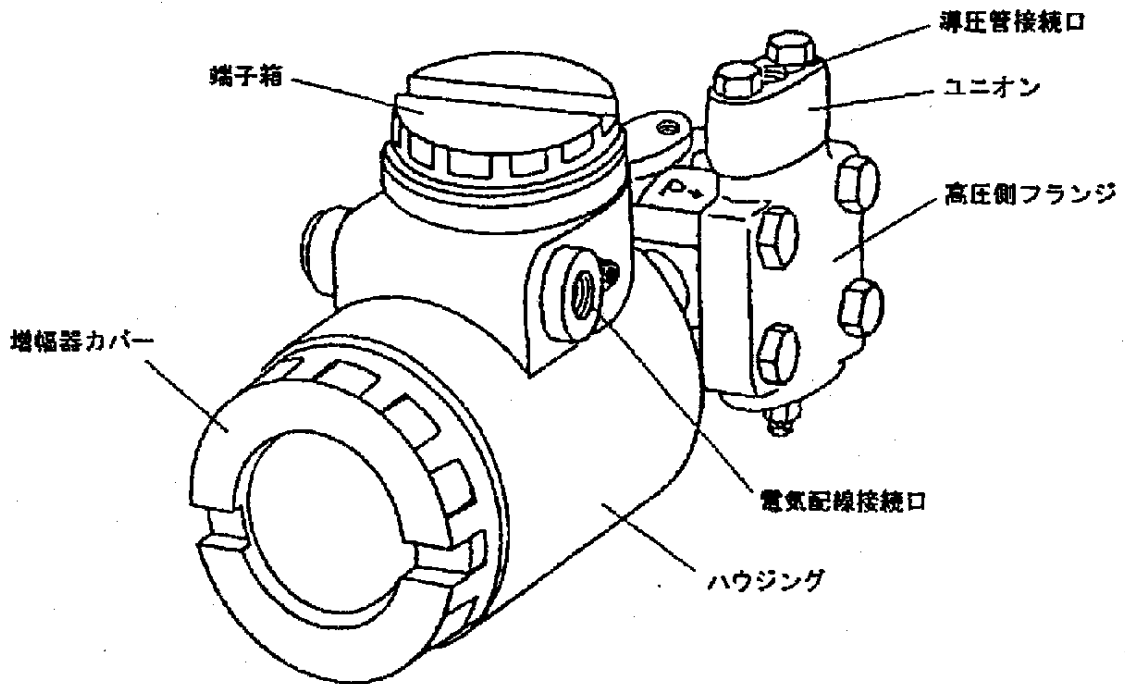


図 2.3 AM 用 S/C 圧力計の外観図

表 2.1 事故時に使用していた格納容器圧力計の設置場所

圧力計	D/W (現場)	D/W (AM 用)	S/C (本設)	S/C (AM 用)
設置場所	R/B 2 階 北西エリア (床面 : T.P. 17264)	R/B 3 階 北東エリア (床面 : T.P. 25464)	R/B 中地下階 北東三角コーナ (床面 : T.P. 2564) ※4 号機の場合	R/B 地下階 南東三角コーナ 床面から 60cm (床面 : T.P. -3496)

3. 異常な指示値を示した要因の洗い出しと分類

AM 用 S/C 圧力計が異常な指示値を示した要因は複数考えられることから、本検討では考えられる要因を可能な限り洗い出し、消去法的アプローチにより可能性を絞っていくという方針を採った。

① 機械的要因

圧力計が異常な指示値を示す要因の一つとして、圧力計本体が機械的な衝撃を受けて損傷し、圧力を検出することが不可能になると DS を示すことが考えられる。事故時に圧力計に機械的な衝撃が加わった可能性について、その要因としては、地震、他号機の爆発及び津波の衝撃が考えられる。これらについて“機械的要因”として検討を行う。

② 測定原理に関する要因

圧力計が異常な指示値を示す要因の一つとして、本来一定であるはずの凝縮槽配管内の水位が減少又は喪失することで、指示値が低下することが考えられる。事故時に凝縮槽配管内水が減少または喪失する要因として、凝縮槽配管の破断、配管内水の蒸発、何かしらの要因で気泡が生じたことによる配管内水の分断が考えられる。これらについて“測定原理に関する要因”として検討を行う。

③ 電氣的要因

圧力計が異常な指示値を示す要因の一つとして、圧力計から中操に設置された圧力指示計へ伝送する電気系統に異常が生じ、指示値の低下や DS が起こると考えられる。事故時に圧力計の電気系統に異常が生じる要因として、事故時に圧力計に接続していた「バッテリーの電圧不足」や「バッテリーの枯渇」及び、「圧力計本体やケーブルへの水の浸入」が考えられる。これらについて“電氣的要因”として検討を行う。

4. AM用S/C圧力計が異常な挙動を示した要因の検討

3.にて分類した“機械的要因”、“測定原理に関する要因”及び“電氣的要因”について、各要因によってAM用S/C圧力計が異常な指示値を示した可能性の検討を行う。

4.1. 機械的要因

AM用S/C圧力計が異常な指示値を示す“機械的要因”として、地震、他号機の爆発や津波の衝撃により、圧力計本体が損傷する可能性が考えられる。本項目では、この“機械的要因”によりAM用S/C圧力計がDSを示した可能性の検討を行う。

(1) 地震及び爆発の衝撃による損傷の可能性

表4.1.1に2011年3月11日14:46～15日12:00までに1F立地地域で観測された東北地方太平洋沖地震の本震及び余震(震度3以上)の発生時刻を示す。また、表4.1.2に他号機の水素爆発の発生時刻を示す。これらの発生時刻を2号機格納容器圧力の推移と重ね合わせたものを図4.1.1に示す。

AM用S/C圧力計を復旧する以前から複数回の地震や1号機の水素爆発が発生していることが分かるが、これらの影響で圧力計本体の損傷やケーブルの破断が発生した場合、DSから指示値が復帰することは考えにくいいため、3月15日以前にこれらの要因で圧力計が損傷した可能性は低いと考えられる。

圧力計の指示値は3月15日6時2分に急激に低下し0MPa[abs]となったが、その前後で地震は発生していない。また、4号機の水素爆発が至近で発生しているが、その時刻は6時12分と考えられることから、4号機の水素爆発が指示値低下の直接の要因ではないと考えられる。

表 4.1.1 地震の発生時刻及び 1F 立地地域の震度[2][3]

日付	発生時刻	1F 立地地域（大熊町）の震度（※は双葉町）
3/11	14:46	6 強
3/11	14:51	4
3/11	14:54	4
3/11	14:58	4
3/11	15:06	3
3/11	15:08	3
3/11	15:12	4
3/11	15:15	4
3/11	15:25	3
3/11	16:14	3
3/11	16:28	5 弱
3/11	16:30	5 弱
3/11	17:12	3
3/11	17:19	3
3/11	17:40	4
3/11	20:36	3
3/12	10:47	3
3/12	22:15	5 弱
3/13	8:24	4 [※]
3/14	10:02	3 [※]
3/14	15:12	3 [※]

（東北地方太平洋沖地震の余震活動の領域内で発生したマグニチュード 6.5 以上もしくは震度 5 弱以上を観測した地震のうち、1F 立地地域で震度 3 以上を観測した地震を整理した。）

表 4.1.2 他号機の水素爆発の発生時刻

号機	発生時刻
1 号機	3/12 15:36
3 号機	3/14 11:01
4 号機	3/15 6:12

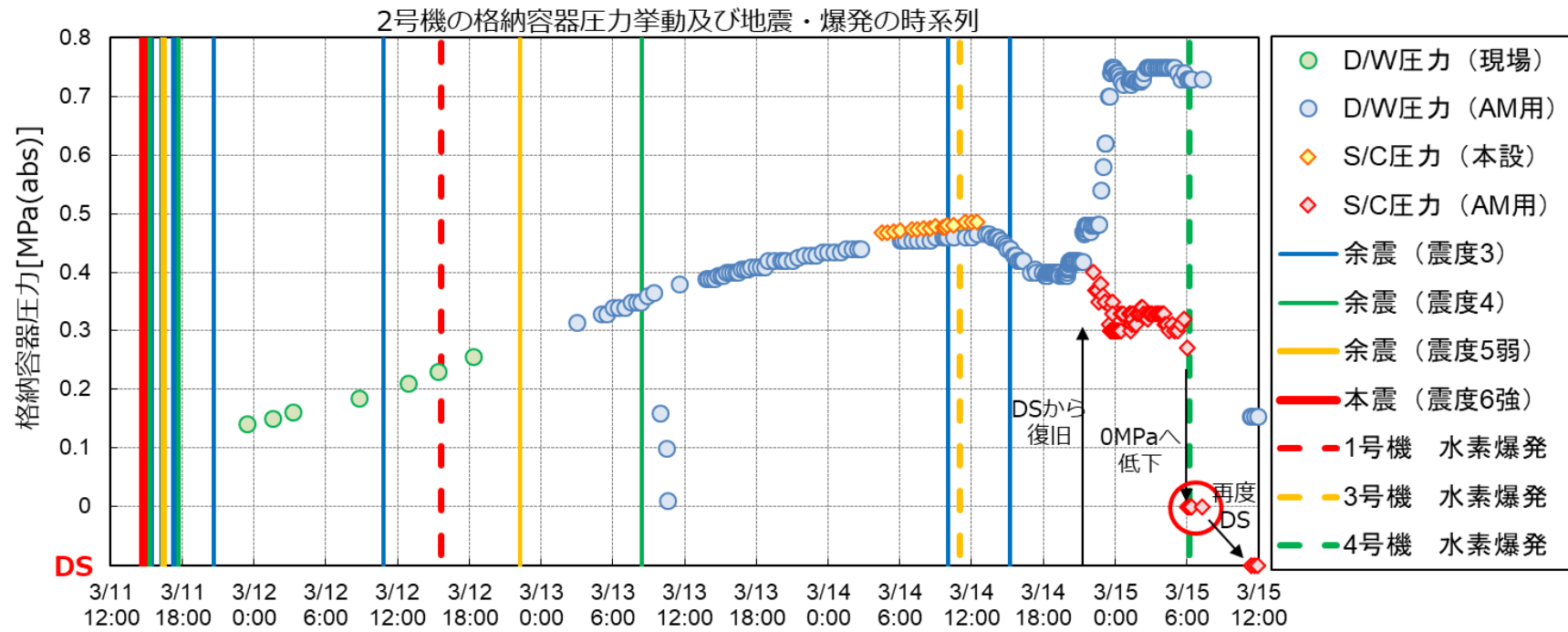


図 4.1.1 2号機格納容器圧力の推移及び地震・爆発の時系列

(2) 津波の衝撃による損傷の可能性

表 4.1.3 及び図 4.1.2 に AM 用 S/C 圧力計の設置位置である R/B 地下階南東三角コーナへの津波の浸入経路（直接、横から、上から、下から）について整理した結果を示す。

屋外から直接の浸入可能性について、南東三角コーナは地下階に位置しているため、屋外に繋がる開口部はなく、津波が直接浸入する可能性はない。

横からの浸入可能性について、三角コーナはトールラス室及び T/B と隣接しており、それぞれと接する壁面には配管貫通部が存在することから、壁貫通部を通じて横から浸入した可能性が考えられる。

上からの浸入可能性について、南東三角コーナには上部階と繋がるハッチや階段室があるため、1 階や中地下階を経由して津波が浸入した可能性が考えられる。

下からの浸入可能性について、南東三角コーナにはファンネルがあり、サンプルを経由して 1 階や地下階の他の部屋と繋がっていることから、ファンネルを経由して津波が浸入した可能性が考えられる。なお、南東三角コーナには床ドレンサンプルがあり、サンプルポンプが廃棄物処理系配管と接続されているが、ポンプ吐出側には逆止弁があるため、廃棄物処理系を逆流して津波が浸入した可能性は低いと考えられる。

以上より、南東三角コーナへの津波の浸入経路は複数あるが、いずれも直接の浸入ではないことから津波が波力を保ったまま到達することは難しく、津波の衝撃によって圧力計が損傷した可能性は低いと考えられる。

表 4.1.3 南東三角コーナへの津波の浸入経路

浸入経路	浸入の可能性	
屋外との開口部（直接）	×	屋外と直接繋がる開口部なし
壁貫通部（横から）	○	トールラス室及び T/B の連通部から浸入
1 階及び中地下階（上から）	○	CS ポンプ上部のハッチや階段室から浸入
ファンネル（下から）	○	1 階や地下階南西コーナからサンプル経路で逆流
床ドレンサンプル（下から）	×	廃棄物処理系の配管を逆流して津波が浸入（サンプルポンプの吐出側に逆止弁があり可能性は低い）

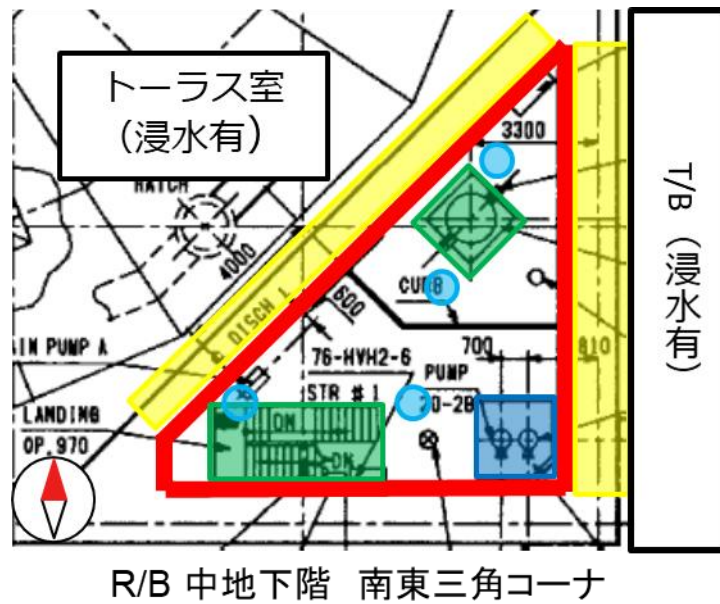


図 4.1.2 南東三角コーナへの津波の浸入経路（図中の色は表 4.1.3 と対応）

(3) 検討結果のまとめ

地震、他号機の爆発及び津波の衝撃によって、AM 用 S/C 圧力計本体が損傷し DS を示した可能性を検討した。検討の結果、S/C 圧力の挙動変化のタイミングと地震及び他号機の爆発のタイミングが一致しないこと、また、津波が三角コーナに浸入するまでに波力が低下していたと考えられることから、これらの“機械的要因”によって AM 用 S/C 圧力計が DS を示した可能性は低いと考えられる。

4.2. 測定原理に関する要因

AM用 S/C 圧力計が低い指示値を示す“測定原理に関する要因”として、凝縮槽配管内水の減少または喪失が考えられる。

本項目では、この“測定原理に関する要因”により AM用 S/C 圧力計が低い指示値を示した可能性の検討を行う。

(1) 測定原理に関する要因の影響について

測定原理に関する要因を検討するにあたり、この要因によりどの程度指示値が影響を受けるのか検討した。

凝縮槽配管内水が全て喪失した場合を想定すると、凝縮槽と圧力計の高低差は約 10m であり、この高さ分の水圧に相当する約 0.1MPa が減少することになる。一方、図 4.2.1 に示す実測値を確認すると、D/W 圧力と指示値低下中の S/C 圧力との差は約 0.4MPa を維持しており、凝縮槽配管内水が全て喪失しても指示値低下を説明することは難しいと考えられる。したがって、以降の検討では、“測定原理に関する要因”が部分的に寄与した可能性について検討する。

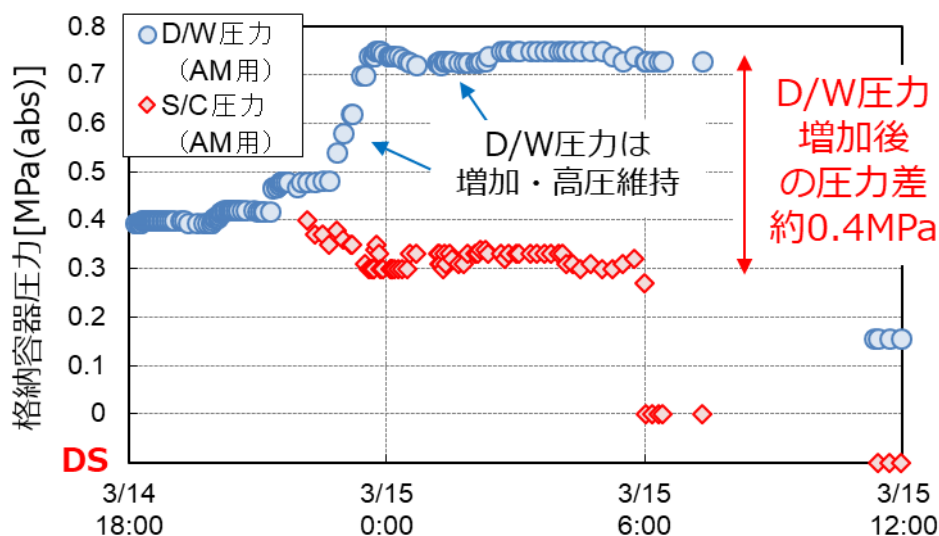


図 4.2.1 3月14日18時以降の2号機格納容器圧力

(2) 配管内水が減少・喪失する可能性の検討

凝縮槽配管内水が減少または喪失する現象として、「配管内水の蒸発」「配管の破断による配管内水のリーク」「気泡の発生による配管内水の分断」が考えられる。これらの現象が発生した可能性について検討する。(図 4.2.2 参照)

① 配管内水の蒸発

配管内水が蒸発する原因として、配管内水の温度が上昇した可能性、格納容器圧力の低下に伴い配管内水の飽和温度が低下し配管内水が減圧沸騰した可能性が考えられる。

配管内水の温度上昇に関して、凝縮槽が設置されているトーラス室内では、3月12日以降に入口扉を開けた際、蒸気が出てきて、室内が熱くて入れる状況ではなかったことが確認されている[4]。トーラス室は大気圧下であり、3月14日に測定したS/Cの温度は134℃程度であったことから、確認された蒸気はトーラス室に浸入した海水が高温のS/Cに接触して発生したと考えられるが、大気圧下であることからトーラス室気相部の温度は100℃以下と考えられ、配管内水がトーラス室より温められることで温度が上昇し、結果として配管内水が蒸発したという可能性は低いと考えられる。

配管内水の飽和温度の低下による減圧沸騰に関して、格納容器の構造上D/W圧力とS/C圧力は連動するものであるから、AM用S/C圧力計が低い指示値を示していた時間帯の実際のS/C圧力はD/W圧力と同程度の高圧を維持していたと考えられる(図4.2.1参照)。したがって、配管内も高圧を維持しており、配管内水の飽和温度が低下し減圧沸騰した可能性は低いと考えられる。

以上より、配管内水が蒸発した可能性は低いと考えられる。

② 配管の破断による配管内水のリーク

凝縮槽配管が地震等の衝撃で破断(あるいは一部損傷)し配管内水のリークがあった場合、S/C内の気体も同時に当該箇所から放出され、着目している時間帯は炉心損傷後であるため、周囲の空間線量が上昇する可能性が考えられるが、事故後のトーラス室内及び中地下階南東三角コーナの測定結果(図4.2.3参照)から、凝縮槽配管がある南東側は、他の場所と比べても線量率に大差はない。

以上より、配管の破断及び配管内水のリークがあった可能性は低いと考えられる。

③ 気泡の発生による配管内水の分断

配管内水に溶解している気体が温度上昇に伴って気泡として発生し、発生した気泡が一ヶ所に集合・合体することで配管内水を分断した可能性を考える。配管内水の分断による圧力計の挙動は、気泡の位置、大きさ、形状などの条件に不確かさが大きく、指示値がどのように変化するか推定が困難であることから、指示値低下に寄与した可能性は否定できない。ただし、配管内水が全て蒸発した際の指示値の低下0.1MPaを超える変化になることは考えにくい。したがって、この事象が仮に起こったとしても、指示値に与える影響は支配的ではないと考

えられる。

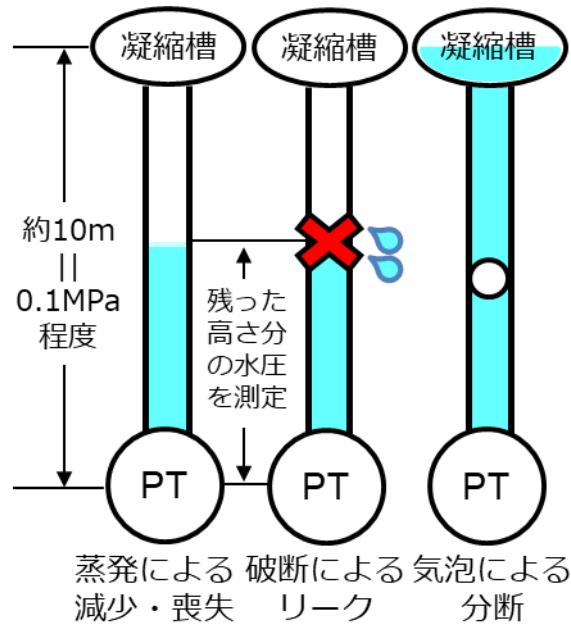


図 4.2.2 凝縮槽配管内水の減少及び喪失のイメージ

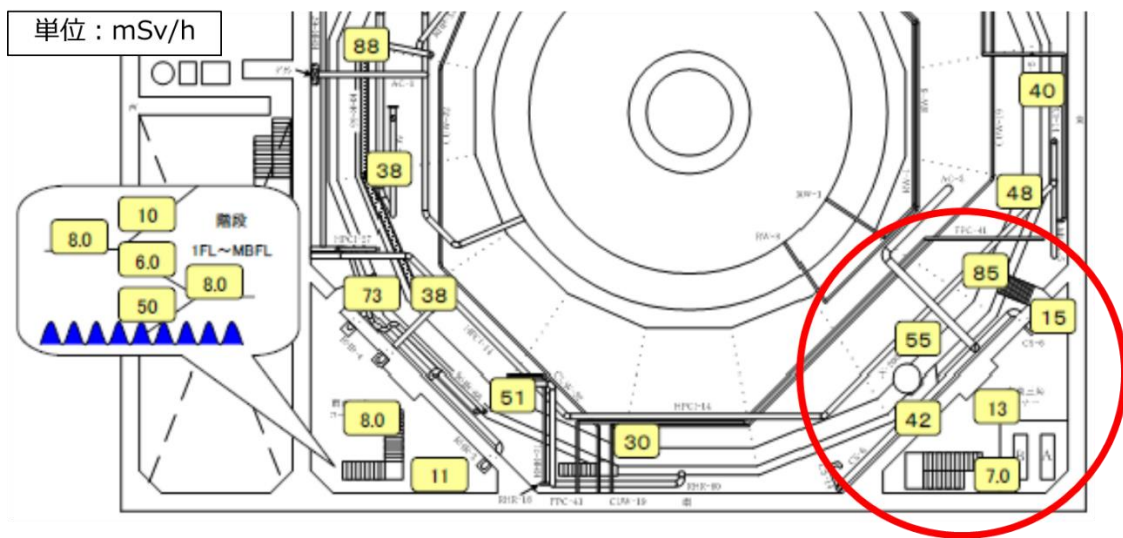


図 4.2.3 事故後の空間線量率の測定結果（2011年4月～2014年2月）[5]
（トーラス室キャットウォーク、中地下階南東三角コーナ）

（3） 検討結果のまとめ

以上の検討より、“測定原理に関する要因”のうち、気泡の発生による配管内水の分断があった可能性は否定できない。しかし、指示値低下への寄与は小さく、主要な要因ではないと考えられる。

4.3. 電氣的要因

AM 用 S/C 圧力計が DS を示す“電氣的要因”として、「バッテリーの枯渇」及び「津波の浸水による圧力計本体やケーブルにおける電氣系統の異常」が考えられる。また、低い指示値を示す電氣的な要因として、「バッテリーの電圧不足」及び「津波の浸水による圧力計本体やケーブルにおける電氣系統の異常」が考えられる。

本項目では、これらの“電氣的要因”により AM 用 S/C 圧力計が DS や低い指示値を示した可能性の検討を行う。

(1) バッテリーの枯渇や供給電圧不足の可能性

事故当時、AM 用 S/C 圧力計の電源は、3 月 13 日 3 時頃に 1/2 号中央制御室に設置されている AM 用制御盤（9-99 盤）にバッテリーが接続されることにより、復旧した。バッテリーは、AM 用 D/W 圧力計と AM 用 S/C 圧力計で並列に接続され、2 つの圧力計で電源を共有する形となっていた（図 4.3.1 参照）。バッテリー接続後、AM 用 S/C 圧力計は DS の状態であったが、AM 用 D/W 圧力計は指示値が復帰し、その後計測を継続していた（図 1.1 参照）。また、バッテリーは適宜交換を行い、継続的に電源を供給していた。このことから、AM 用 S/C 圧力計のみバッテリーが枯渇した可能性はないと考えられる。

AM 用制御盤にバッテリーを接続する前には、AM 用 S/C 圧力計及び AM 用 D/W 圧力計の動作に必要な電圧（24V）があることを確認し、接続を行っていた。また、指示が復帰した AM 用 D/W 圧力計は、以下の理由からおおむね正しい値を示していたと考えられる。

- ・ トーラス室内に設置されており、ダイアフラム式で S/C 気相部圧力を測定している本設の S/C 圧力計と近い値を示していた期間があること（図 1.1 参照）
- ・ D/W 圧力の測定値について、事故進展の推定や SRV 開閉の情報をふまえ、原子炉圧力の変化と照らし合わせても、特段計器の信頼性を疑うような挙動がみられないと考えられること。（添付資料 2-9 及び図 4.3.2 参照）

したがって、バッテリーからの供給電圧が不足していた可能性は低いと考えられる。

以上より、バッテリーの枯渇や供給電圧不足によって、AM 用 S/C 圧力計が DS や低い指示値を示した可能性は低いと考えられる。

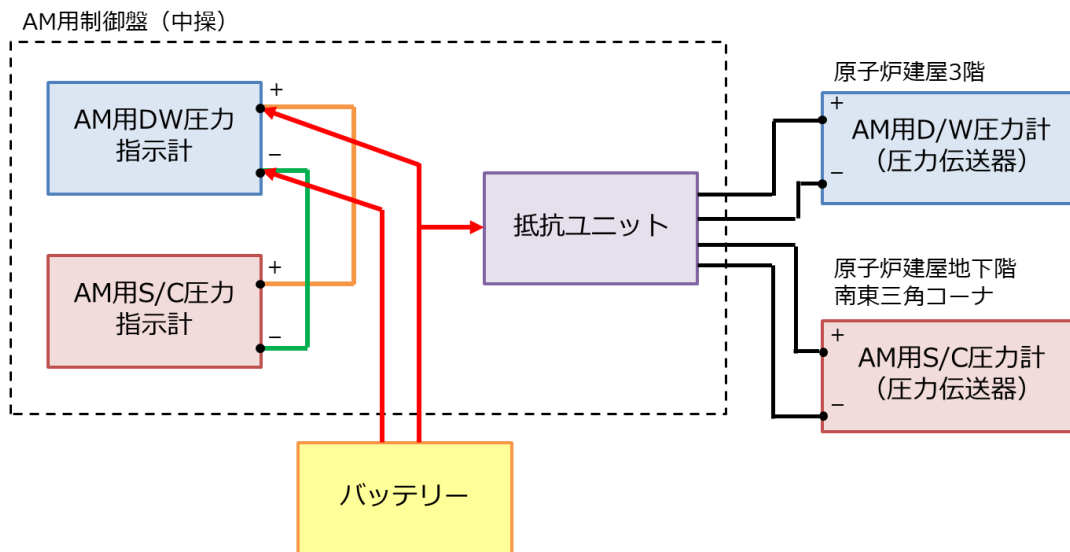


図 4.3.1 AM 用制御盤へのバッテリーの接続状況 (概略図)

(赤線で示すように、バッテリーは AM 用 D/W 圧力指示計へ接続されているが、黄色の線で示すように+端子、及び緑の線で示すように-端子が AM 用 D/W 圧力指示計と AM 用 S/C 圧力指示計で繋がっているため、二つの圧力指示計はバッテリーを共有していた。また、AM 用 D/W 圧力計 (圧力伝送器) 及び AM 用 S/C 圧力計 (圧力伝送器) は紫色で示す抵抗ユニットに接続されており、赤線で示すようにバッテリーはこの抵抗ユニットにも接続されているため、二つの圧力計 (圧力伝送器) もバッテリーを共有していた。)

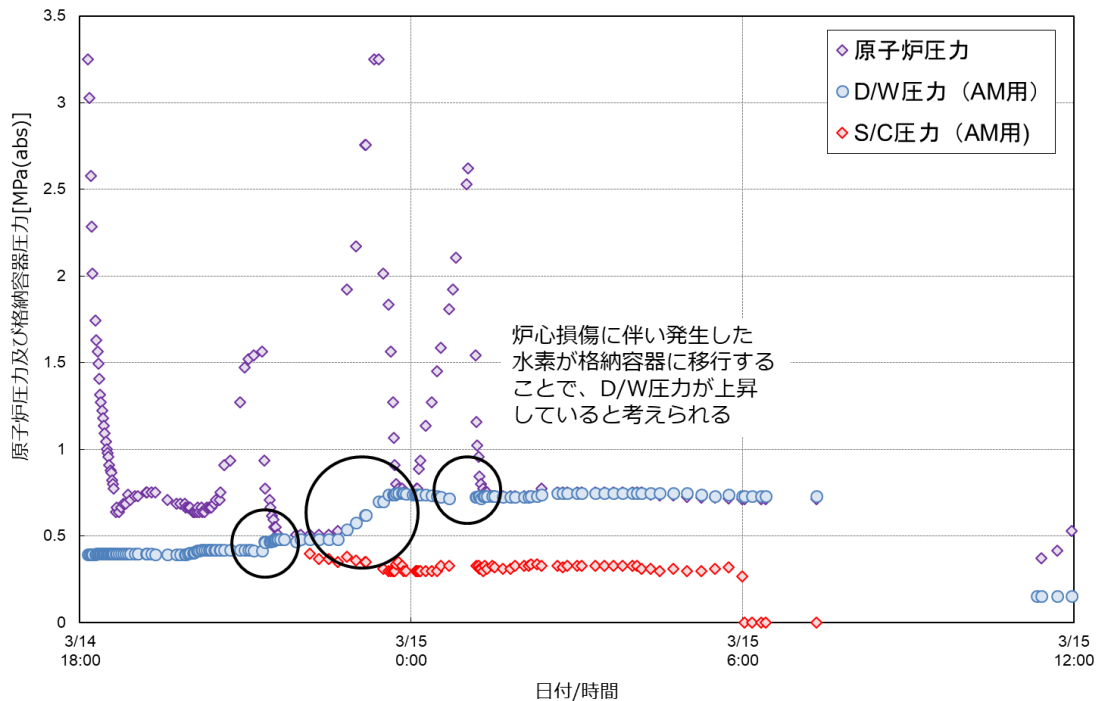


図 4.3.2 2号機 3月14日18時以降における
原子炉圧力及び格納容器圧力の推移

(2) ケーブルにおける電氣的異常の可能性

「2. AM用S/C圧力計の概要」で述べた通り、R/B地下1階南東三角コーナに設置されているAM用S/C圧力計と、1/2号中央制御室に設置されているAM用S/C圧力指示計は1本のケーブルで繋がっており、途中に中継端子等は存在しない。また、ケーブルの水没によって被覆が劣化し、絶縁低下が発生する可能性があるが、被覆の劣化が海水の接触から2~3日で急速に進展するとは考えにくい。したがって、南東コーナから中央制御室までのケーブルの水没によって電氣的異常が発生した可能性は低いと考えられる。

(3) AM用S/C圧力計本体における電氣的異常の可能性

① AM用S/C圧力計の水没による圧力計内部への浸水可能性

「4.1.(2)津波の衝撃による損傷の可能性」にて検討した通り、AM用S/C圧力計が設置されているR/B地下1階南東三角コーナには津波が浸入した可能性の高いことが明らかになった。本項目では、電氣的異常が発生する前段として、津波の浸入により圧力計が水没し、さらに圧力計内部へ浸水した可能性について検討する。

まず、現場の情報から地下階の浸水状況について推定する。南東三角コーナへ

の津波の浸入経路となった可能性が高いファンネル及び壁面貫通部について、ファンネルはサンプを通じて地下階の各部屋と連通しており、また、三角コーナとトーラス室間の壁面には床上 5cm～500cm の範囲で貫通部が存在している。さらに、事故後長期にわたり地下階の滞留水水位は連動して変化していることから、事故当初から地下階各部屋の水位は連動して変化していた可能性が高いと考えられる（図 4.3.3 参照）。また、事故当時確認された地下階の浸水状況として、3月12日1時頃に北西三角コーナ（RCIC 室の扉前）にて長靴に水が入らない程度の水位があり、RCIC 室の扉を開けると水が RCIC 室から流出したことが確認された。この時点で地下階の水位は床上 30cm 程度であった可能性がある。その後、3月12日2時12分には RCIC 室前の水位が上昇しており、扉を開けるとゆっくりと水が流出する状況にあったことが確認された。このことから、地下階の水位は3月12日1時頃の床上 30cm 程度であった状態から、徐々に上昇した可能性が考えられる。

次に、プラントパラメータに基づいて地下階の浸水状況について推定する。2号機は津波到達以降も3月14日9時頃まで RCIC の運転が継続していたが、その期間の D/W 圧力の上昇は、崩壊熱から想定される上昇よりも緩やかなものである。これは、トーラス室が浸水し、S/C が外部から冷却されたためと推定している（添付資料 2-2 参照）。その後、3月15日午前中に D/W 圧力が大きく低下しているが、これは格納容器からの漏えいが発生したことに加え、トーラス室水位が S/C 水位を上回り S/C 気相部が冷却されることで、S/C 内水蒸気の凝縮が促進され、減圧に寄与した可能性があると推定している（添付資料 2-16 参照）。これらの推定から、トーラス室水位は継続して上昇していた可能性が考えられる。

以上より、南東三角コーナの水位は、着目している3月12日から15日の期間において床上 30cm 程度から継続して上昇し、床上 60cm の高さに設置されている AM 用 S/C 圧力計が水没した可能性が高いと考えられる（図 4.3.4 参照）。

したがって、AM 用 S/C 圧力計が長時間水没した影響により、電気配線接続口から海水が浸入し、圧力計の端子部が浸水した可能性が考えられる（図 4.3.5 参照）。また、実際にメーカーにて行われた同型の圧力計の水没試験においても、電気配線接続口から内部に水が浸入し端子部が浸水する結果や、浸水高さを上げると圧力伝送器の基盤部へ水滴が浸入する結果が得られている。（図 4.3.6、図 4.3.7、図 4.3.8 参照）。したがって、事故当時も AM 用 S/C 圧力計の水没によって内部に海水が浸入し、端子部や基盤部が浸水した可能性は高いと考えられる。

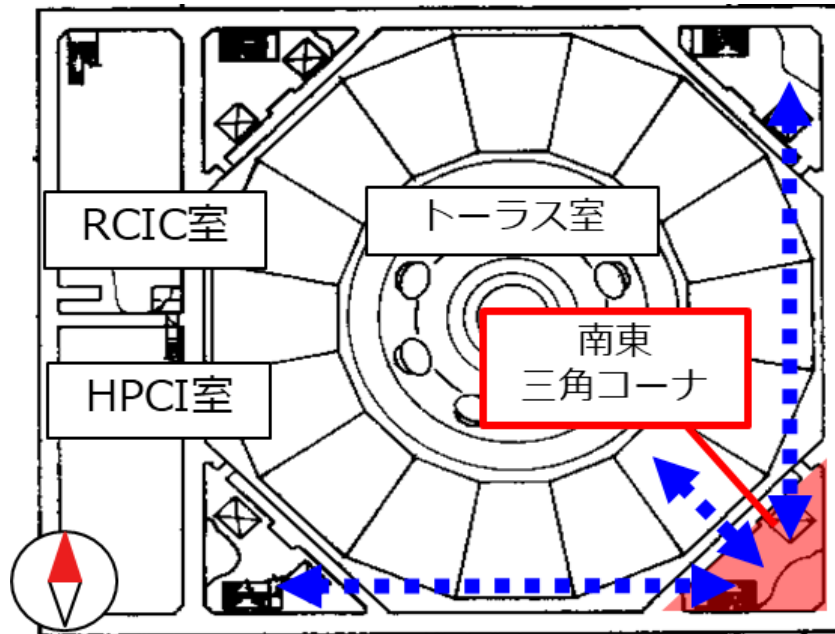


図 4.3.3 南東三角コーナにおけるファンネル／配管貫通部を通じた各部屋との水の連通（イメージ）

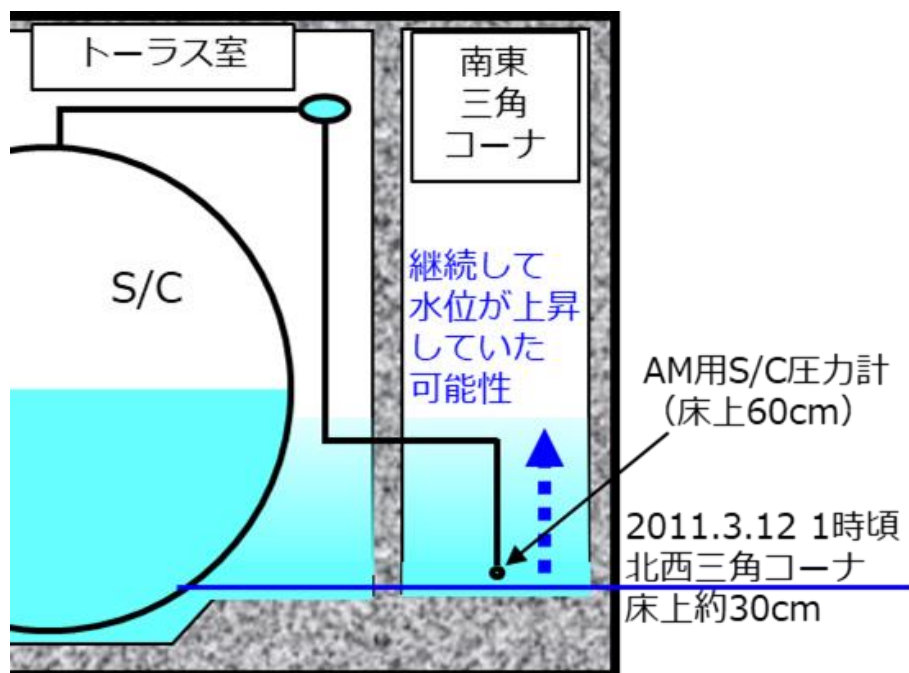


図 4.3.4 2号機 R/B 地下階の水位変化（イメージ）

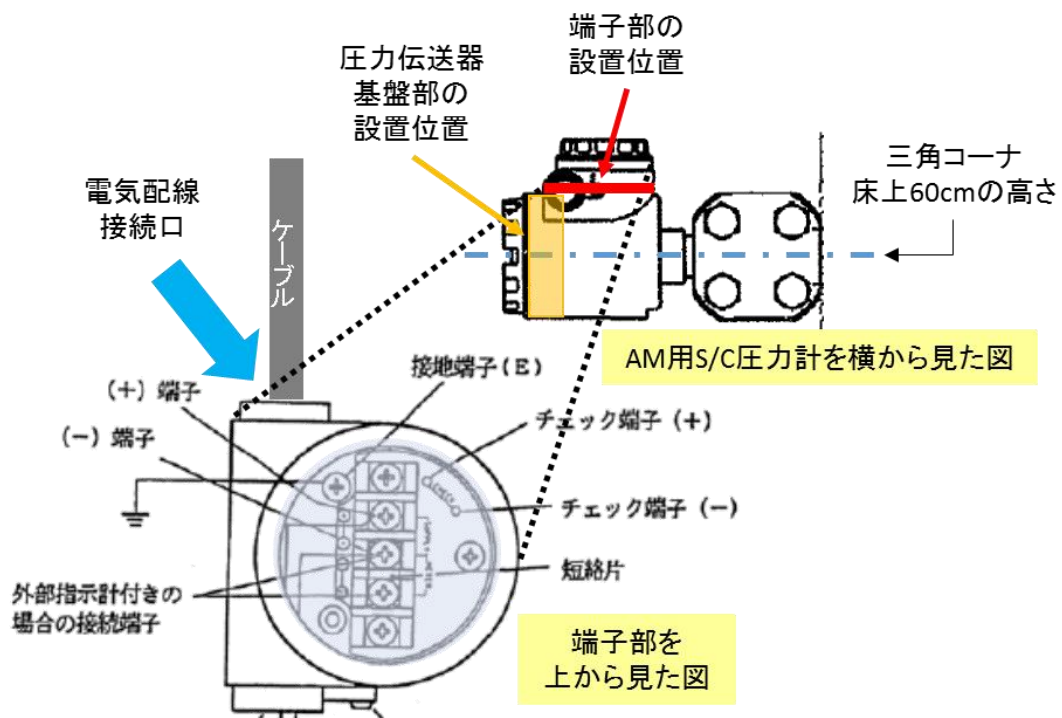
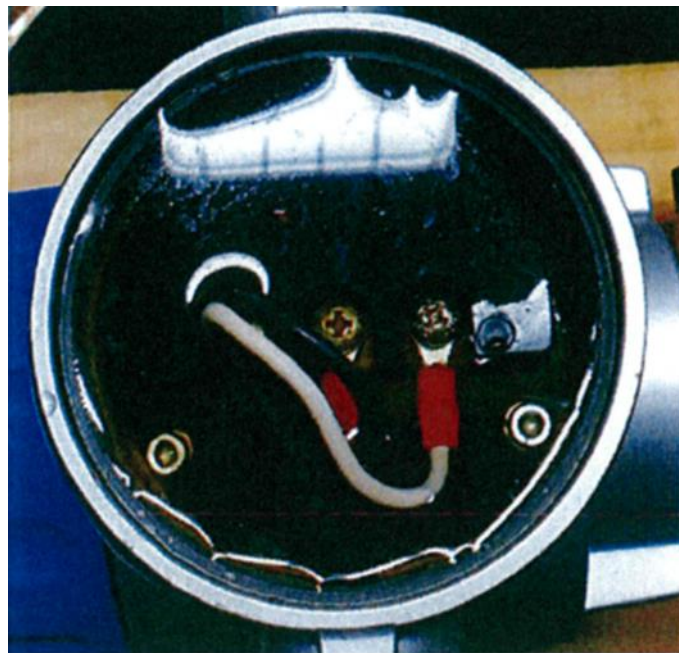
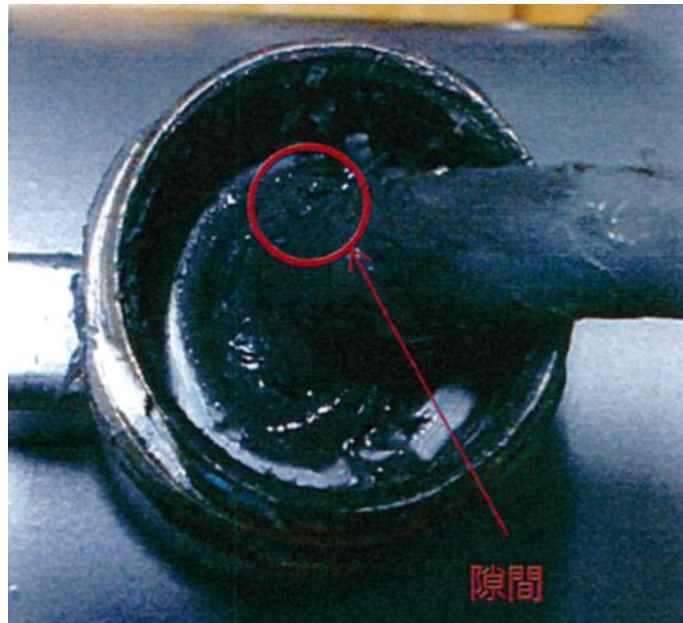


図 4.3.5 AM 用 S/C 圧力計の概略図



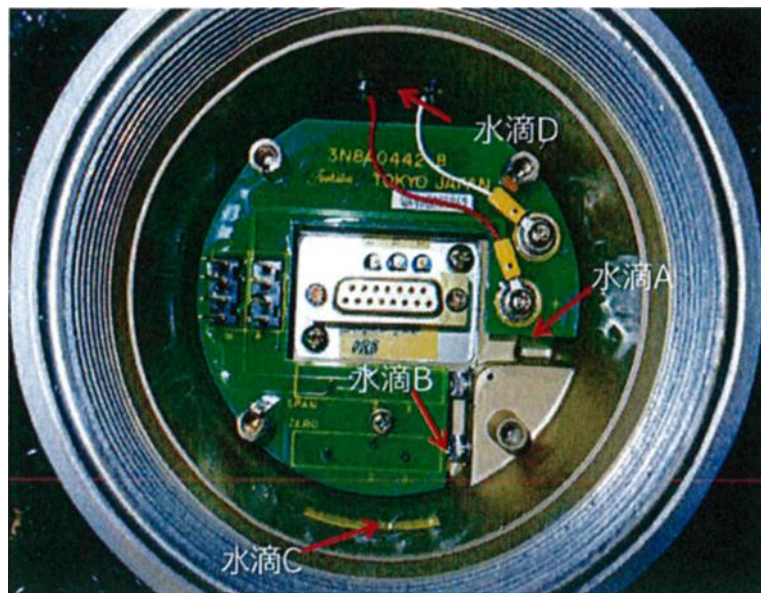
試験後の端子部の浸水状況

図 4.3.6 圧力計の水没試験後の端子部の写真
(1.3m の浸水高さへ 4 時間の浸水を想定)



電気配線接続口のトスシールの隙間

図 4.3.7 圧力計の水没試験後の電気配線接続口の写真
(1.3m の浸水高さへ 4 時間の浸水を想定)



試験後の基盤部の水滴浸入状況

図 4.3.8 圧力計の水没試験後の圧力伝送器の基盤部の写真
(18m の浸水高さへ 4 時間の浸水を想定)

② 圧力計の水没による電気系統の異常の可能性

圧力計の水没に伴う端子部や基盤部の浸水によって、「短絡」「地絡」「絶縁低下」のような電氣的異常が発生すると考えられる。これらの電氣的異常の発生プロセスは複数考えられ、以下にその一例として端子部における電氣的異常の発生プロセスを示す。なお、基盤部においても同様のプロセスにより電氣的異常が発生する可能性は十分考えられる。

- A) 短絡：海水の接触により、(+) 端子と (-) 端子が電氣的に繋がり、短絡電流を発生させる。短絡は中操にある AM 用 S/C 圧力指示計に到達する電流を増加させる方向に働く。
- B) 地絡：海水の接触により、(+) 端子と (-) 端子が接地端子や圧力計のケース（主原料はアルミ合金）と電氣的に繋がり、電流が大地に漏れていく。地絡は AM 用 S/C 圧力指示計へ到達する電流を減少させる方向に働く。
- C) 絶縁低下：(+) 端子又は (-) 端子に繋がるケーブルの被覆の端部から海水が被覆内部に浸入することで、海水を伝って電流がケーブルの外に流れてしまい、結果して絶縁性が低下しているような状態になると考えられる。絶縁低下は AM 用 S/C 圧力指示計へ到達する電流を減少させる方向に働く。

また、電氣的異常の発生プロセスに関与すると考えられる (+) 端子、(-) 端子、地絡端子、圧力計ケース内側の距離はいずれも 10~20mm 程度と小さい。

(図 4.3.9 参照)、したがって、端子部が浸水すると、これらの端子等の海水との接触度合いは同程度となるため、短絡、地絡、絶縁低下が単独で起こるとは考えにくく、電氣的異常は複合的に起こった可能性が高いと考えられる。

「2. AM 用 S/C 圧力計の概要」で述べた通り、AM 用 S/C 圧力計は、ダイヤフラムで受圧した S/C の気相部圧力を基盤部で抵抗に変換し、回路に流れる電流の変化から S/C 圧力を計測するものである。S/C 圧力 0~1MPa[abs]に対応する電流は 4~20mA と設定されており、これらの電氣的異常が複合的に起これば、AM 用 S/C 圧力指示計へ到達する電流を減少させる方向に働くことも考えられ、DS や D/W 圧力と約 0.4MPa 乖離した低い指示値を示すことも十分に可能であると考えられる。

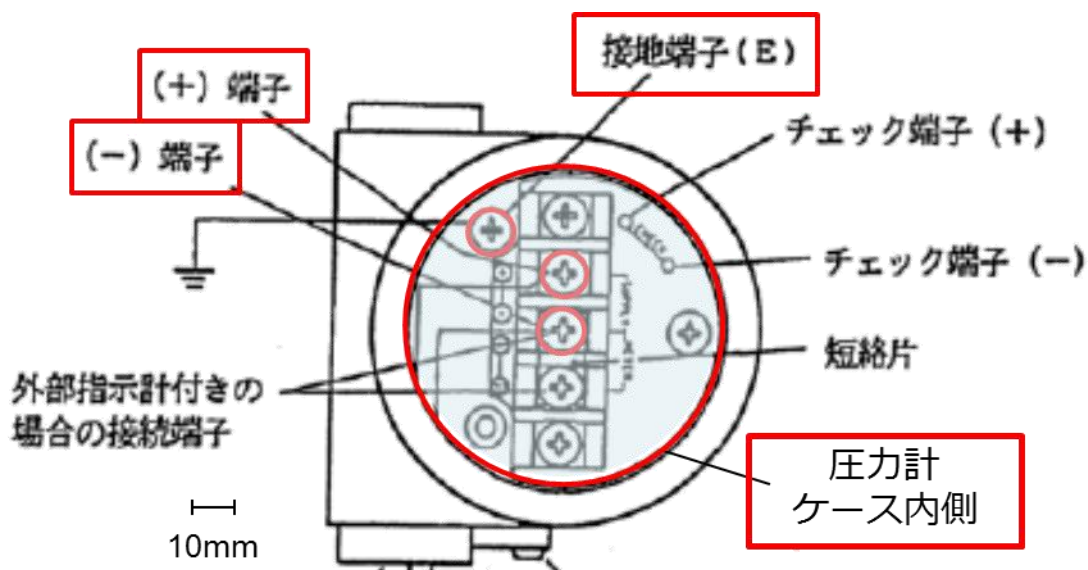


図 4.3.9 AM 用 S/C 圧力計端子部の拡大図

(4) 検討結果のまとめ

以上の検討より、AM 用 S/C 圧力計が水没したことによる“電氣的要因”によって、DS や D/W 圧力と乖離した指示値を示した可能性があると考えられる。

このように、3 月 14 日 22 時 10 分に DS から指示値が復旧し、3 月 15 日 11 時 25 分に再度 DS を指示した理由については、“電氣的要因”が主要因であると考えられるものの、事故当時の圧力計内部への浸水状況や浸水による電氣的異常の発生状況等に不確かさが大きいため、なぜ DS から指示値が復旧したのか、そしてなぜ再び DS を指示するようになったのか、詳細を推定することは困難である。

なお、今回推定した“電氣的要因”は事故進展（原子炉圧力容器内、格納容器内の状態変化）に関わらず発生することから、AM 用 S/C 圧力計が示した DS 以外の指示値について、何かしら事故進展を反映した値となっている可能性は低いと考えられる。

5. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関連

本検討より、AM 用 S/C 圧力計にみられた指示値低下や DS は、圧力計が設置されている R/B 地下階南東の三角コーナへ津波に伴い海水が浸入し圧力計が水没したことによって、電氣的異常が発生したことが原因である可能性が高いことが明らかになった。そのため、事故時にプラントパラメータを正しく把握するためには、重要な計測機器に対して、外部溢水及び内部溢水への対策が必要である。柏崎刈羽原子力発電所では以下に示すとおりこれらの対策を講じている。

(1) 津波（外部溢水）対策

- 外郭防護
 - ・ 敷地高さによる津波の遡上防止
 - ・ 取水槽閉止板の設置による建屋内への津波の流入防止
- 内郭防護
 - ・ 水密扉の設置、貫通部止水処置等による海水配管破断時の浸水防護重点化範囲への津波の流入防止。
 - ・ R/B 外周扉の水密化等による屋外タンク破損時の浸水の防止
- 取水性確保
 - ・ 海水貯留堰の設置による引き波時の海水ポンプの取水性確保

(2) 内部溢水対策

- 発生防止
 - ・ 溢水源の隔離・水抜き運用、溢水源の移設、溢水源の耐震性確保等
- 拡大防止
 - ・ 扉、貫通部、ハッチ等の止水処置
 - ・ 排水誘導経路の構築
- 影響防止
 - ・ シール処置等による防滴仕様の向上（図 5.1 参照）、設備の移設（設置高さを上げる等）など

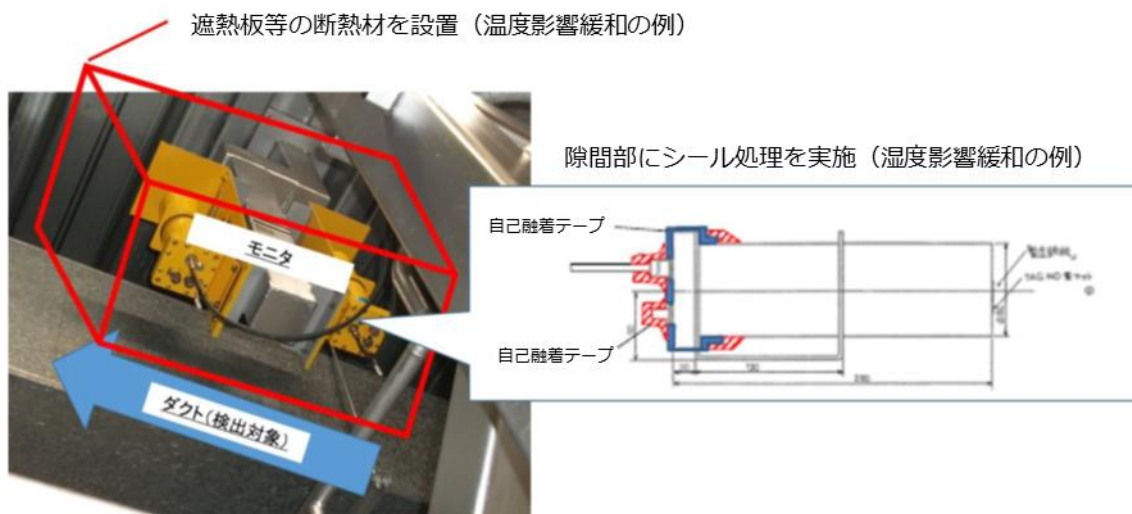


図 5.1 気体廃棄物処理系設備エリア排気モニターへの内部溢水対策

(3) 計測機器の機能喪失時の対応

計測機器の機能喪失時の対応として、重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータ（主要パラメータ）を計測することが困難になった場合において、当該パラメータを推定するための手段（代替パラメータ）を整備している。ここで主要パラメータと代替パラメータは内部溢水を起因として同時に監視不能とならないことを評価により確認している。

例) S/C 圧力に対する代替パラメータ

- ①D/W 圧力（D/W と S/C ベント管又は真空破壊弁で均圧されることを利用）
- ②S/C 気体温度（飽和温度・圧力の関係から推定）
- ③S/C 圧力の常用監視計器

(4) 緊急対策要員及び運転員の教育・訓練

緊急時対策要員（運転員含む）に対しては、重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため、役割に応じてアクシデントマネジメントの概要について教育するとともに、重大事故時の物理挙動やパラメータ挙動等の教育を実施している。また、運転員に対しては、中央制御室を模擬したシミュレータで操作において判断に用いる監視計器の故障等を模擬し、関連パラメータによる事象判断能力等の対応能力向上を図る訓練を実施している。

6. まとめ

本資料では、3月14日21時以降に2号機AM用S/C圧力計が異常な指示値（DS及び指示値低下）を示した要因を洗い出し、各要因の可能性を検討した。検討の結果から消去法的に考えると、AM用S/C圧力計の水没によって内部に海水が浸入し、端子部に電氣的異常が発生したことによる“電氣的要因”が、AM用S/C圧力計がDSや低い指示値を示した主要因であると考えられる。検討結果を表6.1に示す。

なお、“電氣的要因”に加えてその他の要因が複合的に起こった可能性について、DSについては“機械的要因”で検討した通り、DSから指示値が復旧したことと、3月15日に再度DSを示したタイミングが地震や爆発の発生時刻と一致しないことから、“機械的要因”が複合的に起こった可能性は低いと考えられる。また、指示値の低下については“測定原理に関する要因”で検討した通り、気泡の発生による凝縮槽配管内水の分断があった可能性は否定できないが、指示値の低下への寄与は小さいと考えられる。

表 6.1 検討結果の整理

要因の分類	検討結果	検討結果の詳細	
機械的要因	×	×	地震の衝撃による圧力計本体の損傷
		×	他号機の爆発の衝撃による圧力計本体の損傷
		×	津波の衝撃による圧力計本体の損傷
測定原理に関する要因	×	×	凝縮槽配管内水の蒸発による減少
		×	凝縮槽配管の破断による配管内水のリーク
		×	気泡による凝縮槽配管内水の分断
電氣的要因	○	×	バッテリーの枯渇・電源不足
		○	本体内部への海水浸入による電氣的異常（短絡、地絡、絶縁低下）

参考文献

- [1] 日本産業標準調査会 JISC0920 電気機械器具の外郭による保護等級（I Pコード）
- [2] “余震活動の領域内で発生したM6.5以上もしくは震度5弱以上を観測した地震”，気象庁HP
https://www.data.jma.go.jp/svd/eqev/data/2011_03_11_tohoku/aftershock.html
- [3] “震度データベース検索”，気象庁HP
<https://www.data.jma.go.jp/svd/eqdb/data/shindo/index.html>
- [4] “福島原子力事故調査報告書 別紙2”，東京電力株式会社，2012年6月24日
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_investigation/pdf/120620j0305.pdf
- [5] “建屋内の空間線量率について”，東京電力株式会社，2014年3月27日
<https://www.tepco.co.jp/decommission/data/surveymap/pdf/2017/sv-u2-20140327-j.pdf>

Mark-I 格納容器の炉心損傷割合の評価手法について

1. はじめに

2号機は、地震により直流電源を喪失したにもかかわらず RCIC の運転が継続したため、2011年3月14日の9時ごろまでは炉心を冷却できている状態にあった。そのため、同日朝に復旧された格納容器内の線量を測定する CAMS により、炉心損傷前と後の格納容器内の線量変化をとらえることができている。その測定値の事故進展とのかかわりについては、課題2号機-12として設定しており、(添付資料2-10)2号機の15日の CAMS 測定値の急上昇について、および、(添付資料2-11)2号機14,15日に測定された CAMS 測定値から推定する FP 移行挙動について、にて検討を実施してきた。

これらの検討結果、および、その他の2号機の事故進展に関する結果から、2号機の炉心損傷は1,3号機同様にほぼ100%炉心損傷に至っていたと推定されている。一方で、事故当時はこの CAMS の測定値を用いて、炉心損傷割合の評価もなされており、例えば、2011年4月27日に公表された2号機の炉心損傷割合の数値は35%となっており、事故進展から推定される炉心損傷の程度と、事故前に用意されていた CAMS 測定値から評価される炉心損傷割合(図1参照)が大きく異なっていたように見える。(同じ公表において、1号機は55%、3号機は30%と評価されている。)また、1~3号機における共通の傾向として、2号機の炉心損傷前の測定値を除くと、図2に示す通り D/W の CAMS の測定値と比較して、S/C の測定値がかなり小さい値になっていることが確認できる。

2011年の事故当時は、CAMS の線量測定はシビアアクシデントの操作手順を適用するための判断や、炉心損傷割合を評価するものであったため、シビアアクシデントの事故収束に向けての重要なパラメータとされていたことから、本資料では、上記のような実際の事故進展と CAMS の測定値が異なる傾向を示しているように見える要因について検討を行った。

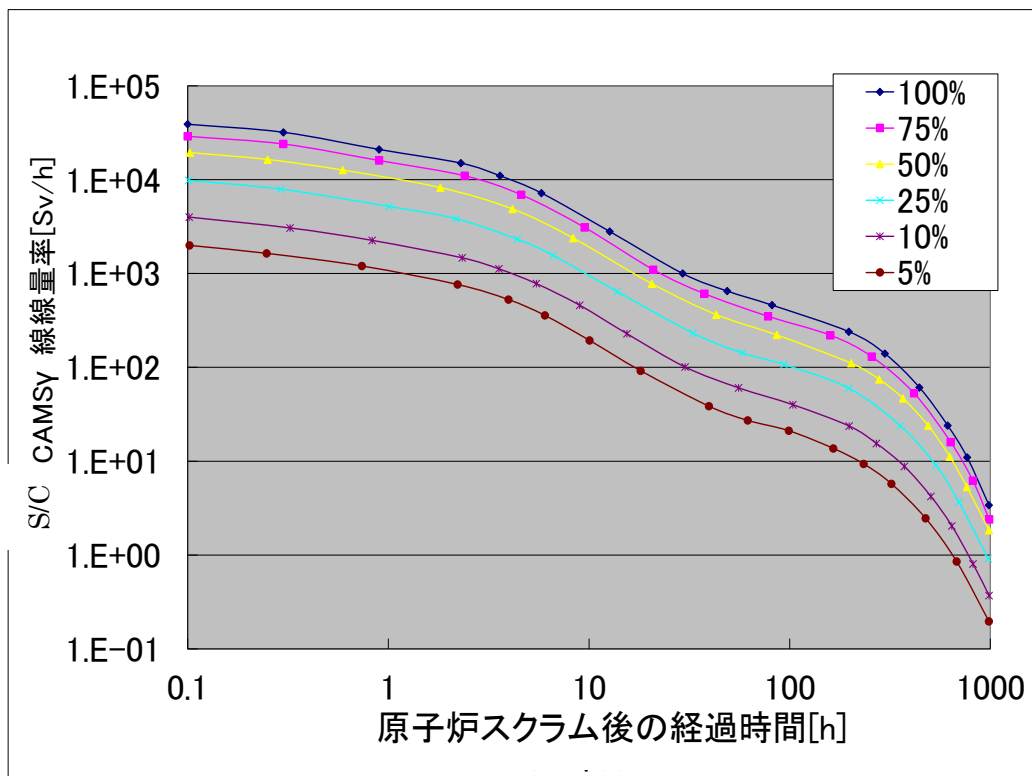
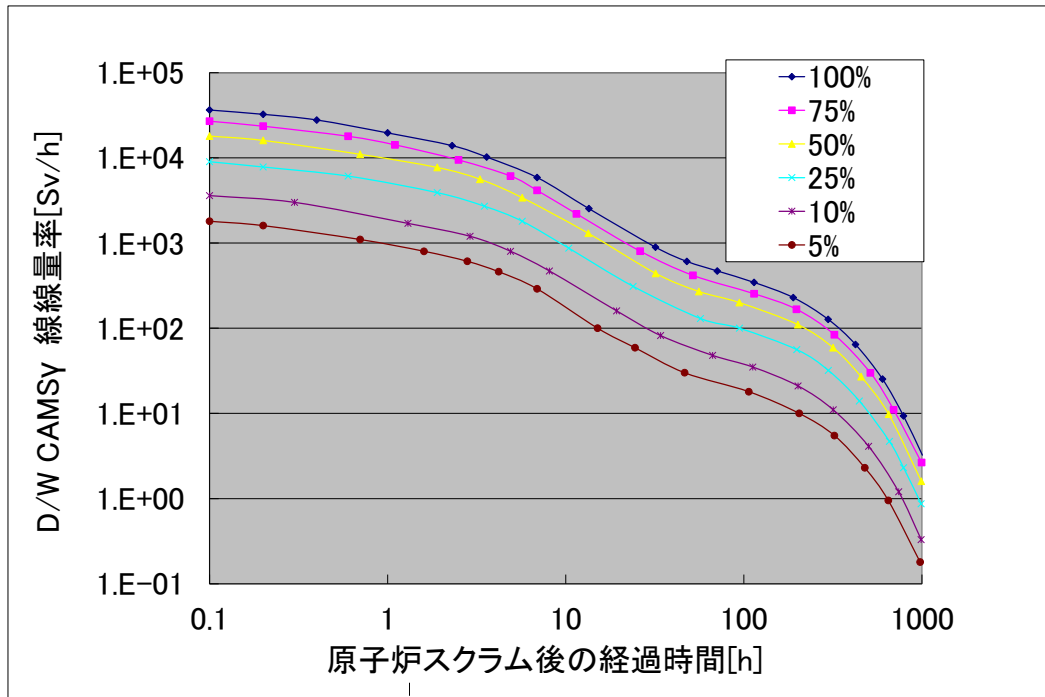


図1 2号機の炉心損傷割合のマップ (BWR4 共通)
 (上段) スクラム後の経過時間と D/W CAMS の測定値と炉心損傷割合の関係
 (下段) スクラム後の経過時間と S/C CAMS の測定値と炉心損傷割合の関係

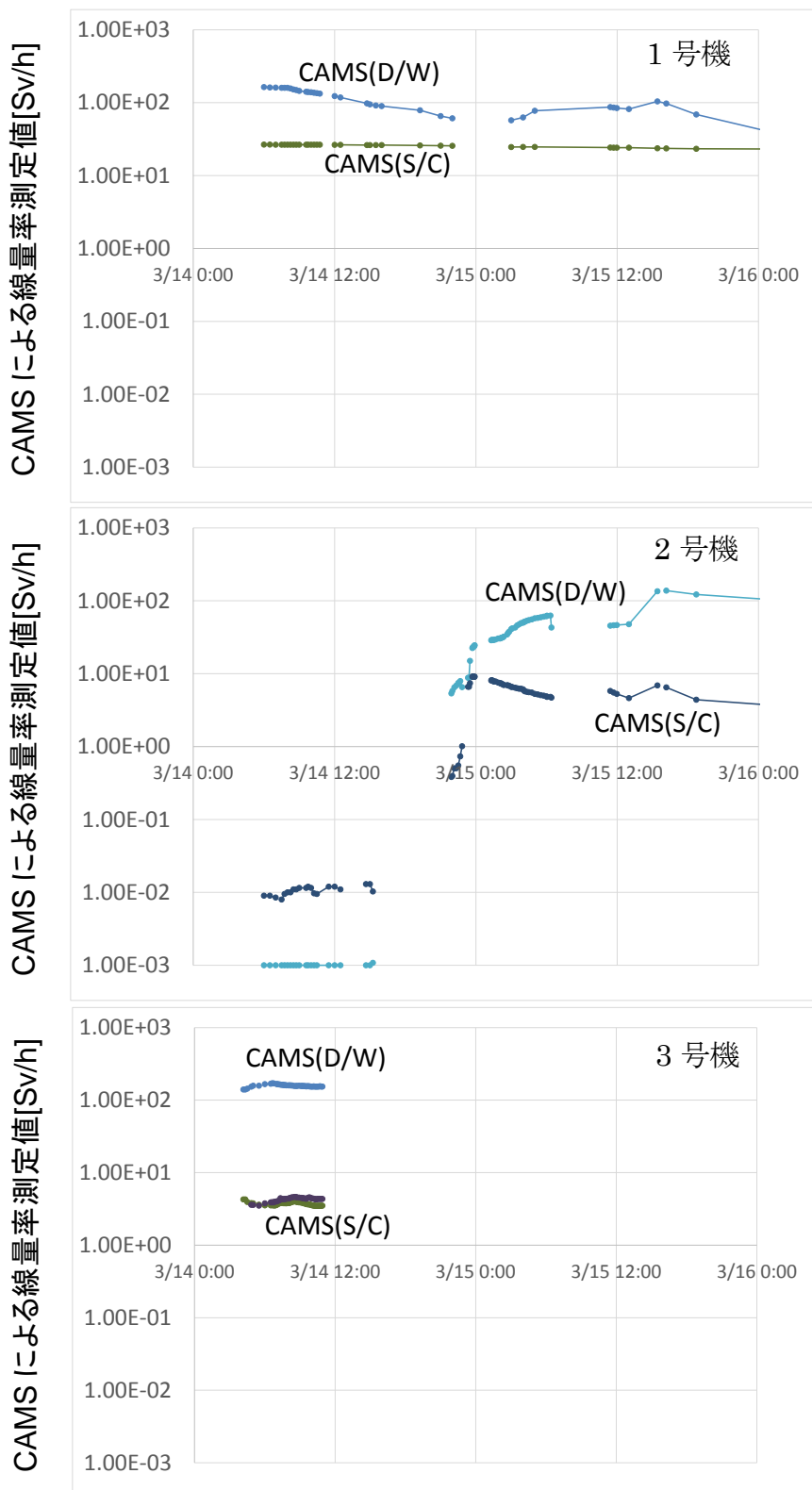


図2 1~3号機のCAMSによる線量測定値

2. CAMS による線量率測定値と炉心損傷割合の関係

図 1 に示す CAMS による線量率測定値と炉心損傷割合の関係は事故前に整備されたもので、燃料棒が破損し、その中に閉じ込められていた放射性物質が格納容器に移行すると事故進展を想定し、その際の格納容器内の線量率により、燃料棒から放出された放射性物質を推定するものであった。なお、燃料破損時に燃料棒から放出される放射性物質は、希ガス、ヨウ素、セシウム等が考えられるが、保守的に炉心損傷を判断するとの観点から、希ガスのみが放出されたと想定し、より低い線量率で炉心損傷を評価するものとされてきた。

また、放射性物質は時間とともに崩壊により減少していくため、同じ線量率でも、スクラム後からの時間が遅いほど、大きい炉心損傷割合とするように時間依存で CAMS による線量率測定値と炉心損傷割合の関係が決定されている。

線量率は周囲に存在する放射性物質からの放射線がある点に届く量として計算することができるが、この関係図の作成においては、D/W および S/C の自由空間体積に相当する体積を持つ半球を想定し、その球の中心部分に測定点を置いた場合の線量率を計算する形で求めている。これはいわゆる半球モデルというもので、線量率計算に古くから用いられている一般的なものである。

3. 事故時に測定された線量率と炉心損傷割合の評価値との関係

図 3 に、3 月 14 日から 3 月 16 日にかけて測定された 2 号機の D/W および S/C の CAMS の測定値を示す。前述したように、炉心損傷前の 3 月 14 日の 12 時ごろから 16 時ごろにかけての線量率測定値を除き、炉心損傷に至った後と考えられる 3 月 14 日夜からの測定値は、いずれも S/C の CAMS の線量率測定値の方が 1 桁程度低い値となっている。2 号機の事故進展の経緯からいうと、原子炉が破損していない状態で炉心損傷に至っているため、当初は燃料棒から放出された放射性物質は SRV を経由して S/C に放出され、その一部が D/W にも移行するというものである。その後は原子炉が破損することで原子炉から D/W へ放射性物質が直接放出されることで D/W にも多くの放射性物質が移行するため、事故進展の特徴からは、まず S/C の線量率が上昇し、途中で D/W の線量率が逆転するとの傾向となることが予想されるが、実測値においては、S/C の CAMS の線量率測定値は一貫して D/W よりも低くなっている。

図 4 に 2 号機における D/W および S/C の CAMS の線量率検出器の設置位置を示す。D/W の検出器は、ペネトレーション内に設置され、格納容器の内部ではないものの、すぐ近傍で線量率を測定するようになっている。一方で、S/C の検出器は、ドーナツ型の S/C に直接設置されるわけではなく、S/C が設置されているトラス室の壁に固定される形で設置されている。一方で、炉心損傷割合の評価に使用されている線量率の測定値は、図 5 の右側に示すように、線量率

検出器の真上に S/C の自由空間体積と同じ体積を持つ半球が存在し、その中に希ガスが充満している状態で、その線量率がいくつになるかという計算を実施したうえで設定されている。しかしながら、現実の条件では、放射性物質はドーナツ状の形状の S/C の上部の領域に希ガスが充満し、希ガスから発する放射線は、一部が D/W やその他の構造物によって遮蔽され、また、S/C そのものよりも少し離れた場所に設置されていることともあいまって、実際に測定される線量率は炉心損傷割合の評価に使用される図の線量率と比較して、小さいものとなった可能性が高い。

添付資料 2-11 において、CAMS により測定した線量率に対し、CAMS の設置位置等の幾何形状を考慮したモンテカルロ計算により S/C 内の放射性物質の分布を推定している。地震発生後から約 80 時間後に相当する、3 月 14 日 23 時 54 分の測定値 9.1Sv/h は

- ① 希ガスの FP はそのまま S/C の気相部に移行して線源となる
 - ② ヨウ素やセシウム等の揮発性 FP は大部分が水にトラップされ水中線源となる
 - ③ 気相に移行した揮発性 FP の一部は S/C 内側表面に付着して線源となる
- の 3 つの線源からの寄与を合計したものとなるが、この評価によれば、①の線源である希ガスによる寄与は多めに見積もっても、1.2Sv/h となるとの評価となっている。一方で、炉心損傷割合の評価においては、100%全放出を考慮すると、希ガス成分からの放射線のみで、81.8 時間後に 460Sv/h、197.4 時間後でも 240Sv/h 程度となっており、炉心損傷割合を評価するとの目的と比較すると、CAMS の線量率検出器の設置場所と評価方法が実際の状況と不整合であることから、大幅な過小評価になることがわかった。

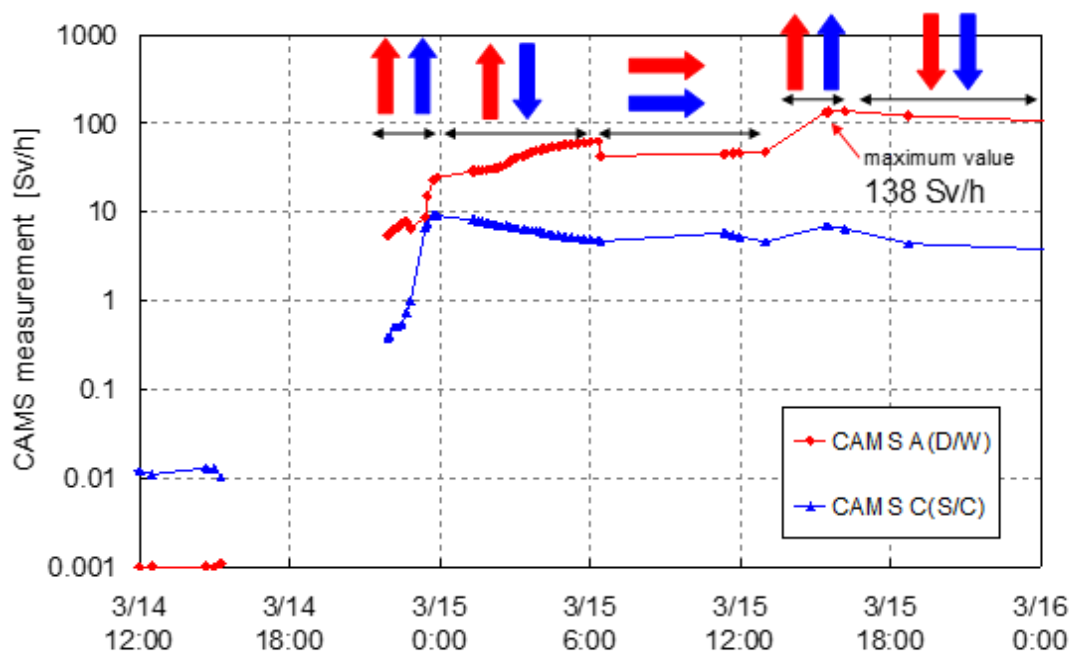


図3 D/W と S/C に設置された CAMS による線量測定値

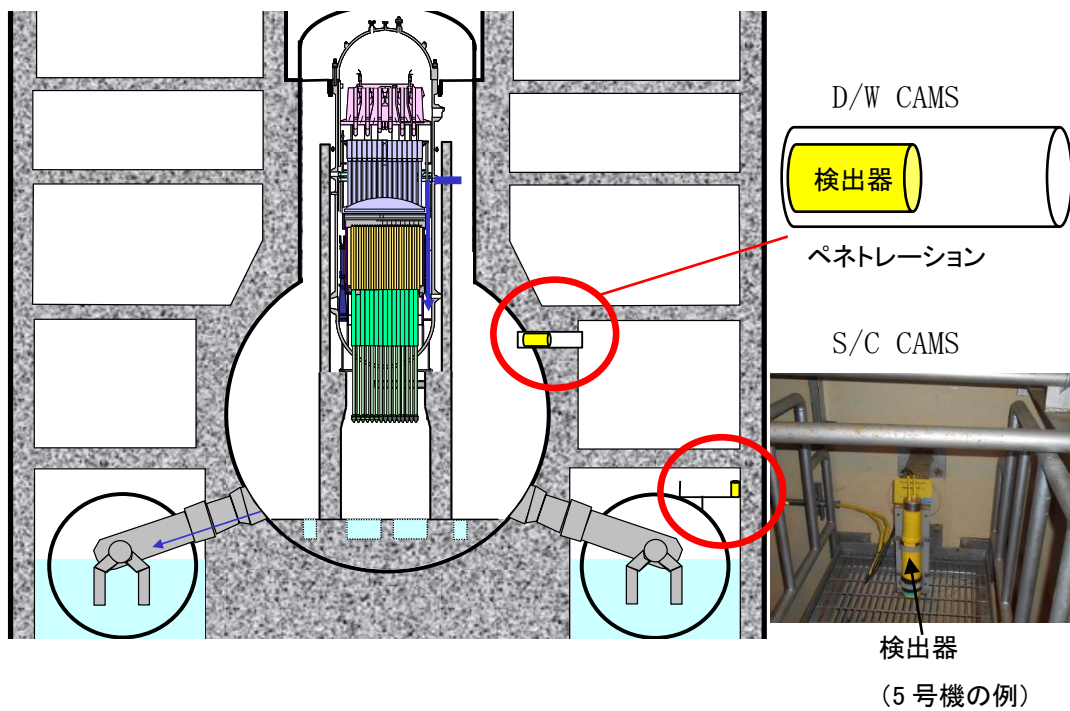


図4 D/W および S/C の CAMS の線量率検出器の設置状況

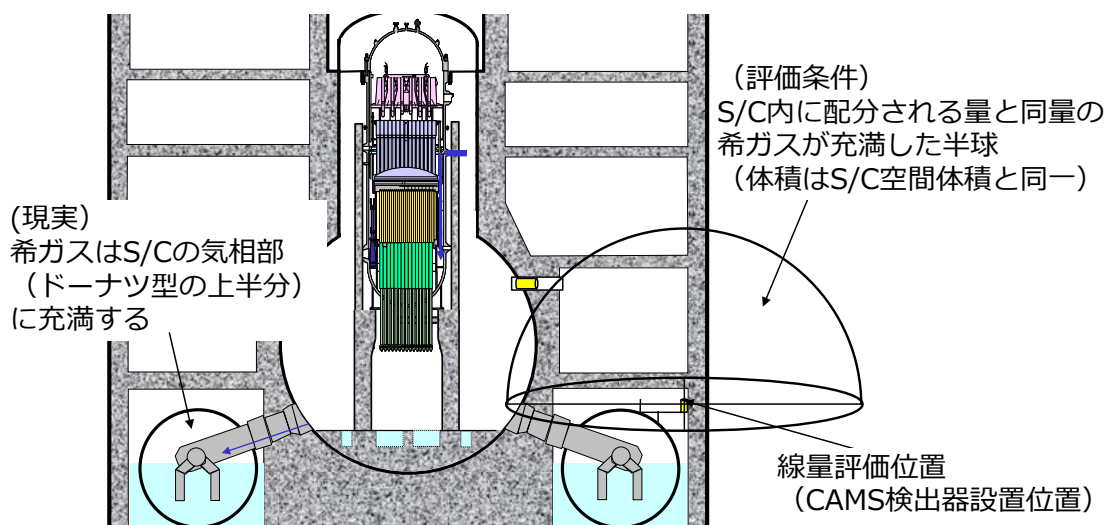


図5 CAMSの線量率測定の実際と評価の相違

4. まとめ

事故時に測定されたS/CのCAMSの線量率の測定値とそれを用いた炉心損傷割合の評価値の関係に不整合があることから、評価手法にさかのぼって検討を実施した。事故前に整備された炉心損傷割合の評価手法と実際に設置された線量率検出器の設置位置との比較から、2号機のようなMark-I格納容器を採用したプラントにおいては、炉心損傷割合を非保守側（損傷を割合を小さく）評価する可能性が高くなるとの傾向があることがわかった。

5. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係

本検討より、Mark-I格納容器について図1に示すCAMS線量率測定値と炉心損傷割合の関係（以下、評価マップという）からCAMS線量率を用いて炉心損傷割合を評価する場合、過小評価となる傾向があり、これはMark-I格納容器の幾何形状およびCAMS検出器の設置位置による影響を適切に反映していないことによるものであると推定した。このため、CAMS線量率から炉心の状況を推定する際には線源とCAMS検出器の間の遮へいや距離による減衰を適切に考慮する必要がある。

柏崎刈羽原子力発電所の運転操作手順では、炉心損傷の判定に評価マップを用いており、以下の理由から判断基準として妥当であると考えている。

- ・ 柏崎刈羽原子力発電所6号機及び7号機のCAMS検出器はD/W、S/Cいずれも格納容器の貫通部内に設置されている（図6参照）。
- ・ 炉心損傷の判定基準とする線量率は判断の遅れが無いよう保守的に低めの値を採用している。

- ・炉心損傷時には線量率が短時間に大きく上昇することから、炉心損傷判定曲線の不確かさによる炉心損傷の判定時間への影響は小さい。

なお、従来、炉心損傷割合は運転員が行う運転操作の判断に用いていない。また、事故時に運転員に対して技術的な支援を行う組織（技術支援組織）が参照するマニュアルでは、従来、評価マップを用いて炉心損傷割合を算出することを定めていたが、現在では当該運用は廃止している。

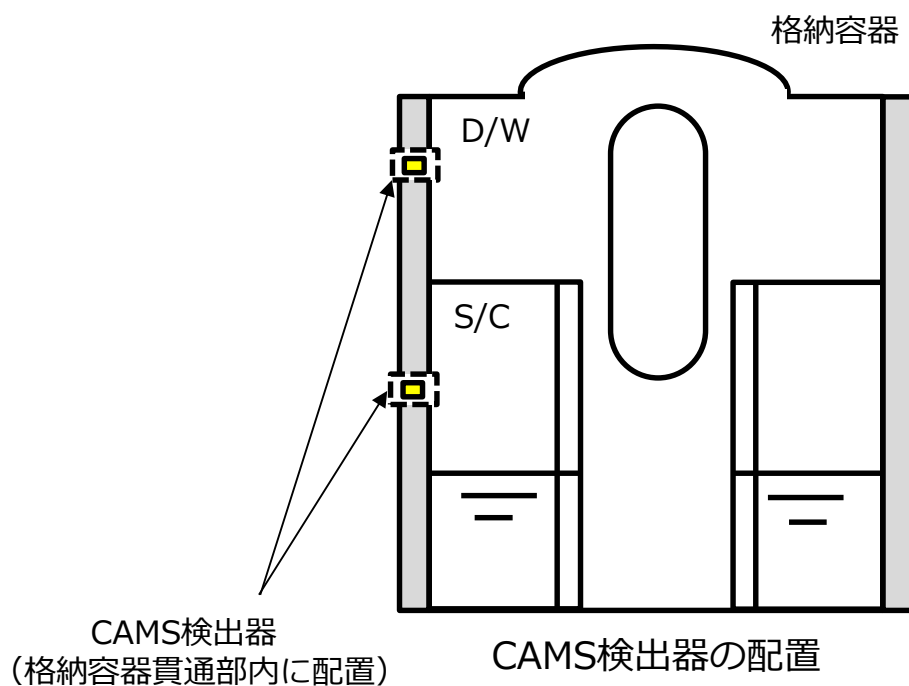


図 6 CAMS 検出器の配置

3号機の高圧注水系作動時における原子炉圧力について

(1) はじめに

3号機の高圧注水系（HPCI）の動作については、平成23年5月23日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」において、3号機の炉心の状態の評価の記載の一部に、“HPCI が動作している部分において圧力の低下傾向が見られている。例えば HPCI の蒸気配管を通じて格納容器外へ蒸気がリークすると仮定して解析を行うと、原子炉圧力及び格納容器圧力の挙動と概ね一致する解析結果となる”旨、計測された挙動に合う条件の一例を記載している。

その後、調査及び評価を進めている段階で、HPCI は流量調節をしながら連続運転を実施していたことが判明した。ミニマムフローラインを通じて、一定流量の HPCI 流量を維持するために復水貯蔵タンクを水源とする水が圧力抑制室（S/C）へ流れ込むとの仮定をおくことで、原子炉圧力、格納容器圧力の挙動を説明できる解析結果が得られたことから、平成23年7月28日に上述の内容を公表している。

平成23年12月22日公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」に記載の新たに得られた情報、「ミニマムフローラインは S/C の水位が上昇することを懸念して全閉操作していたこと」、「HPCI の流量調整は、原子炉への注水の一部をテストラインにまわすことで実施していたこと」「格納容器を冷却するためスプレイを実施していたこと」に基づき、HPCI の運転状況について整理し、平成23年12月22日に原子力安全・保安院に報告した（「福島第一原子力発電所の事故状況及び事故進展の状況調査結果について」）。

なお、7月28日時点での HPCI 運転状態の推定は実際の運転状態とは異なっていたものの、原子炉からは HPCI の蒸気配管を通じて蒸気の流出を継続させていたこと、S/C に外部から低温の水を持ち込むことで格納容器圧力の上昇が抑制されたこと、という大きな特徴についての変更はなく、結果として、12月22日の解析結果および今回の解析結果は7月28日時点の解析結果と同等の傾向を示すものとなった。また、HPCI の作動期間において原子炉水位は維持されていることから、3号機の炉心の状態の解析結果には特段の影響はない。

(2) 現場の状況及び操作について

○現場の状況について

- ・ HPCI の蒸気配管を通じて格納容器外へ大量に蒸気がリークしていた場合は、HPCI 室含め原子炉建屋内は高温又は高い蒸気雰囲気となり建屋に人が

立ち入ることは不可能であると考えられるが、3月13日にHPCIが停止した後、原子炉隔離時冷却系（RCIC）の再起動を試みるためHPCI室を経由してRCIC室に入った運転員がいた。

○HPCIの操作について

- ・HPCIが起動した後、原子炉水位低、原子炉水位高によるHPCIの起動と停止の繰り返しを回避するため、原子炉水位を確認しながらHPCIの流量調整を実施していた※。この流量調整はテストラインを活かし実施していた。なお、ミニマムフローラインはS/Cの水位が上昇することを懸念して全閉操作していた（図1）。
- ・また、この時HPCIは復水貯蔵タンクを水源として原子炉への注水を行っていた。

○格納容器スプレイについて

- ・格納容器の圧力／温度を低下させるため、表1の時系列で格納容器スプレイを実施していた（図2）。

表1 3号機 格納容器スプレイに関する時系列

日付	時刻	事象
3/12	12:06	DDFPによるS/Cスプレイ開始
3/13	3:05	DDFPによるS/Cスプレイ停止
	5:08	DDFPによるS/Cスプレイ開始
	7:39	DDFPによるD/Wスプレイ開始
	7:43	DDFPによるS/Cスプレイ停止
	8:40～9:10	DDFPによるD/Wスプレイ停止

※：操作手順において、原子炉水位低（L-2）／原子炉水位高（L-8）による起動、停止の繰り返しによってHPCIの運転継続を損なわせてはならない旨が定められている。

(3) 設備の設計という観点でのHPCI配管破断の可能性について

平成23年5月の解析においては、計測された原子炉圧力及び格納容器圧力の挙動に合う条件の一例として、HPCIの蒸気配管を通じて格納容器外へ蒸気がリークするとした場合について記載しているが、7月28日に公表したとおり、設備の設計という観点でHPCI配管が破断し大量の蒸気が漏えいしていたということは考えられない。

- ・HPCI動作期間においては原子炉水位が維持されていたことから、原子炉が

ら発生する蒸気は HPCI に供給され、原子炉への注水が行われていた。

- ・仮に HPCI の蒸気配管が破断し、格納容器外に蒸気が流出した場合、HPCI 蒸気管破断（蒸気流量大）により隔離信号が発せられること、また、HPCI 蒸気配管周りには、HPCI タービン／ポンプ室、蒸気供給ラインペネ室等に温度検出器が設置されており、雰囲気温度高により隔離信号が発せられることから、HPCI は動作しない、もしくは停止すると考えられ、原子炉水位が維持できていたことと整合しない。

(4) 原子炉圧力低下等のプラント挙動の要因について

HPCI の流量を調整し、表 1 の操作を考慮した MAAP 解析の結果（原子炉水位変化、原子炉圧力変化）を図 3、図 4 に示す。なお、RCIC、HPCI は実測の水位を模擬するよう注水量を変化させた解析を行った。

- ・通常は HPCI による注水が開始すると、原子炉圧力は HPCI の注入に伴い減少するが、HPCI の注入に使用された蒸気は S/C で凝縮されるため S/C の水温は上昇し、格納容器圧力は上昇することとなる。
- ・実測の原子炉圧力挙動は、HPCI の継続的な運転により原子炉圧力は低下するものの、原子炉水位高（L-8）による HPCI の不必要な停止を避けるため HPCI 注水量を調整し、その際にテストラインを使用していた。また、格納容器の圧力および温度については、スプレイを実施することで上昇が抑制されていたものと考えられる。
- ・解析において、HPCI の起動直後は注水量を多くし、水位が上昇した後は低下させるとの流量調整を実施すると、注水量低下直後は HPCI タービン流量の低下、蒸気発生量の増加により、一時的に圧力低下速度が緩やかとなる。

(5) まとめ

平成 23 年 7 月 28 日、12 月 22 日に公表した内容と同じく、HPCI 停止後に HPCI 室に人が立ち入っていることや設備の設計の観点から、原子炉圧力の低下は HPCI の配管が破断したことによるものではなく、HPCI の継続的な運転によるものと考えられる。

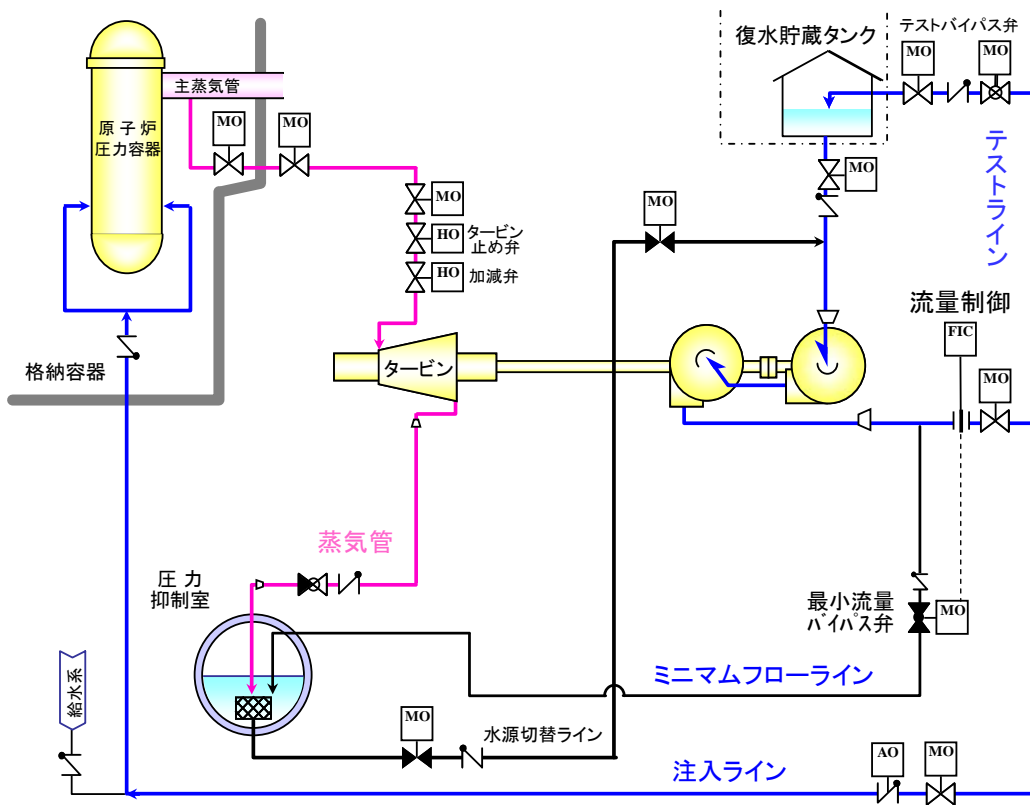


図1 HPCI 系統概略図

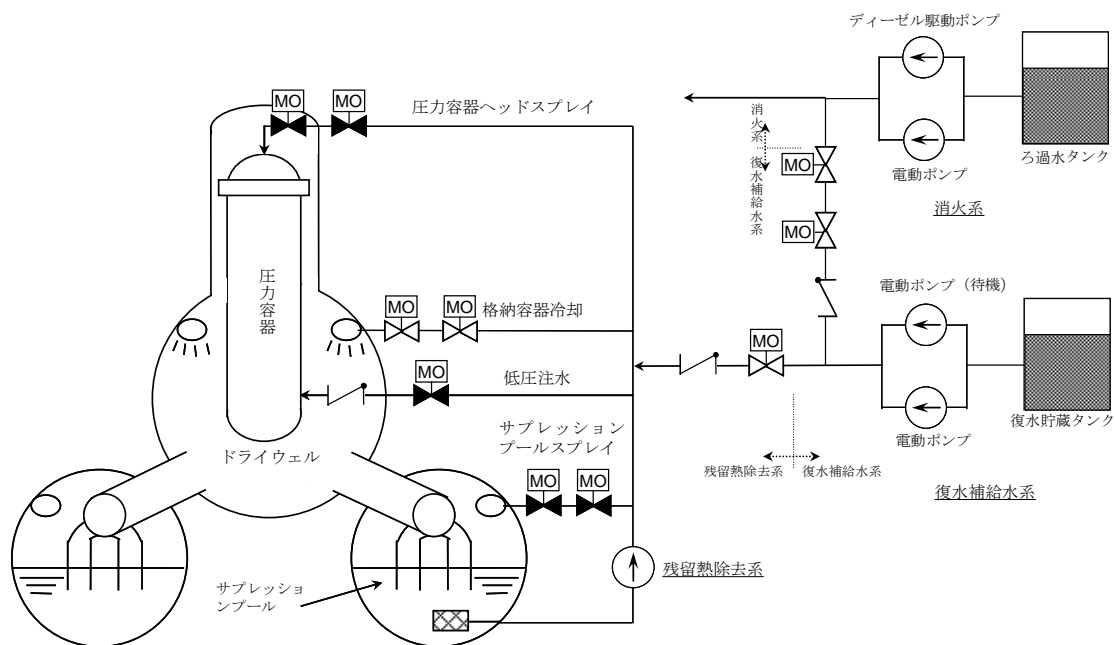


図2 3号機 代替格納容器スプレイ系統概略図

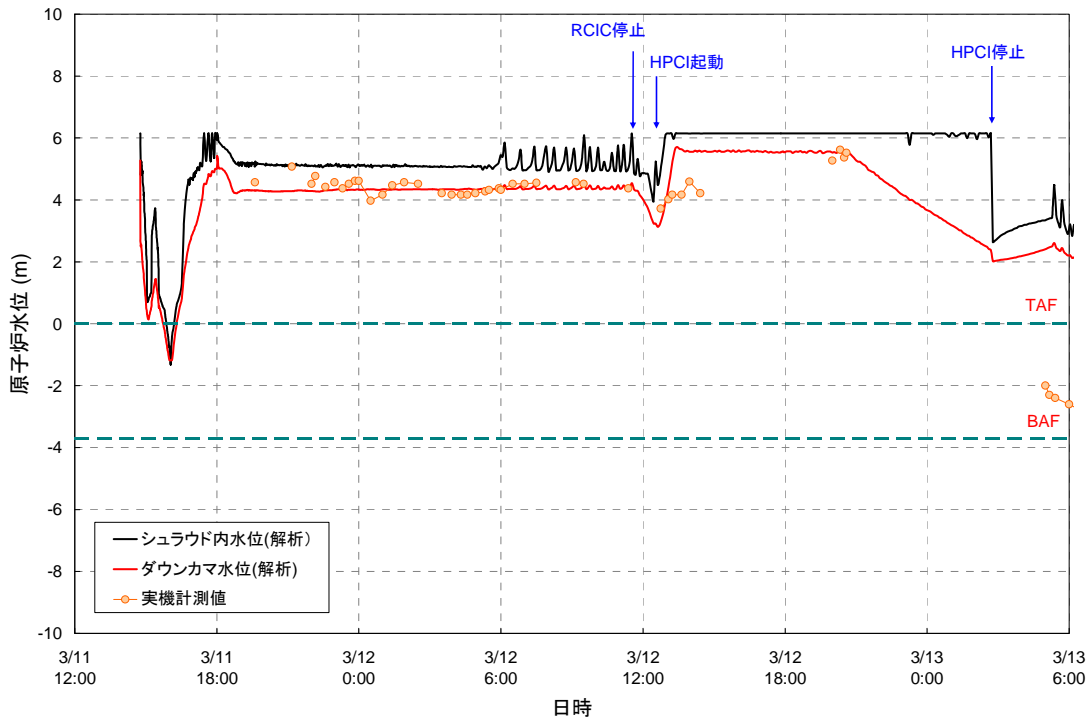


図3 3号機 原子炉水位変化 (今回解析結果)

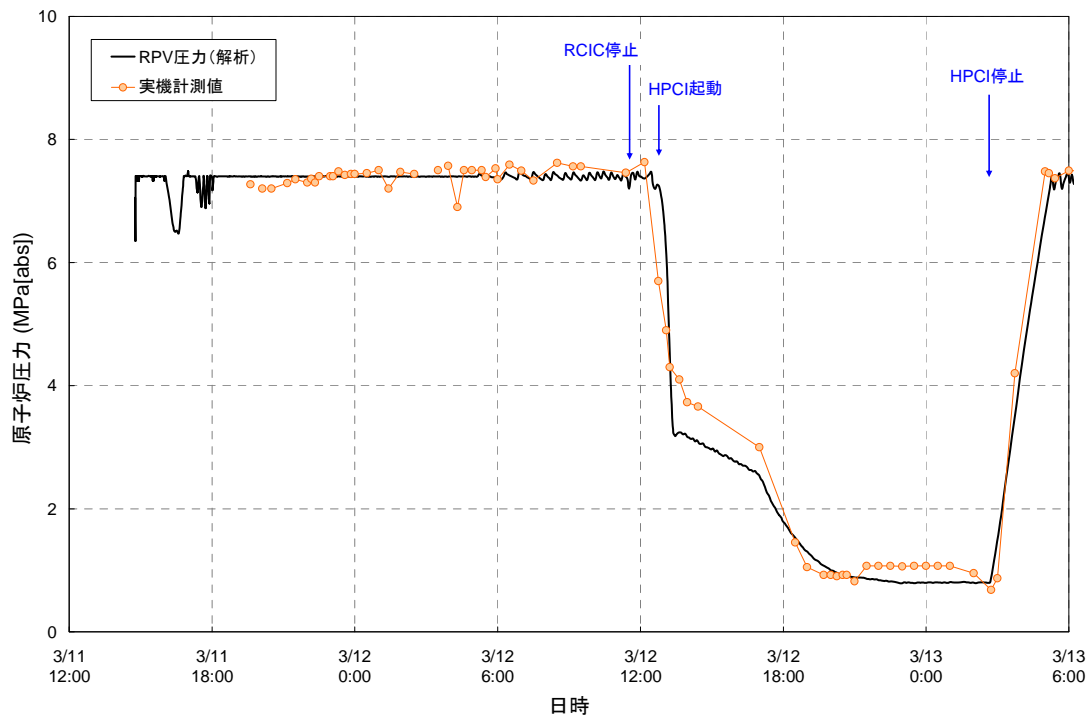


図4 3号機 原子炉圧力変化 (今回解析結果)

3号機 MAAP 解析における注水量の設定について

＜最新の MAAP 解析（添付資料 3）における注水量の設定について＞

解析における原子炉隔離時冷却系 (RCIC)、高圧注水系 (HPCI) の注水量は、測定された原子炉水位をある程度模擬するよう設定した。また、平成 23 年 3 月 13 日 2:42 に HPCI を手動停止する以前に、駆動力不足により十分な原子炉注水が出来ていなかった可能性（添付資料 3-3 参照）を考慮し、HPCI 注水量を設定した。すなわち、原子炉圧力測定値が HPCI の設計範囲である 1MPa[gage] を下回り、約 0.8MPa[gage] まで低下した 3 月 12 日 20 時以降、ほとんど原子炉に注水されていないと仮定した（図 1）。これは、実際の HPCI の運転状況としては、復水貯蔵タンク (CST) を水源として、原子炉注水ライン及びテストラインの両ラインを通水するように、制御盤にて弁操作しライン構成を実施していたことから、HPCI タービンへ蒸気は供給されポンプは回り続けているものの、吐出流量のほぼ全量がテストラインから CST に戻っていることを想定した仮定である。

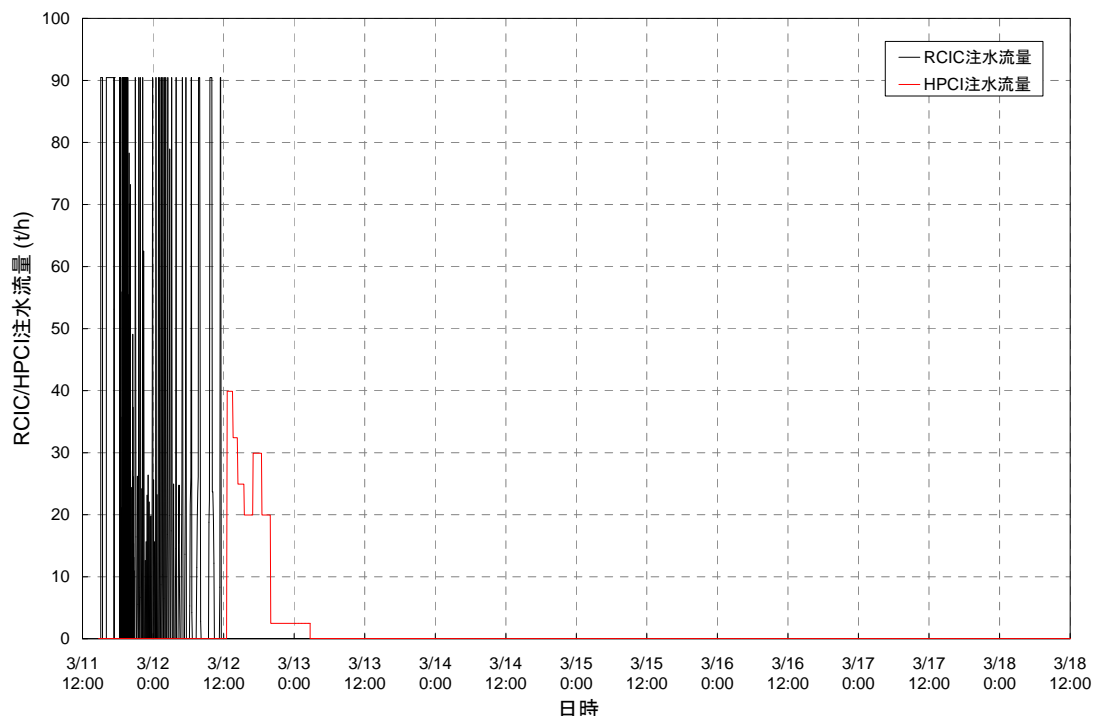


図 1 RCIC と HPCI の注水流量

解析における消防車による原子炉への注水量の入力値については、添付資料 1-4 でまとめた操作実績をもとに、平均の注水流量（消防車の平均吐出流量相当）を超えないように、また、測定された格納容器圧力がある程度模擬するように設定した。ディーゼル駆動消火ポンプによる格納容器スプレイ流量は、S/C 水位測定値を模擬するように設定した（図 2）。

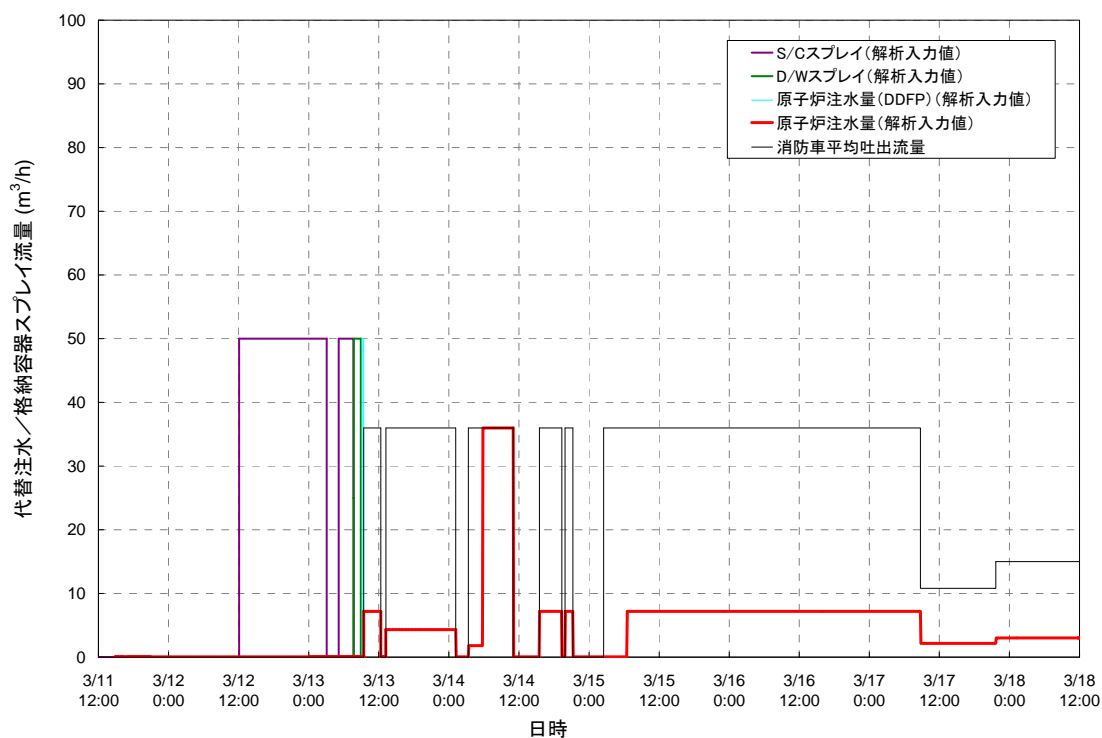


図 2 消防車の注水実績と解析における原子炉への注水量／格納容器スプレイ流量

<2012年3月公表のMAAP解析（別冊1）における注水量の設定について>

解析における原子炉隔離時冷却系（RCIC）、高圧注水系（HPCI）の注水量は、測定された原子炉水位をある程度模擬するよう設定した（図3）。

解析における消防車による原子炉への注水量の入力値については、これまでに公表した操作実績をもとに、平均の注水流量を超えないように設定するとともに、格納容器スプレイ流量を図4に示すとおり設定した。

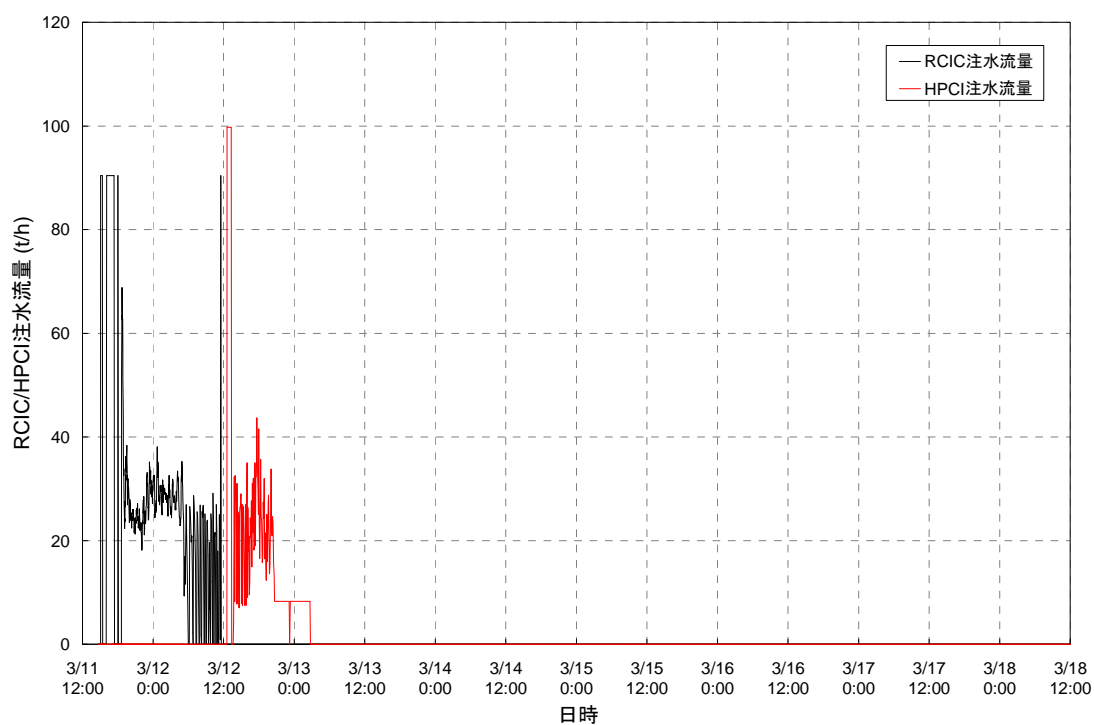


図3 RCIC と HPCI の注水流量

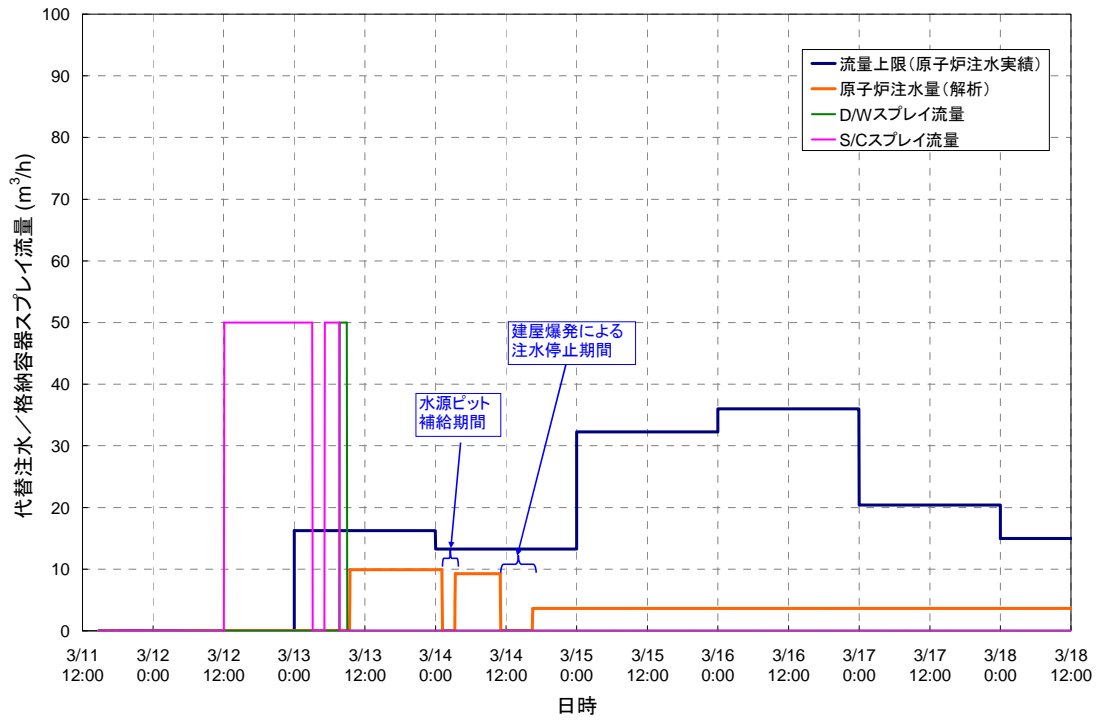


図 4 消防車の注水実績と解析における原子炉への注水量/格納容器スプレイ流量

3号機 13日9時頃に発生した原子炉圧力の低下挙動について

1. 現象の概要と検討課題

福島第一原子力発電所3号機では、2011年3月13日2時42分に高圧注水系（HPCI）を手動停止して以降、原子炉圧力が上昇に転じ、5時間ほど約7MPaをキープしていたが、13日9時頃、急速に低下し1MPaを下回った。この原子炉圧力の低下挙動は、運転員による計測データ（図1）、チャートの記録（図2）と2つの観測記録から確認できる。計測データは離散的な圧力変化しか捉えられていないが、チャートでは正確な数値はわからないものの連続的な変化が捉えられており、そこから減圧の速度を評価すると、2～3分程度の間、7MPa程度の圧力から1MPa程度の圧力まで急激に減圧していることが判明した。本資料では、この原子炉圧力低下挙動の要因について言及し、今後必要な対策を検討する。

なお、2012年7月に公表された政府事故調査報告書において、この圧力挙動は、圧力容器又はその周辺部（主蒸気逃がし安全弁（SRV）のフランジガスケット部等）から格納容器（D/W）への気相漏えいによる可能性があると言及している（資料編 P.158～）。

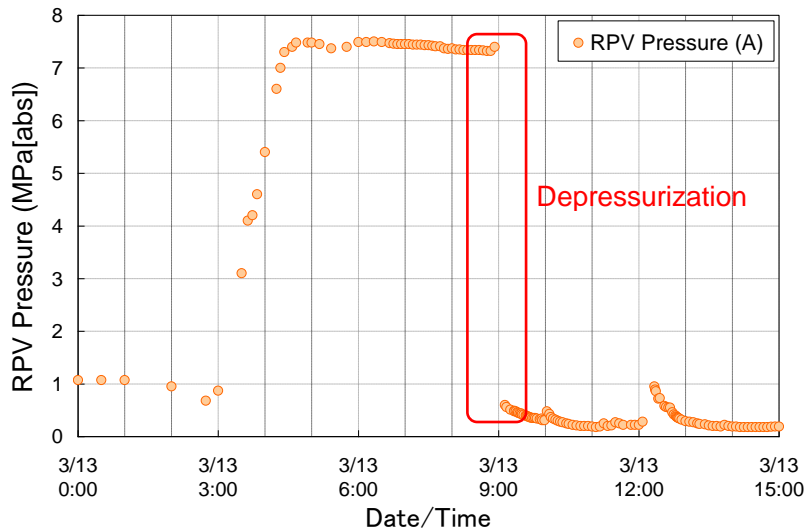


図1 運転員による計測データ

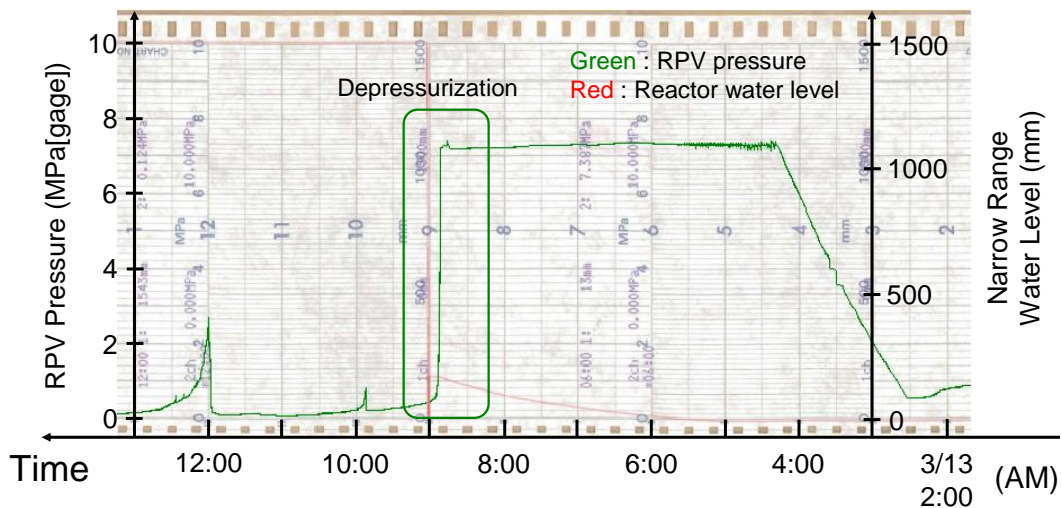


図2 チャートの記録

2. 事象発生時における中央制御室内の状況

事象発生時における中央制御室内の状況を以下に記載する。

- 13日9時8分頃、中央制御室では復旧班2名が12Vバッテリーを10個直列に接続する作業を開始していたところ、運転員が原子炉圧力の低下を確認した。この時、バッテリーをSRV制御盤に接続する作業は終了していない。
- SRV制御盤の状態表示灯は、SRV(A)が開(作動)を表す赤ランプがチカチカと点滅を繰り返し、閉を表す緑ランプと両方が点灯した状態となった。
- 直後、SRV(G)も同様に赤と緑のランプが両方点灯し、(A)(G)二つのSRVが中間開の状態となった。



SRV 制御盤

3. 原子炉圧力低下挙動の要因について

3.1. MAAPコードによる解析結果

当社は2012年3月にMAAPコードを用いた炉心・格納容器の状態の推定について公表している。この解析では、当時の最新時系列を基に13日9時8分にSRV1弁を開けたものとして解析を実施した。解析結果を図3-1に示す。

公表当時は、図3-1において赤枠で囲った2つの測定値を結んだ線と、解析結果の減圧速度がほぼ同じであるという判断を下した。ただし、2MPaを下回った辺りから解析の圧力低下挙動は赤枠で囲った2つの測定値を結んだ線よりも緩やかになっている。また、そもそも赤枠で囲った2つの測定点を結んだ線は実際の圧力低下速度を表しているわけではなく、この2つの測定点の間に圧力低下が起こったということを示しているに過ぎず、チャートの情報からは実際の圧力低下挙動はこれよりも速いことがわかっている。

そこで、2012年3月に公表したMAAP解析の条件において、9時8分にSRVを開けた数を2, 4, 6, 8弁とした感度解析の結果と、チャートに記録された圧力低下挙動とを比較した。結果を図3-2に示す。SRVが4弁開より少ないケースではチャートの示す圧力の低下速度を再現しきれていないが、6弁、8弁開のケースではチャートで記録された原子炉圧力の低下速度とおおよそ一致する結果が得られた。SRV6弁、8弁程度の開口部面積があれば減圧挙動を再現可能であり、SRVの弁数以外の要因が解析に影響を与えることがないか確認が必要であるものの、当該の減圧挙動を再現できる見込みが得られた。

感度解析の結果から、以下の2つの可能性が考えられる。

- ▶ 減圧はSRV開によるものではなく、SRV6弁以上の開口部断面積に相当する大きな漏えい孔から原子炉圧力容器から格納容器へ漏えいが生じたことによる可能性。(政府事故調の主張と同様)
 - ▶ SRVが1弁ではなく、6弁以上が同時に開となった可能性。
- 次の項目3.2, 3.3において、この2つの可能性について検討する。

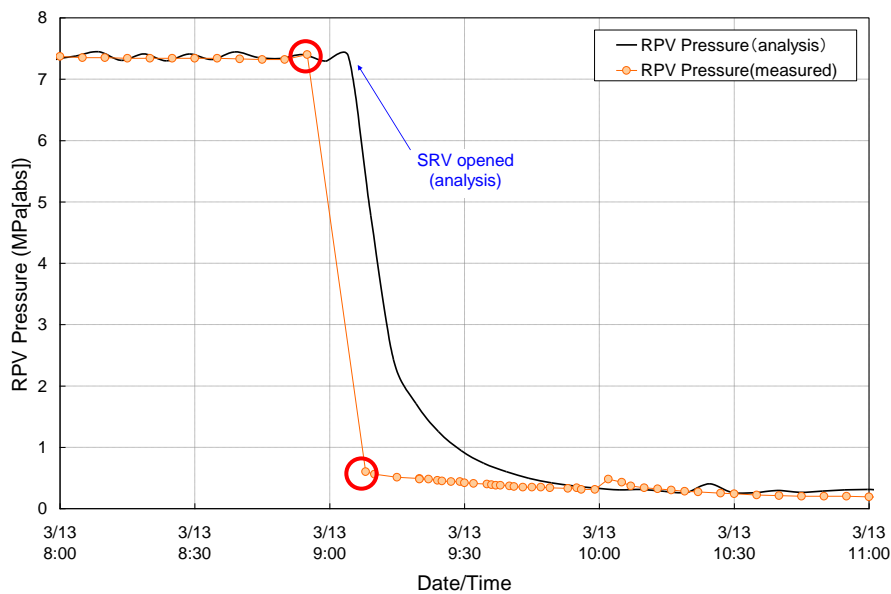


図 3-1 MAAP 解析結果 (2012 年 3 月公表)

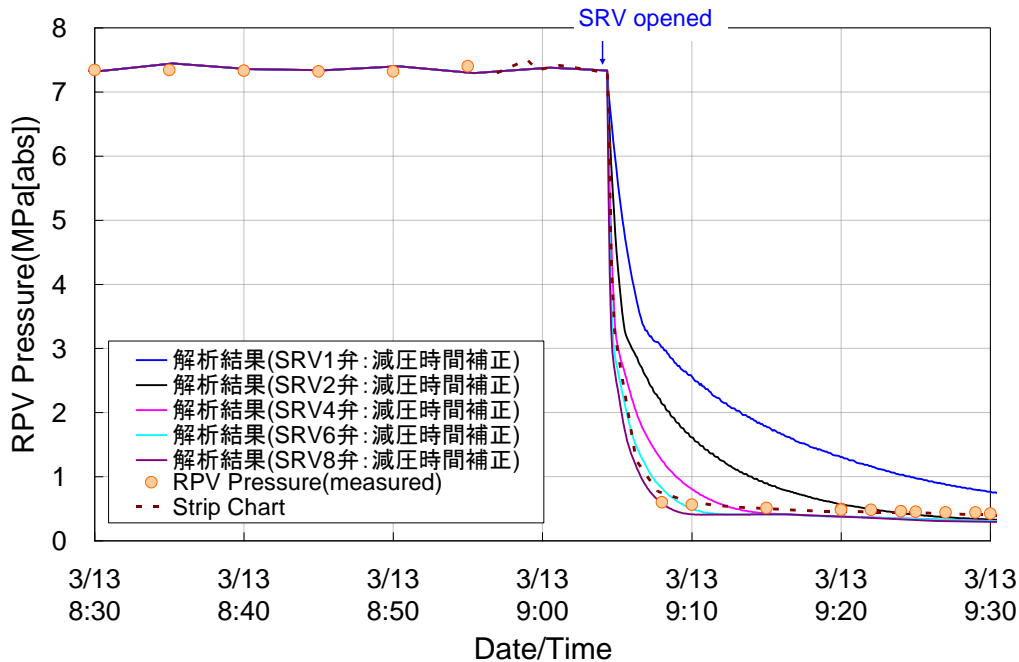


図 3-2 SRV 開数による感度解析

3.2. 原子炉压力容器から格納容器への漏えいの可能性

当社が 2012 年 3 月に公表した MAAP コードを用いた炉心・格納容器の状態の推定において、1 号機では中性子源モニタ (SRM) /中間領域モニタ (IRM) や移動式炉内計装系 (TIP) といった炉内核計装配管のドライチューブから気相漏えいが生じたと仮定している。さらに SRV のフランジガスケット部から気相漏えいが生じたと仮定している。

3 号機についても同様の気相漏えいは最終的に生じていたと考えられる。ただし、仮に 13 日 9 時頃の減圧が原子炉压力容器から格納容器 (D/W) への漏えいであったとすると、図 4 に示すチャートに記録されている 13 日 10 時頃に約 1MPa、13 日 12 時頃に約 3MPa へと圧力上昇していることの説明が困難である。確かに、大きな漏えい孔がある状態でも、大きな溶融デブリのリロケーションや水素発生に伴い、瞬時の圧力上昇が生じる可能性はある。ただし、特に 12 時の減圧挙動に着目すると、9 時の段階で SRV 複数個開 (4 弁程度以上) に相当する大きな漏えい孔が生じていたとすると、さらに SRV を開いた程度で、原子炉圧力が減少に転ずるとは考えがたい。また、大きな漏えい孔が原子炉底部に有るとすると、水は原子炉压力容器に留まらずに格納容器へ落下するため、大きな漏えい孔があつて、かつ、大量の蒸気発生が起こる場合には、漏えい孔は原子炉压力容器の上部もしくは主蒸気配管等の配管に存在することになるが、溶融燃料により漏えい孔ができるというシナリオには反する。そのため、このときの原子炉圧力上昇は、図 5 に示すような、溶融燃料の落下による蒸気発生であるとする、原子炉压力容器底部は健全で、ある程度の水が溜まっている状態であった可能性が高い。従って、

当該の減圧挙動が原子炉圧力容器から格納容器（D/W）への気相漏えいによる可能性は低いと考えられる。なお、9時と12時に原子炉圧力の上昇の前にSRVが閉まったとの記録があるが、これは原子炉圧力の挙動を見て解釈された可能性が高いため、このときのSRVの開閉状態は必ずしも明確ではない。

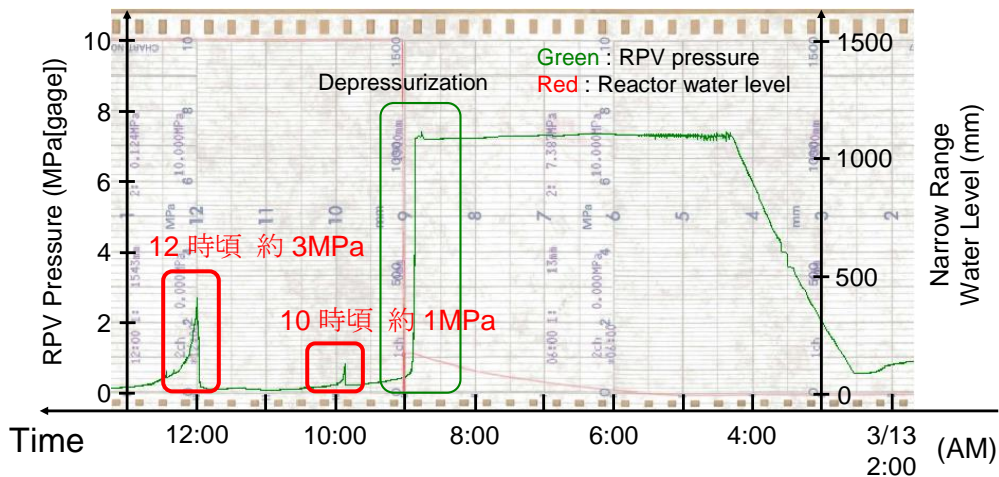


図4 減圧後の原子炉圧力上昇

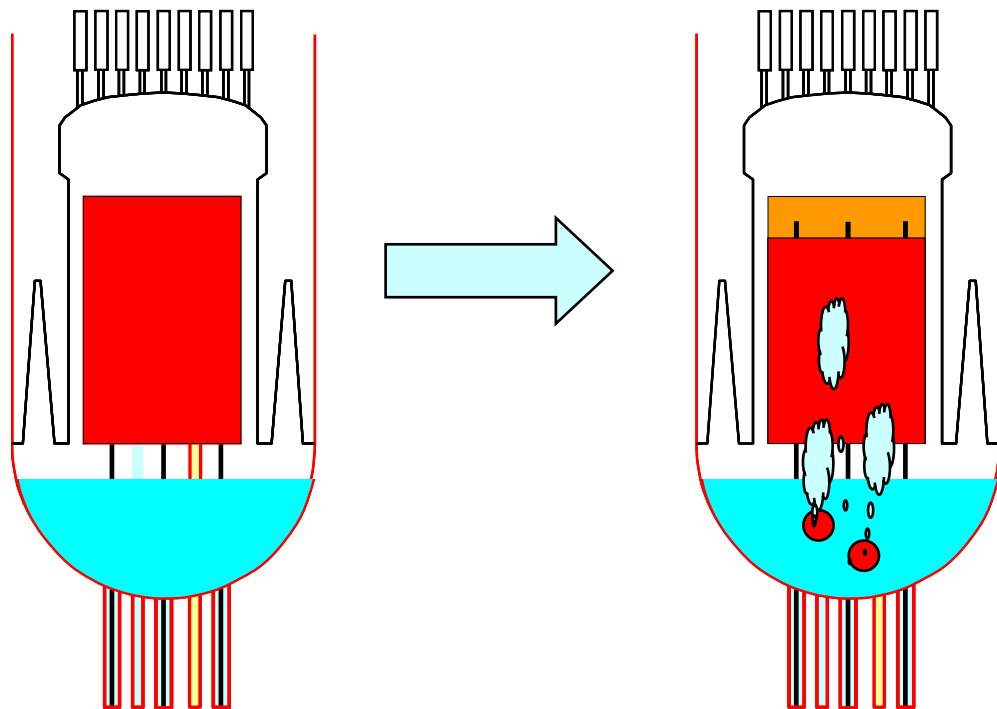


図5 注水後の蒸気発生と圧力上昇（溶融燃料落下ケース）

3.3. 原子炉減圧のシナリオについて

項目 3.2 で述べたように原子炉圧力容器から格納容器への漏えいにより減圧した可能性は低く、中央制御室において一部のSRVが開表示をしていることから、13日9時頃の減圧はSRV開によるものである可能性がある。

SRVのうち、開動作したものの個数については、図3-2において、9時10分～9時20分頃になると、減圧沸騰の寄与が小さくなる事で原子炉圧力容器からの蒸気発生量が減少しているにもかかわらず、図3-2におけるその時間帯の2弁、4弁開時の原子炉圧力低下速度は、なおチャートに記録された減圧速度よりも遅い。これは、少ない弁数では蒸気を逃がしきることができないことの現われであり、つまり、SRVが開いた数は1弁ではなく6弁以上程度の複数の弁が開いたものと考えられる。複数のSRVが同時に開くような事象としては、SRVの自動減圧系(ADS)機能が作動(6弁開)したこと、アクシデントマネジメント(AM)策のインターロックにより逃がし弁が作動(2弁開)したことが考えられる。そこで4章では、SRVのインターロックによる動作の可能性について究明する。

4. SRVのADS機能が作動した可能性について

4.1. SRVの作動ロジックについて

SRVは(A)～(H)の8つある。各々のSRVの設定圧を表1に示す。また、図6にSRV作動のロジック図を示す。

このうち、一番下に記載した逃がし弁動作については、チャートの記録を確認すると一番低い作動設定圧7.44MPa[gage]に到達していないこと、項目3での検討から減圧時にはSRVが複数作動した可能性が高いこと、逃がし弁機能であれば吹き止まり圧で弁が閉鎖し、炉圧が高い状態が維持されるので、その可能性は低いと考えられる。

また、AM策のインターロックによる(A)(E)の逃がし弁動作については、項目2で記載したように中央制御室のSRV制御盤にて開表示を示したSRVが(A)(G)であること、解析で得られた減圧挙動をみると2弁開では減圧速度が遅く、減圧速度を再現するためにはより多くのSRVが同時に開く必要性が高いことから、可能性としては低いと考えられる。

そこで、ADS機能が作動した可能性について検討を進める。ADS機能を有しているのは(A)(B)(C)(E)(G)(H)の6つである。

表1 SRVの逃がし弁機能と安全弁機能の作動圧 単位：MPa[gage]

	A	B	C	D	E	F	G	H
逃がし弁機能	7.51	7.58	7.44	7.58	7.51	7.58	7.51	7.58
安全弁機能	7.71	7.78	7.64	7.71	7.64	7.78	7.71	7.78
ADS機能の有無	有	有	有	—	有	—	有	有

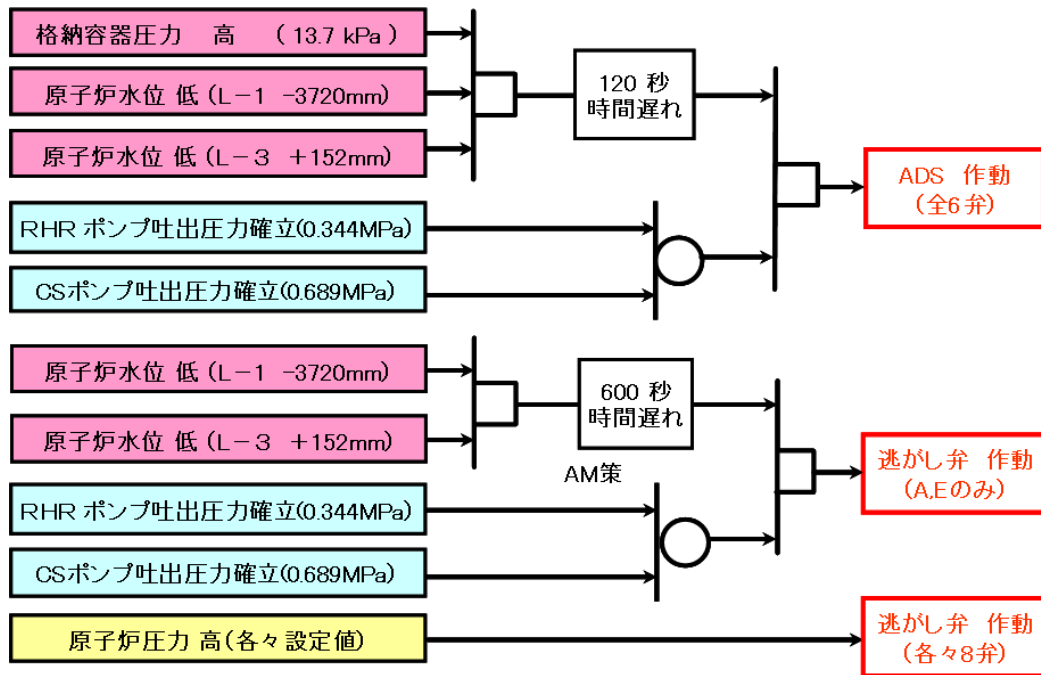


図 6 SRV の作動ロジック

4.2. SRV の ADS 機能が作動した可能性について

図 6 の上部に示した ADS の作動条件について、一つ一つ成立性を検証する。

まず、格納容器圧力について、図 7 に示したように、減圧前の 13 日 8 時 55 分の段階で 13.7kPa[gage]を十分に超える圧力が計測されており、この条件については達成されたものと考えられる。

次に原子炉水位について、作動に必要なインターロックは 2 つあり、広帯域水位計にて原子炉水位低 (L-1 -3720mm = 有効燃料頂部 (TAF) +450mm) と、狭帯域水位計にて原子炉水位低 (L-3 +152mm = TAF+4322mm) を達成することである。後者については、例えば HPCI 作動中の 12 日 15 時 30 分に TAF+4170mm を計測するなど達成されている。前者については、図 8 に示したように記録された水位の中では達成したか確認できない。しかし、運転員引継日誌に記載のあるように 13 日 3 時 51 分に TAF+570mm を記録するなど、ADS の作動条件と比較して非常に近い値を計測しており、また、実際には原子炉水位は TAF 以下にまで達していた可能性が高いことから、この条件も達成した可能性が高い。

なお、13 日 3 時 51 分から 8 時 55 分まで計測されている広帯域水位計の指示値は、この期間注水が無いにも関わらず、漸次上昇している。従って、この頃には格納容器内の温度が上昇する、もしくは、広帯域水位計の基準配管内の水が蒸発するなど、水位を正しく示さなくなっていたものと考えられる。

最後に低圧注水系の吐出圧力について、運転員は残留熱除去系 (RHR)、炉心スプレイ系 (CS) とともに作動させていない。しかし、図 7 に示したように、8 時 55

分の段階で計測された圧力抑制室 (S/C) 圧力 0.354MPa[gage]は RHR の吐出圧力条件 0.344MPa[gage]と非常に近い値である。

RHR の系統構成を確認すると図 9 のようになっており、RHR の吐出圧力計は水源である S/C と配管でつながっており、さらに途中の弁は開運用である。従って、図 9 中に矢印で示したように、S/C の圧力が配管を通じて吐出圧力計に伝播し、圧力計が RHR の吐出圧力が確立したものと誤検知した可能性が考えられる。

つまり、低圧注水系の吐出圧力確立という ADS 作動条件が達成される可能性がある。

上述のように、ADS 作動に必要な条件は全て達成された可能性があり、13 日 9 時頃に生じた原子炉圧力の低下挙動は、SRV の ADS 機能が作動したことによる可能性があり、減圧挙動からも複数の SRV が同時に開となった可能性を示唆している。また、MAAP コードによる感度解析結果からも、ADS 作動による 6 弁開の条件下で減圧挙動を再現できることがわかっている。ただし、中央制御室において、(A)(G)の SRV が中間開表示を示し、残りの 4 弁が開表示を示さなかったことは、検討の余地がある。

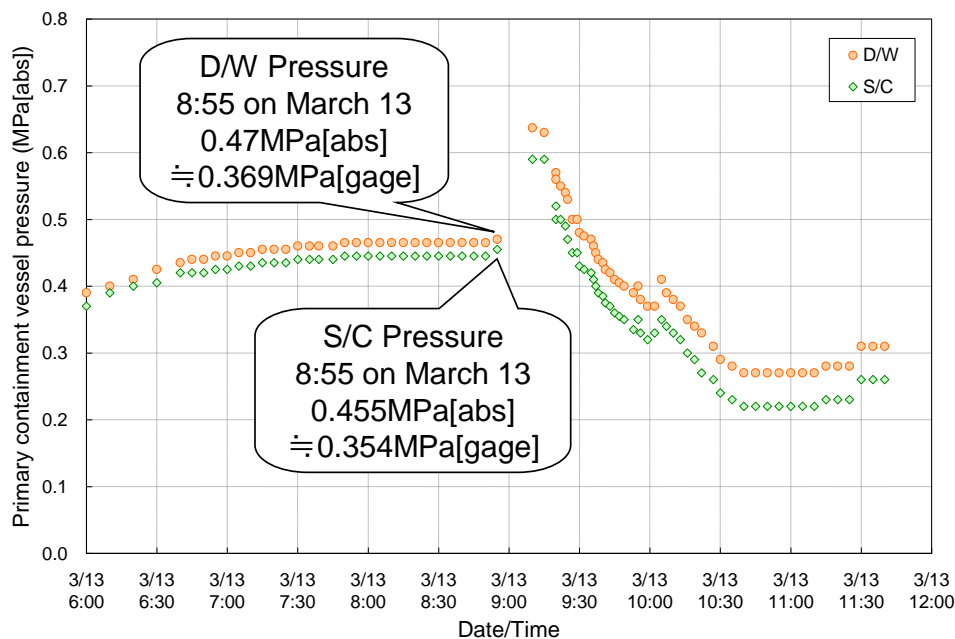


図 7 格納容器圧力の実測値

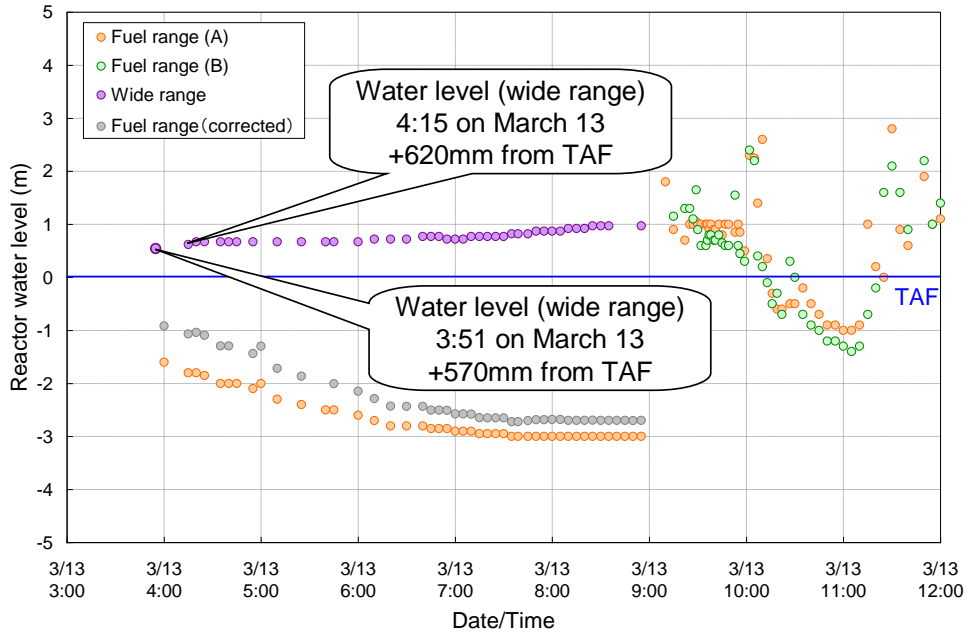


図 8 原子炉水位の実測値

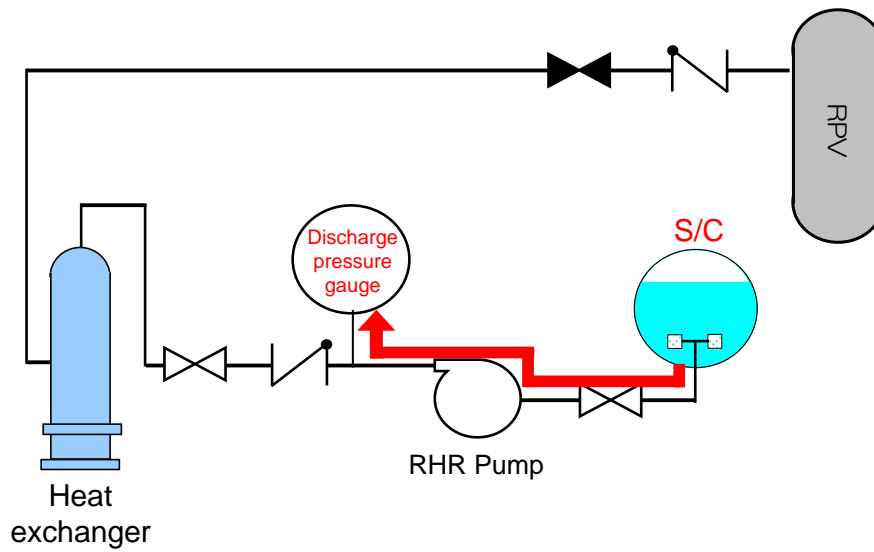


図 9 RHR の系統構成

4.3. 駆動電源と駆動窒素について

ADS 機能が作動するためには当然駆動電源が必要となる。図 10 に SRV(A)の制御装置展開接続図 (ECWD) を示す。駆動電源は直流 (DC) 125V(A)もしくは(B)である。

当時 DC125V 電源が活用できたかどうかを確認するため、関連する時系列情報を確認すると、以下のとおり。

- HPCI 停止直後の 13 日 2 時 45 分に SRV(A)を開操作（逃がし弁機能、ADS 機能）したが開せず。
- その後、SRV 全弁を開操作（逃がし弁機能、ADS 機能）したが開せず。
- 13 日 3 時 38 分、再度 SRV 全弁を開操作（逃がし弁機能、ADS 機能）したが開せず。
- 13 日 3 時 39 分、HPCI の補助油ポンプ（AOP）を停止。
- 13 日 4 時 6 分、HPCI 復水ポンプを停止。

時系列に記載したように、13 日 9 時より前の段階で、ADS 機能を手動操作させようとした際に、SRV は開していない。13 日 9 時の段階で復旧班が SRV を作動させるためにバッテリー接続を試みていることから分かるように、SRV の駆動に必要な電源は枯渇していた可能性がある。ただし、HPCI の AOP および復水ポンプは DC 駆動であり、これを順次停止させたことで、DC 電源の負荷が軽減され、SRV の ADS 機能が作動するのに必要な電源容量を確保できていた可能性がある。

また、駆動窒素について、津波到達前の段階では、ADS 機能が作動するロジックが成立しておらず、津波到達以降も ADS 機能が作動した形跡が見られないことから、アキュムレーター内の窒素は充填されたままだったと考えられる。

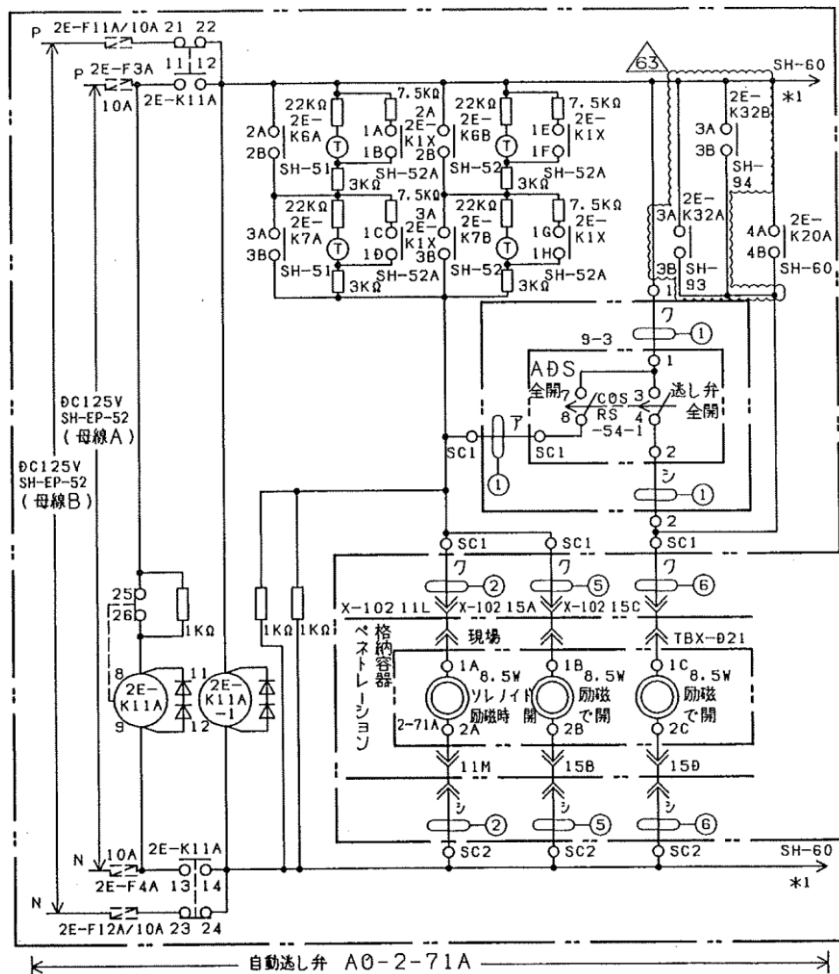


図 10 SRV(A)の ECWD

4.4. 減圧沸騰による蒸気発生量についての検討

図 11 に、解析で得られた原子炉圧力容器から発生した蒸気量の推移を示す。SRV 開までは崩壊熱による 5kg/s 程度の蒸気発生であったが、SRV 開に伴う減圧沸騰により、各ケースとも発生蒸気量が大幅に上昇している。なお、図 11 の解析結果は解析点数が粗いものであり、8 弁開では瞬間的に 300kg/s の蒸気が発生する結果となった。

このように、崩壊熱による蒸気発生量と比べて減圧沸騰による蒸気発生量は非常に大きく、原子炉圧力の低下速度は減圧沸騰による蒸気発生量により決定されている事がわかる。

減圧沸騰は圧力変化による飽和温度の変化により発生するものであるため、原子炉圧力容器内の保有水量が多いほど、原子炉圧力容器からの蒸気発生量が多くなる。つまりは原子炉水位が高ければ高いほど減圧沸騰による蒸気発生量が多くなるということである。2012 年 3 月に公表した MAAP 解析での、原子炉圧力の低下挙動が観測された 13 日 9 時時点における原子炉水位は、測定結果との比較か

ら、実際の原子炉水位より高かった可能性があり、これを理由とした蒸気発生量の過大評価によって、原子炉の減圧挙動が誤って評価される可能性がある。

そこで、解析において原子炉水位を高めに見積もっていた可能性について検討する。図 12 は原子炉水位の実測値と、2012 年 3 月に公表した解析で得られた原子炉水位を示している。この頃の原子炉水位を検討するにあたって、13 日 2 時 42 分まで運転していた HPCI の運転状況に着目する必要がある。運転状況は次の段落に記載のとおり。

12 日 12 時 35 分に HPCI が原子炉水位低 (L-2) で自動起動した。運転員は原子炉水位高 (L-8) に水位が到達して HPCI が自動停止しないよう、流量制御器 (FIC) による流量調整と、テストラインを用いて注水の一部を復水貯蔵タンク (CST) に戻す運転を行っていた。12 日 20 時 36 分頃、原子炉水位の電源が喪失し、原子炉水位の監視ができなくなった。運転員は原子炉へ確実に注水されるよう、HPCI の流量の設定値を若干上げて、原子炉圧力と HPCI の吐出圧力等により、HPCI の運転状態を確認した。その後、HPCI のタービンの回転数が操作手順書に記載のある運転範囲を下回る低速度となり、また HPCI の吐出圧力と原子炉圧力が拮抗し、原子炉へ注水されているか不明な状態となった。このような状況の中、設備損傷に伴う蒸気漏えいを懸念したこと、ディーゼル駆動消火ポンプ (DDFP) による低圧注水のため運転員が現場に向かってから暫く時間が経過していたこと、SRV の状態表示灯が点灯しており操作可能と考えられたことから、13 日 2 時 42 分に HPCI を手動停止した。

解析では、水位が見えなくなった 12 日 20 時 36 分以降、HPCI による注水量を 20t/h→8t/h へと減らしているが、13 日 4 時頃から計測が可能となった燃料域水位計の原子炉水位は TAF を大きく下回っており、解析値と大きく異なっている。

上述したように、原子炉水位の解析値が実測値より高いこと、HPCI 運転中に原子炉圧力と HPCI 吐出圧力が拮抗していたことから、HPCI は 13 日 2 時 42 分の手動停止より前の時点で、既に原子炉への注水能力をほとんど喪失していた可能性が高い。

HPCI による原子炉への注水が 2 時 42 分よりも前に途絶えていたとすれば、解析において原子炉水位を高めに見積もっていた理由となりうる。

SAMPSON コードの解析結果ではあるものの、図 13 に減圧時の水位の違いをみた解析結果を示す。減圧時の水位は有効燃料底部 (BAF) +300mm で、6 弁開時のみ水位が BAF でのケースも実施している。

原子炉水位が BAF の場合 (=炉内の水量が少ない場合) の解析結果は、よりチャートの示す原子炉圧力の低下挙動に近づいていることが分かる。

以上のことから、2012 年 3 月に公表した MAAP 解析では、13 日 9 時頃の原子

炉水位を高めに見積もっていたが、当該時刻の原子炉圧力の低下挙動への影響は小さいことがわかった。

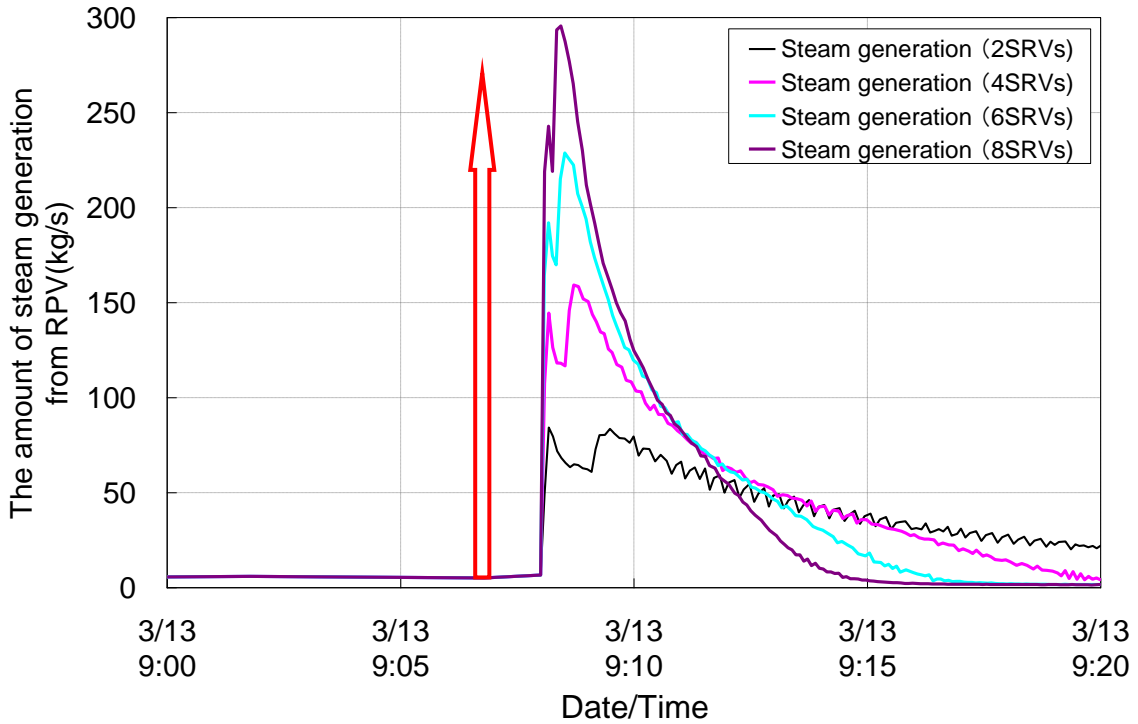


図 11 原子炉圧力容器からの蒸気発生量

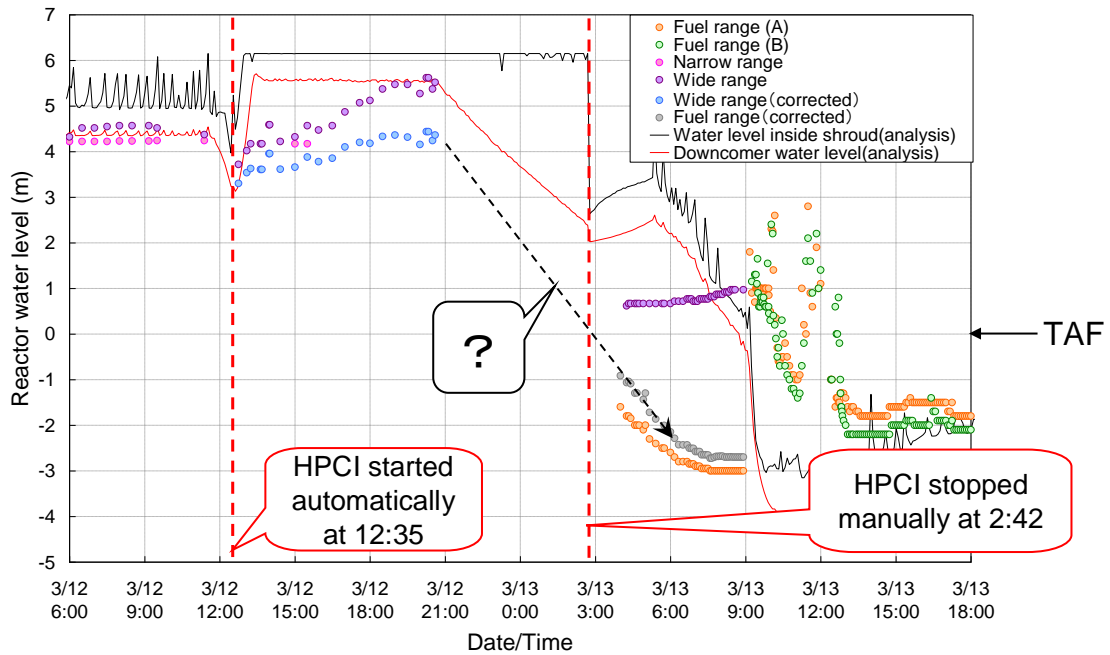


図 12 原子炉水位の実測値と解析値

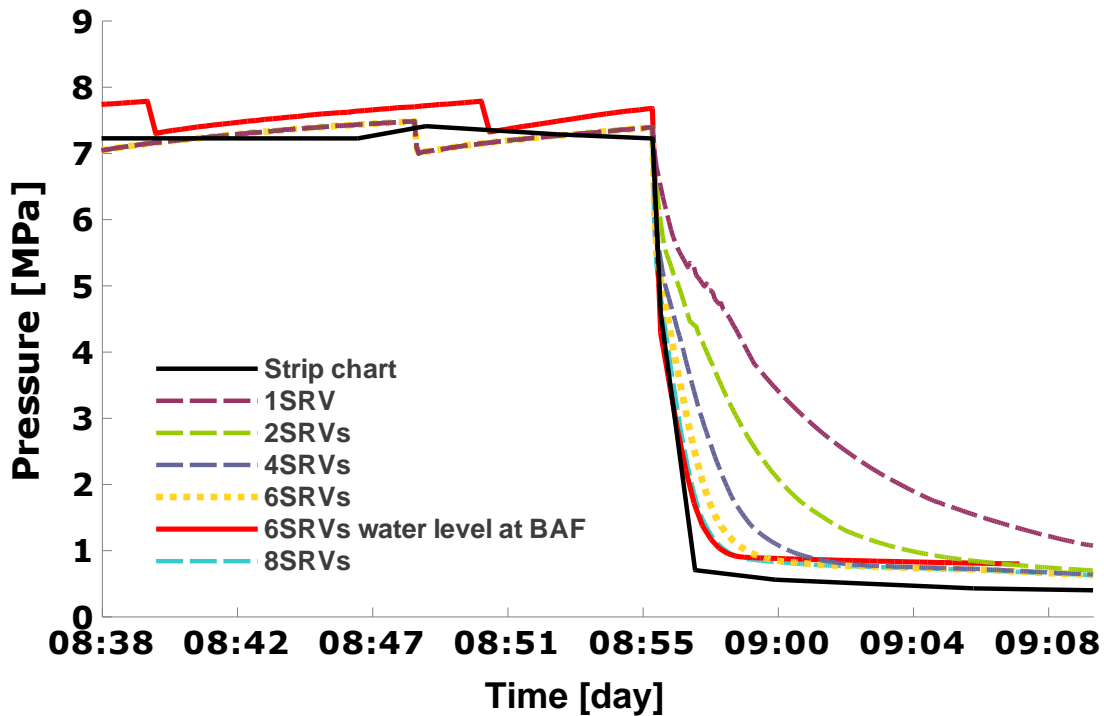


図 13 SAMPSON コードの解析結果

5. 減圧挙動の原因に関するまとめ

13日9時頃の原子炉圧力の低下挙動の要因等について、項目3,4で検討した内容を以下にまとめる。

- 政府事故調の主張のように、原子炉圧力容器またはその周辺部から格納容器(D/W)への漏えいにより原子炉が減圧した可能性は低い。
- チャートの減圧速度は2012年3月に公表したMAAP解析で得られた減圧速度よりも早い。
- HPCIは手動停止前に注水能力を喪失していた可能性が高い。
- SRV弁開数の感度解析の結果や中央制御室のSRV状態表示灯の様子から、13日9時の減圧に際しては、複数(6弁程度以上)のSRVが開したと考えられる。
- 13日9時の減圧は、SRVのADS機能が作動したことによる可能性が高い。

6. 抽出した課題と対策との関係

本事象に鑑み抽出した課題と現状取り組んでいる対策を以下に記載する。なお、記載した対策はこれで十分というわけではなく、抽出した課題に対して適切なものとなっているか、検討していく必要がある。

- 低圧注水に移行する際、SRV開操作に時間を要している

- 原子炉減圧維持は低圧注水実施に際し重要であり、「主蒸気逃がし安全弁操作用の予備蓄電池・予備窒素ポンベの配備」といった対策を実施した。しかしながら、HPCIの補助油ポンプおよび復水ポンプを停止しDCの負荷を切り離れた後に、SRVにバッテリーを繋ぐまでの間でSRV手動開操作を実施した場合には、SRVを開することができたとの指摘がある。これは、予備蓄電池、予備窒素ポンベ等がどのような場合に必要となるかの把握の重要性に関する問題である。すなわち、通常運転時からの減圧能力の劣化をどのように検知するのかというソフト的な対策の十分性を確保する事もあわせて重要である。
- HPCIの運転～停止について、原子炉への注水は最優先でその状態を把握すべき事項である。中操および緊急時対策所において、これを正確に把握し、適切な時期に的確な判断が下せていない。
- 本減圧事象はS/C圧力上昇に伴い、低圧系注水設備の吐出圧確立(RHR)と誤検知した事によるADSの作動による可能性がある。そのため、注水手段が充分でない状態において、減圧沸騰による冷却材の大量喪失を招いた。ただし、この減圧により、ベントラインのラプチャーディスクが破られたこと、また、減圧の早期達成はいずれにしても必須であったことから、この設定がプラント状態の悪化を招いたとは言えない。

以上

3号機 13日 2時頃から12時頃の原子炉圧力の挙動について

1. 検討対象の概要

福島第一原子力発電所3号機では、2011年3月13日2時42分に高圧注水系（HPCI）を手動停止して以降、原子炉圧力が上昇に転じ、5時間ほど約7MPaをキープしていたが、13日9時頃、急速に低下し1MPaを下回った。この一連の原子炉圧力の挙動（図1、図2）について整理する。以下に記載する推定は、9時頃の急速減圧が自動減圧系（ADS）機能の作動によるもの（原子炉圧力容器バウンダリの損傷ではない）として進めている。

なお、図2でチャートが印字している記録は、実際の時刻とずれている。これは、HPCI運転時、炉圧が1MPaに低下した際に、ナローレンジでの監視ができないことから、直流電源（DC）延命として電源をOFFしていることによる。HPCI停止後、炉圧上昇に伴い、電源をONとしている。

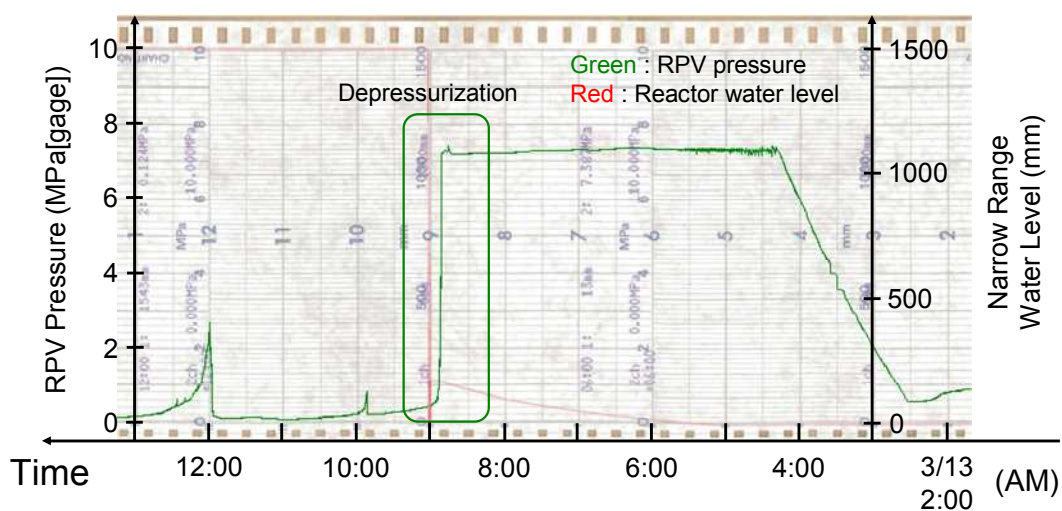


図1 原子炉圧力チャート（広帯域）

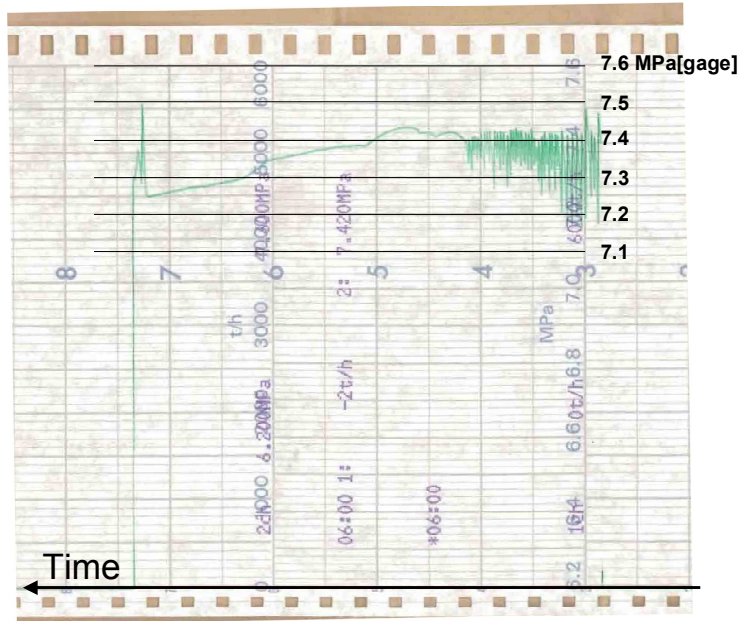


図2 原子炉圧力チャート（狭帯域）

2. HPCI 停止～炉圧上昇

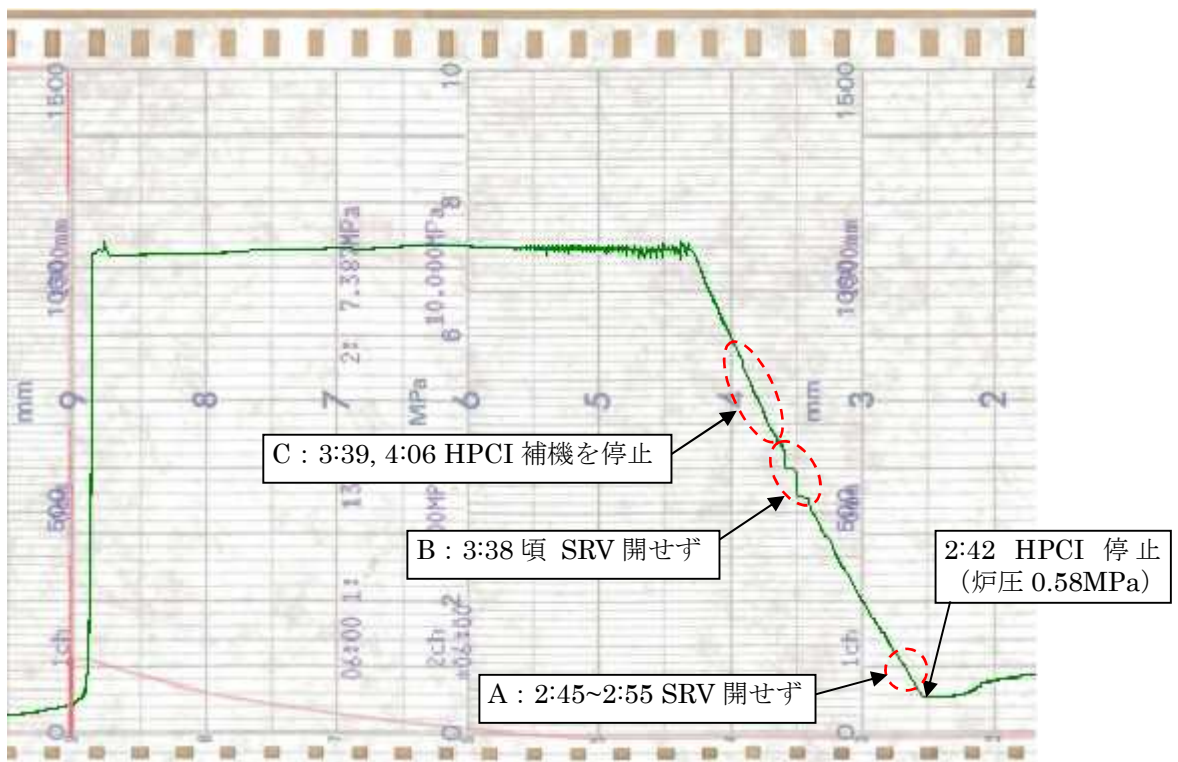


図3 原子炉圧力チャート（広帯域）

この頃実施された運転操作情報を以下に整理した。

- 13日2時42分 HPCI 手動停止。
- HPCI 停止直後の13日2時45分に主蒸気逃がし安全弁（SRV）（A）を開操作（逃

がし弁機能、ADS 機能) したが開せず。ただし、圧力が低下しなかったとの観測から開せずと判断 (以下同様)。

- その後、SRV 全弁を開操作 (逃がし弁機能、ADS 機能) したが開せず。
- 13 日 3 時 38 分、再度 SRV 全弁を開操作 (逃がし弁機能、ADS 機能) したが開せず。
- 13 日 3 時 39 分、HPCI の補助油ポンプ (AOP) を停止。
- 13 日 4 時 6 分、HPCI 復水ポンプを停止。

図 3 の A, B の段階で、SRV を開操作したにもかかわらず原子炉圧力が減圧されていない原因については、背圧となる格納容器圧力の影響、SRV の駆動に必要な窒素ガス供給の問題、電磁弁への電源供給の問題などが考えられる。

まず、図 3 の A, B の段階で、設計上 SRV の開動作に必要なとされている力学的条件 (SRV への窒素供給圧力、原子炉圧力、格納容器圧力) がどのような状況であったのか検証する (図 4)。

評価方法については、添付 2-12 の項目 5.5 にて詳述している。なお、評価にあたっては次の仮定をおいている。

- ①SRV の開度：全開を仮定
- ②D/W 温度：着目している期間にわたって 120°C 一定
- ③アキュムレータからの N₂ ガスの供給圧力：設計上の最大値
- ④SRV に N₂ ガスを供給する系統からのリーク：無
- ⑤D/W 圧力：計測データのない 13 日 2:00~4:40 の期間、13 日 4:45 の値 0.36MPa[abs]で一定

仮定②について、D/W 温度の実測値がないため、グラフの表示期間 (13 日 2:00~6:00) における MAAP 解析結果を参考に設定した (MAAP 解析の内容については、添付資料 3 参照)。また、仮定⑤について、D/W 圧力は 12 日 22:00 の 0.27MPa[abs]から 13 日 4:45 の 0.36MPa[abs]まで値がないため、SRV が開きにくくなる条件として、0.36MPa[abs]を設定した。

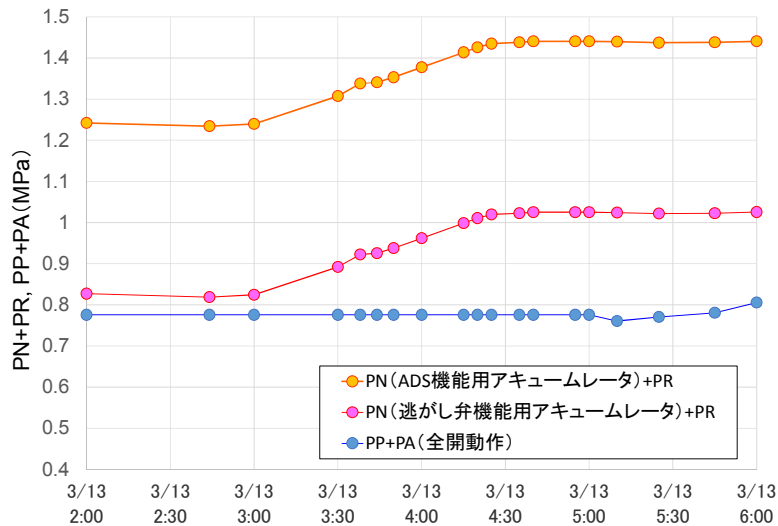


図 4 SRV への窒素供給圧力、D/W 圧力、原子炉圧力に基づく力学的要因の評価図

図 4 では、PN+PR（窒素ガスの供給圧力+原子炉圧力の作用力）が SRV を開ける側の力を、PP+PA（ドライウェル圧力+バネや弁体などの作用力）が SRV を閉じる側の力を意味しており、時系列でそれらの挙動を比較している。「PN+PR > PP+PA」であった場合に、SRV が設計上は開くこととなる。図 4 より、ADS 機能、逃がし弁機能ともに設計上は作動できた可能性がある。

なお、3 号機ではこれより前に ADS 機能を作動させていないこと、13 日 9 時頃には ADS 機能が働いたと考えられる原子炉圧力の低下が観測されていることから、この時点で ADS 用のアキュムレータには SRV の作動に必要な窒素ガスが十分に確保できていたと考えられる。したがって、ADS 機能であれば設計上作動できた可能性は高いと考えられる。（13 日 9 時頃の減圧挙動については、添付資料 3-3 参照）

一方、直流電源の枯渇状況について、C の段階で直流電源にて駆動していた HPCI の補機系（補助油ポンプや複水ポンプ）を停止している。13 日 9 時頃の原子炉減圧は ADS 機能が働いたことによるものと考えられ、その時には必要な直流電源が確保できていたと考えられる。これは、HPCI の補機系を停止したことによって直流電源の電圧が回復し、ADS 作動に必要な電圧が確保された可能性がある、それより前に SRV を操作した A、B の段階では電圧が不足していた可能性がある。

したがって、A、B の段階で全 SRV の逃がし弁機能および ADS 機能を作動させようとしたものの、原子炉圧力の減圧が確認できなかったのは、直流電源の枯渇により電圧が不足していたことによる可能性が考えられる。

なお、B の区間（原子炉圧力 4MPa 程度）において、原子炉圧力の上昇が留まり一定の圧力を示した後、垂直に圧力が上昇する挙動が 2 回観測されている。これは、仮に SRV がわずかながら開したことで上昇が留まった可能性もあるが、そ

の後垂直に圧力が上昇している点については説明がつかない。直流電源の低下によりチャートのペンが正常に作動しなかった可能性はあるが、現時点では原因を特定できていない。

3. SRV の動作～急速減圧前について

7MPa 強まで上昇した原子炉圧力は、図 5 から分かるように、D の区間において SRV の動作を思わせる上昇下降を繰り返している。原子炉圧力は 7.4MPa を超えた辺りから下降していることから、表 1 の SRV 設定圧からすると、SRV(C) が動作していた可能性はある (5 章で別途検討)。これは、2 章で述べたように、3 時 39 分と 4 時 6 分に HPCI の補機系を停止させたことで、直流電源の容量に余裕が出来たことで SRV が動作した可能性がある。

その後、5 時 50 分頃から SRV 動作と思われる圧力の上下動が観測されなくなり、原子炉圧力が徐々に低下している挙動が観測されている。ここは、D の区間において作動していた SRV のアキュムレータ内の窒素を消耗しきったこと、あるいは電源容量が低下していったこと (5 時 08 分に原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の止め弁 (DC125V) が操作できなくなったとの記録も存在する。)、あるいは水位の低下により蒸気発生量が極端に低下したこと、原因は明確ではないが何らかの理由で原子炉圧力の急激な上昇下降が観測されなくなったと考えられる。上昇下降の振幅が徐々に小さくなっていることから、窒素を消耗した可能性が高いと考えられるが、蒸気発生が停止するわけではないので、何らかの形で発生する分の蒸気を逃さない限り圧力は上昇することから、SRV が何度も繰り返し動作することによって弁体と弁座の接触面が荒れて隙間ができた可能性があり、水位低下による蒸気発生量の低下と共に原子炉圧力が緩やかに低下していったものと考えられる。

なお、E の区間で圧力の低下が速まっているポイント F がある。この頃の原子炉水位を図 6 に示す。燃料域水位計の値に注目すると、13 日 7 時 40 分の少し前あたりから水位の低下が有効燃料頂部 (TAF) -3000mm で止まっている。(水位計の測定下限値は TAF-3700mm) この水位は補正後の水位 (※) (図 6 の灰色プロット) で BAF+1m 程度であるが、この頃注水をしていないことから、圧力が微減する中、水位低下が止まる要因はない。従って、水位計の基準水柱内の水が一部蒸発して水位を高めに指示しており、実際の水位は燃料域水位計の計測下限値である有効燃料底部 (BAF) 近辺より下がっている可能性が高い。つまり、原子炉水位は BAF 程度 (あるいは以下) まで減少していると考えられる。従って、炉水が直接加熱されず、蒸気発生量が減少したことにより、圧力の低下速度が上昇した可能性がある。このような状況では、燃料の過熱が進んでおり、場合によっては一部の燃料溶融が発生していた可能性がある。

(※) 補正後の水位は、測定値のない格納容器温度を MAAP での解析結果を利用して計算されている。この解析結果は、水位の低下を過小評価しており、事故進展を遅く評価していたことがわかっていることから、実際の格納容器温度は解析結果より高かったものと考えられる。そのため、この補正では水位は過大評価される傾向にある。

E の区間については、政府事故調の報告書にて、SRV 以外の原因で压力容器から圧力が抜ける箇所が生じた可能性（原子炉压力容器バウンダリの損傷の可能性）が高いとしており、前述のとおり燃料溶融の可能性もあることから、炉内計装の破損など、原子炉圧力バウンダリの損傷の可能性も否定されるものではない。

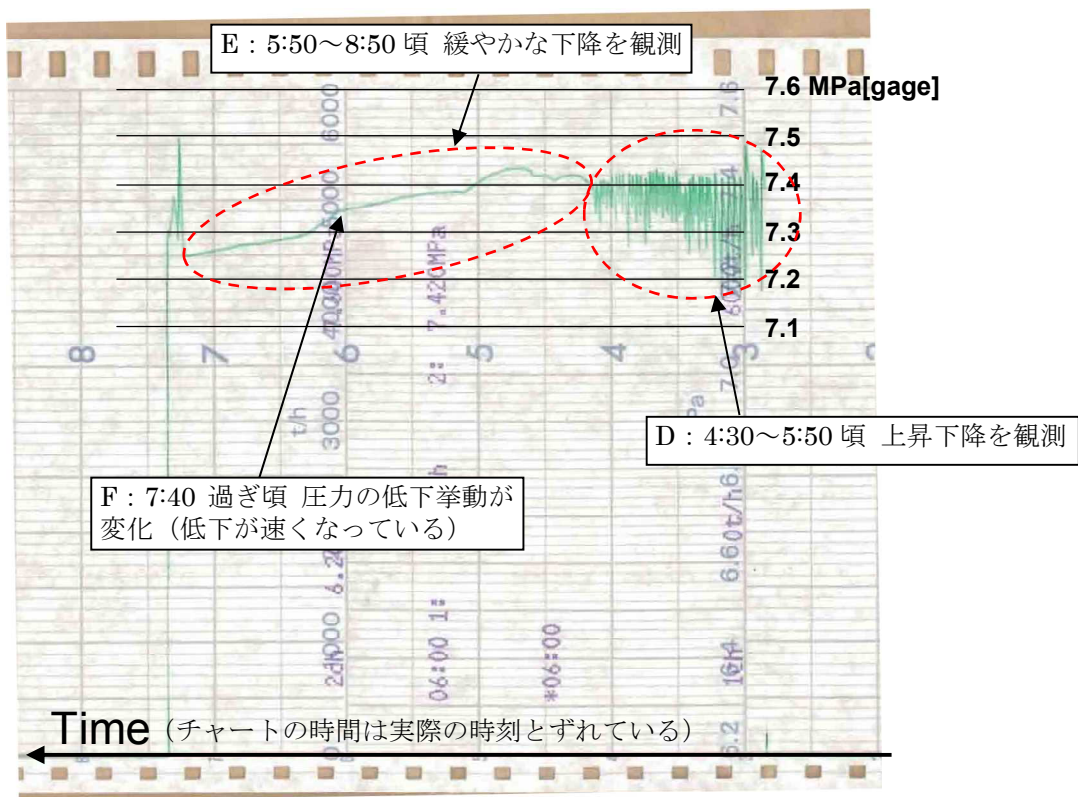


図5 原子炉圧力チャート（狭帯域）

表1 SRVの逃がし弁機能と安全弁機能の作動圧力 単位：MPa[gage]

	A	B	C	D	E	F	G	H
逃がし弁機能	7.51	7.58	7.44	7.58	7.51	7.58	7.51	7.58
安全弁機能	7.71	7.78	7.64	7.71	7.64	7.78	7.71	7.78
ADS機能の有無	有	有	有	—	有	—	有	有

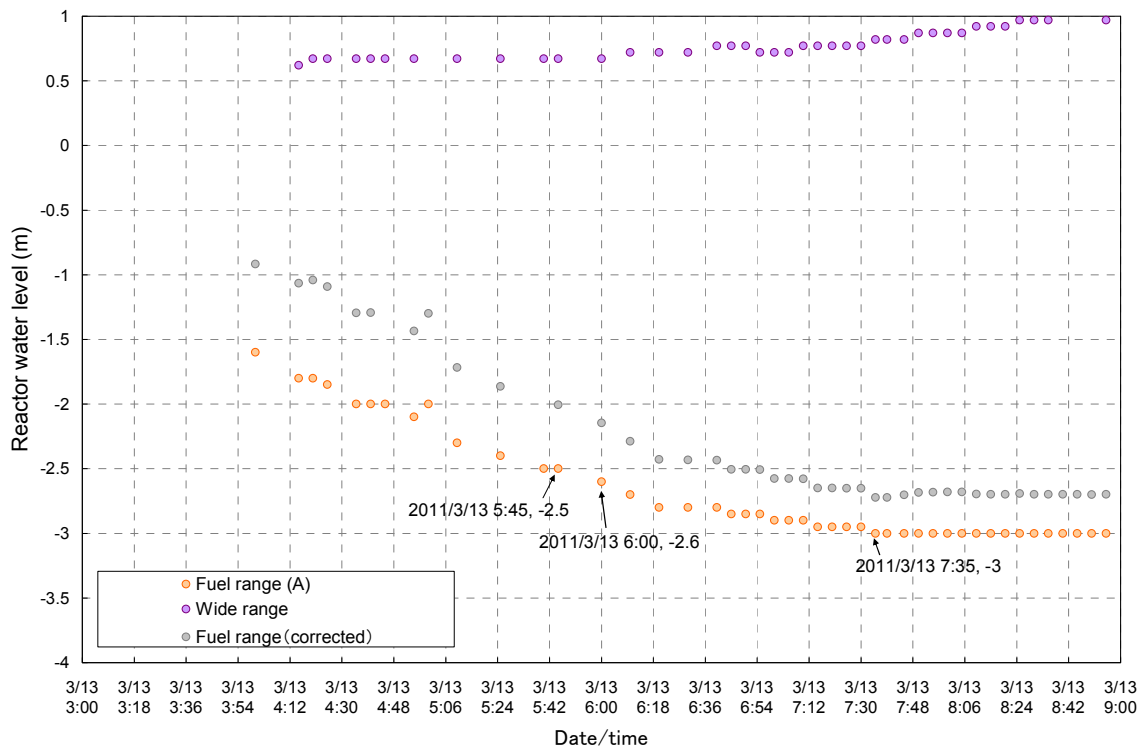


図6 原子炉水位の変化

4. 減圧時の挙動について

減圧時の挙動（図7に示すGの区間）については次のとおり。それまで緩やかな低下傾向を示していた原子炉圧力は、突如7.5MPa[gage]程度まで急激に上昇している。その後一旦低下したものの、もう一度急激に上昇し（今度は7.38MPa[gage]程度）、再び低下していく途中から急激な低下挙動を示している。

最初のピークについては、原子炉への注水がなくなってしばらく時間が経っていること、図6の水位の変化をみると、この頃水位はBAF以下にある可能性が高いことから、溶融した燃料の一部が圧力容器底部に移行した際に蒸気発生が起これ、圧力が上昇した可能性がある。表1をみると、SRV(A), (E), (G)については作動設定圧力が7.51MPa[gage]であり、これらの弁のいずれかが動作した可能性がある。実際、急速減圧が生じた際にはSRV(A), (G)のランプが点灯したとの記録がある。

また、その後の急激な圧力の低下については、ADS機能が作動したことによる可能性がある。ADS機能は、圧力抑制室(S/C)の圧力が上昇したことで作動した(S/C圧力の上昇をRHRポンプ吐出圧力計が検知したことで作動した)と考えられ、「原子炉圧力が7.51MPa[gage]まで上昇」→「SRVが作動したことである程度の蒸気がS/Cに移行」→「S/Cの圧力が上昇」→「ADS作動」となった可能性がある。(この減圧挙動に関する考察は別レポートにて詳細に検討を実施している。)

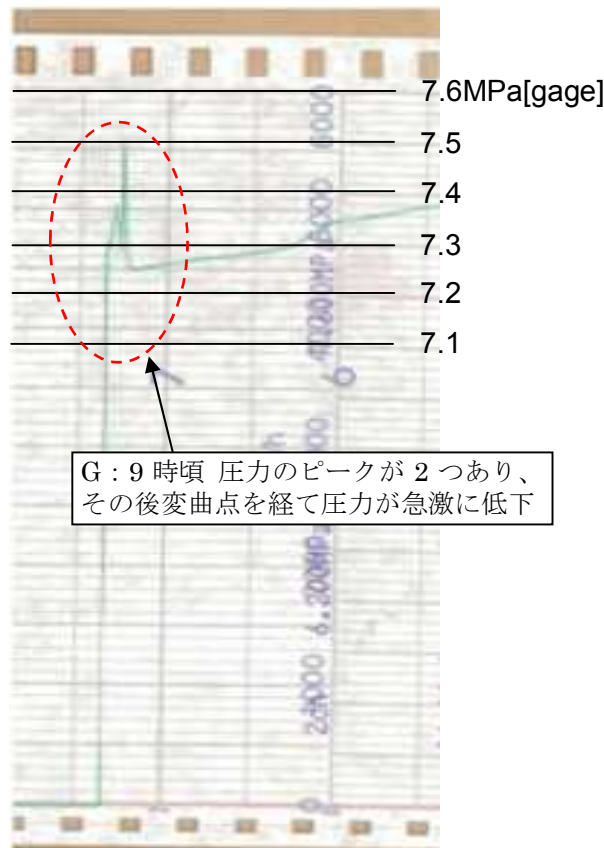


図 7 原子炉圧力チャート（狭帯域）

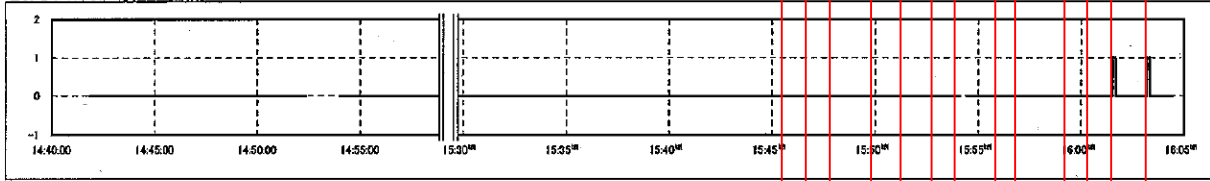
5. 図 4 の D の区間の挙動について

この区間、SRV の作動によるものと考えられる細かな圧力の上昇下降がみられるが、SRV の設定値（吹き出し、吹き止まり）とは若干異なる挙動を示している。

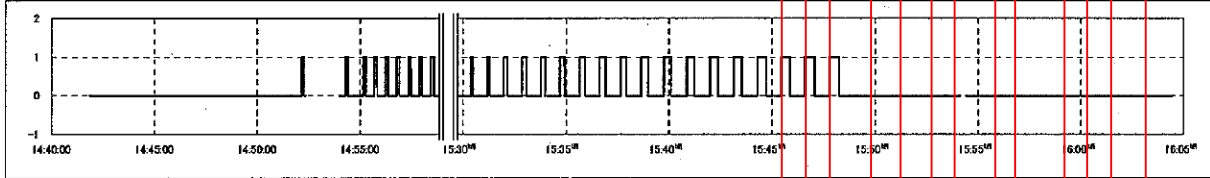
図 8 に過渡現象記録装置のデータ（地震直後のデータが記録されている）を示す。上 4 つのグラフが SRV 作動の記録で、一番下が原子炉圧力（狭帯域）の推移である。赤い線で補足したように、基本的に SRV の開操作により原子炉圧力が低下しているのがわかる。SRV(C)が動作している間は、SRV の設定値の間を原子炉圧力が上下していると思われる挙動を示している。その後、SRV(G)や(A)が作動した時には、SRV が開していないタイミングで、吹き出し吹き止まりの設定値よりも細かな圧力変動が観測されている。これは、設定値の低い SRV(C)に作動要求が発信されているものの、アキュムレータ内の窒素が完全に消費しきっていないことから、中間開のような状態になったと推定される。

図 5 に示す D の区間についても、このように消費しきっていない窒素が SRV に供給されたことで、細かな圧力変動を示していた可能性がある。

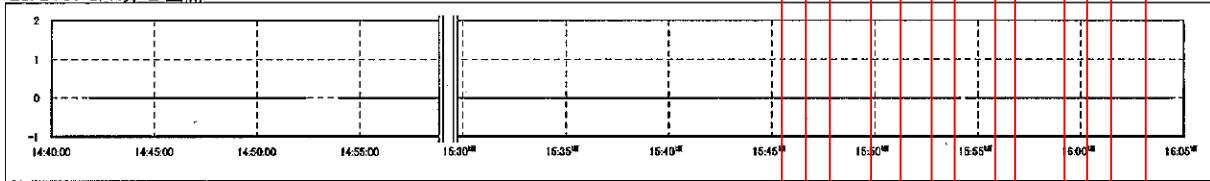
26. D747 S/R弁 A 全開



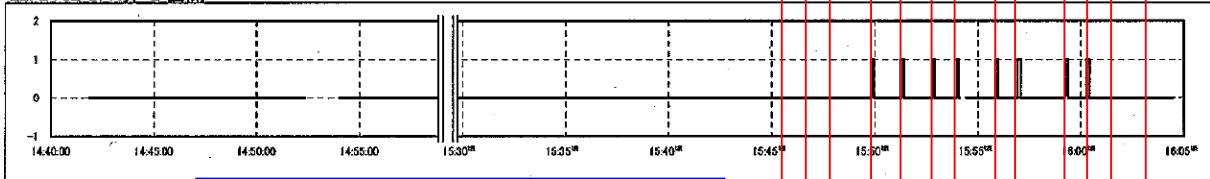
21. D728 S/R弁 C 全開



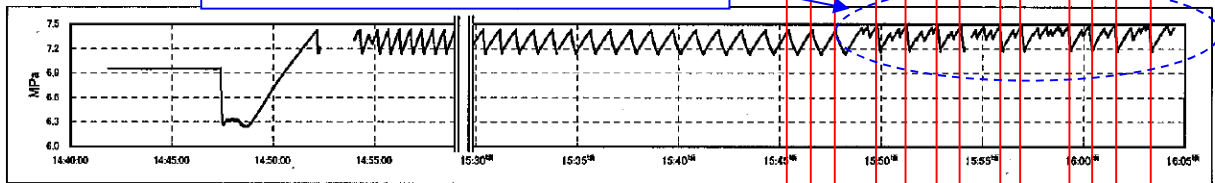
23. D731 S/R弁 E 全開



22. D732 S/R弁 G 全開



大きな圧力変動の間に細かな圧力変動あり



(一番下のグラフは原子炉圧力(狭帯域)の記録)

図 8 過渡現象記録装置のデータ

6. 13日9時過ぎから12時頃までの挙動について

13日9時過ぎから12時頃までの原子炉圧力の挙動を図9に示す。また、この頃実施された運転操作情報を以下に整理した。

- 13日9時の減圧以降、バッテリー10個を直列に接続する作業が完了し、SRVの制御盤に繋ぎこんだ。
- 13日9時50分頃、SRV制御盤の操作スイッチにて、SRV(A)を開操作(ADS機能の電磁弁を励磁させる操作)。
- 13日12時頃、原子炉圧力の上昇を確認。SRVの制御盤を確認すると、表示灯が消灯しており、原因を調査したところ、バッテリーの配線外れを発見。配線を復旧して、SRVを開操作。

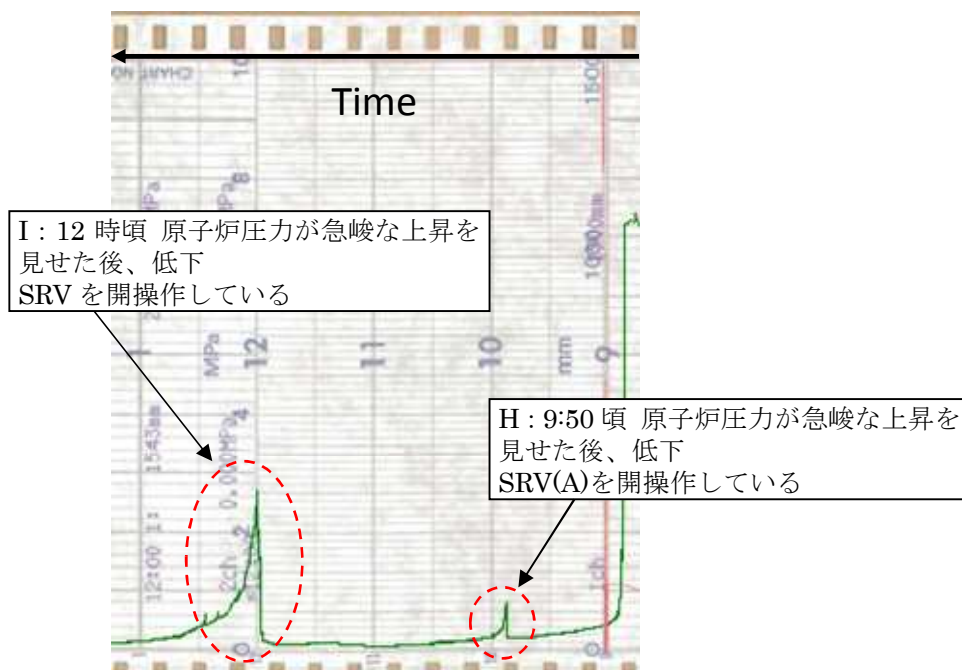


図9 原子炉圧力チャート（広帯域）

図10に示すように、3号機では13日4時～9時頃、燃料域水位計の指示値はTAFを下回っている（広帯域水位計の指示値は、注水が無いにも関わらず上昇しており、水位計配管内の水が蒸発したことで過大に指示している可能性が高い）。9時以降の燃料域水位計の指示値は、それ以前に比べて急激に上昇している。13日9時25分から消防車による淡水注入を試みており、原子炉圧力が1MPa以下に減圧されたことで原子炉内にある程度注水された可能性は考えられる。ただし、13日13時以降、水位計の指示値が一定となっていることから、水位計配管内の水が蒸発したことによる指示値の変化もあわせてとらえた可能性があり、指示値通りの水位であった可能性は低いと考えられる。

水位が十分でない中SRVが閉じた場合には、図9にみられる急峻な圧力上昇とはならないと考えられ、HおよびIの期間では、燃料の一部が下部プレナムに移行するなど、原子炉圧力容器内で急激な蒸気および水素の発生があったものと考えられる。単純にSRVが閉じたことに伴う圧力上昇であれば、図3に示すHPCI停止後の圧力上昇速度と類似するものと考えられる。

なお、13日9時頃の原子炉圧力の減圧挙動について、減圧速度から、SRVが6弁開（ADS機能の作動）したことによるものと考えられるが、Iの期間における原子炉圧力の減圧速度は、9時頃の減圧速度に比べてゆるやかである。したがって、9時頃にADS機能が作動することで6弁開をしていたとしても、この頃には6弁全てを全開状態に維持できていなかったものと考えられる。上述のように、この頃原子炉水位が低下していた可能性は高く、炉心の損傷に伴い原子炉圧力容器内の温度は高温になっていたと考えられることから、いつの時点からかは不明であるものの、原子炉圧力容器からD/Wへ気体の漏えいが発生していた可能性も考え

られる。I の期間で原子炉圧力がゆるやかに低下したことについては、操作通り SRV が開した可能性、原子炉圧力容器内の気体の発生がおさまりに徐々に D/W へ気体が漏えいしていった可能性が考えられる。

また、期間 H にみられる原子炉圧力の減圧速度は、13 日 9 時頃の減圧速度とほぼ同じであり、ADS 機能が作動した後、SRV の開状態をこの頃まで維持できていた可能性は考えられる。

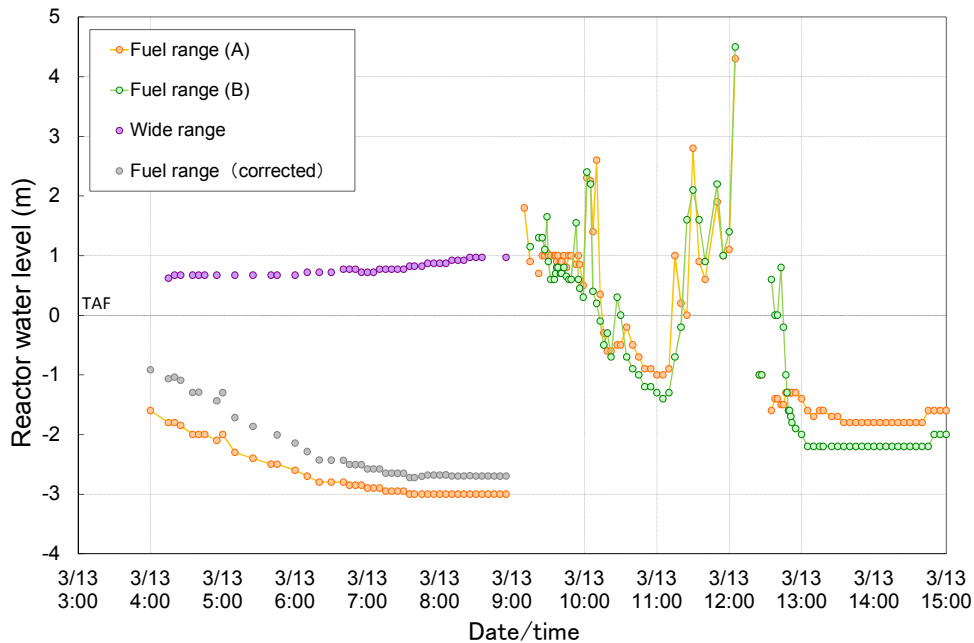


図 10 原子炉水位変化 (13 日 3:00~15:00)

7. まとめ

急速減圧前後の原子炉圧力の挙動について検討した。依然未解明の事項については、以下に整理する。

- ・ A の区間と B の区間はいずれも SRV の開操作を試みているが、原子炉圧力の挙動に違いがある。
- ・ B の区間で、圧力の上昇が緩やかになった後、上昇するときの速度が速い。
- ・ G の区間で、2 回目のピークの挙動については、説明できていない。

上述の課題に対しては、引き続き検討を進めていく。

以 上

3号機 RCIC の停止原因について

1. 現象の概要と検討課題

3号機では、原子炉自動スクラム後の3月11日15:05に原子炉隔離時冷却系(RCIC)を手動起動し、15:25に原子炉水位高信号によりRCICが自動停止していたところで津波により全交流電源喪失に至った。津波到達後も直流電源が使用可能であり、RCICを16:03に再度手動起動し原子炉への注水を継続したが、3月12日11:36に中央制御室の状態表示灯等により、RCICが自動停止したことを確認している。その後、現場にて停止状態を確認し、中央制御室にてスタンバイ状態への弁のリセット操作後、再起動操作が試みられたが、起動後すぐにタービン蒸気止め弁のトリップ機構のラッチが外れ、弁が閉まり停止した。RCICは全交流電源喪失時の設計条件の4時間以上、運転を継続できたものの、事故進展挙動を明らかにするため、また、機器や運転手順の改良等更なる安全性向上に資するため、実測データやプラントの設計情報をもとに、3号機のRCICの停止原因について検討する。

2. RCIC 関連操作と現場状況について

表1に3号機3月12日11:36のRCICトリップ及び再起動操作までのRCIC関連操作及び観測事実の時系列を示す。

<3月11日16時3分RCICの手動起動>

津波到達直前の3月11日15:25にRCICは原子炉水位高により自動停止していたが、津波到達後も直流電源が使用可能であったため、16:03にRCICを手動起動した。これにより原子炉への注水を継続し、主蒸気逃がし安全弁(SRV)とRCICにより原子炉圧力・水位が制御された。

この際、運転員はRCICの起動停止によるバッテリー消費を避けること、及び、原子炉水位確保を安定して行うため、復水貯蔵タンク(CST)を水源として、炉注水ライン及びテストラインの両ラインを通水するようにRCIC制御盤にて弁操作し、ライン構成を実施した。また、原子炉水位が緩やかな変化となるように、テストラインの弁の開度調整や流量調整器(FIC)にて、水位調整範囲を定めて流量調整を実施した。

図1に、この時の運転状態を表したRCICの系統概略図を示す。

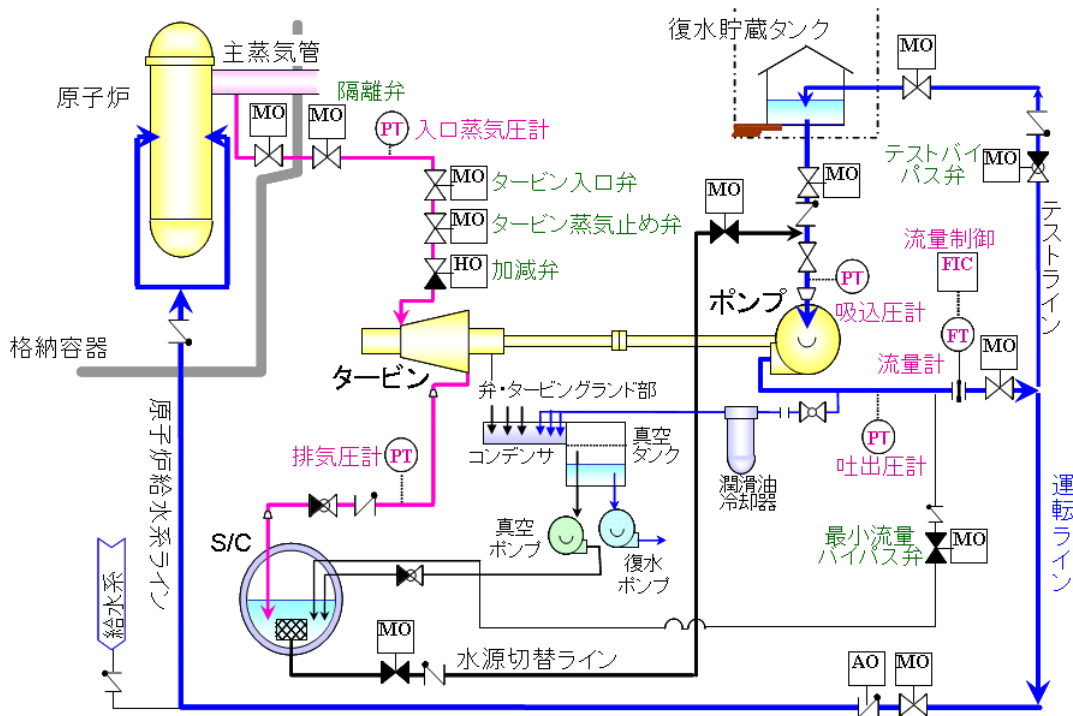


図 1 RCIC 系統概略図

<3月12日11時36分RCICの自動停止>

3月12日11:36に、中央制御室のRCICの状態表示灯が停止を表示、流量や吐出圧力計などの指示値が0となり、RCICが停止したことを確認した。中央制御室のRCIC制御盤にて弁のリセット操作を実施し、再起動操作を試みるも、起動後すぐに停止することから、運転員が現場確認に向かった。HPCI室側からRCIC室に入室、両室内ともに床面には踝ほど（10～20cm程度）の水が溜まっているものの汗ばむような状況ではなかった。また、RCIC室天井から水がぼたぼた垂れて蒸気止め弁などにかかっていたがタービンやポンプ、配管等に異常はなかった。

現場で停止状態を確認し、蒸気止め弁の機械機構部に異常はなかったことから、中央制御室で再度弁のリセット操作・再起動操作をしたが、起動後すぐに蒸気止め弁が閉まり停止した。

RCIC停止の状況確認や起動操作の対応に追われる中、3月12日12:35に原子炉水位低により高圧注水系（HPCI）が自動起動し、原子炉への注水を再開した。

表 1 3号機 RCIC 関連操作と観測事実

時刻	内容	参考
3/11 14:47	原子炉自動スクラム	(1)
3/11 14:48	非常用ディーゼル発電機自動起動	(1)
3/11 15:05	RCIC 手動起動	(1)
3/11 15:25	RCIC 自動停止 (原子炉水位高)	(1)
3/11 15:38	全交流電源喪失	(1)
3/11 16:03	<p>RCIC 手動起動</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 運転員は RCIC の起動停止によるバッテリー消費を避けること及び原子炉水位確保を安定して行うため、炉注水ライン及びテストラインの両ラインを通水するように RCIC 制御盤にて操作し、ライン構成。原子炉水位が緩やかな変化となるように、テストラインの弁の開度調整や FIC にて、水位調整範囲を定めて流量調整。 ➤ バッテリー節約のため、監視計器や制御盤、計算機について、監視及び運転制御に最低限必要な設備を除き、負荷の切り離しを実施。監視計器については、A 系 B 系と二重化されていることから片系ずつ使用しバッテリー消費量の低減を図った。また、中央制御室の非常灯や時計の切り離しや、別室の蛍光灯を抜くなども実施。 	(1)
3/12 11:36	<p>RCIC 自動停止</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 中央制御室 RCIC 制御盤にて、RCIC 状態表示灯が停止表示、RCIC 流量計、吐出圧力計などの指示値が 0 となり、RCIC の停止を確認。 	(1)
～	<p>RCIC 再起動操作</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 中央制御室 RCIC 制御盤にて弁のリセット操作を実施し、再起動操作を試みるも、起動後すぐに停止することから、運転員が現場確認に向かう。 ➤ HPCI 室側から RCIC 室に入室、両室内ともに床面には踝ほど(10～20cm 程度)水が溜まっているものの、汗ばむような状況ではない。RCIC 室天井から水がぼたぼた垂れて蒸気止め弁などにかかっていたがタービンやポンプ、配管等に異常なし。 ➤ 現場で停止状態を確認。蒸気止め弁の機械機構部に異常はなかったことから、中央制御室で再度弁のリセット操作・再起動操作をしたが、起動後すぐに蒸気止め弁が閉まり停止。 	(1)
3/12 12:35	HPCI 自動起動 (原子炉水位低)	(1)

(1) 福島原子力事故調査報告書、東京電力株式会社、平成 24 年 6 月 20 日

<RCIC 蒸気止め弁のトリップ機構とリセット操作について（参考）>

RCIC タービントリップには、電気式トリップ機構と機械式過速度トリップ機構の2つのトリップ機構があり、異常時にはタービン蒸気止め弁を閉として蒸気を遮断する。図2にタービン蒸気止め弁とトリップ機構の概要図を示す。

電気式トリップは、トリップ信号（インタロックによる自動トリップ信号又は手動トリップ信号）が入ると蒸気止め弁駆動部に付いているトリップソレノイドが励磁してラッチ機構を外す。ラッチ機構が外れると弁シリンダー内にセットされているばねが伸長することで、蒸気止め弁を全閉とする。

機械式トリップはタービンの非常用调速機の作動により、過速度トリップ機構のタペットが押し上げられ、その動作によりラッチ機構と接続しているロッドが、スプリングの力によって動き、ラッチ機構を外す。電気式トリップの作動は RCIC の運転制御と同様、直流電源が必要であるが、機械式トリップは直流電源がなくても作動することが可能である。

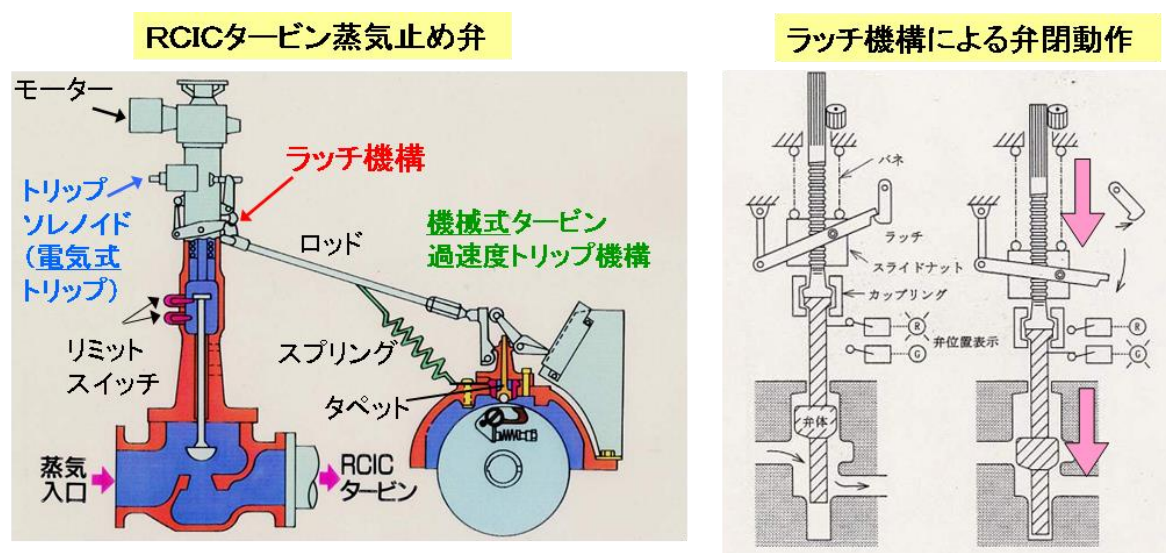
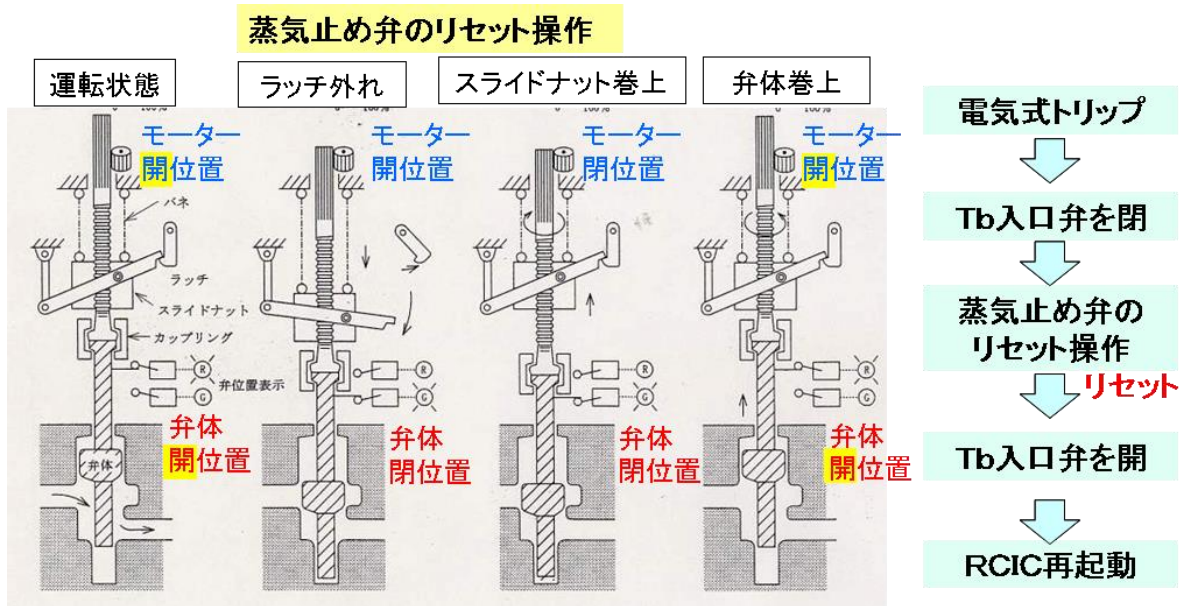


図2 RCIC タービン蒸気止め弁とトリップ機構の概要図

つづいて、電気式トリップによりラッチ機構が外れた後の、蒸気止め弁のリセット操作の概要図を図3に示す。トリップした状態の蒸気止め弁は電動部が開状態の位置のままなので、中央制御室の RCIC 制御盤にて蒸気止め弁を全閉操作し、モーターにて電動部を全閉位置まで回転させる。これによりスライドナットが巻き上げられ、ラッチレバーがラッチにかみ合う。この状態で電気回路的にはリセット状態となって、モーターで弁の開閉が可能となる。この後、RCIC 制御盤にて蒸気止め弁を全開操作し、弁体を全開位置とすることで、リセット完了となる。

以上のリセット操作は中央制御室の RCIC 制御盤からの遠隔操作により実施されるものであるが、機械式トリップが作動した場合は、さらに、現場での機械式トリップ機構の復旧操作が必要となる。また、電気式トリップのインタロック条件が解消されていない場合は、リセットできずに再度止め弁が閉となる。



3. 直流電源の状況について

図 4 に 3 号機直流電源と RCIC、HPCI 関連負荷の構成図を示す。1、2 号機と異なり、3 号機の蓄電池や直流電源盤はサービス建屋の中地下階に設置されていたため、津波による機能喪失を免れた。

図 5 に直流電源負荷の運転状況の概略図を、表 2 に事象の時系列と各負荷への供給状況を示す。電気式トリップに必要な RCIC 論理回路やトリップ信号の直流電源は蓄電池 DC125V-3A (分電盤 3A-1) から供給されている。3 月 12 日 11:36 の RCIC 自動停止の時点で、中央制御室にて RCIC の運転制御やリセット操作、原子炉水位計の監視ができており、蓄電池 DC125V-3A が枯渇する徴候は見られていないことから、電気式トリップの作動に必要な直流電源も確保されていたものと考えられる。

蓄電池 DC125V-3A の容量 (10 時間放電率換算で 1200AH) は、外部電源喪失後の非常用 D/G の起動や、分電盤の遮断器の作動といった瞬時的な負荷のほか、RCIC や中央制御室の制御盤、直流照明の 4 時間分の継続運転を考慮して算定されたものである。津波による全交流電源喪失後、RCIC は約 20 時間運転を継続していたことになるが、直流電源の設計上の余裕 (実際の消費電流は設計値よりも小さいこと等) や、直流照明等の不要な負荷の切り離し、原子炉水位高信号による RCIC トリップの回避などによって、この時点まで蓄電池は枯渇することなく運転・制御が継続されたものと考えられる。

ただし、3 月 12 日午後以降は、RCIC 復水器の真空ポンプのトリップや計器の停止等、蓄電池 DC125V3A の枯渇の徴候が確認されており、不安定な状況であったものと推定される。

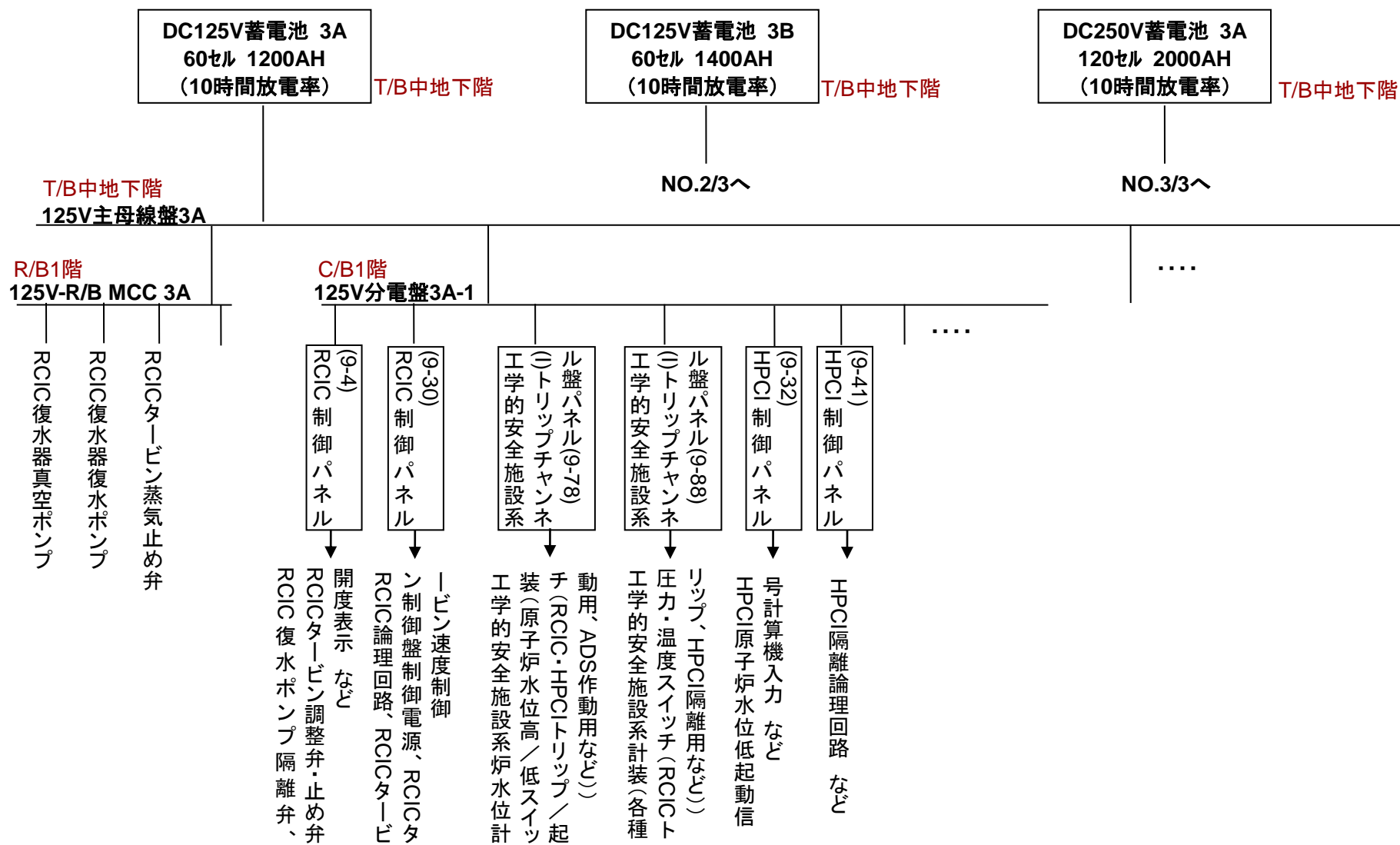


図 4 直流電源と RCIC/HPCI 関連負荷の構成図 (No.1/3)

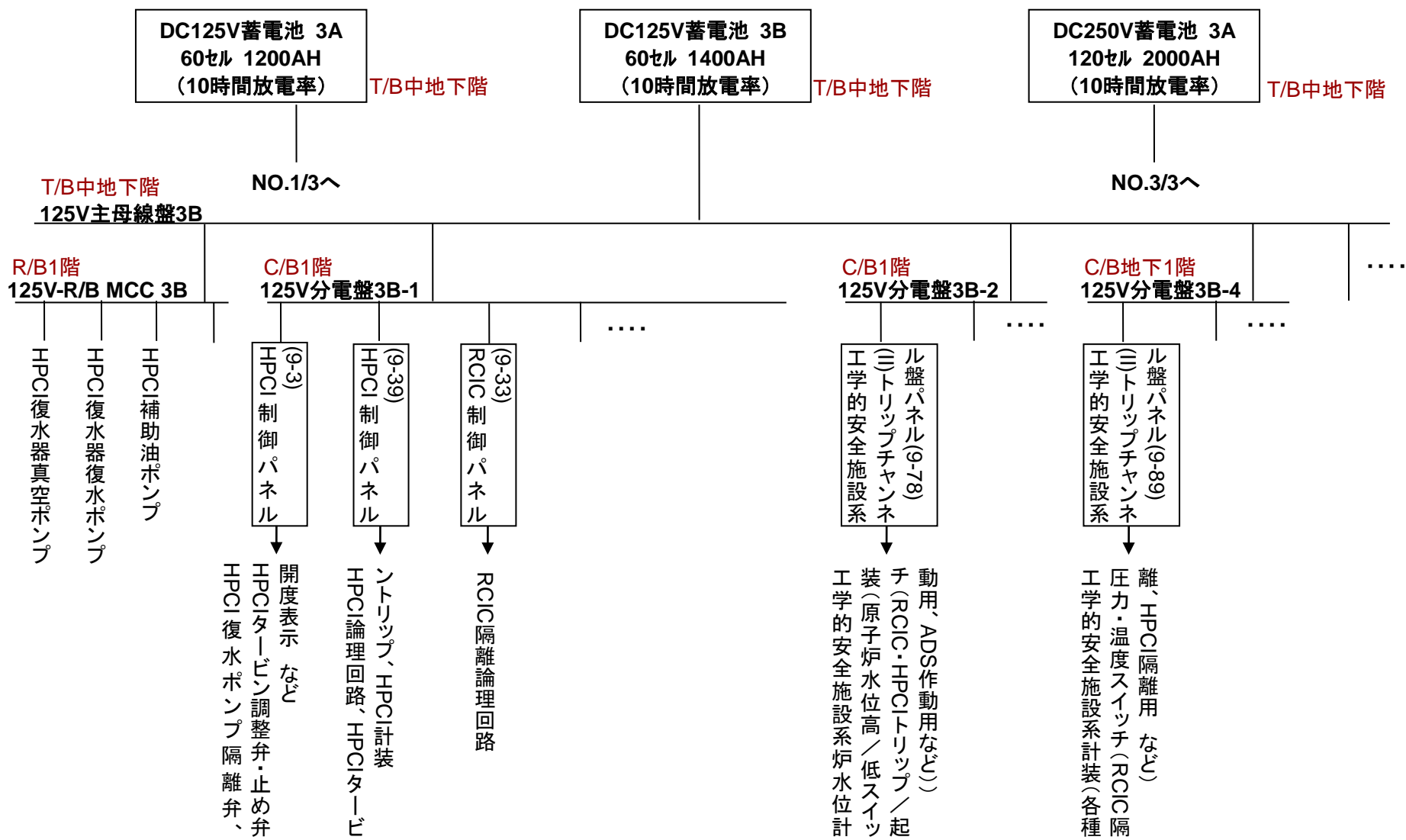


図 4 直流電源と RCIC/HPCI 関連負荷の構成図 (No.2/3)

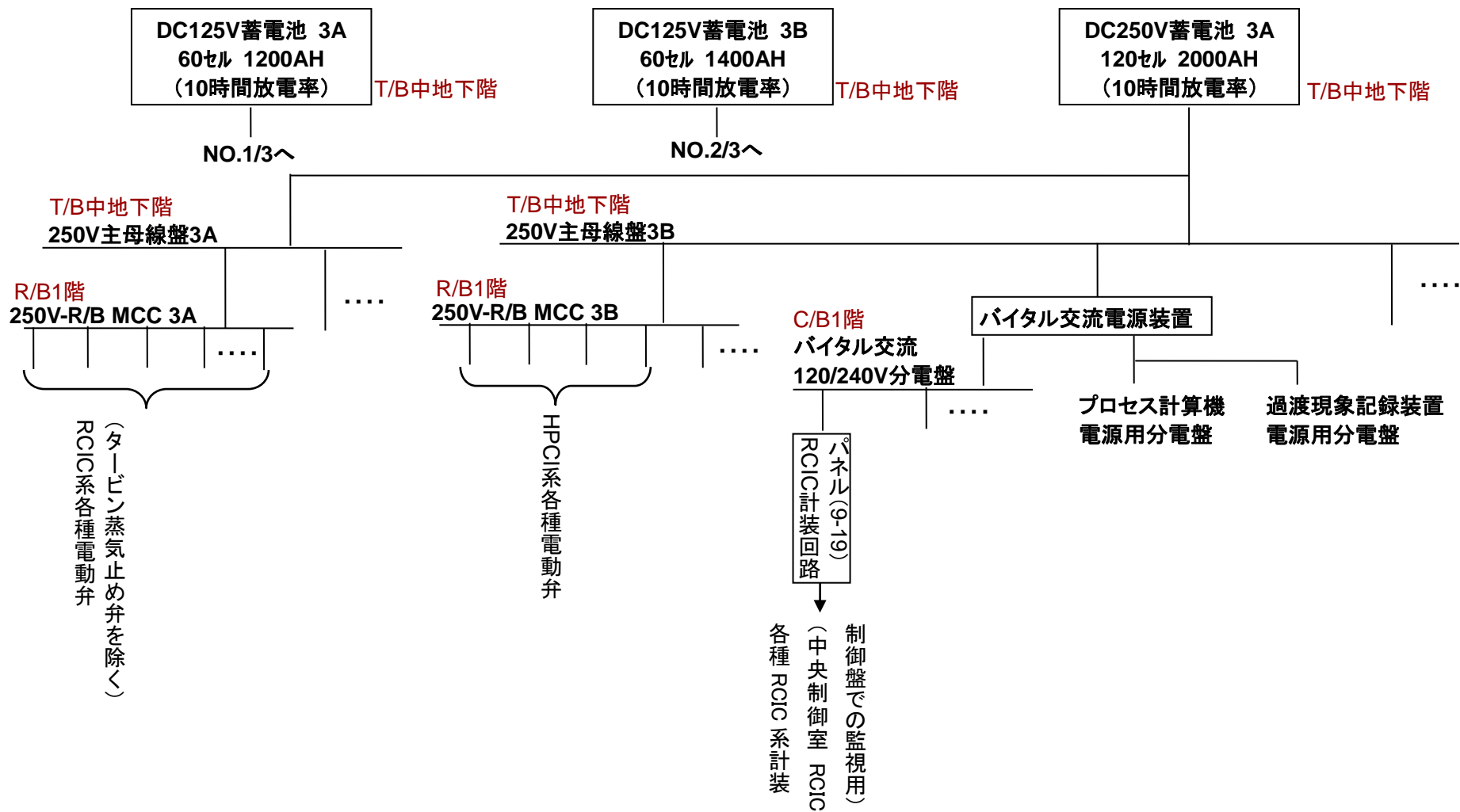


図 4 直流電源と RCIC/HPCI 関連負荷の構成図 (No.3/3)

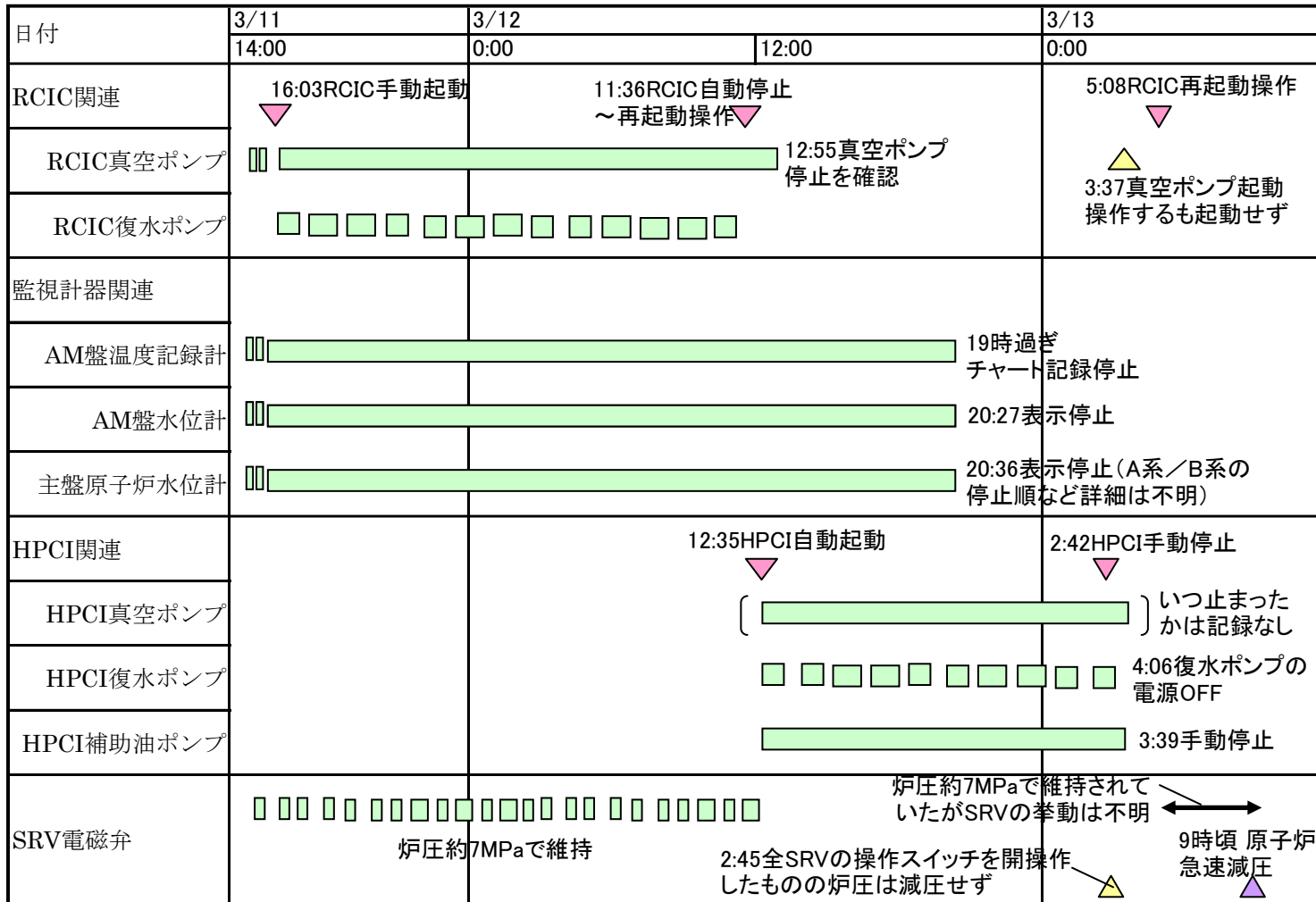


図 5 直流電源負荷の運転状況概略図

表 2 各負荷への直流電源の供給状況

日時	イベント	蓄電池 DC125V-3A			蓄電池 DC125V-3B			蓄電池 DC250V-3A			備考・推定内容 (○は各負荷の供給電源先を示す)
		主母線盤 3A			主母線盤 3B			主母線盤 3A	主母線盤 3B		
		MCC 3A	分電盤 3A-1	分電盤 3A-2	MCC 3B	分電盤 3B-1	分電盤 3B-2	MCC 3A	MCC 3B	バイタル	
3/11 16:03	RCIC 手動起動	○	○					○			
—	中央制御室にて関連パラメータを監視しながら FIC にて流量調整									○	バイタル分電盤については、RCIC 関連パラメータの監視等を除き、不要な負荷を停止
3/12 11:36	RCIC 自動停止		○*1)								
	RCIC 流量計や吐出圧力計指示値 0									○	
—	RCIC リセット操作・再起動操作	○						○			
—	RCIC 再起動直後に停止		○*1)								*1)この時点で直流電源の枯渇の徴候は確認されておらず、電気式トリップに必要な電圧が確保されていたものと推定
3/12 12:35	HPCI 自動起動 (原子炉水位低)				○	○			○		
～ 3/12 20:00 頃	監視計器表示 ・AM 盤格納容器温度記録計 チャート ・AM 盤 D/W 圧力計、S/C 圧力計、S/C 水位計 ・原子炉水位計 (広帯域、燃料域)		○	○							3/12 11:36 の時点では、各計器は動作継続しており、直流電源枯渇の徴候は確認されず 3/12 20:00 頃以降、計器の停止等枯渇の徴候が確認されており、不安定な状況であったものと推定

4. 停止原因の検討について

4. 1 電気式トリップの可能性について

3月12日11:36のRCIC自動停止について、前述の通り中央制御室での監視・操作や現場での確認の状況により、

- ・ トリップ機構を有するタービン蒸気止め弁が閉となって停止したこと
- ・ 中央制御室にてタービン蒸気止め弁のリセット操作が実施できたこと
- ・ RCICの運転制御に必要な直流電源が生きていたこと

から、機械式タービン過速度トリップは作動しておらず、電気式トリップが作動した可能性が高い。

電気式トリップのインタロック条件を図6に示す。

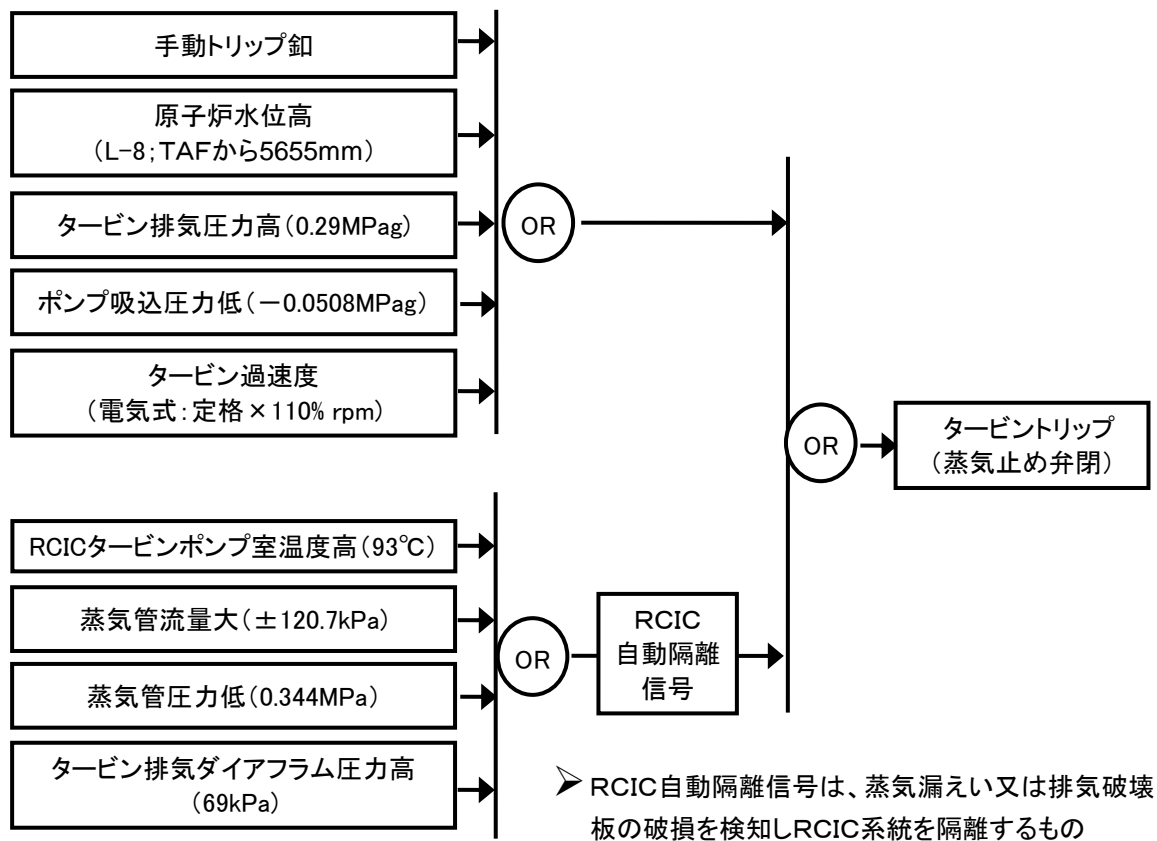


図6 RCICの電気式トリップのインタロックブロック線図

測定データ等から、タービン排気圧力高が、この中で最もインタロック条件の成立の可能性が高いと推定される。以下に各インタロック条件の成立の可能性について述べる。

4. 2 タービン排気圧力高インタロック作動の可能性について

図7に運転員が読み取ったタービン排気圧力の測定値を示す。除熱機能の喪失により、排気圧力は、D/W 圧力、S/C 圧力とともに上昇傾向にあり、3月12日11:36のRCIC停止時には、排気圧力高トリップ設定値に近い状況にあったことが分かる。ただし、11:25の排気圧力の読み値は0.25MPagであり、この時点ではトリップ設定値(0.29MPag)には達していない。また、停止した時点における排気圧力は確認されていないため、排気圧力高によりトリップしたことを示す観測記録はない。

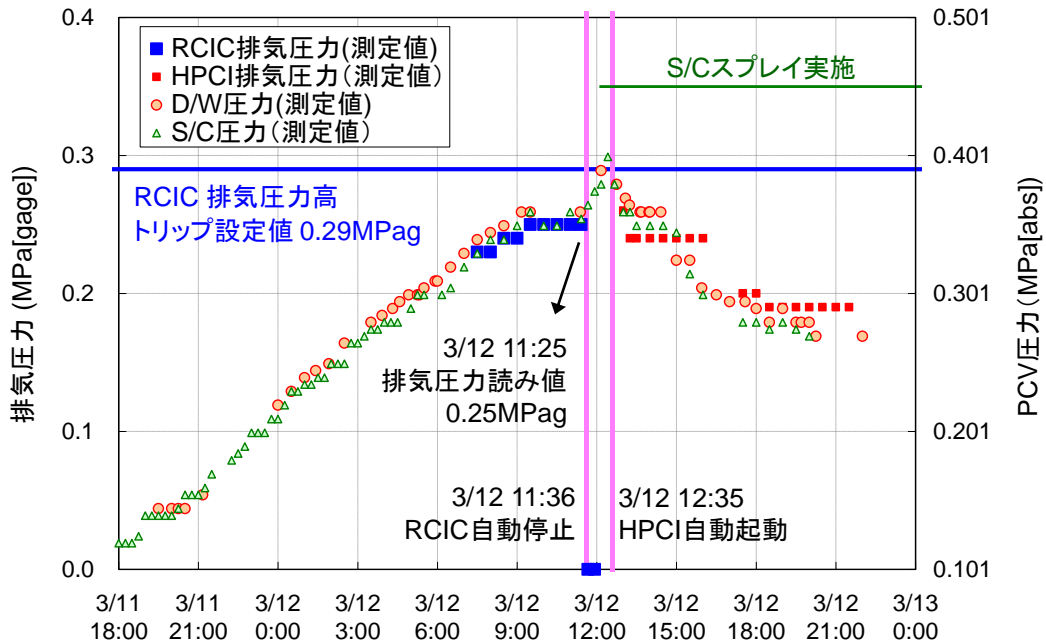


図7 RCIC タービン排気圧力と PCV 圧力の推移

しかしながら、最終的な熱の逃がし場を喪失している状態であり、格納容器の圧力は単調増加するはずの条件下で、RCIC トリップ前に D/W 圧力、S/C 圧力は3時間近く一定値を保った後、再度上昇していく挙動を示している。以下の点から、3月12日11:36の停止時に排気圧力高に達した可能性があると考えられる。

(1) 計器精度について

図8に示すように、中央制御室表示用の排気圧力計と論理回路入力用の排気圧力計は異なる。計器精度、読み取り誤差を考慮すると両者は0.02MPa程度の差が生じうる。従って、この誤差を考慮しても、3月12日11:25の読み値0.25MPagは、トリップ設定値(0.29MPag)には至っていないと考えられる。

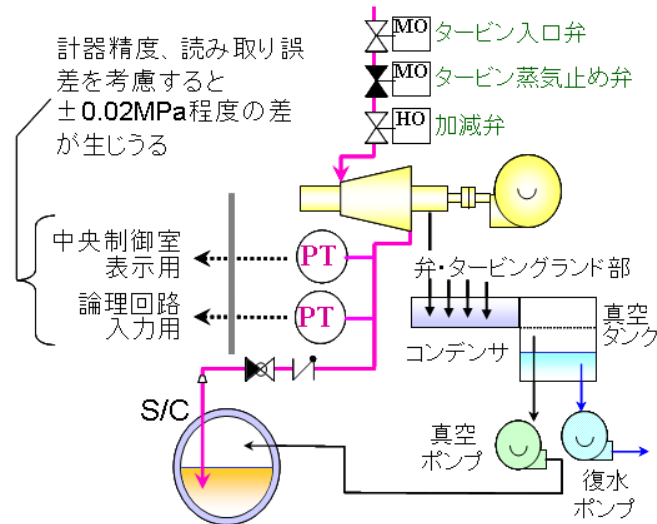


図8 RCIC 排気圧力計設置位置の概要図

一方、同日 11:25 から 11:36 にかけて D/W、S/C 圧力が上昇している。定期検査時に実施される、定格原子炉圧力（約 6.9MPag）での RCIC 試運転データによると、S/C 圧力が大気圧におけるタービン排気圧力は約 0.05MPag 程度である。これは定格運転時のタービン排気管の圧力損失を示しているが、11:25 から 11:36 にかけての S/C 圧力測定値は約 0.36MPaa であり、圧力損失分として 0.05MPag を加えると約 0.41MPaa（約 0.31MPag）となり、トリップ設定値を超える程度となる。

従って、11:25 の時点では排気圧力はトリップ設定値（0.29MPag）に至っていないものの、トリップ設定値に近い状況にあり、11:25 から 11:36 にかけて D/W、S/C 圧力が上昇した際に、排気圧力がトリップ設定値に到達した可能性が高いと推定される。

(2) リセット操作が実施できたことについて

図7に示したように、3月12日11:36のRCICトリップ後のタービン排気圧力読み値はほぼ0MPagを示している。これは、排気管内の蒸気がコンデンサで凝縮し、また下流側に逆止弁が有るためS/C圧力（背圧）がかからないためである。

RCIC停止後に実施した再起動操作において、リセット操作はできたが再起動して蒸気を流し始めると再トリップする事象について、仮にトリップ原因がタービン排気圧力高であった場合、停止した時点で排気圧力計指示値が下がりトリップ条件は一度クリアし、その後蒸気を流し始めると排気圧力が再度上昇しトリップするというシナリオが説明できる。

なお、最終的な熱の逃がし場を喪失している状態で除熱機能を喪失した以降、単調増加していたD/W圧力、S/C圧力が、9:30から11:25にかけて一定となった後、再上昇する事象については、その挙動の理由は不明である。当時、SRVやRCICを経由して原子炉の蒸気がS/Cに放出され、また、S/C内温度成層化していたと考えら

れており、S/C内の何らかの状況変化による挙動であった可能性が考えられる。

4. 3 その他インタロック作動の可能性について

以下のように他のインタロック条件の成立の可能性は低いと考えられる。

<手動トリップ>

手動トリップ釦を押した事実は確認されていない。

<原子炉水位高 (L-8 ; TAF から 5655mm) >

図9に原子炉水位(狭帯域)のチャート記録を、図10に原子炉水位測定値の推移を示す。原子炉水位を監視しながら、FICにてRCIC流量を調整しており、3月12日11:36のRCICトリップ時、原子炉水位測定値はL-8に達していないため、原子炉水位高インタロックによる停止の可能性はない。

<ポンプ吸込圧力低 (-0.0508MPag) >

CST水位が下がると発生しうるが、同じCSTを水源として、直後にHPCIが自動起動し運転している(同じトリップ条件を有する)。また、タンク水位低が発生した場合、インタロック条件がクリアされないため、リセット操作ができず、観測事実と整合しない。

<タービン過速度大 (電気式 : 定格×110% rpm) >

RCIC制御電源が生きており、運転員が原子炉水位を確認しながら流量調整器により蒸気調整弁の制御をしていたことから、過速度トリップが発生した可能性は低い。

<自動隔離信号>

状態表示灯にてRCIC隔離弁が閉になったとの確認記録はない。また、3月13日11時頃に中央制御室にてPCV外側隔離弁を閉操作している。

赤：原子炉水位（狭帯域）

緑：原子炉圧力（広帯域）

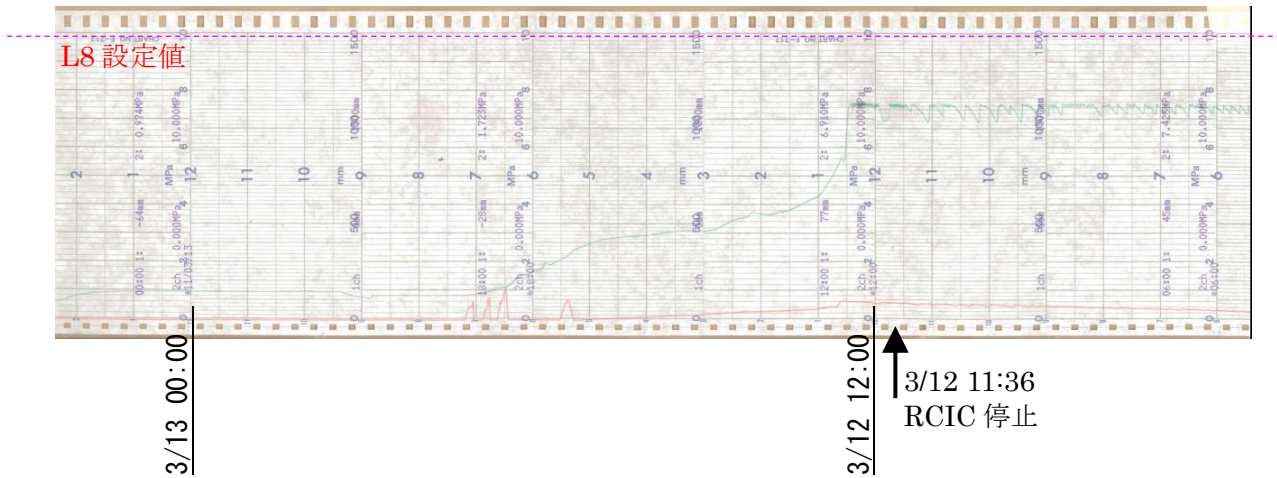


図9 原子炉水位／原子炉圧力チャート

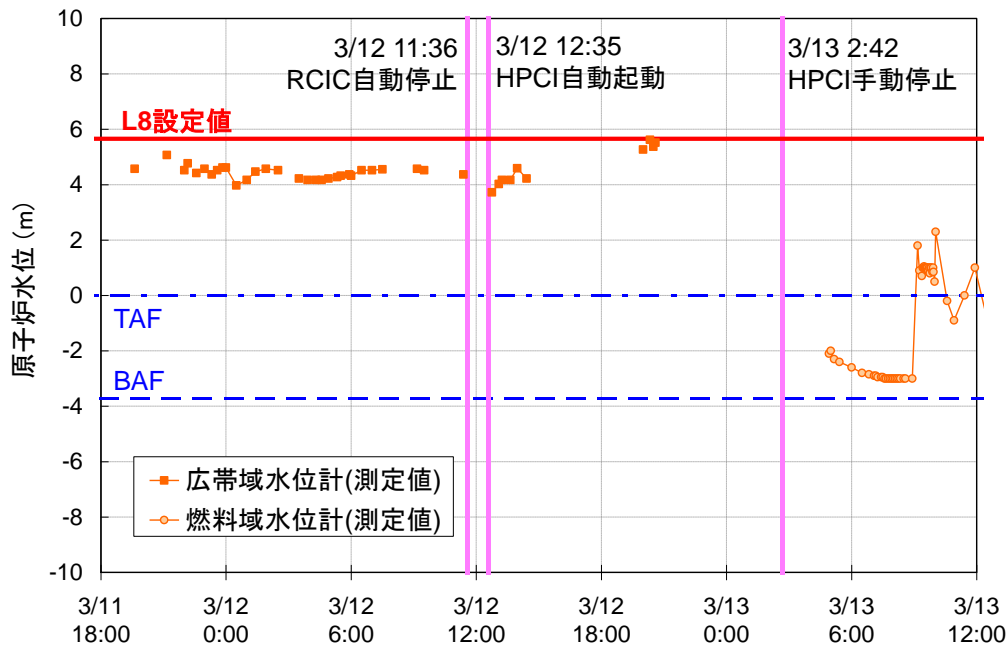


図10 原子炉水位の推移

5. 対策との関係について

柏崎刈羽原子力発電所の安全対策として、全交流電源喪失を想定した場合におけるS/C圧力上昇時でもRCIC注水を継続させる観点から、タービン排気圧力高インタロックのトリップ設定値を引き上げた。

ここで、RCICの排気管には過圧防止のためにラプチャディスクを設置したベントラインが設けられているため、仮にS/C圧力上昇とともにRCIC排気圧力が上昇を続け、RCICのラプチャディスク開放の設定圧力に達すると、当該ディスクが物理的に

破裂し圧力を解放する設計となっている。ただし、代替注水設備等による格納容器スプレイ又は格納容器ベントによって、格納容器冷却を実施するため S/C 圧力は抑制されることとなる。(RCIC のラプチャディスク開放の設定圧力よりも、格納容器ベント実施の判断基準圧力の方が小さい。)

また、その他にも、以下の高圧注水機能の強化の対策に取り組んでいる。

- ・ 直流電源設備の強化（容量増強、高所設置）
- ・ 高圧代替注水系設備（HPAC）の追設
- ・ 全交流電源及び直流電源喪失時の現場での RCIC 手動起動手順の整備

6. まとめ

3 月 12 日 11:36 の 3 号機の RCIC 停止原因について、中央制御室での監視・操作や現場での確認の状況により、

- ・ トリップ機構を有するタービン蒸気止め弁が閉となって停止したこと
- ・ 中央制御室にてタービン蒸気止め弁のリセット操作が実施できたこと
- ・ RCIC の運転制御に必要な直流電源が生きていたこと

から、機械式タービン過速度トリップは作動しておらず、電気式トリップが働いた可能性が高い。

電気式トリップのインタロック条件のうち、測定データ等から最も成立条件に近いものはタービン排気圧力高である。3 月 12 日 11:25 の時点ではタービン排気圧力の読み値は 0.25MPag でありトリップ設定値 (0.29MPag) には至っていないものの、RCIC トリップ前に D/W 圧力、S/C 圧力は一定値を保った後再度上昇する挙動を示しており、以下の点から、同日 11:36 の停止時に排気圧力高に達したと推定される。

- ・ S/C 圧力測定値に排気管の圧力損失分を加味すると、タービン排気圧力はトリップ設定値を超える程度になっており、タービン排気圧力はトリップ設定値に近い状況にあった。
- ・ 3 月 12 日 11:25 から 11:36 にかけて S/C 圧力が上昇した際に、タービン排気圧力がトリップ設定値に達した可能性がある。
- ・ リセット操作はできる（この時点でトリップ条件は一度クリアしている）が、再起動して蒸気を流し始めると、再トリップする事象を説明可能。
- ・ 他のインタロック条件の成立の可能性は低い。

以上

3月20日前後の線量上昇について

1. はじめに

福島第一原子力発電所では、3月20日、21日頃に線量上昇が観測されている。この頃、関東圏でも線量上昇が観測され、ヨウ素の濃度上昇による水道水の摂取制限も実施されており、福島第一原子力発電所事故の影響を評価する上で、3月20日、21日頃に観測された線量上昇の要因と放射性物質の放出挙動の詳細について明らかにする必要がある。

なお、MAAPコードによる解析は、長時間になるほど不確かさが大きくなり、評価結果の信頼性が低くなることから、長くとも一週間程度で解析を終了させている。

このような状況をもとに、本資料では、当時のプラントパラメータ、プラント周囲の状況、事故対応の状況などをもとに推定を進め、3月20日、21日頃に発生した線量上昇の要因について検討した。

2. 3月20日、21日頃に観測された線量上昇について

図1に、3月20日過ぎの福島第一原子力発電所周辺の線量測定値を示す。問題にしている線量上昇は、赤枠で囲った箇所である。3月20日は、事務本館北において12時50分～14時50分の2時間で約800 μ Sv/h上昇しており、16時頃まで3000 μ Sv/hを超える水準で推移し、その後減少に転じている。3月21日は、正門において16時50分～18時30分の1時間40分で約1400 μ Sv/h上昇しており、その後19時40分には上昇前と同じ水準まで線量率が低下している。

また、図2に線量測定箇所の概略位置を示す。

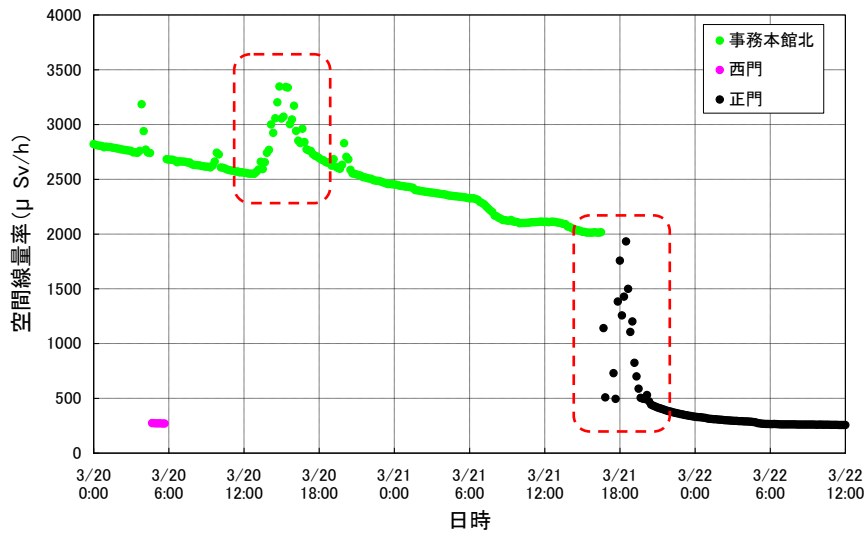


図1 3月20日、21日の線量上昇



図2 線量測定箇所概略図

3. 線量上昇の要因として考えられる事象について

図 1 で示した線量上昇の要因として考えられる主な事象を以下に列挙する。

- ①新たな放射性物質の放出事象が発生した可能性
- ②風向きの変化による線量上昇検知の可能性

4. 新たに放射性物質が放出する事象の発生可能性について

項目 3.で挙げた①の可能性について検討した結果を示す。

4.1. プラントパラメータの推移からの考察

新たな放射性物質の放出事象が発生した場合には、プラントパラメータに変化が生じる可能性がある。そこで、1～3号機のプラントパラメータ（原子炉水位、原子炉圧力、格納容器圧力、CAMS）の推移を図 3～図 11 に示す。

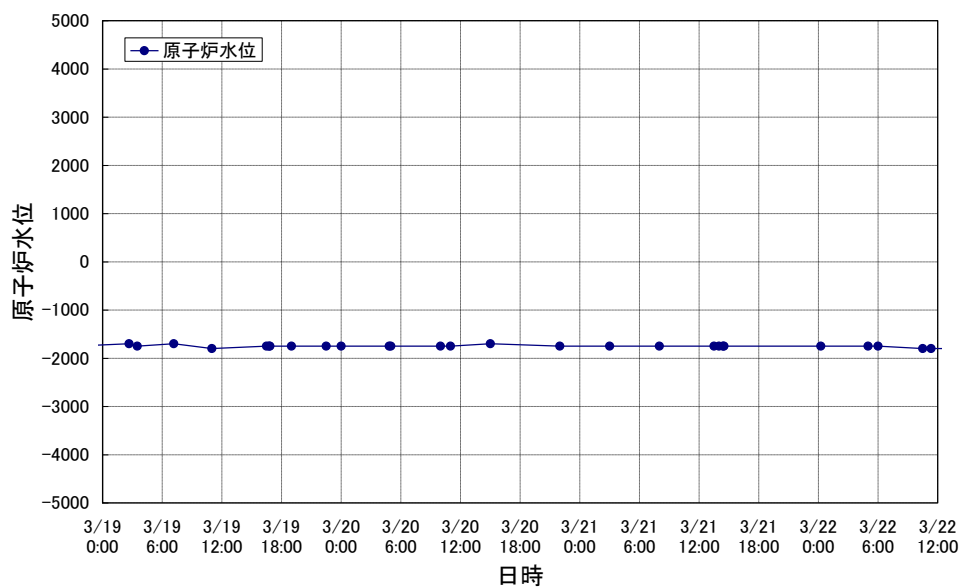


図 3 1号機 原子炉水位

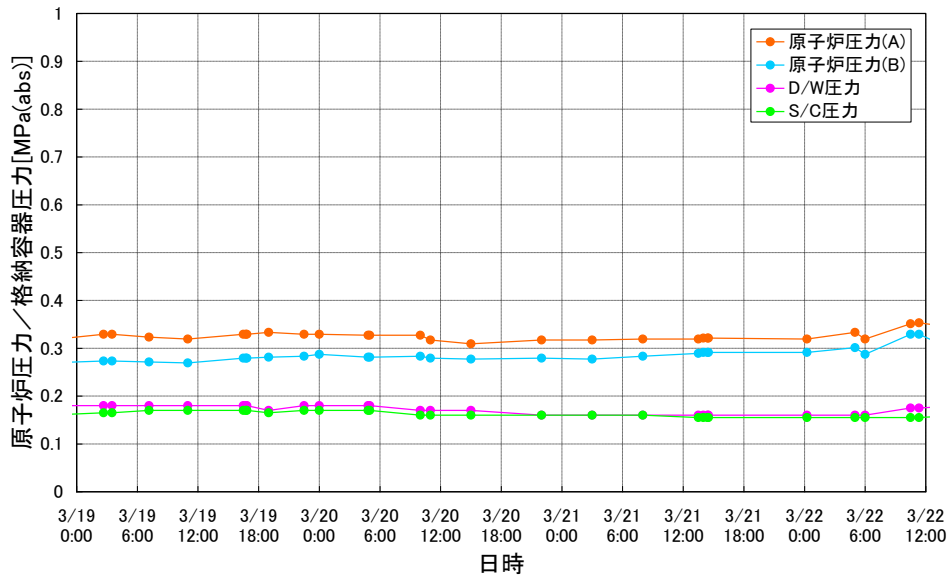


図4 1号機 原子炉压力／格納容器压力

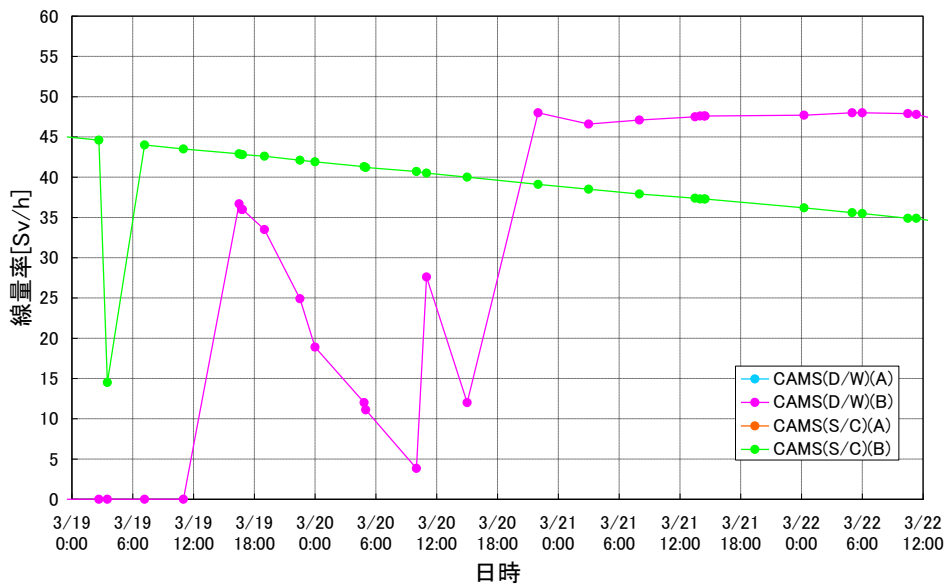


図5 1号機 CAMS

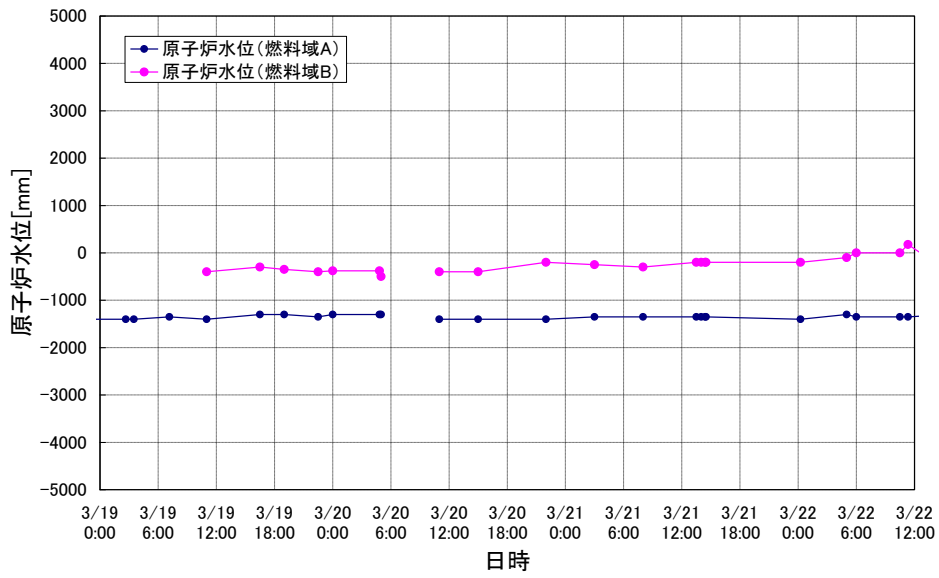


図6 2号機 原子炉水位

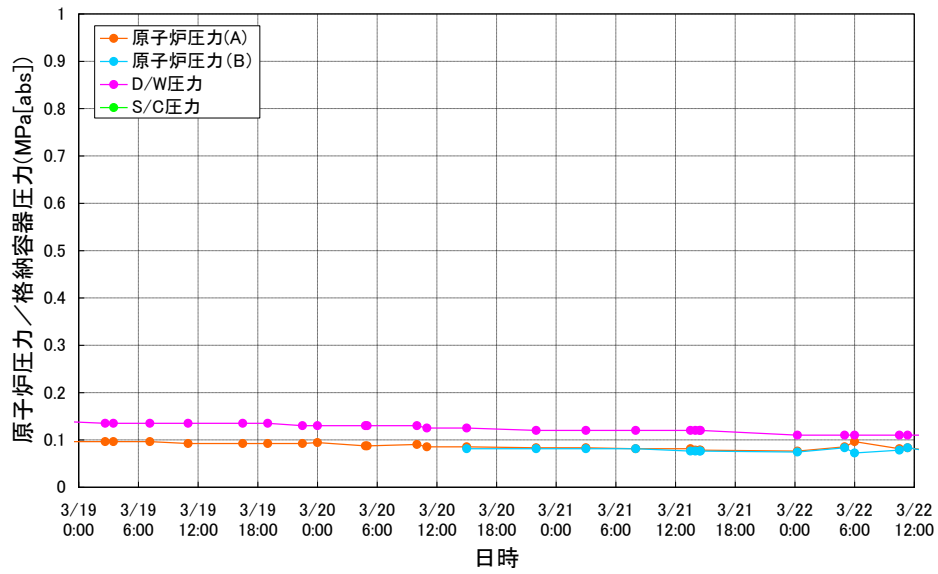


図7 2号機 原子炉压力/格納容器压力

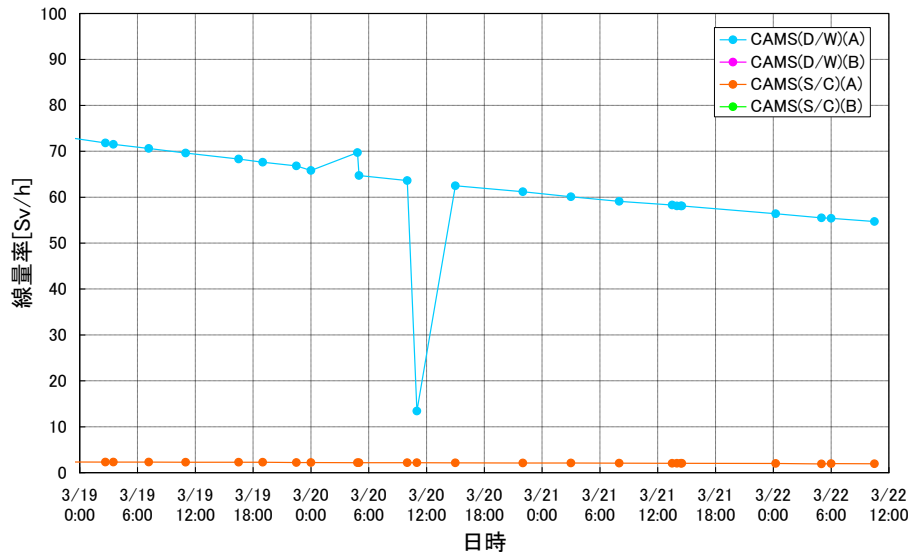


図 8 2号機 CAMS

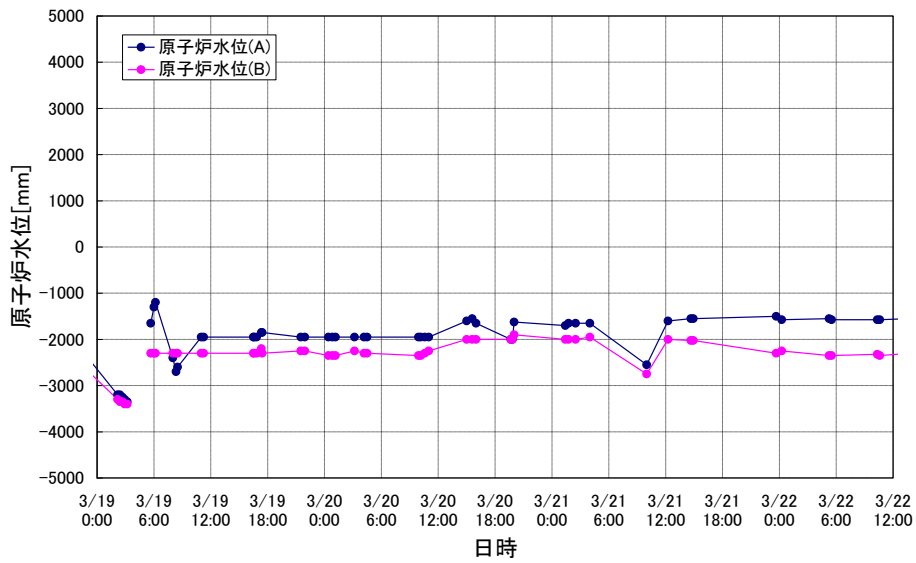


図 9 3号機 原子炉水位

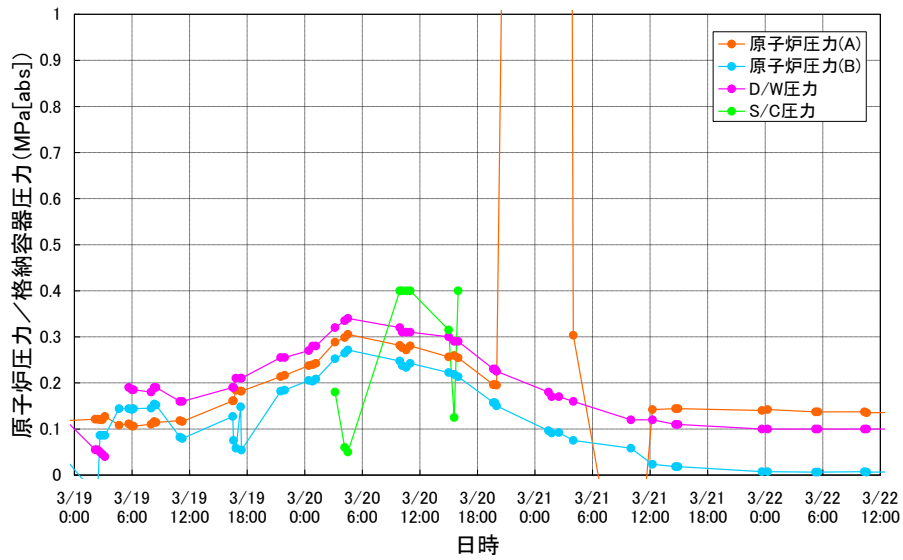


図 10 3号機 原子炉圧力/格納容器圧力

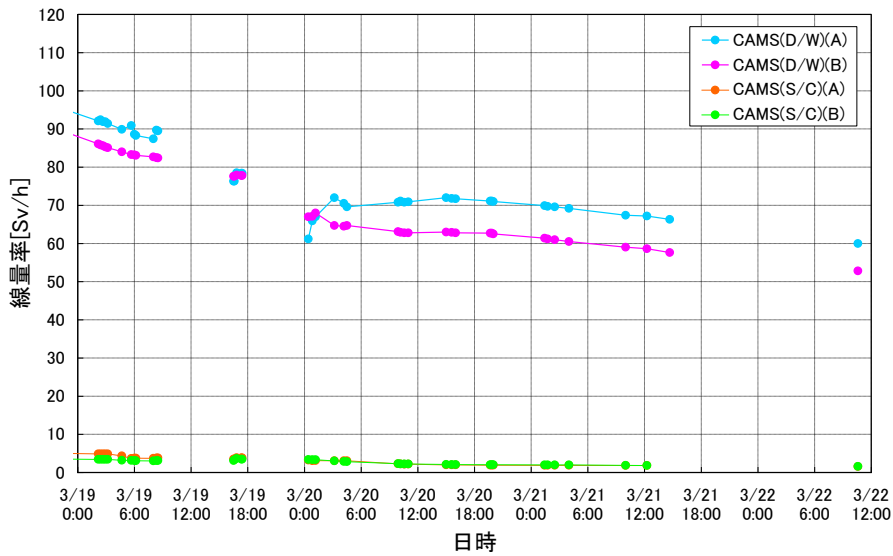


図 11 3号機 CAMS

1号機について、図 3、図 4 を見ると、測定点の少なさはあるものの、線量上昇が観測されている期間において、原子炉水位、原子炉圧力、格納容器圧力に大きな変化は見られない。図 5 において、CAMS (D/W) の指示値が 20 日の 12 時過ぎに大きく低下していることから、格納容器から放射性物質が放出された可能性も考えられるが、格納容器圧力に変化が見られないこと、

CAMS (S/C) の指示値は当該の時間帯に大きな変化が見られないことを合わせて考えれば、CAMS (D/W) の指示値の不良である可能性が高いと考える。

2号機について、図6、図7を見ると、測定点の少なさはあるものの、線量上昇が観測されている期間において、原子炉水位、原子炉圧力、格納容器圧力に大きな変化は見られない。図8において、CAMS (D/W) の指示値が20日の11時に前後と比較して低い値を示しているが、CAMS (D/W) 測定値の連続性の観点と CAMS (S/C) の値が同時刻帯で変化がないことから、11時の測定結果が指示不良である可能性が高いと考える。

3号機について、図9、図10を見ると、20日の線量上昇が観測される期間において、原子炉水位にわずかな上昇がみられ、原子炉圧力、D/W 圧力にわずかな低下がみられる。この時間、3号機の給水ノズル N4B 温度は210℃ (11時) から140℃ (15時) に、圧力容器下部ヘッドは244℃ (11時) から220℃ (15時)、D/W HVH 戻り温度は220℃ (11時) から187℃ (15時) というように、原子炉圧力容器、格納容器の温度はそれぞれ低下傾向を示している[1]。従って、温度の低下に伴い、圧力が低下したものと考える。また、図11を見ると、当該の時間 CAMS の指示値に変化は見られない。これらのことから、3号機から放射性物質が放出される事象がこの時間帯発生した可能性は低いと考える。

以上のように、プラントパラメータの推移からは、線量上昇が発生したタイミングで原子炉圧力容器または格納容器内で何らかの変化が生じ、放射性物質の新たな放出につながったと考えられるシナリオの可能性を見いだすことはできなかった。

4.2. 当時の事故対応からの考察

当時の事故対応の記録である、発電所-本部を繋ぐTV会議での発話から、線量上昇の原因について調査を行った。

3月20日の線量上昇について、TV会議の中でも事務本館北での線量上昇が報告されているものの、線量上昇の要因と関連する情報は報告されていない。

21日の線量上昇について、3号機では21日16時頃にR/Bの南東から黒煙の発生が観測され、その状況について報告されている。この黒煙発生の影響について把握するため、測定ポイントを風下側に移動させるなど、モニタリングカーの測定場所を変更している。ただし、風向は刻々と変化しており、移動先で必ずしも風下となっている状況ではなかった(表1)。

表 1 黒煙発生に伴うモニタリングカー移動の様子

移動	日時	測定場所	風向き	プラントに対する位置関係
↓	3/21 16:30	事務本館北	北東	風上
↓	3/21 16:42	正門	東	風下
↓	3/21 16:50	正門	南	—
↓	3/21 17:06	MP7 付近	南西	風上
↓	3/21 17:30	正門	東	風下

黒煙はその後一旦収まるものの、23 日の 16 時頃に再び発生していることが報告されている。

黒煙の原因としては、『原子炉建屋の 4 階に油を使った流体継手という装置があり、この装置の油に何らかの要因で火がついたと想定している。油の量は一定なので、燃え尽きれば自然鎮火すると想定している。運転中であつたため、発電所の内部に可燃物は極めて少ないと考えている。』と報告されている。

なお、3 月 21 日の 16 時以降にモニタリングカーの測定位置が事務本館北から正門に移動しているのは、風下側に配置して、黒煙に伴う線量上昇の有無を確認するためである。

以上の内容を踏まえると、黒煙は既設の MG セットの油が何らかの原因で引火したものと推測されており、黒煙の発生と放射性物質の放出との因果関係は確認できなかった。

5. 風向きの変化による線量上昇検知の可能性

項目 3 で挙げた②の可能性について検討した結果を示す

3 月 20 日、21 日当時、各プラントの格納容器からはある程度定常的に放射性物質の漏出が起こっていたと考えられる。例えば、3 号機の格納容器から漏えいした蒸気等が白煙となり、水素爆発により崩壊した建屋上部からあがっている様子が、3 月 16 日に撮影された空撮写真で確認できる（図 12）。

この頃、モニタリングカーは事務本館北および正門と、発電所の近傍で計測を行っているため、風向きの変化により線量上昇を検知した可能性がある。

そこで、線量上昇が発生しているタイミングで、モニタリングカーの位置が風下となっていたかを確認する。図 13 に 3 月 18 日から 23 日までの空間線量率と風向の関係を示す[2]。空間線量の上昇が観測されている図中の①～④の時間帯に着目して、事務本館北、西門、正門それぞれにおけるモニタリ

ングカーの位置と風向との関係を調査した。

図 14 に、事務本館北、西門、正門の位置関係を示す。



図 12 3号機空撮写真 (2011年3月16日撮影)

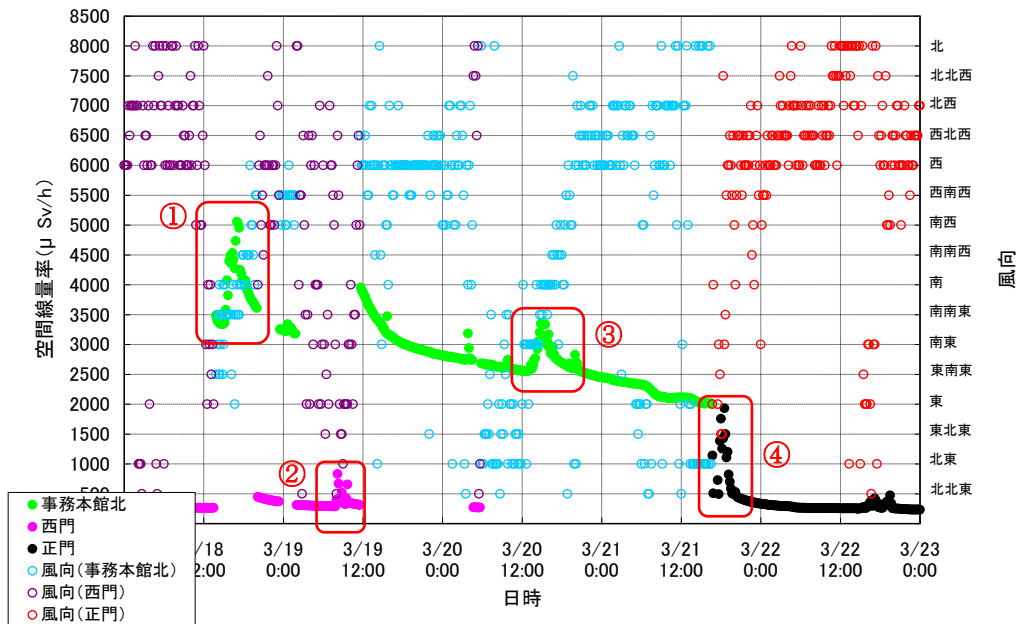


図 13 空間線量率の推移と風向

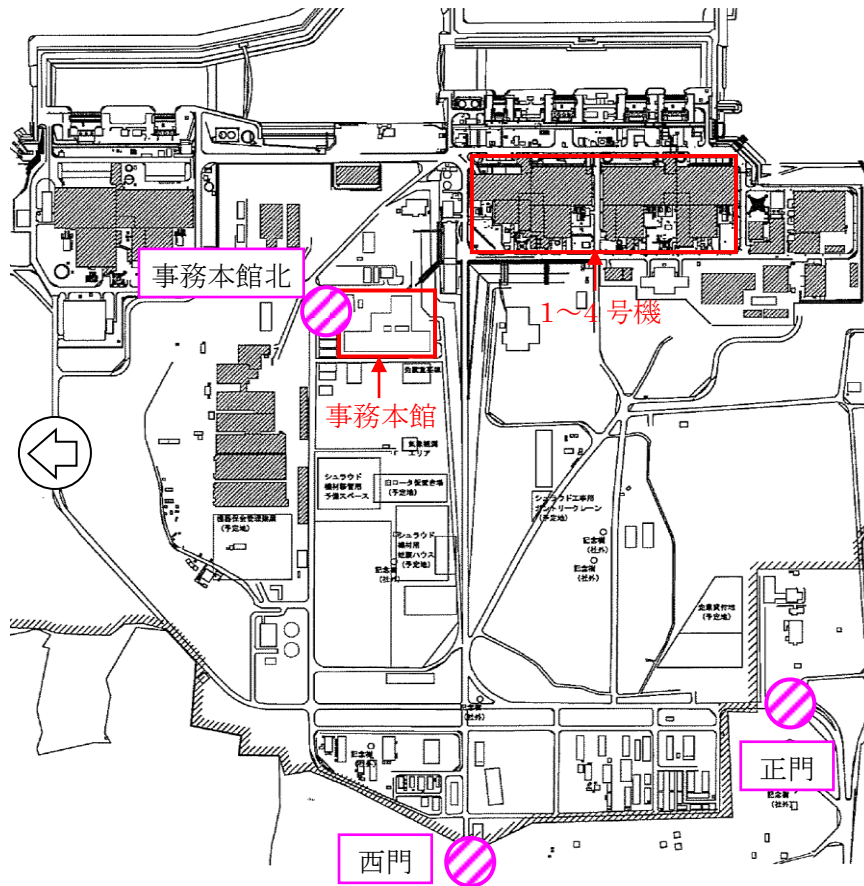


図 14 モニタリングカーの測定位置

5.1 事務本館北における線量上昇と風向の関係について

事務本館北の測定ポイントは、プラントに対しておよそ北北西の位置にあり、南南東の風の時にちょうど風下となる。そこで、線量上昇期間および線量下降期間における南東、南南東、南の風が吹いている割合を示す。

表 2 事務本館北における線量上昇と風向の関係

	時間帯	当該の時間帯における「南東、南南東、南の風」が吹いている割合
1	18日 15:10~17:20 (図 12 中の①における線量上昇期間)	86%
2	18日 17:30~20:00 (図 12 中の①における線量下降期間)	31%
3	20日 13:00~16:00 (図 12 中の③における線量上昇期間)	95%

4	20日 16:10～19:40 (図 12 中の③における線量下降期間)	32%
5	18日～22日におけるそれ以外の期間	7%

5.2 西門における線量上昇と風向の関係について

西門の測定ポイントは、プラントに対しておよそ西の位置にあり、東の風の時にちょうど風下となる。そこで、線量上昇期間および線量下降期間における東南東、東、東北東の風が吹いている割合を比較する。

表 3 西門における線量上昇と風向の関係

	時間帯	当該の時間帯における「東南東、東、東北東の風」が吹いている割合
1	19日 8:00～9:40 (図 12 中の②における線量上昇期間)	64%
2	19日 9:50～11:30 (図 12 中の②における線量下降期間)	9%
3	18日～22日におけるそれ以外の時間	8%

5.3 正門における線量上昇と風向の関係について

正門の測定ポイントは、プラントに対しておよそ西南西の位置にあり、東北東の風の時にちょうど風下となる。そこで、線量上昇期間および線量下降期間における東、東北東、北東の風が吹いている割合を示す。

表 4 正門における線量上昇と風向の関係

	時間帯	当該の時間帯における「東、東北東、北東の風」が吹いている割合
1	21日 16:50～18:30 (図 12 中の④における線量上昇期間)	38%
2	21日 18:40～19:40 (図 12 中の④における線量下降期間)	0%
3	18日～22日におけるそれ以外の時間	4%

5.4 線量上昇と風向との関係に関する考察

以上 5.1～5.3 の結果から、線量上昇期間には、各計測位置が風下となっていた割合が高く、逆に線量下降期間にはそれ以外の風向となっていた割合が高いことがわかる。従って、3月 20 日、21 日の線量上昇の要因として

風向が関与していた可能性がある。

ただし、放射性物質の近距離の拡散においては、建屋巻き込み等の影響により、風向どおりの拡散とならない可能性があること、モニタリングカーによる風向測定は地上高さ 2m 程度で実施しているため、広域拡散の主要因となる上空の風向と異なる可能性があることなどを合わせて認識しておく必要がある。

従って、項目 5 において実施した推測は、可能性の一つを示すものである。

6. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係

項目 5 で述べたように、3 月 20 日、21 日当時、各プラントの格納容器からはある程度定常的に放射性物質の漏出が起こっていたと考えられる。従って、格納容器の健全性を維持し、閉じこめ機能を確保することが重要である。

福島第一原子力発電所事故では、格納容器のトップヘッドフランジ、各ハッチのシール材（ガスケット）に使用しているシリコンゴムが高温蒸気に曝されるなど過酷な事故環境において劣化し、閉じこめ機能を喪失した可能性がある。そこで、柏崎刈羽原子力発電所では、当該ガスケット外側のフランジ面に、より高温蒸気に耐えられるバックアップシール材を追加塗布した。なお、シリコン性のシール材は高温蒸気曝露で劣化が進む傾向があるため、より耐性に優れたシール材（改良 EPDM）に変更する。

また、格納容器エアロック均圧弁のシール材（フッ素樹脂）は重大事故環境下の放射線による影響で、シール機能が劣化することが考えられる。そこで、エアロック外側を貫通する均圧弁接続配管の原子炉建屋側の開放部に、環境耐性に優れたシール材をもつ閉止フランジを取り付け、重大事故環境下における健全性維持を図っている。均圧弁については、フッ素樹脂よりも耐放射線性に優れ、耐高温性を有するシール材に変更する。

7. まとめ

3 月 20 日、21 日の線量上昇について、調査可能な範囲で当時の状況を確認した結果、新たな放射性物質の放出事象が発生した可能性を見いだすことはできなかったものの、風向の変化を検知したものである可能性があることが分かった。

8. 参考

3 月 20 日、21 日頃に福島第一原子力発電所で線量上昇が観測されているが、同じ頃関東圏でも線量上昇が観測され、ヨウ素の濃度上昇による水道水

の摂取制限も実施されている。放射性物質の広域拡散について、JAEAが開発した WSPEEDI (Worldwide version of System for Prediction of Environmental Emergency Dose Information)による拡散計算の結果(2011年3月20日公表[3])を、以下の表5、図15、16、17に引用する。

評価の結果、関東圏まで放射性物質が拡散している結果が得られており、福島第一原子力発電所からの定常的な放出の影響が、拡散により関東圏まで及んでいることが推定されている。

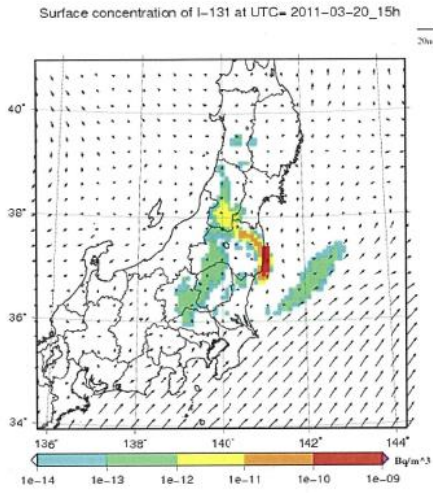
このように、関東圏での線量上昇または水道水の摂取制限に繋がった飲料水のヨウ素濃度の上昇については、瞬時的な放出だけではなく、定常的な放出にも起因していると考えられる。3月20日、21日頃に福島第一原子力発電所で観測された線量上昇が、瞬時的な放出ではなく風向の影響によるものであった場合でも、関東圏で線量上昇が起こった可能性は考えられる。

表5 計算条件

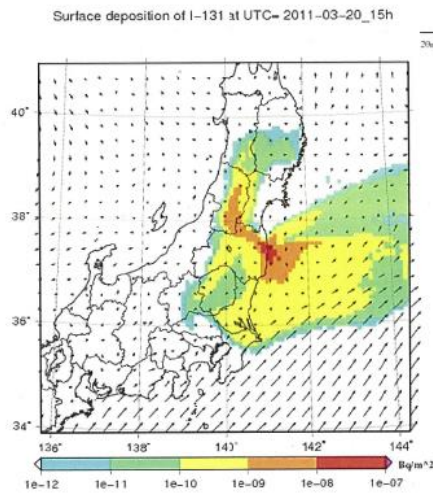
項目	条件
計算期間	3月20日9時を起点に1日が解析計算、3.5日後まで予報計算
放出核種及び放出率	ヨウ素 (I-131) 5Bq/h セシウム (Cs-137) 1Bq/h
放出場所	福島第一原子力発電所 東経 141.0356 度、北緯 37.4217 度
放出高さ	地上付近 (30m)
放出期間	3月19日9時から連続放出

3月21日0時

【ヨウ素の地上濃度分布】

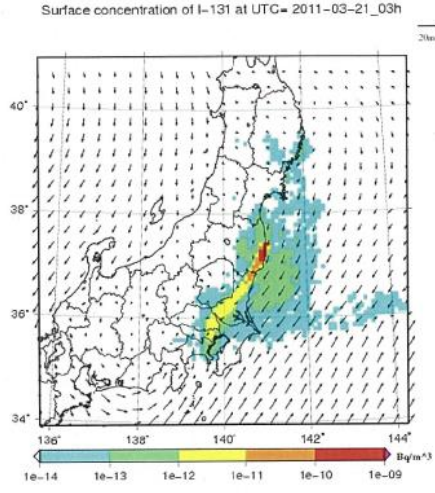


【ヨウ素の地表沈着量分布】



3月21日12時

【ヨウ素の地上濃度分布】



【ヨウ素の地表沈着量分布】

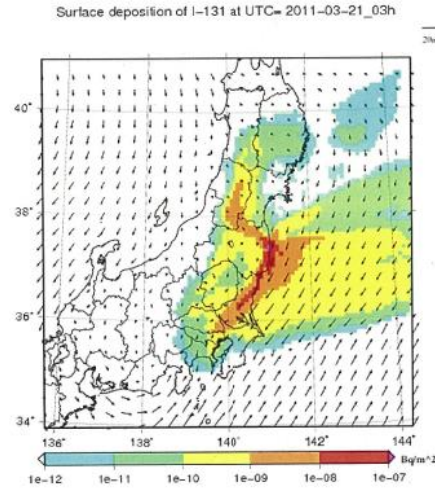
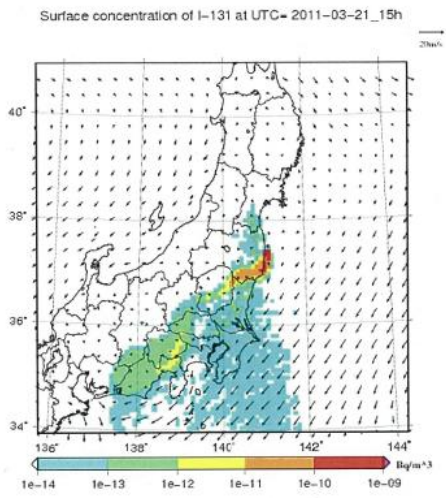


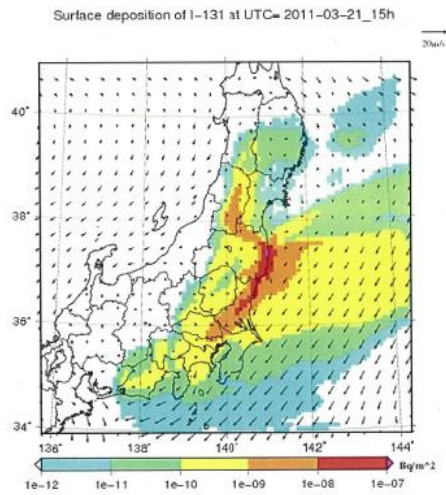
図15 3月21日0時、3月21日12時の拡散状況（計算結果）

3月22日0時

【ヨウ素の地上濃度分布】

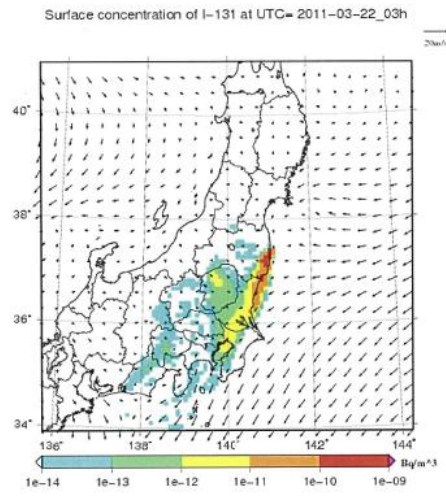


【ヨウ素の地表沈着量分布】



3月22日12時

【ヨウ素の地上濃度分布】



【ヨウ素の地表沈着量分布】

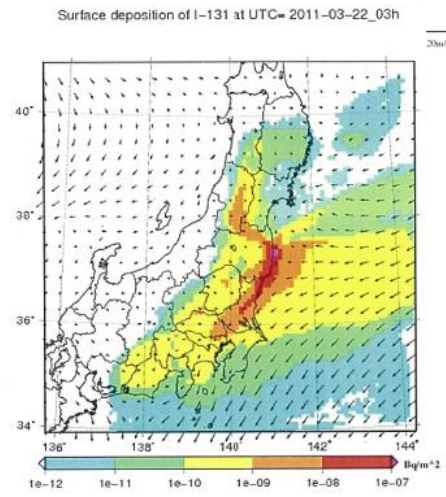
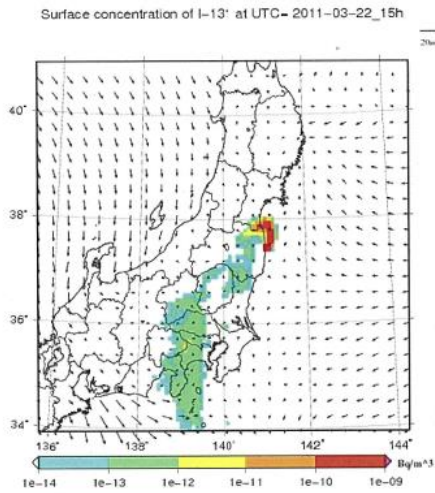


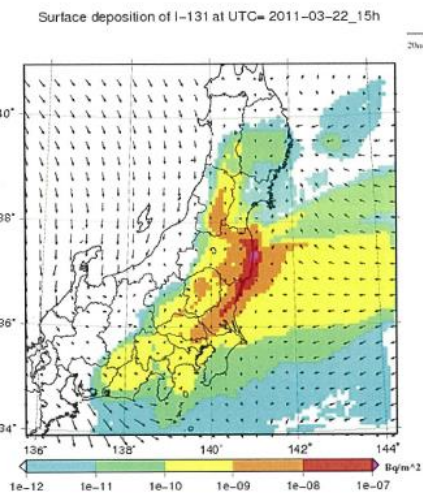
図 16 3月22日0時、3月22日12時の拡散状況（計算結果）

3月23日0時

【ヨウ素の地上濃度分布】

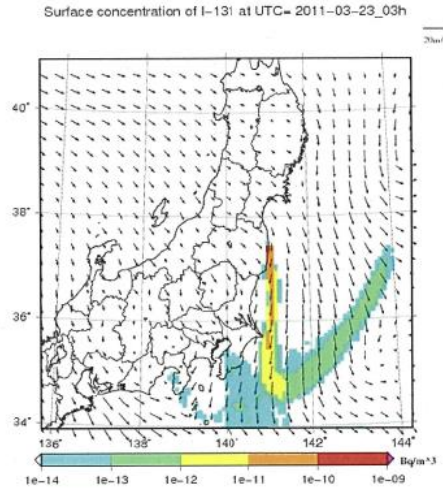


【ヨウ素の地表沈着量分布】



3月23日12時

【ヨウ素の地上濃度分布】



【ヨウ素の地表沈着量分布】

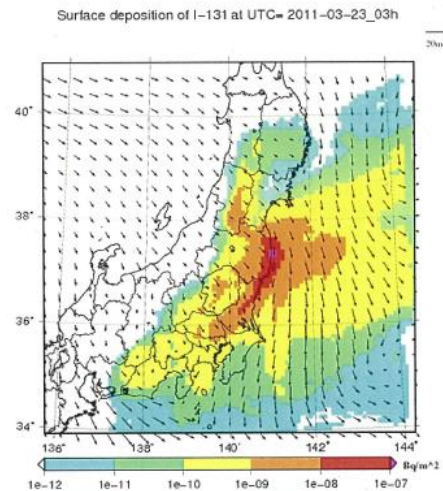


図 17 3月23日0時、3月23日12時の拡散状況（計算結果）

9. 参照

- [1] 平成 25 年 7 月 17 日訂正 東京電力「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」

http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/plant-data/f1_8_Parameter_data_20110717.pdf

- [2] 平成 24 年 5 月 24 日 東京電力「東北地方太平洋沖地震の影響による福島第一原子力発電所の事故に伴う大気および海洋への放射性物質の放出量の推定について」

http://www.tepco.co.jp/cc/press/betu12_j/images/120524j0105.pdf

[3] 平成 23 年 3 月 20 日(独)日本原子力研究開発機構「東京電力福島第一原子力
発電所事故に伴う WSPEEDI-II による放射能拡散予測結果について (3 月
20 日第 2 報)」

<http://www.jaea.go.jp/02/tei120706/20110320.pdf>

3/11～3/12 の 3 号機の格納容器圧力の上昇要因について

※本資料は、添付資料 2 における検討課題リスト「3 号機-3」に挙げられる 3 号機圧力抑制プールの温度成層化に関連して、3/11～3/12 の 3 号機の格納容器圧力の挙動について、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 号機では津波到達後の原子炉隔離時冷却系（RCIC）運転期間中、炉心の崩壊熱により発生した蒸気を逃し安全弁（SRV）を通じて圧力抑制室（S/C）のプール中に逃がすとともに、RCIC が抽気した蒸気を S/C に排出していた。これにより格納容器圧力は上昇するが、この時の格納容器圧力の上昇速度は、崩壊熱によって炉内で発生する蒸気が S/C に流入し、S/C プール全体の温度が均一に上昇した場合に想定される圧力上昇速度よりも速い。

この原因として、RCIC のタービン排気蒸気により排出管近傍における S/C のプール水温が上昇し、高温水が水面近傍を周方向に拡がることでプール上部が高温になり、温度成層化が発生した結果として、プール温度が均一に上昇する場合に比べて格納容器圧力がより大きく上昇した可能性が指摘されているⁱ。一方で、格納容器ドライウェル（D/W）と S/C の圧力の測定値の関係からは、D/W 圧力の方が S/C 圧力よりも高く、一見すると、原子炉圧力容器（RPV）から D/W への蒸気漏えいによって圧力上昇したようにも見える。

本資料では、測定値の傾向の分析、解析による測定値の再現性の確認、及び文献調査を通じて、この期間の格納容器圧力の上昇の要因について推定した結果についてまとめる。

2. 3/11～3/12 の測定データに基づく格納容器圧力の上昇要因の推定

事故当時の 3 号機の測定値として、2012/11/30 時点の公開データⁱⁱ (①)、3/11 17:00～3/13 12:15 の運転員採取データⁱⁱⁱ (②)、チャートデータ^{iv}、及び過渡現象記録装置のデータが得られている。図 2-1 にこれらの測定値を並べて示す。RPV 圧力、及び SRV 設定圧は右軸に、その他のデータは左軸に対応している。以下ではそれぞれの測定値の傾向を分析し、格納容器圧力の上昇要因を推定する。

- D/W圧力(①):左軸
- D/W圧力(②):左軸
- × S/C圧力(①):左軸
- × S/C圧力(②):左軸
- RCIC,HPCIタービン排気圧力(②):左軸
- × 原子炉水位(狭帯域)(②):左軸
- × 原子炉水位(広帯域)(②):左軸
- + 原子炉水位(狭帯域)(過渡現象記録装置):左軸
- 原子炉水位(広帯域)(過渡現象記録装置):左軸
- RCIC/HPCI流量(L/s) 左軸
- ▲ RPV圧力(①):右軸
- △ RPV圧力(②):右軸
- RPV圧力(狭帯域)(過渡現象記録装置):右軸
- RPV圧力(広帯域)(過渡現象記録装置):右軸
- SRV C (逃がし弁機能) 作動圧力:右軸
- SRV A,E,G (逃がし弁機能) 作動圧力:右軸
- SRV B,D,F,H (逃がし弁機能) 作動圧力:右軸
- SRV C,E (安全弁機能) 作動圧力:右軸
- スクラム時刻
- 全交流電源喪失時刻
- RCIC作動期間
- S/Cスプレイ作動期間
- HPCI作動期間

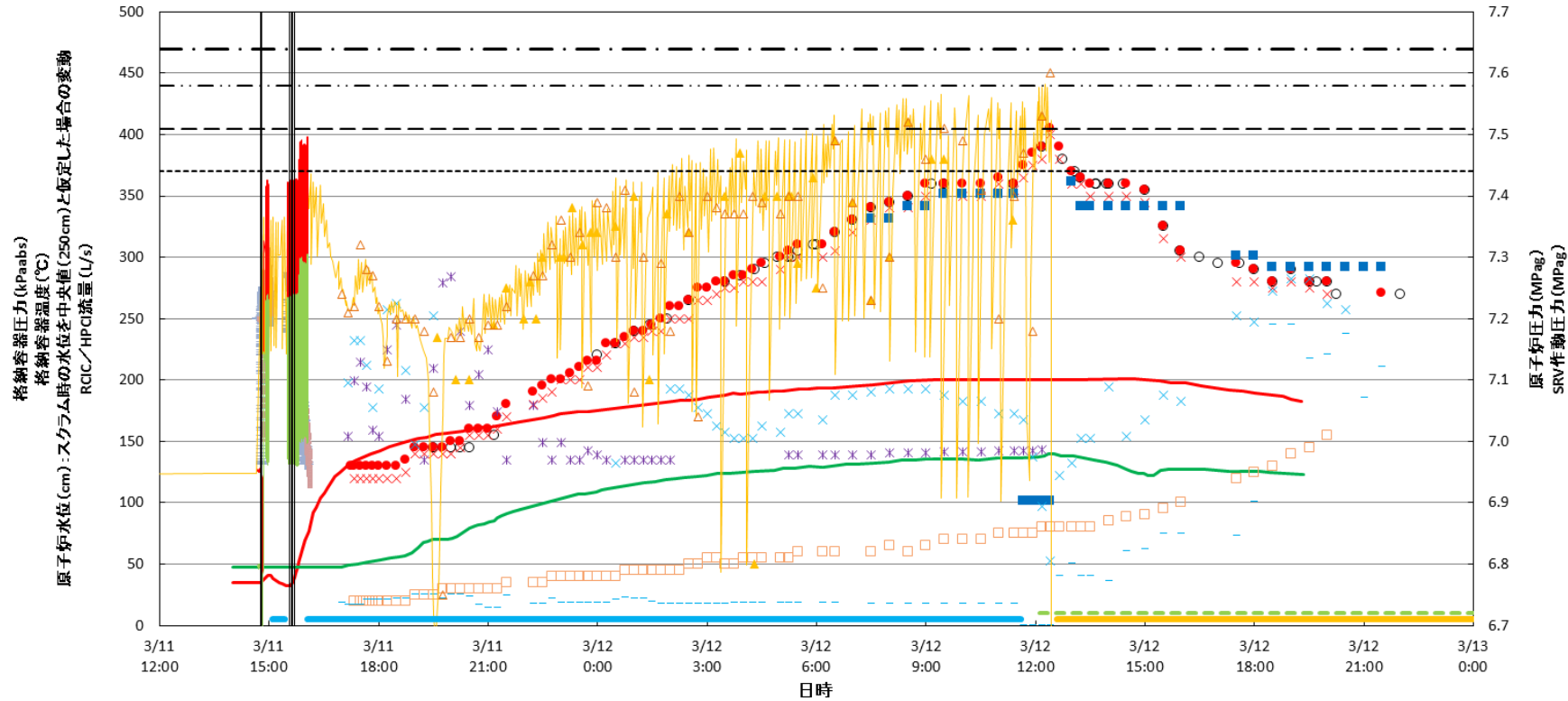


図 2-1 3/11~3/12 の測定データ

2.1. RPV 圧力、及び水位に基づく推定

図 2-1 に示したように、格納容器圧力が増加する期間において、RPV 圧力は SRV の作動を思わせる増減を繰り返しつつ徐々に上昇しており、また、上昇の過程において SRV の作動圧力を超えていることから、SRV は作動していたものと考えられる。この期間に作動していた RCIC の抽気分と合わせて、崩壊熱相当のエネルギーを持った蒸気が S/C プールに流入していたものと考えられる。

RPV 水位に関しては、RCIC の注水量を調整することによって水位を可能な限り一定に保つ操作がなされていたため、スクラム時の水位に対して-1.2～0.3m 程度の範囲で増減しており、主蒸気配管高さには到達していないと考えられる。このため RPV 内の水が SRV や RCIC タービンを通じて直接的に S/C に流入するといった、想定外のエネルギーの移動の可能性は考えにくい。

以上より、これらの測定値からは、崩壊熱から推定されるよりも早い格納容器圧力の上昇の要因を推定するための情報は得られない。

2.2. D/W 温度に基づく推定

図 2-1 に示したように、格納容器内の温度として、RPV ベローズ位置（バルクヘッドプレート下部）と CRDハウジング位置における雰囲気温度のチャートデータが得られている。当該箇所の雰囲気温度は全交流電源喪失から RPV 減圧までの期間はほぼ単調に上昇し、RPV ベローズ位置では約 200℃まで、CRDハウジング位置では約 140℃まで上昇している。各々について格納容器の周方向で異なる 2 箇所での測定値が得られているが、周方向位置の違いによる温度の相違は小さい（簡単のため、図 2-1 には各々について 1 箇所の温度のみ記載している）。このことから、測定位置の高さ付近において、周方向に温度分布が生じる状況ではなかったことが分かる。

このように雰囲気温度が上昇する要因としては、RPV からの放熱、S/C への排気を通じた D/W への蒸気の流入、RPV から D/W への気相あるいは液相の漏えいが考えられる。このうち RPV から D/W への漏えいに関しては、その位置によっては周方向に温度分布が生じる可能性があるが、上記のように測定値にそのような傾向は見られない。このことをもって RPV から D/W への漏えいが無かったとは言えないものの、少なくとも、当該位置で周方向に温度分布を生じるような RPV から D/W への漏えいはなかったものと考えられる。

2.3. D/W 圧力、及び S/C 圧力に基づく推定

図 2-1 に示した格納容器圧力の上昇速度は、崩壊熱から推定される圧力上昇速度よりも早い。この原因として、S/C プールの温度成層化の可能性が指摘されている。一方で、D/W 圧力と S/C 圧力の測定値の大小関係に着目すると、D/W

圧力の方が S/C 圧力よりも高く、一見すると、RPV から D/W への蒸気漏えいによって圧力上昇したようにも見える。

図 2-2 に、D/W と S/C の測定値の差圧を示す。図 2-2 には、D/W と S/C を接続するベント管が健全である（隙間等が空いていない）ことを前提として、D/W 側、あるいは S/C 側に圧力変動（圧力上昇、あるいは下降）の要因があった場合に想定される差圧の傾向を並べて示している。仮に D/W 側に RPV からの蒸気漏えいなどの圧力上昇の要因があった場合には、ベント管内の水位が下端まで押し下げられ、ベント管の内（D/W 側）と外（S/C 側）で水位差が形成され、この水頭のみだけ D/W 圧力が S/C 圧力よりも高くなる。S/C 水位は徐々に増加しているため、この差圧は徐々に増加することが想定される。逆に、S/C 側に圧力上昇の要因があった場合には、S/C スプレイ実施までは真空破壊弁の作動により D/W と S/C の差圧はグラフの約 $-3\sim 0$ kPa の範囲で変動することが想定される。S/C スプレイ後は S/C 圧力が先行して低下し、相対的に高くなった D/W 圧力によりベント管内の水位が押し下げられ、D/W 側に圧力上昇要因があった場合と同等の差圧となることが想定される。

しかし、図 2-2 に示すように、測定値の差圧は S/C 側、D/W 側のどちらに圧力変動の要因があった場合に想定される差圧とも一致していない。このため、測定値の差圧からは、S/C 側、D/W 側のどちらに圧力変動の要因があったかを特定することはできない。

このように測定値の差圧と想定される差圧との間にずれが生じる要因として、測定値の誤差の可能性が考えられる。D/W 圧力計、及び S/C 圧力計はダイヤフラム式の圧力計（垂直方向へたわみ易い円盤状の受圧素子）であり、被測定物（圧力計測の基準としている物質）は D/W 圧力計は窒素、S/C 圧力計は水である。事故当時（2011/3/23 まで）は D/W 圧力、S/C 圧力はアクシデントマネジメント盤にて確認されていた。それぞれの計器の系統を図 2-3 に示す。

これらの圧力計は、雰囲気温度、放射線、湿度等の影響を受け、計器の誤差が拡大することが分かっている。また、バッテリーを使用しての計測では、バッテリー不足による誤差も生じ得る。また、S/C 圧力は計器の上流側の凝縮槽は通常は一定の水位を保っているが、仮に事故の影響によりこの水柱が減少した場合には、S/C 圧力が過小に測定される可能性が考えられる。ただし、事故当時にどの程度の計測誤差が生じていたかは判断が難しい状況である。

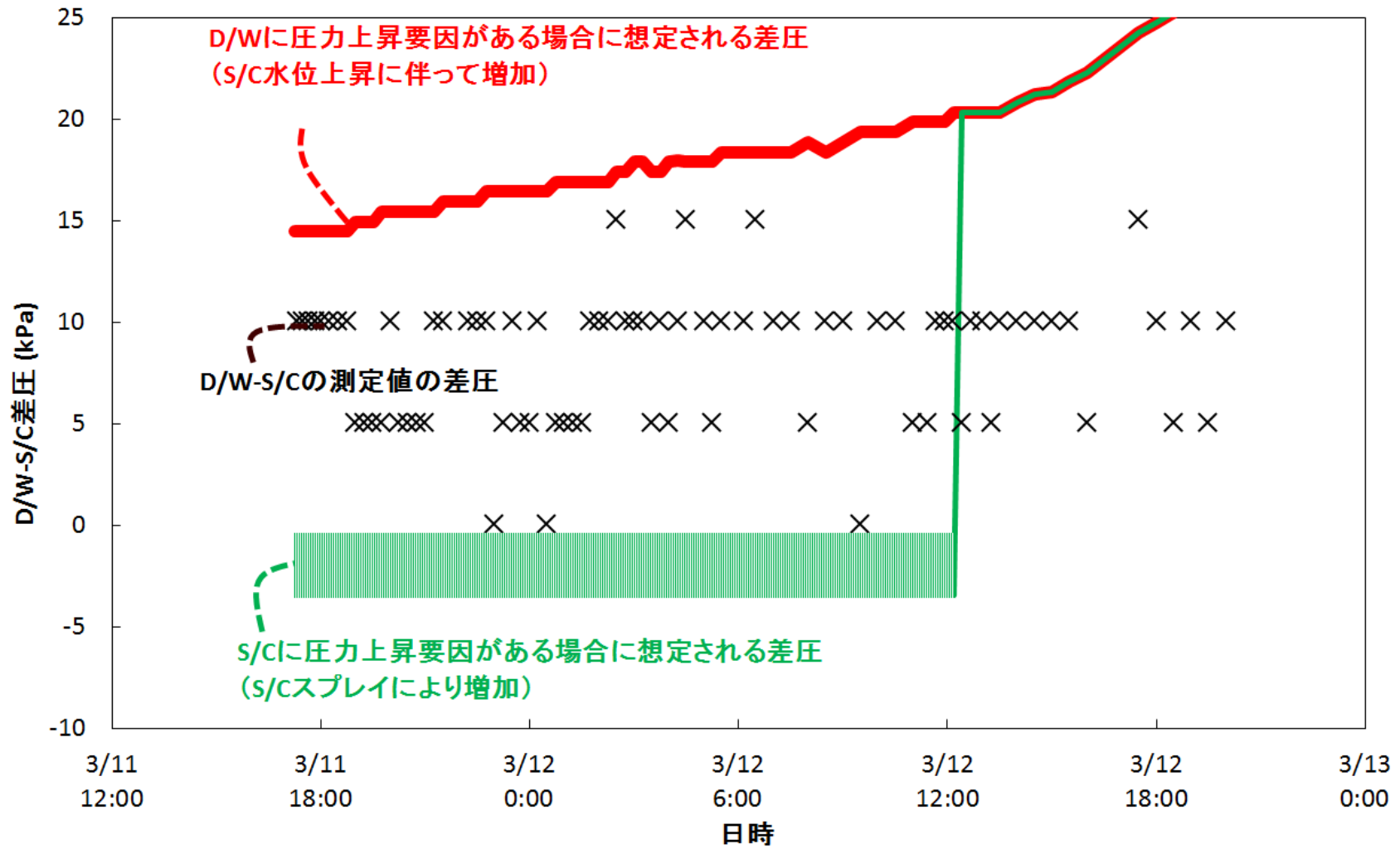


図 2-2 3/11~3/12 の D/W と S/C の差圧 (D/W 圧-S/C 圧)

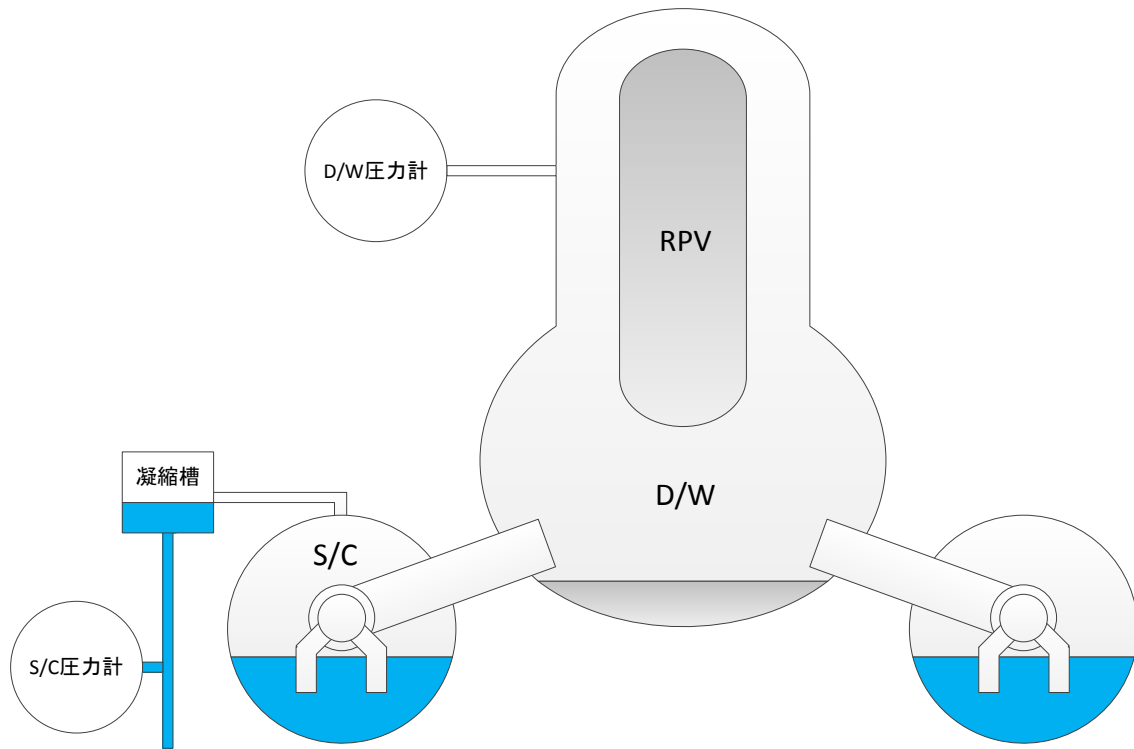


図 2-3 格納容器圧力の測定計器の系統図（概略）

3. 格納容器圧力挙動の解析評価

前章にて、測定値の傾向からは、S/C 側、D/W 側のどちらに圧力上昇の要因があったかを特定することはできないことが分かった。ここでは解析によって 3/11～3/12 の格納容器圧力の測定値の再現することを試みる。解析コードとして汎用熱流動解析コード GOTHIC Version 8.1(QA)を用いる。

なお、S/C プールの温度成層化は現象として非常に複雑であるため、モデル化の方法も含めて検討が必要な状況であり、現状は S/C の温度分布を詳細に解析するには至っていない。このため以下では、D/W 側に RPV からの漏えいが発生した場合の測定値の再現性を確認する。

3.1. 解析体系

図 3-1 に GOTHIC の計算体系を示す。D/W と S/C の圧力挙動の再現性を確認するため、D/W と S/C をモデル化している。このうち D/W については内部の温度分布を考慮できるように、D/W 下部（円筒部下端まで）、ペDESTAL部、D/W 中部（円筒部下端から遮へい壁上端まで）、D/W 上部（遮へい壁上端から

バルクヘッドプレートまで)、D/W トップヘッド部、RPV アニュラス部に分けてモデル化している。

このうち D/W 下部、ペDESTAL部、D/W 中部、RPV アニュラス部については領域内の上下方向の対向流を適切に模擬できるように、図 3-2 に示すように領域を分割している。測定された D/W 内気相温度は周方向で大きな相違が見られないことから、周方向の局所性を模擬する必要性は小さいと判断し、本検討では周方向の領域分割は行っていない。

S/C については 1 領域でモデル化している。なお、S/C には水位と水体積割合の関係を入力し、トーラス形状における水位と水体積の関係が考慮されるようにしている。

ベント管については、ベント管内の水位挙動を確認するためにモデル化した。原子炉ウェル、原子炉建屋については、格納容器シェルやコンクリートを通じた D/W の冷却による D/W 内の温度分布への影響を考慮するためにモデル化した。

RPV の影響を考慮するため、RPV 壁を温度境界条件として、SRV や RCIC 排気を通じた S/C への蒸気流入量、及び D/W への漏えい量を流量境界条件として与えた。また S/C スプレイの流量や液滴径を設定できるようにモデル化した。

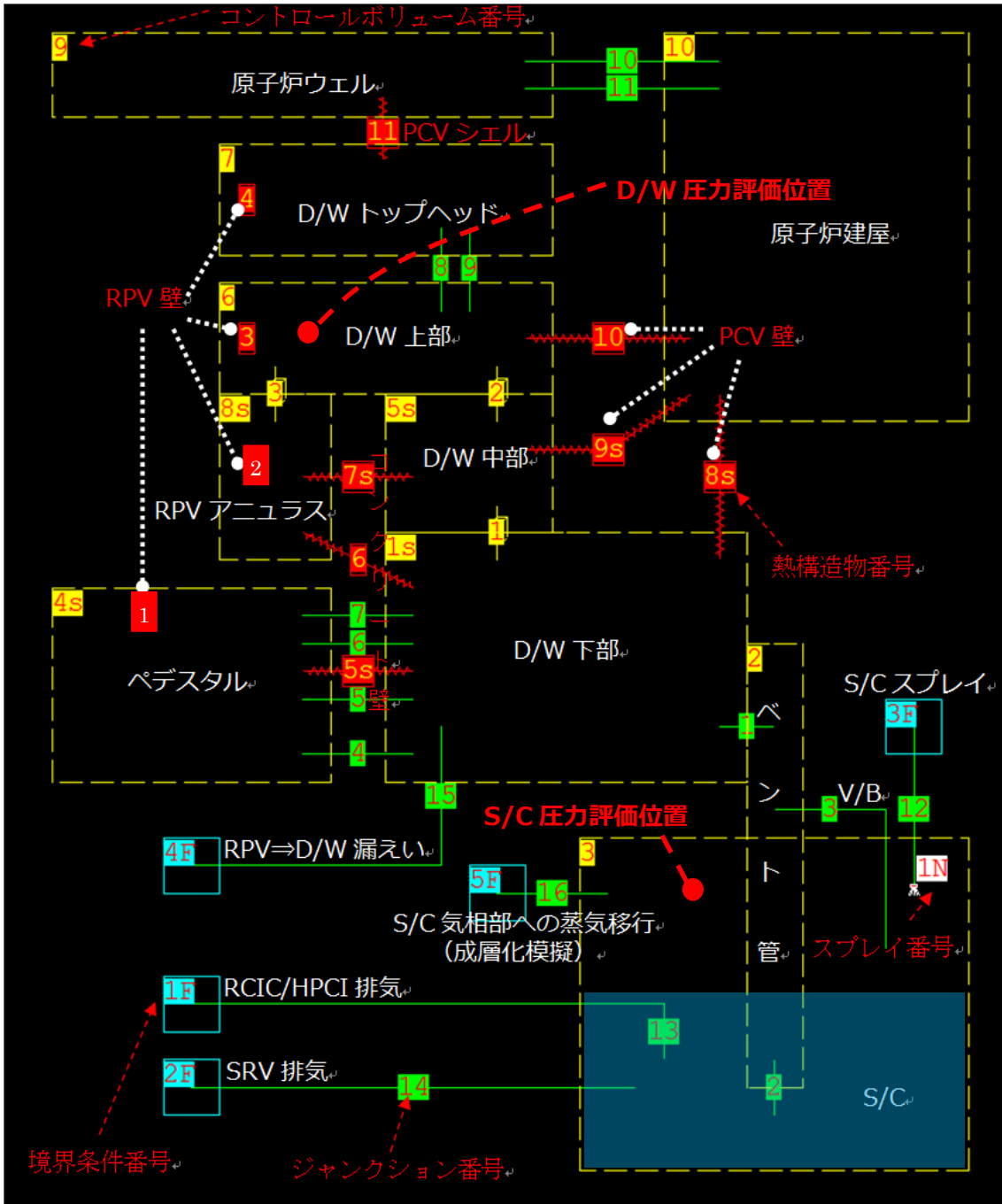
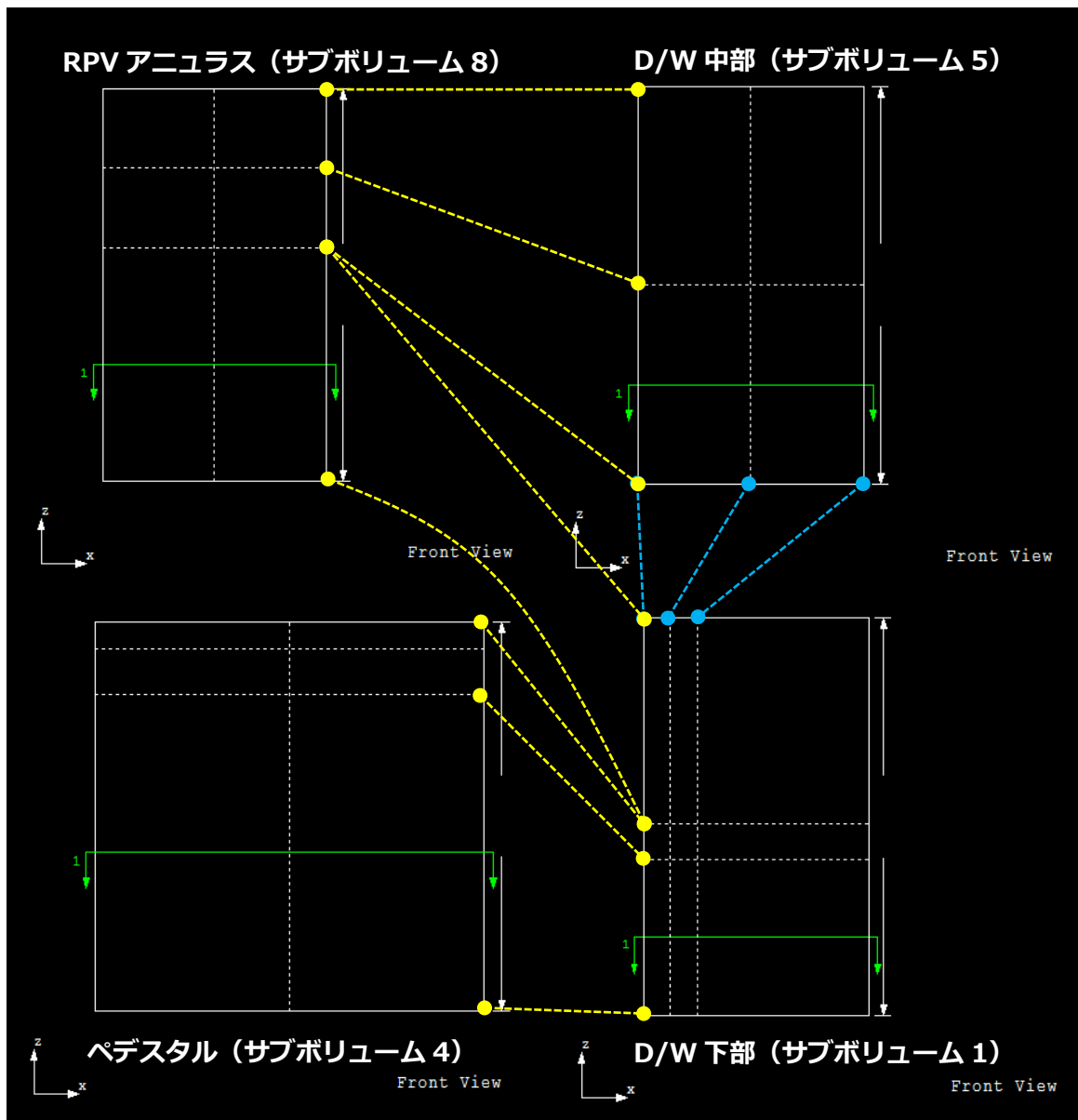


図 3-1 GOTHIC 解析体系 (全体図)



※図中の白色の点線はサブボリュームの分割を示している。黄色の点線はサブボリューム分割位置の高さがサブボリューム間で一致していることを示している（間に構造物を設定しているため径方向位置は異なる）。青色の点線はサブボリューム分割位置が高さ、径方向位置ともにサブボリューム間で一致していることを示している。緑色の線は鳥瞰図の断面位置であり、本図では特に意味はない。

図 3-2 GOTHIC 解析体系（サブボリューム設定）

3.2. 解析条件

D/W 側に RPV からの漏えいが発生した場合の測定値の再現性を確認する。この際、漏えい流量の影響を確認するため、RPV から D/W への漏えい流量を変化させた複数の解析ケースを実施する。解析条件を表 3-1 に示す。

表 3-1 主要解析条件（全ケース共通）

項目		設定	備考
解析期間	開始時刻	2011/3/11 15:40	全交流電源喪失時
	終了時刻	2011/3/12 20:00	
初期温度	D/W	50℃	チャートデータ iv より
	S/C	30℃	チャートデータ iv より
	R/B	25℃	常温を仮定
初期圧力	D/W、S/C	106kPa	チャートデータの解像度が不十分であるため、設計値を適用
	R/B	101kPa	大気圧
温度境界	RPV 内壁温度	RPV 圧力の測定値における飽和温度	
流量境界	S/C への蒸気流入	流量：崩壊熱による蒸気発生分 温度：S/C 圧力の測定値における飽和温度	崩壊熱により炉内で発生した蒸気が S/C に流入しているものと仮定。崩壊熱は公開値 ii に基づく。
	S/C スプレー	流量：50m ³ /h 温度：20℃ 液滴径：2mm	流量は S/C 水位測定値を再現する値として設定。温度は 20℃、液滴径は 2mm を仮定。
	RPV ⇒ D/W 漏えい流量の増倍係数 ※	解析ケース 1：0 倍 解析ケース 2：1 倍 解析ケース 3：12 倍	以下の条件における格納容器圧力の測定値の再現性を確認する。 解析ケース 1：漏えいが無い場合 解析ケース 2：設計上想定し得る程度の漏えいがある場合 解析ケース 3：設計を超える大量の漏えいがある場合

※コントロールブリードオフ流量（3L/min/pump）に対する倍率。解析ケース 3 では 3/12 12:00 頃までの解析結果が測定値と整合するように調整している。

3.3. 解析結果

表 3-1 に示した解析ケースの解析結果、及び結果の考察を 3.3.1～3.3.3 に示す。なお、3 号機と同型炉である 2 号機では、この期間において崩壊熱から推定される程度の圧力上昇が見られていたことから、以下では対比のため、2 号機の格納容器圧力の測定値も合わせて解析結果と比較している。

3.3.1. 解析ケース 1

RPV から D/W への漏えいや S/C 温度成層化による圧力上昇を仮定しない解析ケース 1 の結果を図 3-3、図 3-4 に示す。格納容器圧力の計算値は実測値を大きく下回っている。S/C スプレー作動前の格納容器圧力は、2 号機の測定値と類似した傾向となっている。S/C スプレー作動後は、S/C が冷却されたことにより一時的に S/C 圧力は低下し、それに伴って D/W 圧力も低下している。その後は、S/C スプレーによる冷却よりも RPV からの蒸気による入熱が大きいため、圧力は再び上昇傾向となっている。

S/C スプレー作動後にベント管内の水位が一時的に低下しているのは、S/C スプレーにより S/C 温度が低下したことにより、S/C 圧力が D/W 圧力よりも低くなり、相対的に高くなった D/W 側の圧力によりベント管の水位が押し下げられるためである。その後 S/C 圧力は再び上昇し、ベント管内の水位は S/C 水位と同等となっている。

以上より、RPV から D/W への漏えいや S/C 温度成層化による圧力上昇を考慮しない場合には、格納容器圧力の計算値は実測値を大きく下回る結果となったことから、3 号機の格納容器圧力の測定値を再現するためには、何らかの圧力上昇の要因を考慮する必要があることが分かる。

3.3.2. 解析ケース 2

解析ケース 1 に加え、RPV から D/W への液相漏えいとしてコントロールブリードオフ流量程度を仮定した解析ケース 2 の結果を図 3-5、図 3-6 に示す。ケース 1 の解析結果と同様に、格納容器圧力の計算値は実測値を大きく下回る結果となっている。これは既往の検討 iv ととも整合する結果である。D/W に液相が漏えいし、これが減圧沸騰により蒸気となって D/W 圧力の上昇に寄与するが、S/C 側の温度上昇による圧力上昇の効果の方が大きく、ケース 1 と同様、S/C 圧力が先行して上昇している。なお、S/C スプレー作動前の格納容器圧力は、ケース 1 と比較して 2 号機の測定値にやや近づく傾向となっている。

S/C 水位の傾向もケース 1 と類似している。初期にベント管水位が低下しているのは、D/W の圧力上昇の影響によるものであるが、やがて S/C 圧力が上昇し、以降はケース 1 と類似の挙動となる。

以上より、RPV から D/W へのコントロールブリードオフ流量程度の漏えい量のみでは、3号機の格納容器圧力の測定値の上昇を再現できないことが分かる。

3.3.3. 解析ケース 3

解析ケース 3 の結果を図 3-7、図 3-8 に示す。仮にコントロールブリードオフ流量を大きく上回る流量が RPV から D/W に漏えいしていたことを想定した場合、漏えいのみの影響で格納容器圧力の測定値の上昇傾向を再現することは可能である。しかし、S/C スプレイ後の S/C 圧力、及び D/W 圧力の低下の幅は小さく、測定値を再現できていない。本解析は、事故時の実態よりも S/C スプレイによって格納容器圧力が低下しやすい解析となっていると考えられる¹が、それでも圧力の低下が再現できていない。

S/C スプレイ後に D/W 圧力が徐々に S/C 圧力と同等まで低下しているのは、RPV の減圧によって RPV から D/W への漏えい流量が低下したことによる D/W 内の蒸気生成量の低下と、RPV 内の飽和温度が減少したことによる D/W への伝熱量の低下を通じた D/W 温度の低下（飽和蒸気圧の低下）によるものである。その結果、D/W 圧力と S/C 圧力は同等となっている。

S/C 水位に関しては、D/W 側の圧力が上昇してベント管内の水が S/C 側に押し出されているため、ケース 1 と比較して S/C 水位はやや高めで推移している。

以上より、RPV から D/W への大規模な漏えいの影響のみで S/C スプレイ作動までの格納容器圧力の測定値の上昇傾向を再現することは可能だが、S/C スプレイ作動後の格納容器圧力の低下を再現できないことが分かる。

以上の解析より、D/W 側に圧力上昇の要因を仮定した場合には、格納容器圧力の測定値を再現しないことが確認された。このため消去法的には、S/C 側に圧力上昇の要因があったことが示唆される。

¹ 本解析では S/C スプレイの液滴径として 2mm を設定しているが、これは S/C スプレイが定格流量で作動している場合に期待される程度の液滴径である。事故時の S/C スプレイの流量は定格流量よりも小さく、水に勢いがないため、液滴径はより大きくなるものと考えられる。同じスプレイ流量で液滴径が小さい場合と大きい場合を比較すると、液滴径が大きい場合のほうが液滴の表面積は小さくなり、冷却効果は小さくなる。本解析ではこのように液滴径が大きくなる効果を見込まない理想的な条件の S/C スプレイを設定していることから、事故時の実態よりも S/C スプレイによって格納容器圧力が低下しやすい解析となっていると考えられる。

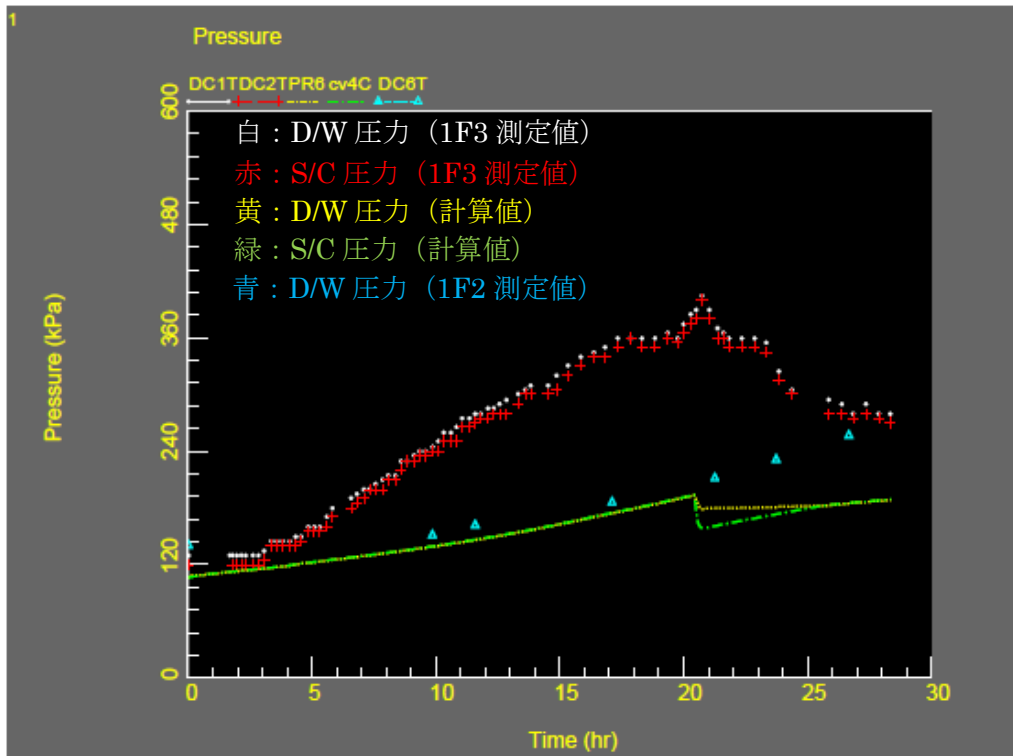


図 3-3 格納容器圧力 (解析ケース 1)

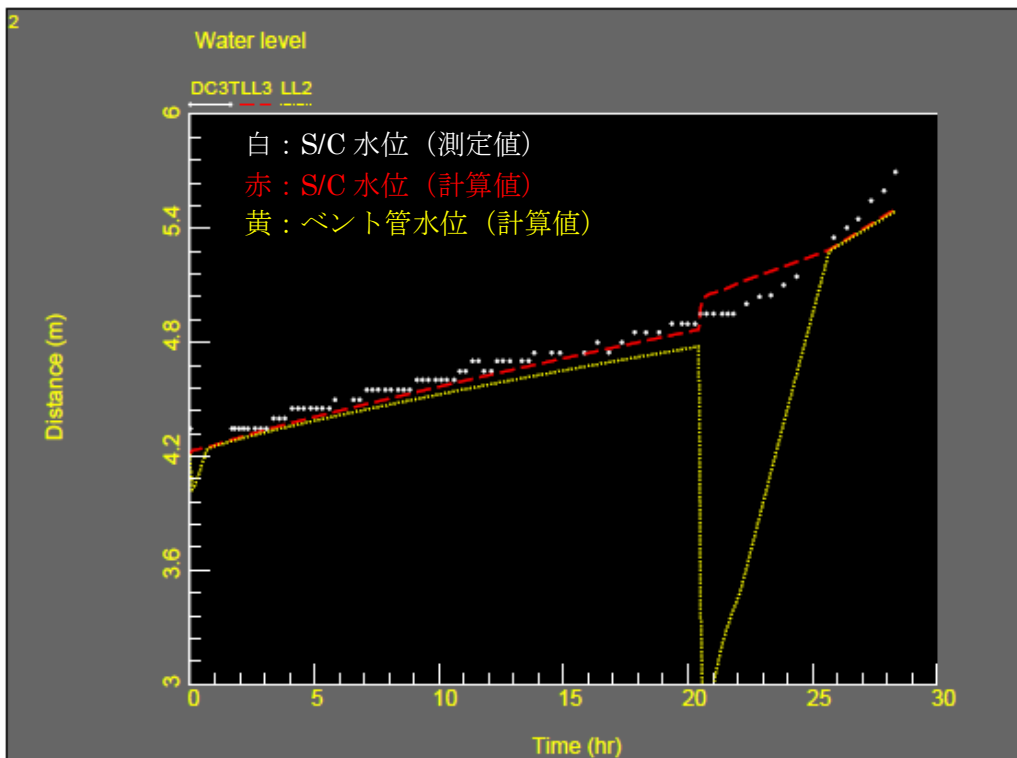


図 3-4 S/C、ベント管水位 (解析ケース 1)

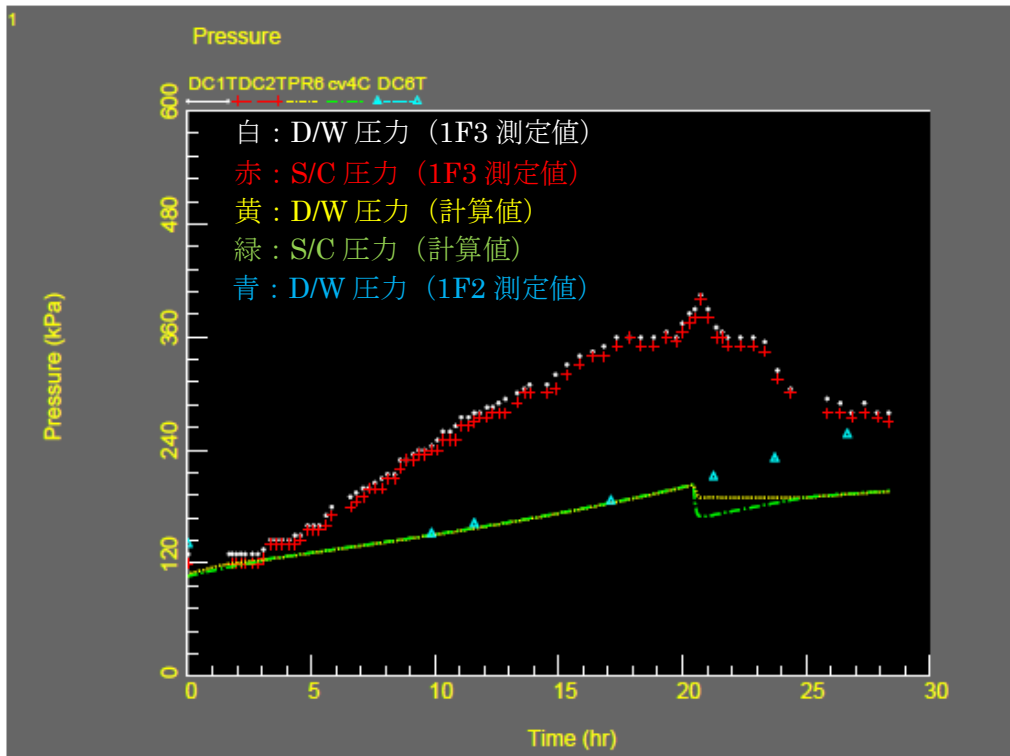


図 3-5 格納容器圧力 (解析ケース 2)

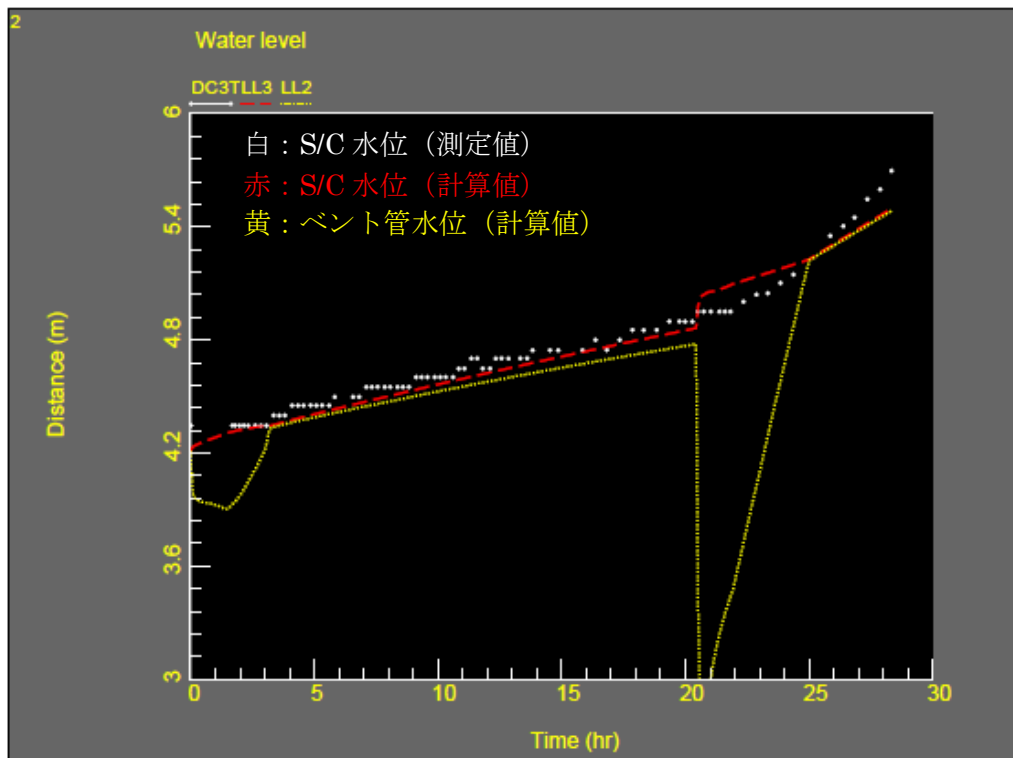


図 3-6 S/C、ベント管水位 (解析ケース 2)

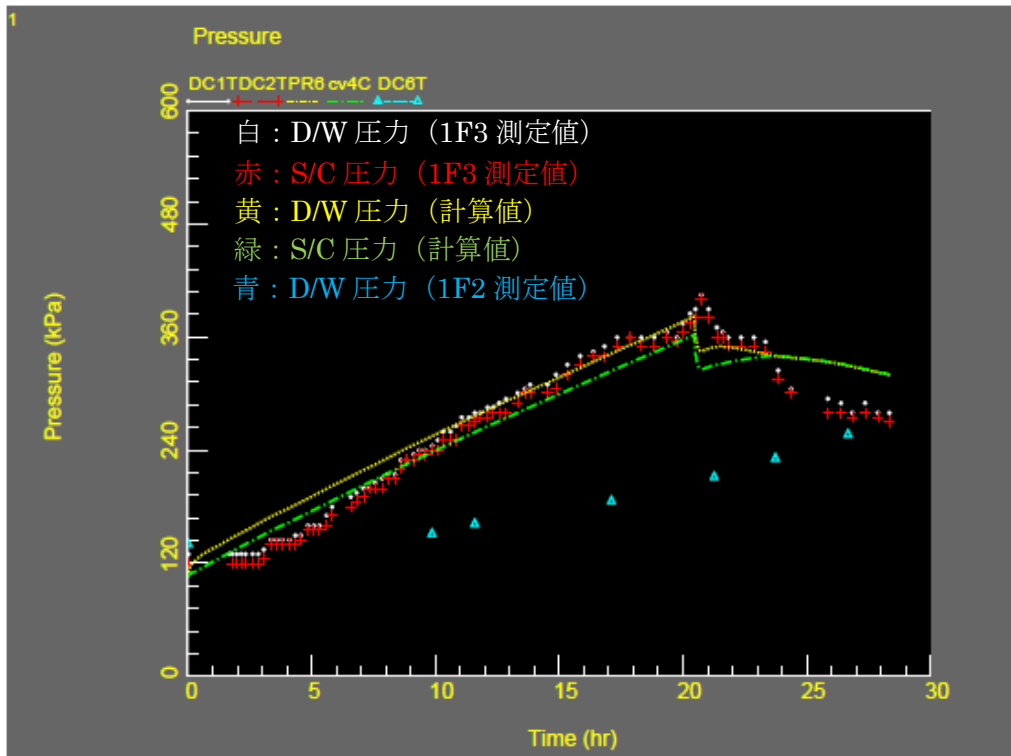


図 3-7 格納容器圧力 (解析ケース 3)

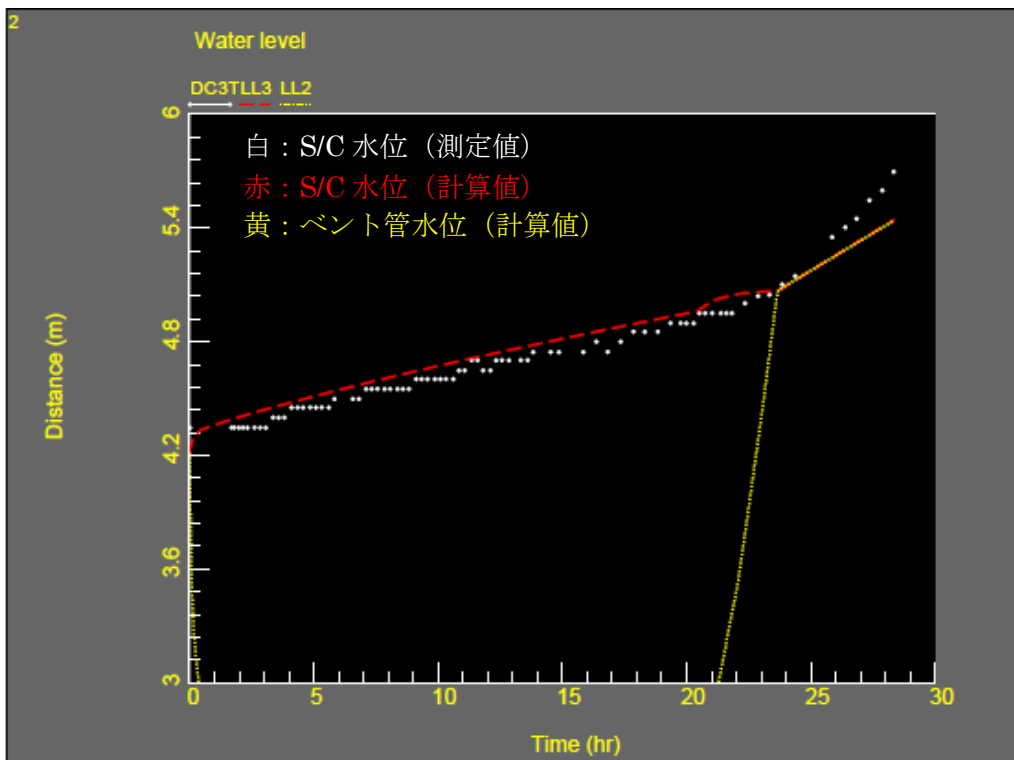


図 3-8 S/C、ベント管水位 (解析ケース 3)

4. S/C 温度成層化に関する文献調査

前述の格納容器圧力挙動の解析評価より、消去法的には S/C 側に圧力上昇の要因があったことが示唆された。ここでは、S/C 側の圧力上昇の要因と考えられる温度成層化に関連する現象として、RCIC、及び SRV の排気蒸気による S/C 温度分布への影響に関する文献を調査し、S/C にて温度成層化が生じていた可能性について検討する。

4.1. RCIC 作動時を模した試験

3 号機の RCIC 排気口の構造を図 4-1 に示す。下側の先端を塞いだ垂直管に互い違いに孔を開けた多孔の排気口（スパージャ）となっており、この排気孔から水平方向にプール内に蒸気を放出する構造となっている。なお、排気孔の径は上側と下側の領域で異なっており、上側は小さく、下側は大きくなっている。

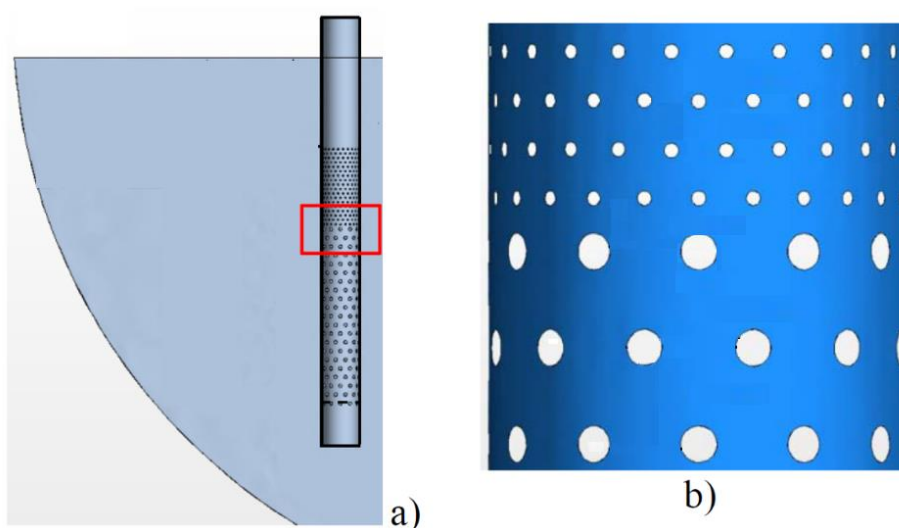


図 4-1 3 号機の RCIC スパージャの構造

このような横向きのスパージャから蒸気が放出された際の蒸気の凝縮の様子や、プール内の温度分布への影響を確認するため、3 号機の RCIC スパージャの形状を模した管による蒸気放出試験が実施された。試験体系を図 4-2 に示す。排気孔の径は実物と同様として、孔の数と蒸気の流量を実機の約 1/24 にすることで、排気孔から放出される単位面積当たりの蒸気流量を実機相当にしている。排気孔は深さ 300cm×幅 65cm×奥行き 65cm のプールの水深約 80cm～約 280cm の範囲にある。プールは密閉されておらず、試験中は常に大気開放状態となっている。12 個の温度計を水深 40cm～260cm の範囲に 20cm ごとに設置し、蒸気放出時の高さごとの温度変化を測定している。

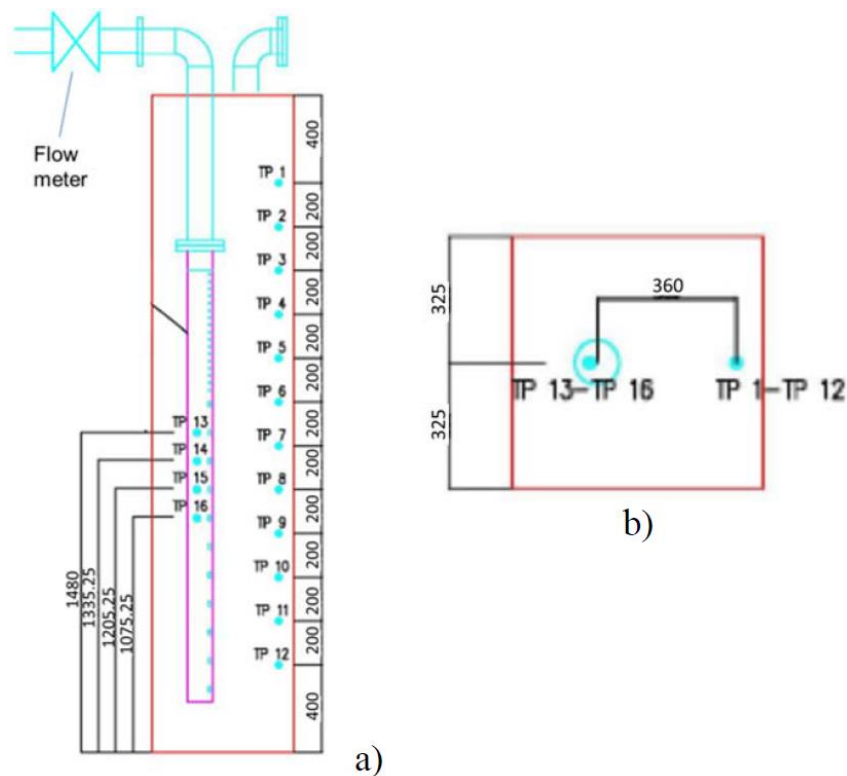


図 4-2 RCIC 模擬試験体系

試験結果を図 4-3 に示す。試験開始から約 10 分まではプール内の温度は均一に上昇している。この時、試験ではチャギングと呼ばれる現象（排気孔付近で気泡が凝縮することにより局所的に圧力が低下し、周囲の水を管内に引き込むことによってさらに凝縮が促進され、大量の水が管内に流れ込み、その後排気孔から勢いよく排出される現象）が繰り返し発生しており、その結果としてプール内の水が攪拌されて均一に温度が上昇している。このチャギングは一般的に、プール水温が低いほど、単位面積当たりの流量が小さいほど、また、排気孔の径が大きいほど生じやすい。プール水温がある程度高くなるとチャギングが生じなくなり、その後はプール下部の TP12、TP11、TP10 はその他の温度計よりも低い温度を示していることから、プール内で温度成層化が生じていることが分かる。この期間には孔から放出された蒸気が安定して凝縮しており、蒸気によって暖められた水が浮力によって上昇し、その分プール上側を經由して排気孔付近に戻ってきた比較的低温の水が供給される形で、プールの上部で循環する流れの層（高温層）が形成されているものと考えられる。その後、プール上部の水温が飽和温度に達すると、TP10、TP11、TP12 の順番に温度が上昇している。これは孔から放出された蒸気が凝縮されずに水面に向かって上昇

することにより、管の近傍の水に上向きの力が加わり、上記の循環する流れが強まり、高温層が下方方向に拡大したためと考えられる。

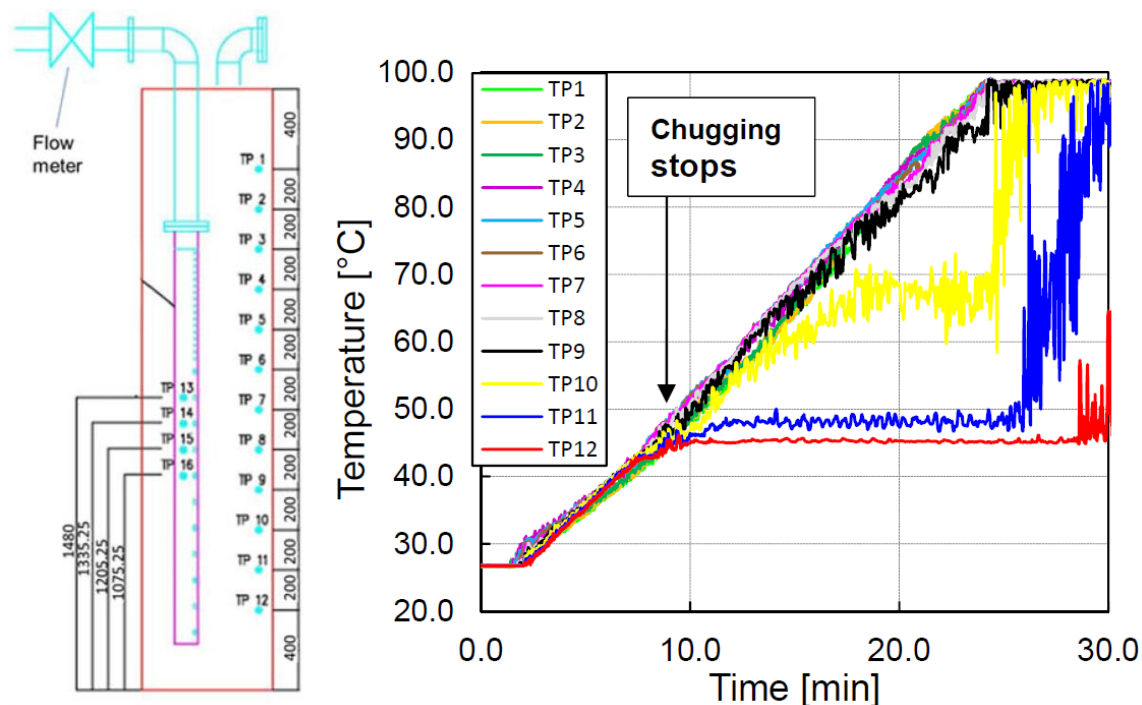


図 4-3 RCIC 模擬試験結果 ▽

上記の試験結果から 3 号機の RCIC 作動時の S/C プール内の温度分布への影響を考察する。同試験は RCIC 排気孔の径と単位面積当たりの流量を実機と同等にした試験であることから、試験で見られた温度成層化は S/C プール内でも生じると考えられる。

S/C プールの水温が低いうちは、チャギングが生じてプール内が攪拌される可能性はあるものの、実機の RCIC 配管には管内の圧力の低下を防止するための逆止弁が取り付けられていることから、試験で見られるほどの大きなチャギングは生じないものと考えられる。

また、プール上部が飽和温度付近に達した際には、試験結果から推定される挙動と同様に、高温の水の層が下方方向に徐々に拡大していくと考えられるが、その拡大の速度は試験と比較して緩やかになると推測される。この要因は 2 つ考えられ、一つは上記の試験におけるプールの容量に対して S/C プールの容量は 2000 倍以上大きいことから、蒸気によって水に加えられた上向きの力が高温層中の循環する流れ全体に影響するまでに時間を要すること、もう一つは、試験は開放系であるのに対して実機は D/W と結合された密閉系であるため、水面の温度が上昇すると圧力が上昇し、飽和温度も上昇することから、凝縮されな

い蒸気の割合は試験と比較して小さくなることが予想されるためである。

以上より、3号機の RCIC 作動時には S/C プール内で温度成層化が生じると考えられ、また試験で見られたプール内の水を攪拌する現象（チャギング）の影響は試験よりも小さい可能性が示唆される。

4.2. SRV 作動時を模した試験

3号機と同じトラス型の S/C と SRV 排気口（T-クエンチャ）を持つ Monticello 炉において、SRV 作動時の S/C プール内の温度分布を測定する試験 vi が実施されている。単一の SRV を約 11 分間開き続け、S/C 各部の温度変化を測定している。

試験における SRV T-クエンチャの構造を図 4-4 に示す。SRV 作動時の排気蒸気は図の SRV DISCHARGE LINE を通じて ARM 部に導かれ、水平方向に空けられた無数の孔からプール内に放出される。ARM 部の排気孔は反対側（SRV DISCHARGE LINE 側）にも空いており、両方から蒸気が放出される。なお、図の T-クエンチャは ARM2 の端部に孔が空いている点などにおいて 2/3 号機のものとは異なるものの、基本的には類似の設計である。

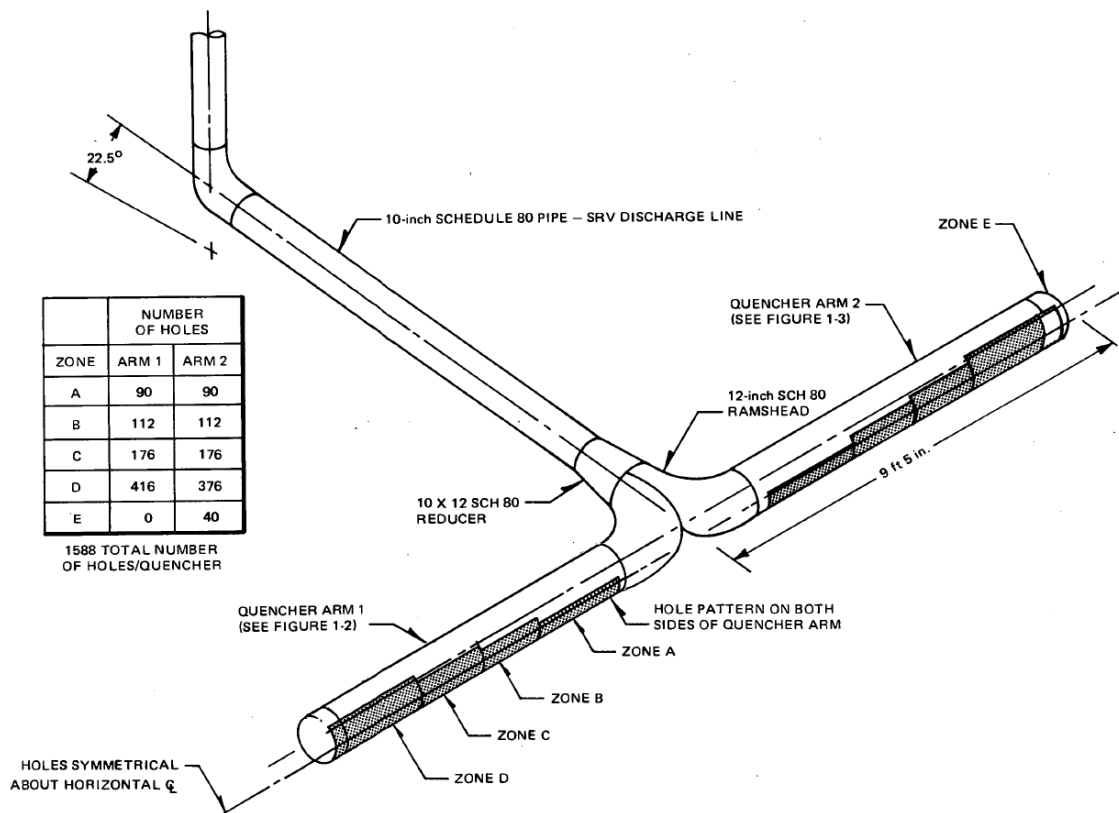


図 4-4 試験における SRV T-クエンチャの構造 vi

同試験における S/C 内の SRV T-クエンチャの配置を図 4-5 に示す。図の右上の「D」と記載される箇所の T-クエンチャから 667 秒間蒸気が放出される。時間当たりの蒸気放出量は 3 号機の SRV の定格流量と同等である。初期のプール水温は約 10℃であり、プールの水量は約 2000m³ (3 号機の約 3 分の 2) である。

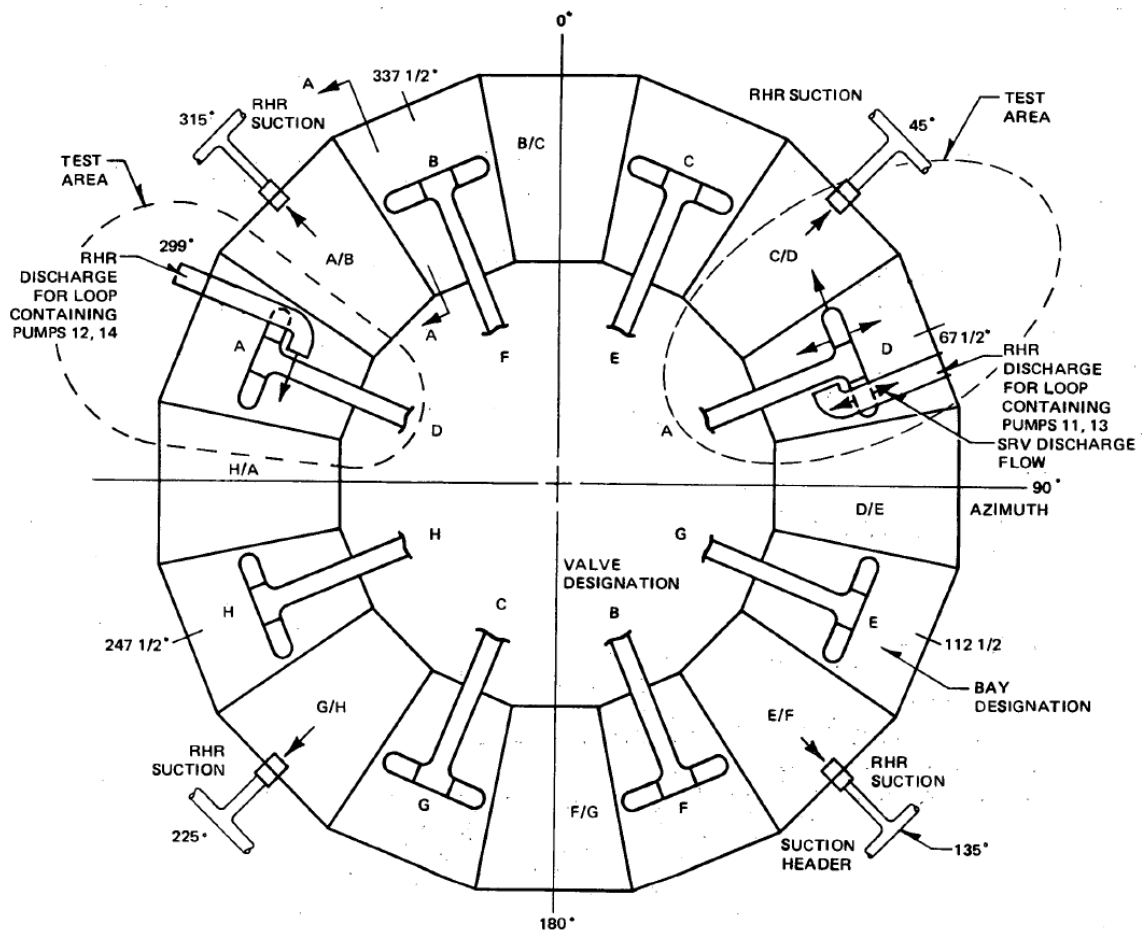


図 4-5 試験における SRV T-クエンチャの配置 vi

同試験における高さ方向の温度分布の測定結果の詳細な数値は非公開であるが、同試験レポート vi 中に記載される高さ方向に平均化された周方向の温度分布と、試験の概要をまとめたレポート vii の記載に基づく結果のイメージ図を図 4-6 に示す。図 4-6 における周方向断面とは、図 4-5 に示したトーラス型の S/C を、T-クエンチャ A~H の蒸気放出部を結んだ円形の線に沿って切り開いた断面を横から見たものである。測定された期間では、蒸気を放出する SRV T-クエンチャの直下を除いて、プール下部ではほぼ初期の温度が維持されており、プ

ール上部が比較的高温となっている。このことから、SRV の作動によっても S/C プールの表面が高温となる可能性があることが分かる。

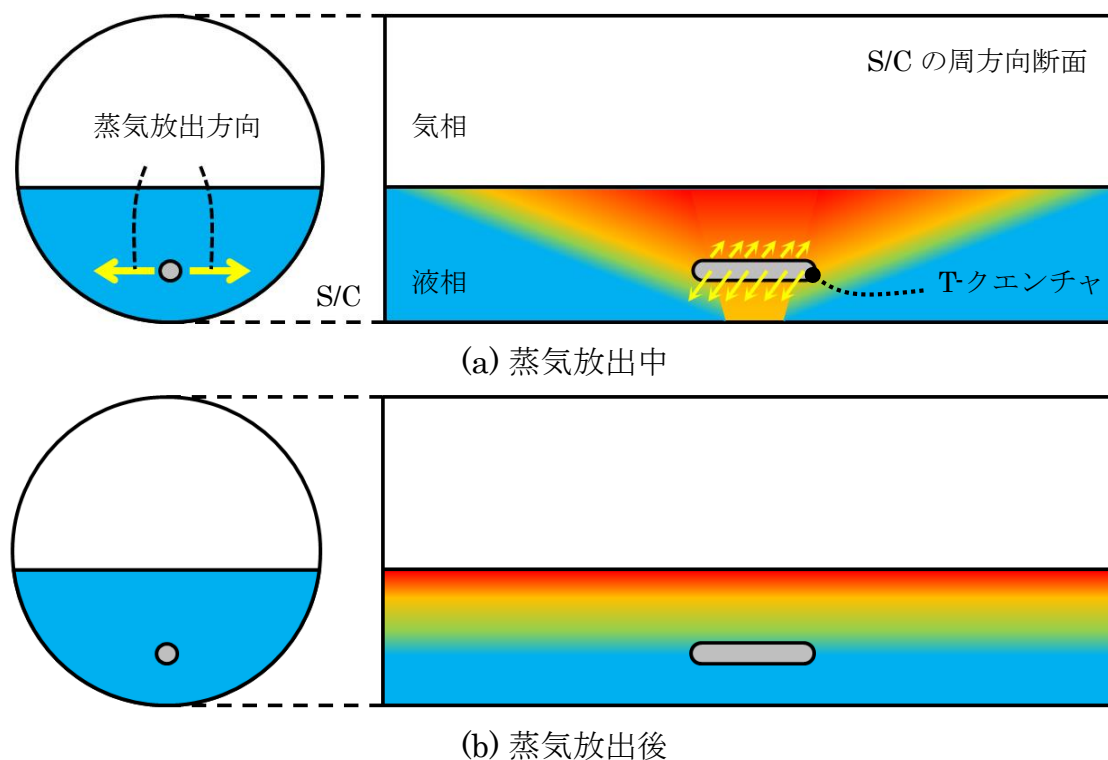


図 4-6 試験における S/C プール内の温度分布のイメージ図

上記の試験結果から 3 号機の SRV 作動時の S/C プール内の温度分布への影響を考察する。同試験は 3 号機と類似の格納容器形状を持つ実機の試験であるため、SRV の作動状況が同等であれば、3 号機においても S/C プールの表面が高温となり、温度成層化が生じると考えられる。

ただし、3 号機の SRV の作動状況には未だ不明な点が残されている。図 2-1 に示した通り、3/12 の HPCI 作動時までの RPV 圧力は SRV の作動圧力を断続的に上回っており、SRV は作動していたものと考えられるが、8 弁ある SRV のうちどの SRV が作動していたかや、その作動期間、蒸気流量は分かっていない。このため、3 号機においても試験と同様に SRV 作動によって温度成層化が生じていたかどうかは現状では不明である。

また、津波到達前の 2 号機の S/C 温度のチャート記録 (図 4-7iv) からは、S/C 周方向の広い範囲で温度が上昇していることが確認できる。また、温度の測定値は乱れながら上昇しており、SRV の排気にはプール水をかき乱す効果もあると考えられる。このことから、SRV による温度成層化の効果は、RCIC と比べて小さいと考えられる。



図 4-7 津波到達前の 2 号機の S/C プール温度^{iv}

4.3. 上記の文献調査に基づく格納容器圧力の上昇要因の推定

以上の RCIC と SRV の排気による温度成層化への影響を考え合わせると、3 号機では RCIC は通常の間欠運転ではなく連続運転であったため、RCIC による温度成層化への影響が大きかったと考えられる。一方で、RCIC の連続運転によって SRV からの排気蒸気の流量は通常よりも少なかったことから、SRV の排気によってプール水がかき乱される効果は試験よりも小さかったものと考えられる。これらより、S/C プールの温度成層化が進み、格納容器圧力の上昇速度が速くなった可能性が高いと考えられる。

5. 柏崎刈羽発電所における温度成層化の影響について

柏崎刈羽原子力発電所では温度成層化への対応として、残留熱除去系によるプール水の冷却や、S/C へのスプレイの実施により、直接プール水を冷却する手順、及び、プール温度を監視しながら、プール全体に分散配置されている複数の SRV のうち、なるべく離れた位置の SRV を順次作動させることで、プールの水温上昇を均一にする手順を設けており、この対策について「電源の強化」「代替熱交換器の配備」などによって信頼性を向上させている。

6. まとめ

3/11～3/12 の 3 号機の格納容器圧力の上昇が崩壊熱から推定される圧力上昇速度よりも速い原因について検討した結果、以下が明らかとなった。

事故当時の測定値の傾向から格納容器圧力の上昇の要因の推定を試みた結果、D/W 圧力と S/C 圧力の測定値の差圧が、S/C 側と D/W 側のどちらに圧力上昇の要因があった場合に想定される差圧の傾向とも一致しないこと等から、測定値の傾向からは、S/C 側、D/W 側のどちらに圧力変動の要因があったかを特定することはできなかった。

また、RPV から D/W への漏えいを仮定した解析を実施した結果、RPV から D/W への大規模な漏えいによって S/C スプレイ作動までの格納容器圧力の測定値の上昇傾向を再現することは可能だが、S/C スプレイ作動後の格納容器圧力の低下を再現できないことが確認された。このことから、消去法的には S/C 側に圧力上昇の要因があったことが示唆された。

また、S/C プールの温度成層化に対する RCIC と SRV の排気の影響について関連する試験の調査を行った結果、RCIC 作動時には S/C プールの温度成層化が促進されると考えられる一方で、SRV 作動時の温度成層化への寄与は RCIC に比べて小さい可能性があることが分かった。3 号機では RCIC が通常の間欠運転ではなく連続運転であったことから、RCIC の排気による温度成層化の効果が大きく、SRV からの排気蒸気の流量は通常よりも少なかったことから、S/C プールの温度成層化がより進行しやすい状況にあったと考えられた。

以上より、3 号機の格納容器圧力の上昇速度が崩壊熱から推定される圧力上昇速度よりも速いことの主要因は、S/C プールにおける温度成層化であった可能性が高い。

今後は更なる検証のため、格納容器内熱流動解析コードを用いて、S/C プール内の温度分布に関する定量的な評価を実施していく予定である。

以上

参考文献

- i 独立行政法人原子力安全基盤機構 "圧力抑制室保有水の温度成層化による格納容器圧力等への影響等の検討" 2012/2/1
- ii "Information Portal for the Fukushima Daiichi Accident Analysis and Decommissioning Activities," URL : <https://fdada.info/index>
- iii 東京電力 "3 号機東北地方太平洋沖地震後の運転員採取データ" 2014/8/6
- iv 東京電力 "福島第一原子力発電所 東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響について" 2012/5/9

-
- v M. Pellegrini, "Suppression pool testing at the SIET labs (3) Experiments on Steam Direct Contact Condensation in a Vertical Multi-hole Sparger", 2014/12
- vi Patterson, BJ, "Mark I Containment Program, Monticello T-Quencher Thermal Mixing Test, Final Report", NEDO-24542, 1979/8
- vii U.S. NRC, "Suppression Pool Temperature Limits for BWR Containments", NUREG-0783, 1981

3 号機格納容器からの漏えいと大量の蒸気放出について

1 はじめに

3 号機では、3 月 13 日 8 時 41 分に 圧力抑制室 (S/C) ベントのライン構成が完了し、13 日 9 時 24 分にドライウェル (D/W) 圧力の減少が確認されたことから、ベントが実施されたと発電所対策本部が判断している。その後、格納容器圧力が上昇した際に、S/C ベント弁 (大弁・小弁) の開操作を実施している。

この間、計測されたD/W圧力は上昇と下降を繰り返しているが、時系列で整理されているベントタイミングと計測されたD/W圧力が低下するタイミングが一致していないものが多い。また、当時の状況はベント弁の開操作を実施したら、その開状態を維持していたが、仮設コンプレッサー使用によるベント弁駆動用空気圧の不足、ベント弁励磁回路の不具合、小型発電機の故障による電磁弁励磁維持の問題などにより意図せずベント弁が閉まってしまうような状況となり、開状態を維持することが非常に困難であったことが、当社福島原子力事故調査報告書 別紙2 福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について (平成24年6月版) にて報告されている。D/W圧力は、注水による蒸気発生や水素発生、ベント操作等に応じて、増加・減少を繰り返したものの、3月21日に一時的に上昇した後、ほぼ大気圧で変動を示さなくなった。すなわち、最終的には格納容器からの気相漏えいが発生しているという説明がなされてきた。しかしながら、ベント開維持が難しかったとする一方で、どのベント操作が成功し、どのベント操作が失敗であったのかについては明らかにされていない。すなわち、ベント開操作の実施は必ずしもベントによる放出を意味しない場合があるが、公表された記録においては、ベント開操作時には必ずベントによる放出があったと誤解が生じる可能性がある状況であった。

なお、平成 23 年 8 月 24 日に実施した、原子炉建屋上部のダストサンプリングにおいて撮影された映像から、シールドプラグ縁辺部、歪みを生じた DS ピットゲート周辺等から蒸気 (湯気) の漏出が確認されており、格納容器からの主要な漏えいは、シールドプラグ直下にある格納容器上蓋のシール部の劣化により発生した隙間を漏えい経路としたものであると推定している。

本検討では、3 月 15 日以降に観測された原子炉建屋の状況、ベント弁の開操作に対する格納容器圧力変化から、3 号機のベントの成否、格納容器からの漏えい、観測されている建屋上部からの水蒸気放出の関係について検討を実施した (当該の内容は、3 号機-8, 10, 11 として課題設定している)。

本検討は、エネルギー総合工学研究所、株式会社東芝、日立 GE ニュークリア・エナジーの研究者・技術者との議論をふまえ取りまとめたものである。

2 3月15日以降に観測された原子炉建屋の状況

3月11日の地震発生後の記録は必ずしも十分ではないが、原子炉建屋等の状況を確認するうえでは、①ライブカメラの情報、②福島第一原子力発電所所員がデジタルカメラにて撮影した情報がある。ライブカメラの情報は時刻についてはほぼ正確であると考えられるが、遠方からの撮影であり、解像度はそれほどよくない。一方で、デジタルカメラの撮影は、原子炉建屋の至近から撮影しており解像度が高いものの、時刻情報はカメラ内部の時計を参照しており、この情報には不確かさがある。ただし、デジタルカメラの時刻情報は、電池切れ等により過去にリセットされてしまうような時間のずれを除けば、それほど大きなずれが発生することはないと考えられ、日付が概ねあっているのであれば、日オーダーでのずれが発生しているとは考えにくい。そのため、本検討ではライブカメラの時間はずれが無いものとし、デジタルカメラの画像については、ライブカメラの画像との比較も考慮して、大きなずれは無いことを確認して、評価に使用することとする。

2.1 ライブカメラの画像について

3月11日10時00分の画像

図1に3月11日10時00分の画像を示す。これは地震発生以前の画像であり、健全な状態の福島第一原子力発電所を捉えたものである。一番左の煙突状のものが5,6号排気筒であり、その右側に見える煙突状のものが3,4号排気筒であり、一番右側に見える煙突状のものがタービン建屋換気系排気筒である。この写真からは1,2号排気筒が確認できないが、1,2号排気筒は3,4号排気筒のすぐ後ろにあり、重なってしまっていて見えていない。なお、余震による影響によるものか、ライブカメラの撮影角度が時間帯によって変わっているが、その角度によっては1,2号機排気筒が見える場合がある。

タービン建屋換気系排気筒脇に見えている建物が廃棄物処理建屋である。3,4号排気筒の後ろに見えている建物が、4号機の原子炉建屋であるが、原子炉建屋周辺拡大図からもわかる通り、ライブカメラからは1~4号機はほぼ一直線に並んでおり、1~3号機をライブカメラ映像から比較することは困難である。

3月13日10時00分の画像

図2に3月13日10時00分の画像を示す。3号機は同日9時20分頃にベ

ントが成功したものと判断されているが、この画像はそれから約 40 分が経過した後の画像である。3, 4 号機排気筒部分の拡大図からもわかる通り、ベントにより水蒸気が放出されていることが確認できる。一方で、原子炉建屋部分に特異的な状況は観測されない。

3月13日13時00分および3月13日15時00分の画像

図3に3月13日13時00分および3月13日15時00分の画像を示す。記録上、11時17分にベント弁が閉まってしまったことを確認し、12時30分にベント弁開が確認されている（2回目のベント操作）ことから、13時00分のライブカメラ映像から確認できる水蒸気放出は、このベント操作が成功したことによるものと考えられる。15時00分のライブカメラ映像では明確な水蒸気放出は確認できない。

3月14日7時00分および3月14日10時00分の画像

図4に3月14日7時00分および3月14日10時00分の画像を示す。記録上、6時10分にベント弁（小弁）の操作を完了（4回目のベント操作）しているが、いずれの時間帯にもライブカメラの映像からは明瞭な水蒸気放出は確認できない。ただし、小弁操作のため、蒸気流量が小さく、ライブカメラでの映像からは確認できなかった可能性は残る。

3月15日7時00分の画像

図5に3月15日7時00分の画像を示す。この時点では、3, 4号排気筒からの水蒸気放出は確認できないが、原子炉建屋周辺の拡大図を見ると、どの号機からかは特定できないものの、原子炉建屋上部からと考えられる水蒸気放出が確認できる。

3月15日16時00分の画像

図6に3月15日16時00分の画像を示す。この時点では、3, 4号排気筒からの水蒸気放出は確認できないが、原子炉建屋周辺の拡大図を見ると、どの号機からかは特定できないものの、原子炉建屋上部からと考えられる水蒸気放出が確認できる。

3月15日17時00分の画像

図7に3月15日17時00分の画像を示す。記録上、16時05分にベント弁開操作の小型発電機の取り換えを実施し、ベント弁の開操作を実施（5回目のベント操作）しているが、ライブカメラの映像からは明瞭な水蒸気放出は確

認できない。一方で、16時00分の映像と同様に、原子炉建屋上部からと考えられる水蒸気放出は確認することができる。

3月16日10時00分の画像

図8に3月16日10時00分の画像を示す。この時点でも、3、4号排気筒からの水蒸気放出は確認できないものの、原子炉建屋上部からと考えられる水蒸気放出は確認することができる。これまでの映像では、廃棄物処理建屋の形状が明確に見えていたが、この時間帯では放出された水蒸気により一部が隠れるような状態となっている。そのため、この時間帯の原子炉建屋からの水蒸気放出、すなわち、格納容器からの漏えいは、かなり大規模であったものと考えられる。

2.2 デジタルカメラにより撮影された映像について

撮影日情報 3月15日7時31分の画像

図9に3月15日朝に撮影された画像を示す。この時点で、3号機原子炉建屋の上部からの水蒸気放出は始まっていることが確認できる。また、ライブカメラにて撮影された3月15日7時00分の映像に水蒸気が放出されているところが確認されていることから、この撮影日情報は概ね正しいものと考えられる。

撮影日情報 3月15日8時58分の画像

図10に3月15日朝に2号機の原子炉建屋を撮影した画像を示す。2号機原子炉建屋のブローアウトパネルは、1号機の水素爆発時に開いたことがわかっており、水蒸気はこのブローアウトパネルから放出されている。当社福島原子力事故調査報告書 別紙2 福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について（平成24年6月版）においても、8時25分に原子炉建屋5階付近壁より白い煙（湯気らしきもの）があがっていることを確認、との記載があり、この撮影日情報についても概ね正しいものと考えられる。

撮影日情報 3月16日9時51分の画像

図11に3月16日朝に撮影された画像を示す。3号機原子炉建屋の上部からの水蒸気放出が継続していること確認できる。また、蒸気放出量は前日より多くなっているように見受けられる。これは、ライブカメラにて撮影された3月16日10時00分の映像とも整合していることから、この撮影日情報は概ね正しいものと考えられる。

2.3 観測された画像からの考察

3号機のベントは、ライブカメラの画像からは3月13日の1回目、2回目のベントでのみ3, 4号排気筒からの水蒸気放出が確認できるため、この2回についてはベントが実施されていると判断できる。3回目のベント開操作は夜間の実施であったことから、ライブカメラによる確認はできない。また、3月14日早朝の4回目のベント開操作では、小弁の開操作であることから、ベント管に流れる蒸気流量が小さかったとの可能性が残るものの、ベントによる放出は確認できない。3月15日夕方の5回目のベント開操作においても、排気筒の映像からはベントによる放出は確認できない。また、3月16日未明の6回目のベント開操作は夜間であったため、ライブカメラによる確認はできていない。

デジタルカメラによる映像から、3号機は3月15日の朝には、原子炉建屋上部からの水蒸気放出が確認されており、この時点では、格納容器から漏えいした気体（水蒸気、放射性物質を含む）が直接環境に放出されるような状態になっていたものと考えられる。ただし、同じ3月15日朝に、2号機原子炉建屋のブローアウトパネルからも水蒸気が放出されていることが確認されており、添付資料2-9, 10の検討から、2号機からの放射性物質の放出もあったものとする。



図1 福島第一原子力発電所ライブカメラの映像（撮影日 3月11日10時）
上：ライブカメラ映像全体 下：原子炉建屋周辺拡大図

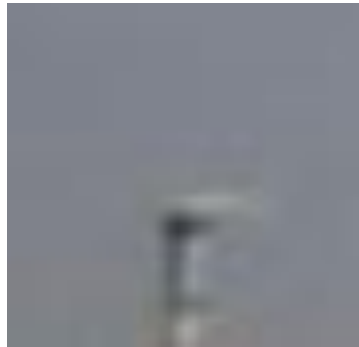


図2 福島第一原子力発電所ライブカメラの映像（撮影日 3月13日10時）
上：ライブカメラ映像全体 中： 3, 4号排気筒拡大図 下：原子炉建屋周辺拡大図

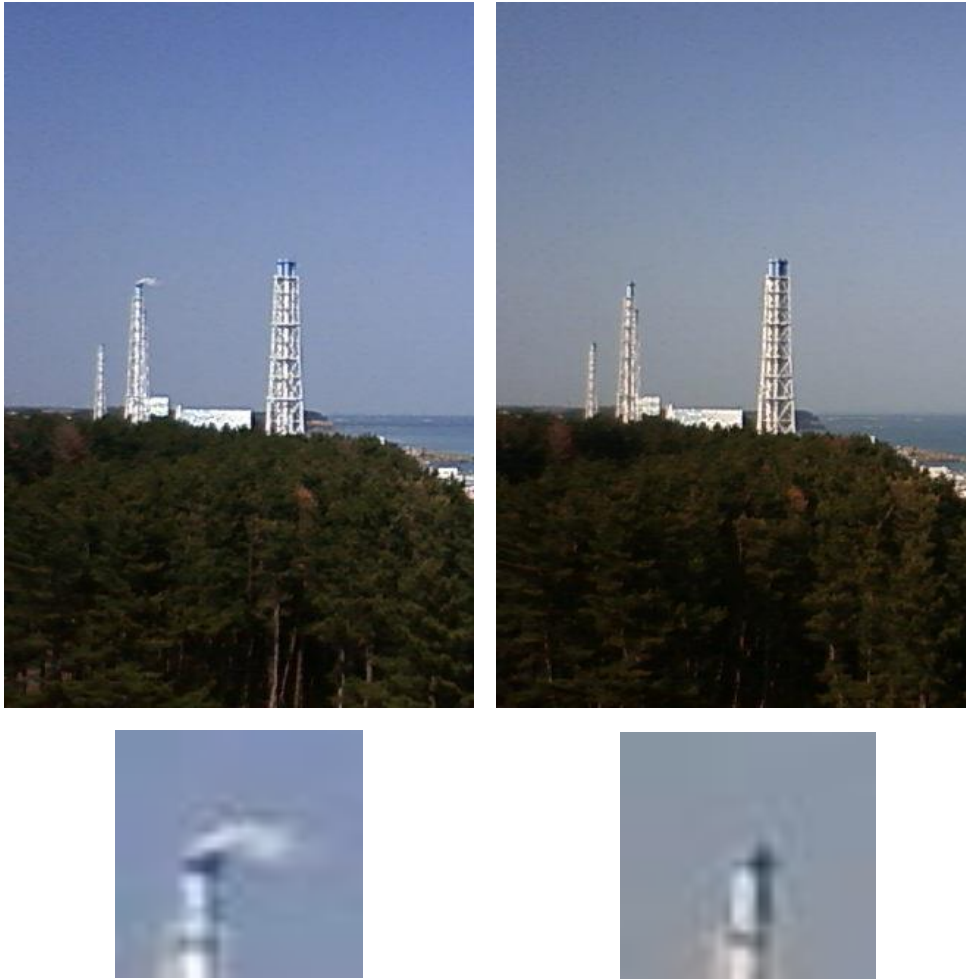


図3 福島第一原子力発電所ライブカメラの映像（抜粋）
（撮影日 左：3月13日13時 右：3月13日15時）
上：ライブカメラ映像（抜粋） 下：3,4号機排気筒拡大図

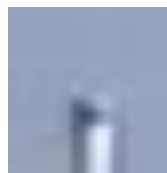
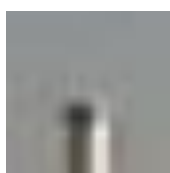


図4 福島第一原子力発電所ライブカメラの映像（抜粋）
（撮影日 左：3月14日7時 右：3月14日10時）
上：ライブカメラ映像（抜粋） 下：3,4号機排気筒拡大図

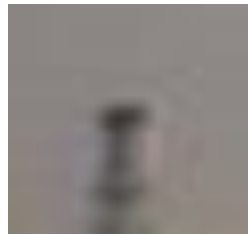


図5 福島第一原子力発電所ライブカメラの映像（撮影日 3月15日7時）
上：ライブカメラ映像全体 中： 3,4号排気筒拡大図 下：原子炉建屋周辺拡大図

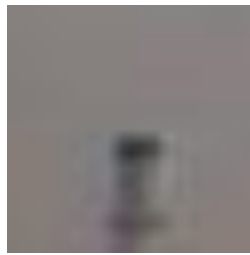


図6 福島第一原子力発電所ライブカメラの映像（撮影日 3月15日16時）
上：ライブカメラ映像全体 中： 3,4号排気筒拡大図 下：原子炉建屋周辺拡大図



図7 福島第一原子力発電所ライブカメラの映像（撮影日 3月15日17時）
上：ライブカメラ映像全体 中： 3,4号排気筒拡大図 下：原子炉建屋周辺拡大図

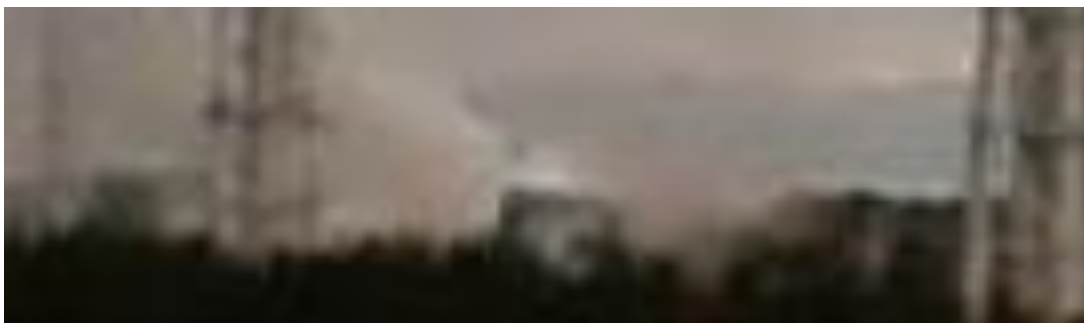
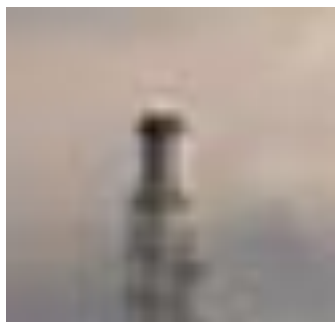


図8 福島第一原子力発電所ライブカメラの映像（撮影日 3月16日10時）
上：ライブカメラ映像全体 中： 3,4号排気筒拡大図 下：原子炉建屋周辺拡大図



図9 3号機からの蒸気放出の様子（撮影日情報 3月15日7時31分）



図 10 2号機からの蒸気放出の様子（撮影日情報 3月15日8時58分）



図 11 3号機からの蒸気放出の様子（撮影日情報 3月16日9時51分）

3 ベント弁の開操作に対する格納容器圧力変化に関する検討

前述の通り、ベント弁の操作は開く操作をした後は開状態を維持することを前提としており、意図的に弁を閉じるような操作は実施していない。一方で、開状態を維持することは困難であったとの報告もあり、ベントを実施しても格納容器圧力が下がらなかったとの報告もあるとおり、ベントの開操作の実施がすべてベントによる放出を意味している訳ではない。また、注意すべきであるのは、排気筒からの水蒸気放出が確認できている場合を除けば、直接的にベントの成否を判断することはできず、格納容器の圧力の上昇・下降でベント弁の開閉を判断していたことがあったことである。つまり、格納容器圧力が上昇している場合でも、ベント配管から放出できる気体の量と比べて、格納容器への気体の流入量および格納容器内での気体の発生量が多い可能性もあるし、格納容器圧力が下がっている場合でも、ベントに伴う排気筒経由の放出以外の経路からの漏えいにより格納容器内の気体が流出していることを捉えている可能性があるということである。

したがって、この検討では、確実にベントによる格納容器内気体が放出されている1回目、2回目のベント時の格納容器圧力の挙動をベースケースとして、その他のベント開操作時における挙動を検討することとする。

3.1 3月13日6時から3月14日9時までの格納容器圧力変化に関する検討

この時間帯の格納容器圧力の変化を図12に示す。3号機は、添付資料3-3にて判明したHPCIの注水機能がHPCIの手動停止よりも早い時間に喪失していたことから、3月13日の5時頃には炉心損傷に至り、大量の水素が発生していたと推定されている。そのため、9時前まで継続している格納容器圧力の上昇は、非凝縮性ガスである水素が格納容器に移行してきたことが原因であると考えられる。また、9時頃の原子炉減圧時には、原子炉圧力容器内に存在していた水素が一気に格納容器に放出されることで、格納容器圧力が上昇し、ラプチャディスクの設定圧に到達したことで、ベントが実施されたものである。

この1回目のベントにおける格納容器圧力の変化をみると、9時10分の0.637MPa(D/W)、0.590MPa(S/C)から10時40分の0.270MPa(D/W)、0.220MPa(S/C)と、1時間30分間に約0.4MPa低下しており、比較的速い減圧が起こっている。

また、2回目のベント開操作については、原子炉圧力がチャートの読み値で3MPa程度まで急上昇した時間とほぼ同時期に格納容器圧力の低下からベント開が判断されている。その前に格納容器圧力が急激に上昇していることについて、これだけの原子炉圧力の急上昇があれば、ベント弁が開であっても格納容器圧力は上昇する可能性が高いと考えられるが、この時間帯にベント弁操作のた

めのボンベ交換作業が実施されたとの記録があるため、格納容器圧力が上昇している期間はベント弁が閉まっていた可能性も高い。いずれにしても、格納容器圧力の最大値と最小値がわかれば格納容器の減圧速度は評価可能であり、2回目のベント開操作時には、12時20分の0.750MPa(D/W)、0.700MPa(S/C)から13時35分の0.235MPa(D/W)、0.190MPa(S/C)と1時間15分の間に約0.5MPa低下するという、やはり比較的速い減圧が起こっている。

このことから、ベントによる放出が実施された場合には、格納容器圧力の比較的早い減圧、すなわち、1時間当たり0.25MPa～0.4MPa程度の減圧が予想される。

この時間帯の半ばには、格納容器圧力の上昇が観測されたことに起因して、19時00分からベント弁操作のための仮設コンプレッサーのつなぎこみを実施している。その後、21時10分ごろにD/W圧力が低下したことにより、ベント弁が開となったとの判断がなされている(3回目のベント開操作)。この際の格納容器圧力変化は、20時40分の0.425MPa(D/W)、0.375MPa(S/C)から24時00分の0.240MPa(D/W)、0.255MPa(S/C)と3時間20分の間に約0.2～0.15MPaの低下であり、1回目、2回目のベントによる減圧と比較すると非常に減圧速度が遅い。

さらに注目すべきは、D/W圧力とS/C圧力の関係である。この時点では、発熱源はD/Wにあると考えられるため、D/W圧力>S/C圧力であることは妥当である。そのため、S/Cベントによる放出がある場合、D/WからS/Cに気体が行き、排気筒から放出されることになるが、その移行の際に、S/C内の水を押しよける必要があるため、ある程度の差圧が発生することになる。21時ごろまで、D/WとS/Cの圧力に0.05MPa程度の差があるのは、物理的には妥当な状況である。しかしながら、22時30分に0.285MPa(D/W)、0.290MPa(S/C)と圧力が逆転し、24時00分には0.015MPaだけS/C圧力の方が高いという状態になる。これがベントによる格納容器圧力低下であるとする、圧力が低いところから圧力が高いところに気体が行くことを意味するため、物理的にはあり得ない状況である。

そのため、3回目のベント開操作とされているところでは、圧力低下の要因はむしろD/W側にあると考える方が自然である。この場合の、D/Wからの漏えいとしては、高温条件でのシール部の劣化が考えられる格納容器上蓋部分からの漏えいが最も可能性が高いと考えられる。

この時間帯の後半には、4回目のベント操作が記録に残っている(14日6時10分に開操作完了)。このベント操作はベント弁(小弁)であり、弁が開いたとしても、その流路面積は小さく、排出可能な流量は小さくなる。そのため、この操作によって圧力低下がみられなかったことは、ベント弁が開かなかった可能

性とベント弁が開いたものの流量が小さく結果的に圧力が上昇した可能性の二通りが考えられる。しかしながら、3回目のベント操作が実施された頃に開いてしまっていた漏えい口は、閉まる理由がないためここからの漏えいは継続していたものと考えられる。

3.2 3月14日9時から3月15日12時までの格納容器圧力変化に関する検討

この時間帯の格納容器圧力の変化を図13に示す。この時間帯では、3月14日11時には3号機で水素爆発が発生している。これは、原子炉建屋内に水素が漏えいしていたことが原因であり、3回目のベント操作が実施された頃には格納容器から原子炉建屋への漏えいが始まっていたとする推定は、現実の事故進展とも整合している。

なお、この水素爆発の発生前後も格納容器圧力が大きく低下していることが確認されている。この圧力低下の原因は明確ではないが、この際もD/W圧力とS/C圧力の逆転が発生しており、漏えいが発生しているとしても、D/W側に漏えいの原因があると考えられる。

3.3 3月15日12時から3月16日18時までの格納容器圧力変化に関する検討

この時間帯の格納容器圧力の変化を図14に示す。この時間帯では、記録上、5回目のベント開操作が実施されている。この際の、当社福島原子力事故調査報告書別紙2の記載を以下に転記する。

16:00, S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁, 小弁の電磁弁の励磁に用いていた小型発電機の故障により, 同弁が閉になったことを確認。その後, 16:05, 小型発電機を取替え, S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁の電磁弁を励磁し, 開操作実施。

開操作は実施されたものの、その成否については明確とはなっていない。実際、この時の格納容器の圧力低下についてS/C圧力は測定されていないが、16時00分に0.415MPa(D/W)から21時05分に0.335MPa(D/W)と5時間で0.1MPa弱とベントによる放出の際に予想される減圧速度と比較して小さい。2.にて示したように、3月15日の朝から3号機原子炉建屋上部からの水蒸気放出が継続的に確認されていることから、このような緩やかな格納容器圧力低下は、格納容器からの直接放出によるものである可能性が高いと考えられる。

3.4 格納容器圧力変化からの考察

3月13日から3月16日にかけての格納容器圧力の変化からは、ベントにより3, 4号排気筒経由で放出されたのは、1回目および2回目のベントのみであ

った可能性が高い。

また、原子炉への注水が安定的に実施されるようになったのは3月下旬であることから、3月16日ごろの燃料デブリは良好な冷却状態にはなかったと推定されるため、ベントによる格納容器内の気体の放出ができなくなって以降は、過熱と格納容器漏えいのバランスで格納容器圧力が上昇したり下降していたりしたと考えられる。

ただし、3回目以降のベント開操作が失敗していたとすると、4号機の水素爆発は、1回目および2回目のベントによって放出された水素が4号機に逆流*したことによって発生したことになる。したがって、この際の水素移動量が4号機の爆発を引き起こすのに十分であったかを検討する必要がある。

*:4号機では、3月14日10時30分頃 使用済燃料プールの状況確認に向かった当社社員が原子炉建屋内の放射線量が高く入域を断念したとの記録があり、また、その後の原子炉建屋の汚染状況から、この放射線は希ガス起因であると考えられる。希ガスはベントにより優先的に排出される非凝縮性ガスであることから、少なくとも、1回目（および2回目）のベントにより4号機への逆流が起こっていることは確実であると考えられる。

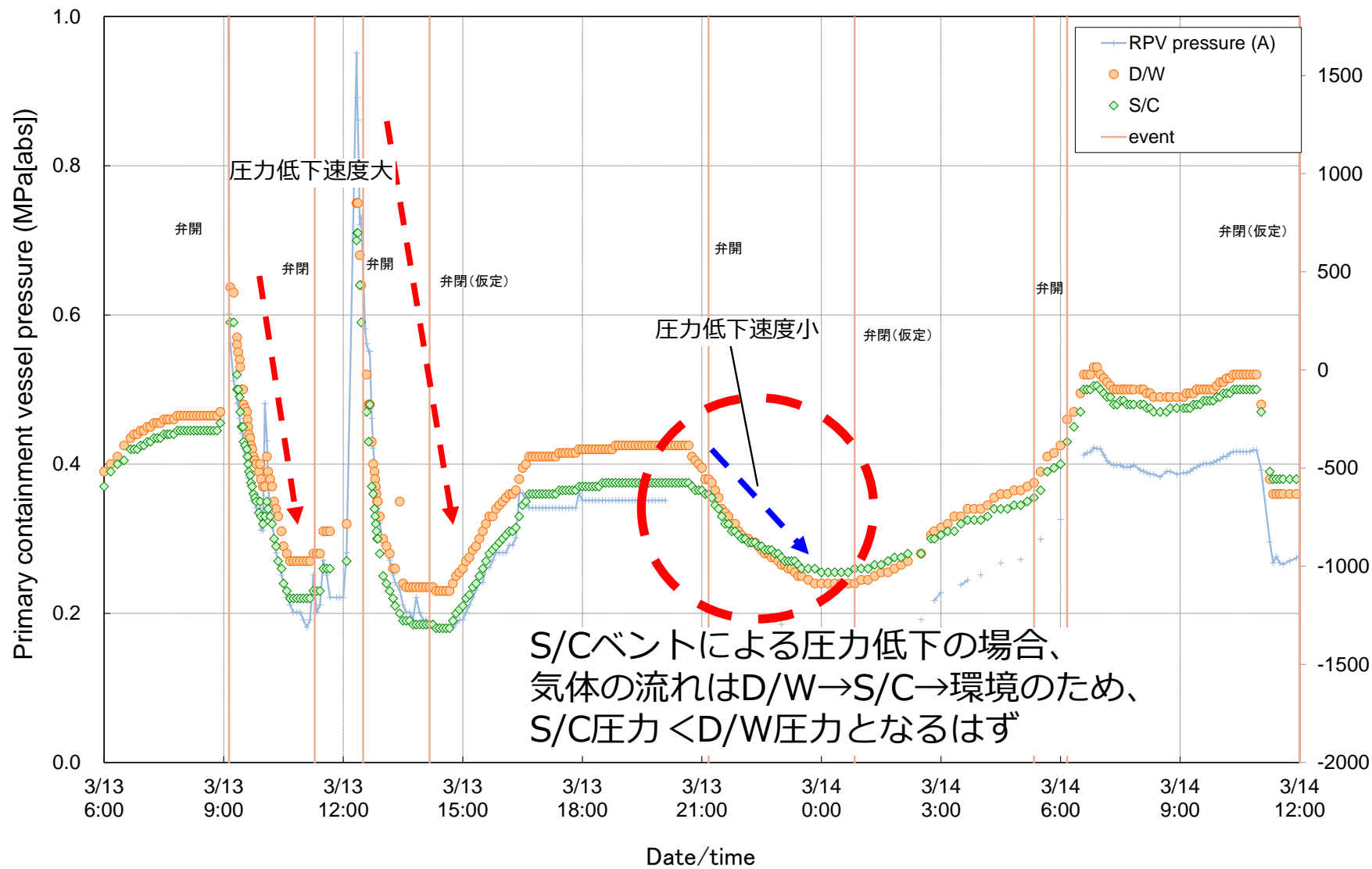


図 12 3号機の格納容器圧力の変化 (3月13日6時から3月14日12時)

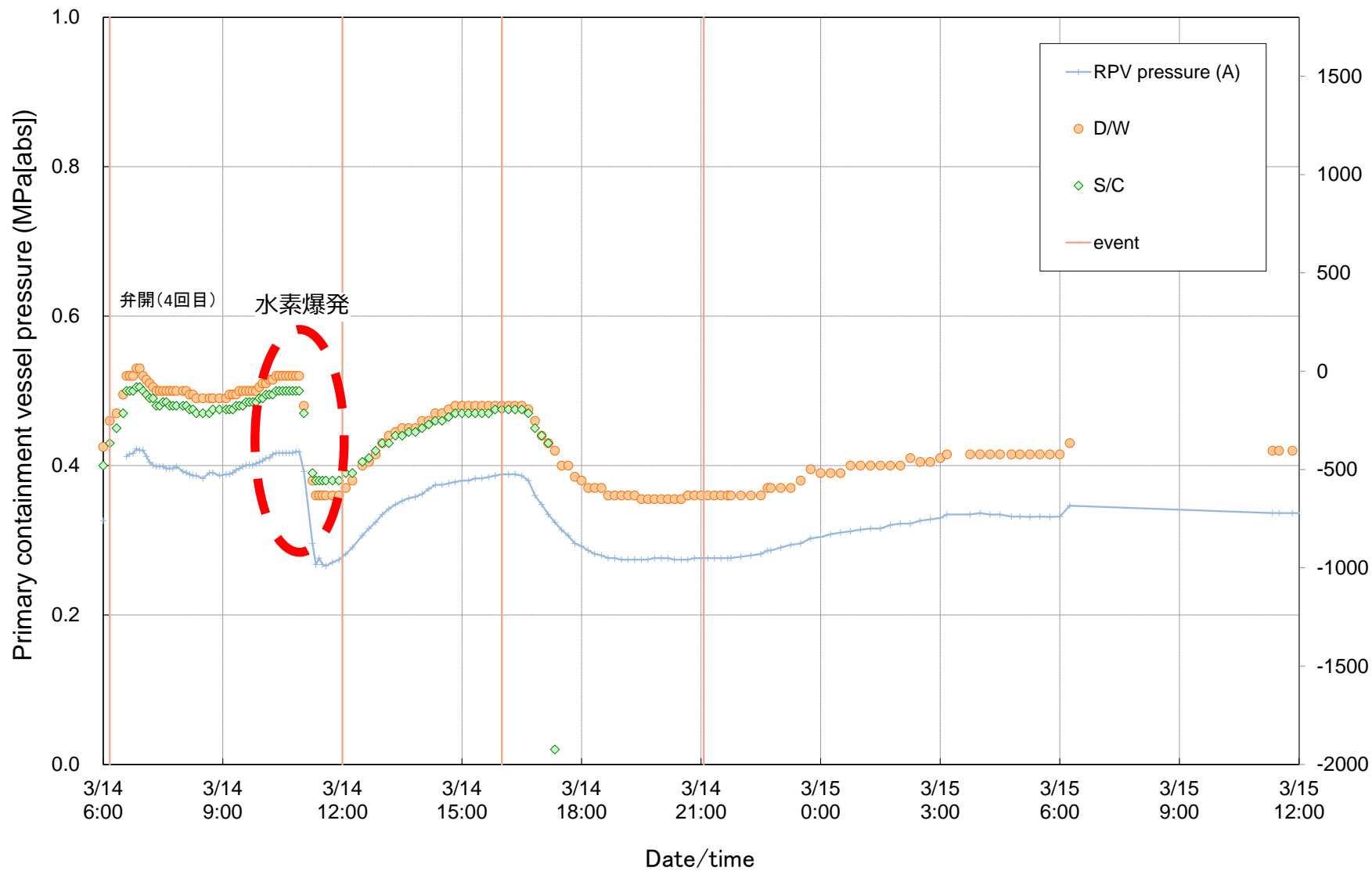


図 13 3号機の格納容器圧力の変化 (3月14日9時から3月15日12時)

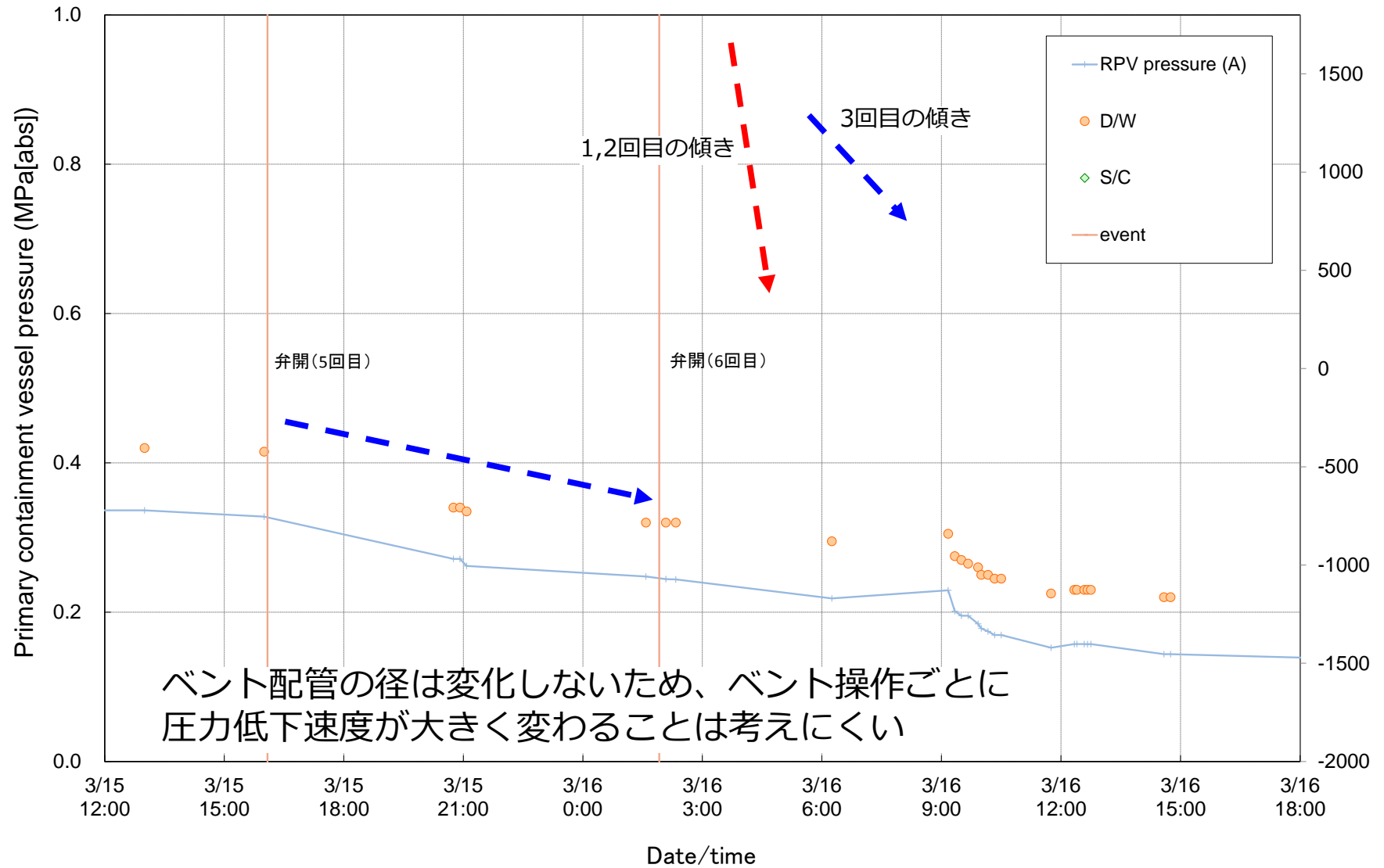


図 14 3号機の格納容器圧力の変化 (3月15日12時から3月16日18時)

4 まとめ

これまでの検討をまとめると、以下の通りとなる。

- ・ 3号機のベント開操作は、3月13日9時ごろの1回目、12時ごろの2回目のみが明確に成功している
- ・ 13日21時ごろの3回目のベント開操作時は、D/W圧力とS/C圧力の逆転が発生しており、ベントによる格納容器圧力の減少とは考えにくい
- ・ 3回目のベント開操作時には、D/Wから原子炉建屋への漏えいが発生していたとすると、3月14日11時に発生した水素爆発と整合する
- ・ 少なくとも3月15日の朝には、3号機の格納容器は漏えいにより環境に直接的に水蒸気・放射性物質を放出する状態になっていた
- ・ 3月15日の朝には、2号機も格納容器からの漏えいにより、ブローアウトパネルを通じて、環境に直接的に水蒸気・放射性物質を放出する状態になっていた（当社の推定では、環境汚染は2号からの放出が支配的）
- ・ 3月15日16時頃の3号機の5回目のベント時は、格納容器圧力の減少速度が緩やかであることから、格納容器からの漏えいによる圧力減少である可能性が高い
- ・ 写真等の情報からは、3月16日の3号機からの水蒸気放出はかなり大規模であった（この際の放出も15日に次ぐ規模と推定）

5 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係

添付資料3-6でも同様の結果が示されているが、福島第一原子力発電所1～3号機の各プラントの格納容器からはある程度定常的に放射性物質の漏出が起るような状態になり、ベントによる放出よりも支配的な放射性物質の放出経路となっていたと考えられる。従って、環境汚染を最小限にとどめるためには、格納容器の健全性を維持し、閉じこめ機能を確保することが重要である。

福島第一原子力発電所事故では、格納容器のトップヘッドフランジ、各ハッチのシール材（ガスケット）に使用しているシリコンゴムが高温蒸気に曝されるなど過酷な事故環境において劣化し、閉じこめ機能を喪失した可能性がある。そこで、柏崎刈羽原子力発電所では、当該ガスケット外側のフランジ面の箇所に、より高温蒸気に耐えられるバックアップシール材を追加塗布した。なお、シリコン性のシール材は高温蒸気曝露で劣化が進む傾向があるため、より耐性に優れたシール材（改良EPDM）に変更する。

また、格納容器エアロック均圧弁のシール材（フッ素樹脂）は重大事故環境下の放射線による影響で、シール機能が劣化することが考えられる。そこで、エアロック外側を貫通する均圧弁接続配管の原子炉建屋側の開放部に、環境耐性に優れたシール材をもつ閉止フランジを取り付け、重大事故環境下における健全

性維持を図っている。均圧弁については、フッ素樹脂よりも耐放射線性に優れ、耐高温性を有するシール材に変更する。

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12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。

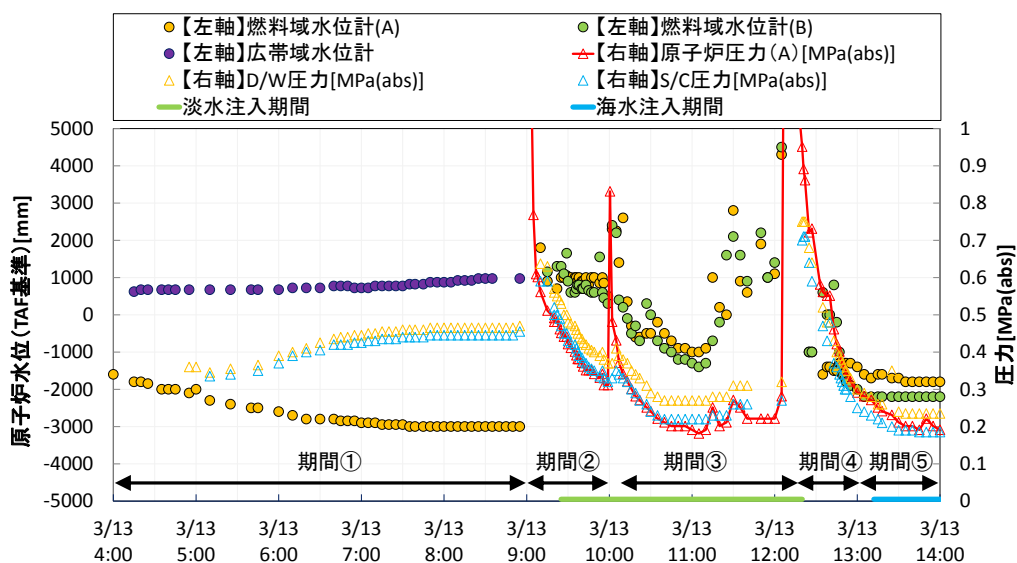


図1 プラントパラメータの実測値（3月13日4時～14時）

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。

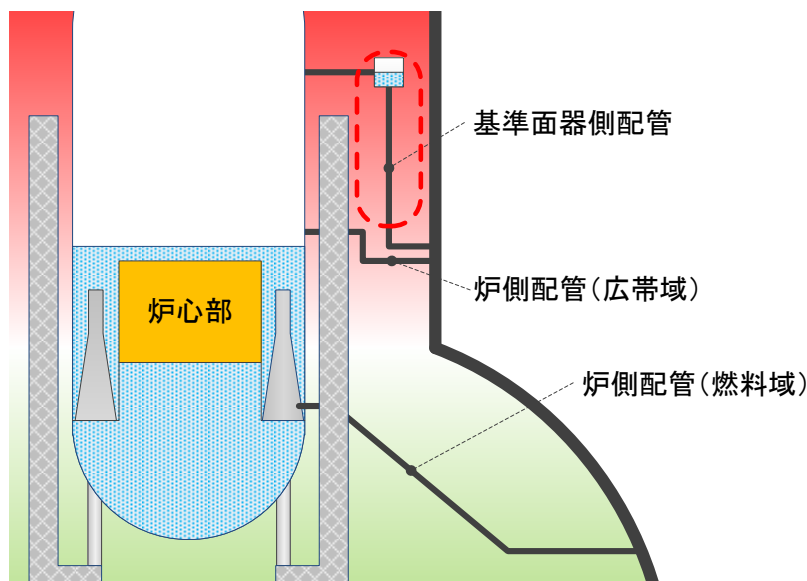


図 2 広帯域水位計、および燃料域水位計の格納容器内の配管の概略図

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）。

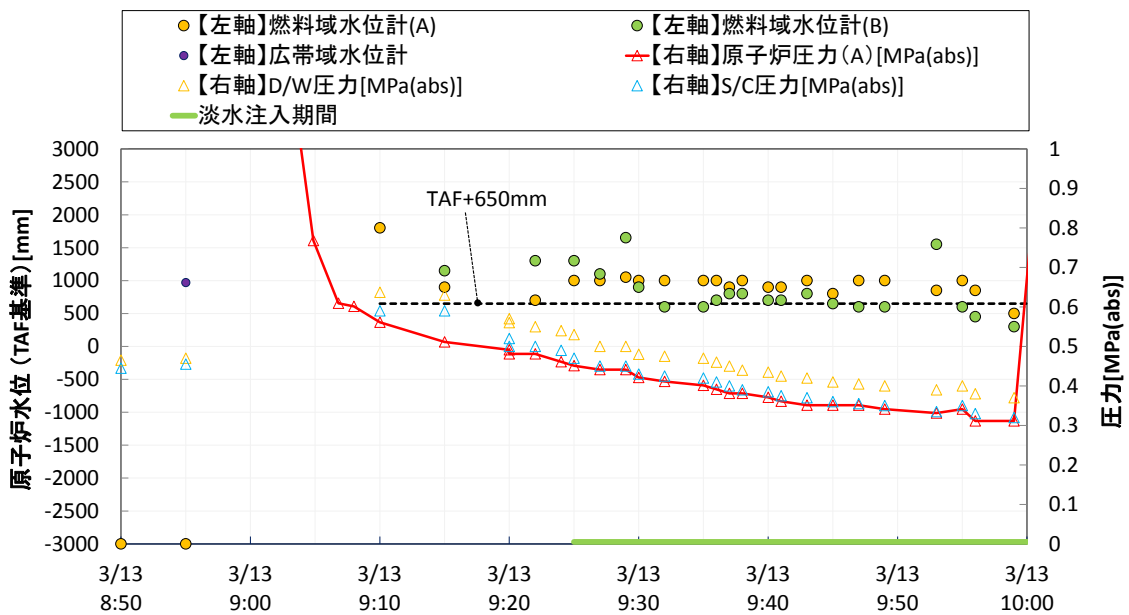


図3 プラントパラメータの実測値 (期間②)

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。

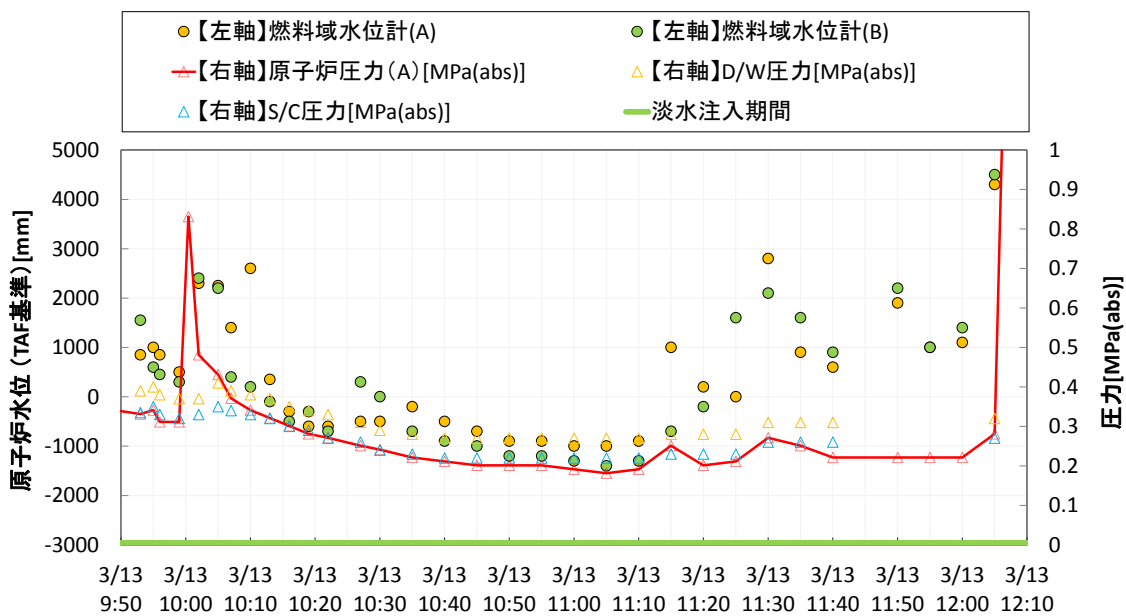


図4 プラントパラメータの実測値 (期間③)

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。

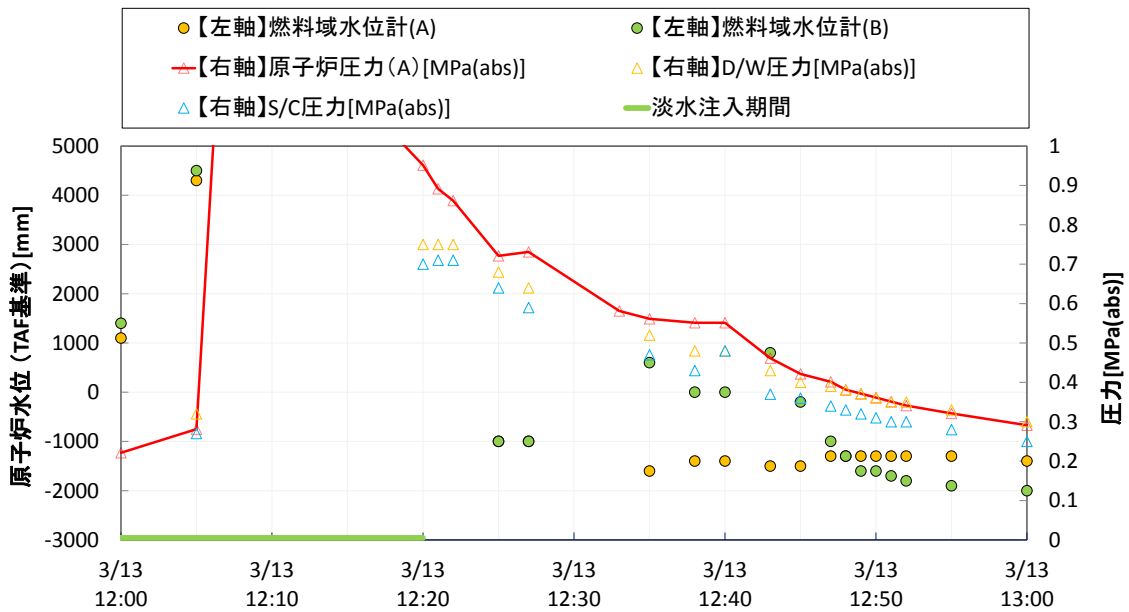


図5 プラントパラメータの実測値 (期間④)

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。

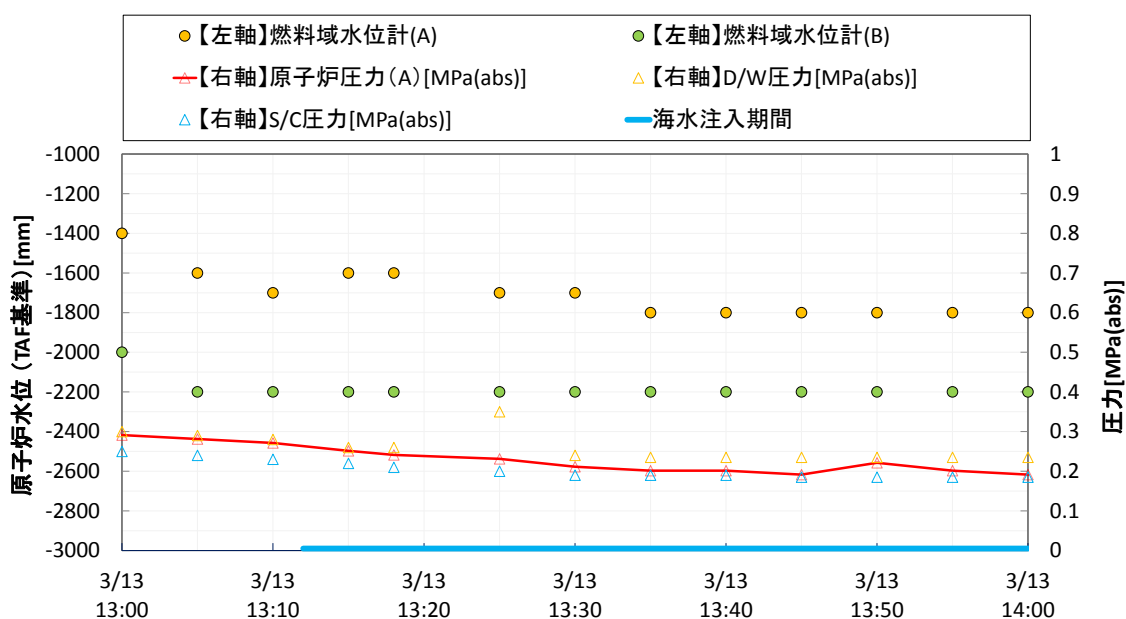


図6 プラントパラメータの実測値（期間⑤）

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。

3号機ベントガスのうち4号機原子炉建屋へ流入した割合の評価

1. はじめに

2011年3月15日に福島第一原子力発電所4号機原子炉建屋で発生した水素爆発は、3号機格納容器ベント時に、水素を含むベントガスの一部が4号機の非常用ガス処理系（SGTS）配管を逆流して4号機原子炉建屋に流入したために生じたと推定している。

従来の評価[1][2][3]では、ベントガスのうち4号機へ流れ込んだ割合は、条件にもよるが、概ね25%～29%と評価されている。ただし、上記の従来評価では、ベント配管中の圧力損失を計算する際に摩擦圧力損失係数の流速依存性を考慮していない[1][2]、配管全体をモデル化していない[3]などの相違点がある。また、4号機に流れ込んだ水素量は、事故解析コードで得られたベント時の3号機格納容器内の水素量に上記の割合を乗じることで概算できるが、現状の事故解析コードの解析結果にはばらつきが大きい[4]。

4号機が水素爆発に至ったメカニズムの理解に役立てるため、設計情報に基づいてベント配管等の流路全体をモデル化し、ベントガスの流速の変化による配管中の圧力損失の変化の影響を考慮できる熱流動解析コードによってベントガスのうち4号機に流れ込んだ割合を評価した。また、解析の初期条件となるベント時の3号機格納容器内の水素量等の状態は、事故解析コードの結果を用いず、当時のプラントパラメータに基づいて推定した。

2. ベントガスの流路について

図1に3号機格納容器から4号機原子炉建屋へのベントガスの流入経路を示す。3号機のベントガスが4号機の原子炉建屋に流れ込んだ理由としては以下が挙げられる。

- ① アクシデントマネジメント対策として、ベントラインは既存のSGTS系統（4号機側の建屋内空調ダクトと繋がっており、建屋内に開口部がある）の大部分を利用する形で、建設時から改造されていたこと。
- ② 3号機と4号機のSGTS系統は排気筒の手前で合流しており、共用の排気筒に接続されていたこと。
- ③ 4号機のSGTS系統中の弁が、全交流電源喪失により全て開いていたこと（フェイルオープン設計）。

なお、4号機のSGTSフィルタトレイン出口には逆流防止用のダンパが設置されていない。ダンパは逆流を完全に防止できるものではないが、仮に設

置されていれば建屋への流入量は相応に抑制されたと考えられる。

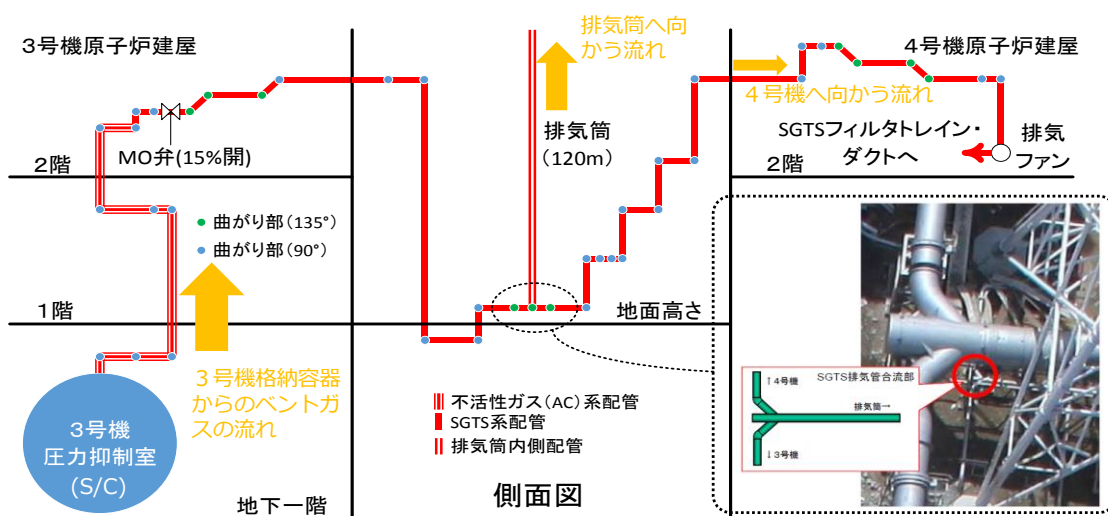


図1 3号機格納容器から4号機原子炉建屋へのベントガスの流入経路

3. ベントガスのうち4号機原子炉建屋へ流入した割合の評価

ベントガスのうち4号機原子炉建屋に流れ込んだ割合を評価するため、当時のプラントパラメータの実測値に基づいてベント時の3号機格納容器内の水素量などの状態を推定し、その結果を初期条件としてベント時の4号機へのベントガスの流入量を解析によって評価した。

3.1 実測値に基づくベント時の3号機格納容器内の状態の推定

図2に3号機ベント前後のプラントパラメータの実測値を示す。

3号機のプラントデータとしては、図2に記載したデータの外、運転員採取データがあり、若干数値が異なるものの、本検討では図2に示すデータを用いて検討した。なお、本添付資料については、圧力は全て絶対圧で記載している。

3月13日8:55時点で470kPa[abs]だったD/W圧力は、9:10時点で637kPa[abs]となり、その後9:15時点では630kPa[abs]と低下傾向となったことから、9:15までにベントが実施されたと考えられる。ここでは、実測値が得られている9:10をベント開始時刻と仮定した。

ベント開始時刻と仮定した9:10における格納容器内の状態（圧力、温度、ガスの組成）を、D/WとS/Cそれぞれについて、以下の手順で推定した。

- 実測値に基づいて圧力を推定する。
- 実測値に基づいて雰囲気温度を推定する。
- 推定した圧力と雰囲気温度から、ガスの分圧を推定する。

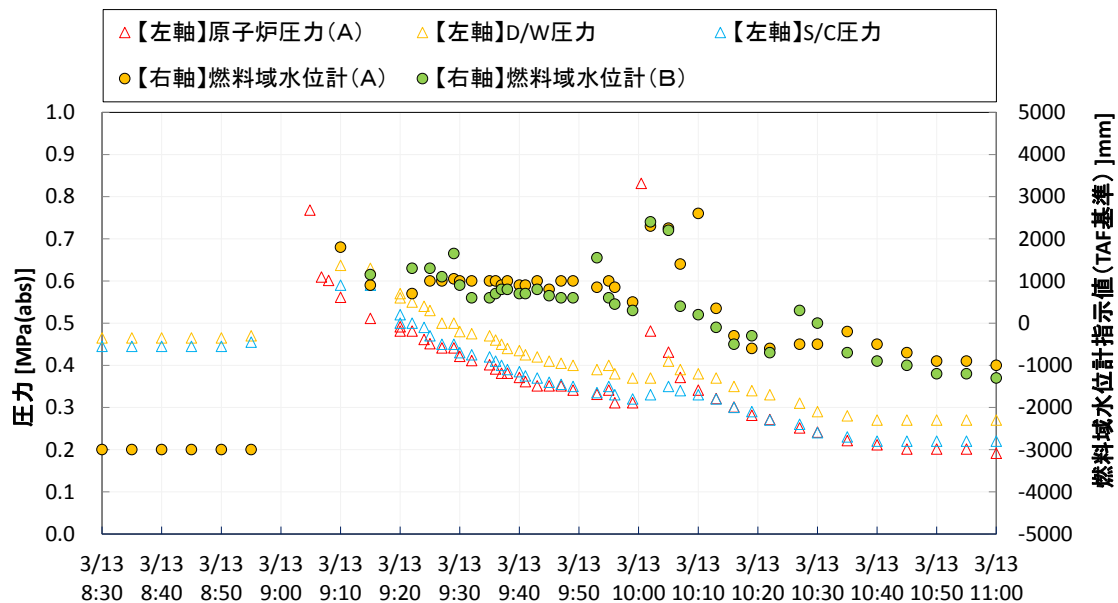


図2 3号機ベント前後のプラントパラメータの実測値

なお、ベント開始時点では、格納容器内の気相部には運転中から封入されている窒素、及び、事故の進展に伴って発生した水蒸気と水素が存在するものと想定した。ベント開始時点の格納容器内の状態の推定結果を表1に示す。また、その推定の根拠をD/WとS/Cそれぞれについて後述する。

表1 ベント開始時点の格納容器内の状態の推定結果

D/W 内	圧力	637kPa[abs]
	雰囲気温度	135℃
	ガス分圧（全圧に対する割合）	窒素：約 35% 水蒸気：約 50% 水素：約 15%
S/C 内	圧力	637kPa[abs]
	雰囲気温度	130℃
	ガス分圧（全圧に対する割合）	窒素：0% 水蒸気：0%～約 42% 水素：約 58%～100%

(1) D/W 内の状態の推定根拠

a. 圧力の推定

D/W 圧力は 9:10 の実測値 637kPa[abs]と推定した。D/W 圧力計の絶対値の信頼性について議論の余地はある（添付資料 3-7 参照）ものの、本検討に

おける影響は小さいと考え、実測値を採用した。

b. 雰囲気温度の推定

D/W の雰囲気温度は、燃料域水位計の指示値に基づいて推定した。図 2 より、燃料域水位計の指示値はベント開始後、10 時頃まではほぼ一定であり、それ以降は徐々に低下している。10 時頃以降に指示値の低下は、燃料域水位計の炉側配管内の水が減圧沸騰し、配管内の水位が低下したためと推定している（添付資料 3-9 参照）。したがって、10 時頃の炉側配管内の水温は、この時点の原子炉圧力の実測値 310kPa[abs]における飽和温度 135℃と推定した。水位計配管には保温は施されていないため、配管内の水温は D/W の雰囲気温度と同等と見なし、この時点の D/W の雰囲気温度も 135℃と推定した。また、ベント中に D/W 内の雰囲気温度が大きく変化することはないと仮定し、ベント開始時点の D/W 内の雰囲気温度も同様に 135℃と推定した。

c. ガスの分圧の推定

D/W 内のガスのうち、窒素の分圧については、ベント時までの逃がし安全弁（SRV）の動作や、自動減圧系（ADS）の作動（添付資料 3-5 参照）によって、S/C 内に存在した窒素は全て D/W 内に移行していると仮定し、約 223kPa（全圧の約 35%）と推定した。水蒸気分圧は、上記で推定した D/W 雰囲気温度 135℃における飽和水蒸気圧である約 318kPa（全圧の約 50%）と推定した。水素分圧は、D/W 圧力 637kPa[abs]から窒素、及び水蒸気分圧を除いた値として、約 96kPa（全圧の約 15%）と推定した。

(2) S/C 内の状態の推定根拠

a. 圧力の推定

前述の通り、ベント時までの SRV、及び ADS の作動によって、压力容器から S/C にガスが流入した結果、真空破壊弁の作動を通じて S/C 側と D/W 側が均圧している状況を想定し、S/C 圧力は D/W 圧力と同値として 637kPa[abs]と推定した。

b. 雰囲気温度の推定

S/C の雰囲気温度は、格納容器圧力の実測値に基づいて推定した。図 2 より、格納容器圧力はベントにより 9:10 から低下し始め、10:00 前後にいったん上昇している。10:00 前後には原子炉圧力がスパイク状に上昇していることから、この時点で炉心部の溶融物の一部が下部プレナムに移行し、压力容器内で水蒸気と水素が発生していたと考えられる（添付資料 3-3, 3-4, 3-9 参

照)。これらの発生ガスが格納容器側に移行し、格納容器圧力を一時的に上昇させたと考えられる。この一時的な圧力上昇により、格納容器圧力の低下はやや遅れるものの、その後単調に低下し、10:40以降はD/W圧力は270kPa[abs]、S/C圧力は220kPa[abs]で一定値を示している。圧力が一定値を示している原因としては、S/Cプールで減圧沸騰が始まった可能性、あるいは、ベントラインが閉じた可能性などが考えられる。仮にS/Cプールで減圧沸騰が始まったとすると、大量の水蒸気が発生するため、格納容器圧力の低下速度は緩慢となるはずだが、上記の一時的な圧力上昇を除いて、10:40までは実測値にそのような傾向が見られないことから、少なくとも10:40時点のS/Cプール水温は格納容器圧力における飽和温度以下であったと考えられる。

一方、11:17時点で駆動用空気圧の抜けによってベントライン中のAO弁（大弁）が閉となっていたことが確認されている[1]。AO弁（大弁）は10:40の時点で閉となっていた可能性があり、これによってS/Cプール水温にかかわらず圧力が一定となった可能性もある。このため、実測データから10:40時点のS/Cプール水温が飽和温度よりもどの程度低かったかを推定することはできない。

本検討では、S/C雰囲気温度を考えられる範囲で高めに見積もることとした。この観点から、10:40時点のD/W圧力（270kPa[abs]）における飽和温度130℃をS/Cプール水温と仮定し、S/Cの雰囲気温度も同様に130℃と推定した。また、ベント中にS/C内の雰囲気温度が大きく変化することはないと仮定し、ベント開始時点のS/C内の雰囲気温度も同様に130℃と推定した。

c. ガスの分圧の推定

図2に示すように、8:55から9:10までに、S/C圧力が445kPa[abs]から590kPa[abs]まで上昇している。8:55の時点では、原子炉水位は有効燃料下端（BAF）付近まで低下していると推定している（添付資料3-9参照）。原子炉水位の低下によって炉心部が高温となり、この時点で相当量の水素が発生していたと考えられる中、ADSの作動により圧力容器からS/Cに水素が流れ込んだことによって圧力が上昇したものと考えられる。その場合、図3に示すように、S/Cに流入した水素によって水蒸気がD/W側に押し出され、気液非平衡状態（水蒸気分圧<飽和水蒸気圧）となっていた可能性がある。

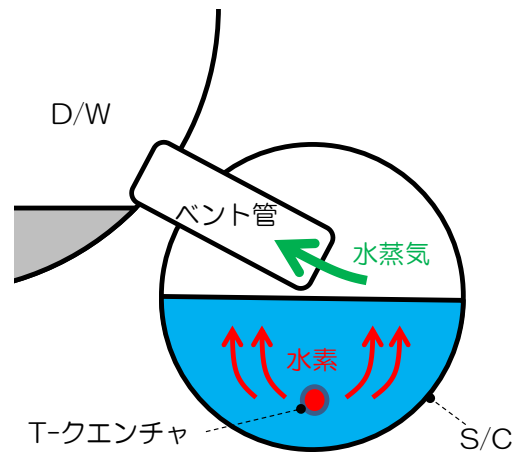


図3 水素流入時の S/C 内の蒸気の挙動

ベント開始時点で、水蒸気圧が飽和水蒸気圧と比べてどの程度低くなっているかは不明であるため、以下の2つの極端な状況を想定する。

ケース A： S/C 気液平衡ケース（水蒸気圧＝飽和水蒸気圧）

窒素は D/W に移行しているとして、窒素分圧は 0 と想定。水蒸気分圧は上記で推定した S/C 雰囲気温度 130℃における飽和水蒸気圧である約 270kPa（全圧の約 42%）が S/C 内にとどまっていたと想定。水素分圧は全圧から水蒸気分圧を除いた値として、約 367kPa（全圧の約 58%）と想定。

ケース B： S/C 気液非平衡ケース（水蒸気圧 0）

窒素は D/W に移行しているとして、窒素分圧は 0 と想定。水蒸気は水素によって全て D/W 側に押し出されていると仮定し、水蒸気分圧は 0 と想定。したがって、S/C 気相部は全て水素（637kPa）と想定。

なお、「(2) b. 雰囲気温度の推定」に示したように、10:00 頃に炉心部から一部の溶融物が下部プレナムに移行したことによって、压力容器内で水蒸気や水素の追加発生し、格納容器圧力の上昇の原因となったと考えられる。これらのガスの追加発生については 3.2 に示す解析では考慮していないが、後述するように、格納容器内のガスの体積割合がベントガスのうち 4 号機建屋に流れ込む割合に与える影響は小さいため、解析におけるガスの追加発生の考慮の有無は、本検討の結論に影響するものではないと考えている。

3.2 4号機原子炉建屋へのベントガス流入の解析

実機の配管長さ、配管径、曲がり部の影響等を考慮して、3号機ベントガスの4号機原子炉建屋への流入割合、及び、流入する水素量を、熱流動解析コードGOTHICを用いて解析した。

(1) 解析体系

解析では、3号機の格納容器、3号機と4号機のベント配管、排気筒を模擬した。GOTHICによる解析体系を図4に示す。

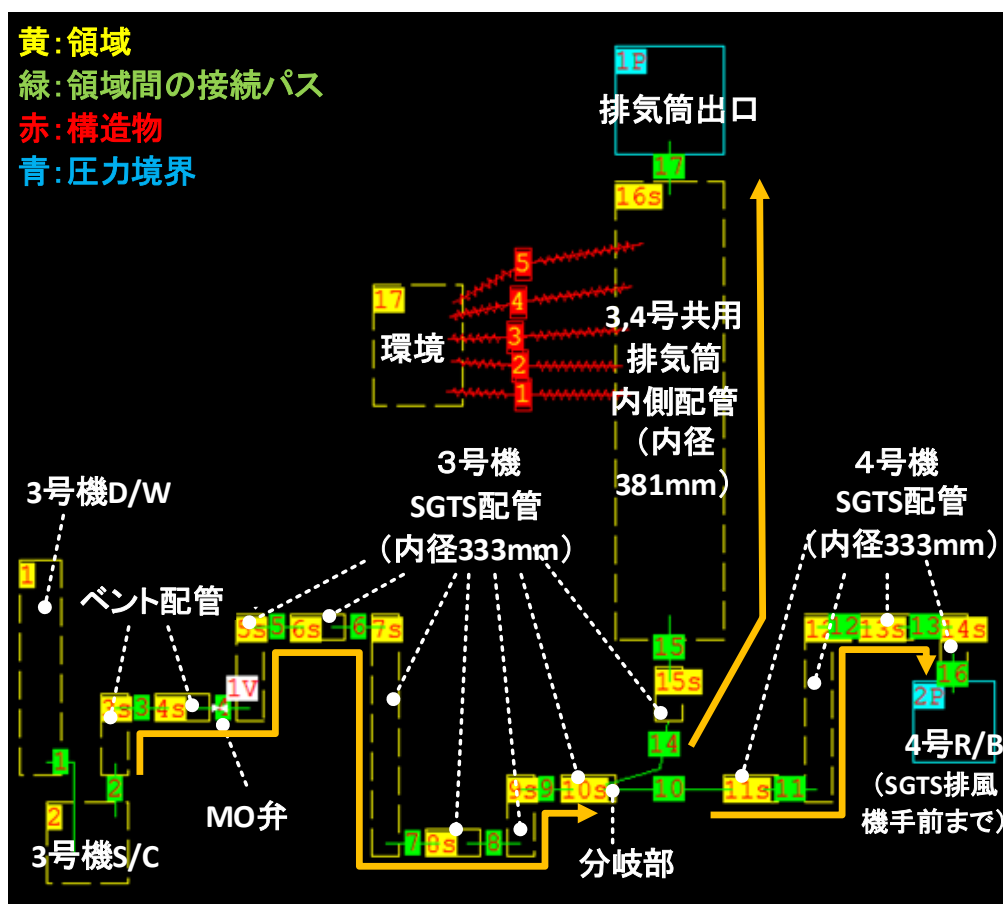


図4 GOTHIC解析体系

3号機のSGTSフィルタトレイン出口には逆止弁があり、3号機の原子炉建屋へのベントガスの逆流は限定的と考えられるため、解析では3号機原子炉建屋や、そこに逆流するパスは考慮していない。4号機原子炉建屋に流れこむ流路としては、SGTS配管の先にSGTSフィルタトレインがあり、その先は建屋内の空調ダクトと繋がっている。解析ではこのうちSGTSフィルタトレイン出口付近（SGTS排風機付近）までをモデル化した。

格納容器の体積、ベント配管や排気筒の配管径や配管長は設計データに基づいて設定した。実際のベント配管の取り回しは複雑だが、解析ではモデリングと計算時間を効率化するため、水平方向の配管と垂直方向の配管をまとめてモデル化した。

ベントガスのうち、排気筒側に流れる割合と、4号機側に流れる割合は、分岐部以降の配管中の圧力損失によって決まる。配管中の圧力損失は、配管内壁とベントガスの摩擦によって生じる摩擦圧損と、配管の曲がり部や流路拡大・縮小部で生じる局所圧損に分けられる。このうち摩擦圧損については、流速の依存性を含めて正確に計算されるよう、配管径と配管長を設計情報に基づいてモデル化した。局所圧損については、配管内の曲がり部、及び流路面積が変化する部分の付近の流路に局所圧損係数として集約して設定することで模擬した。4号機SGTSフィルタ出口以降(SGTSフィルタトレイン、及び空調ダクト等)の圧力損失については、4号機原子炉建屋の圧力境界(SGTS排風機付近)の手前に局所圧損係数として換算・集約して設定した。

ベント弁(MO弁)の開度は、操作の記録[1]に基づいて15%開に設定した。圧力境界として、4号機原子炉建屋側には大気圧を、排気筒出口には排気筒の高さによる圧力低下を考慮した。

また、ベントガス中の水蒸気の凝縮による流れへの影響を確認するため、排気筒を熱構造物としてモデル化し、環境への放熱を考慮できるようにした。

(2) 解析条件

解析対象期間は、3号機の第1回ベント開始時から、圧力が低下してほぼ一定になるまでの期間として、3月13日9:10から11:00までとした。なお、同期間中にベントライン中のAO弁(大弁)は開であったものと仮定した。

主な解析条件を表2に示す。D/W、及びS/Cの初期状態については、3.1に示した推定に基づいて、圧力、雰囲気温度、ガス組成を設定した。ベント開始時のS/C内の水素量が少ない場合(ケースA)と多い場合(ケースB)についてそれぞれ解析した。

なお、ベント時のS/Cプール水量は不明であるため、本解析ではS/Cプールの水位をS/Cの半分の高さ(≒通常水位)と仮定した。S/Cプールの水位はS/C内の自由空間体積に影響し、S/C内の自由空間体積と3.1で推定したガスの分圧によってベント時の格納容器内のガスの量が決まる。このS/Cプール水位の仮定による解析結果への影響については「(3) g. 4号機原子炉建屋へ流入した水素量」にて後述する。

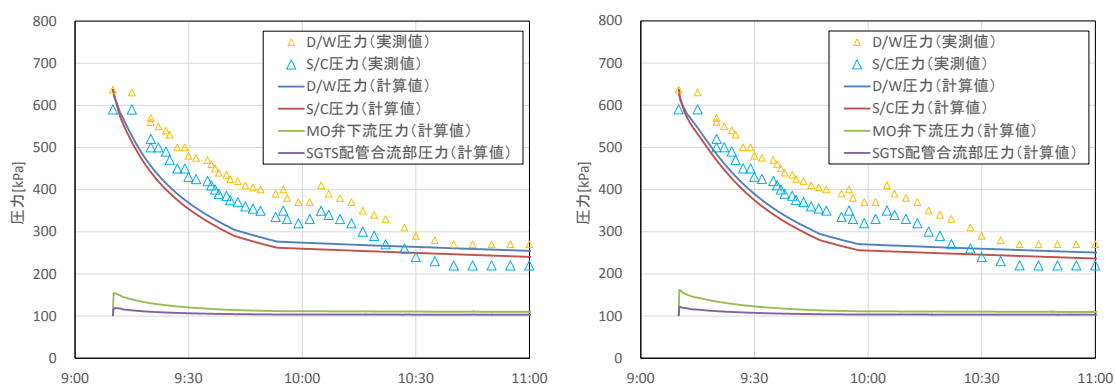
表2 解析条件

項目	解析条件	備考
解析対象期間	2011/3/13 9:10～11:00 (3号機第一回ベント時)	格納容器圧力が低下し始めてからほぼ一定となるまでの期間
D/W 初期状態	637kPa[abs] / 135℃ 窒素 35% / 水蒸気 50% / 水素 15% (水素量約 240kg)	3.1 (1) 参照
S/C 初期状態	637kPa[abs] / 130℃ / 水約 3000m ³ <u>ケース A : S/C 気液平衡ケース</u> 窒素 0% / 水蒸気 42% / 水素 58% (水素量 : S/C 内約 670kg、格納容器内約 910kg) <u>ケース B : S/C 気液非平衡ケース</u> 窒素 0% / 水蒸気 0% / 水素 100% (水素量 : S/C 内約 1170kg、格納容器内約 1410kg)	3.1 (2) 参照
その他の箇所の初期状態	大気圧 / 10℃ 空気 100%	排気筒出口の圧力境界では排気筒高さ分の圧力低下を考慮

(3) 解析結果

a. 格納容器、及びベント配管中の圧力

図5に、格納容器圧力の実測値と、格納容器およびベント配管中の圧力の解析結果を並べて示す。ケース A、B ともに、格納容器圧力の低下傾向と、期間中の圧力の下限值を再現している。ベント配管中の MO 弁（流路狭窄部）以降は圧力が急激に低下している。その結果、SGTS 配管合流部の圧力はほぼ大気圧近傍（概ね 120kPa 以下）となっている。



ケース A

ケース B

図5 格納容器圧力とベント配管中の圧力

b. ベントガスの流量

図6にベント配管中の各位置におけるベントガスの流量を示す。ベントガス流量のうち、4号機原子炉建屋に流入した割合についてはf.にて後述する。

なお、ケース A とケース B ではベント開始直後の流量の挙動が異なるが、初期状態としてケース A では S/C 内に水蒸気が含まれているのに対し、ケース B では S/C 内を比重の小さい水素が占めており、ベント開始直後の流量はケース A と比較して小さくなっている。その後は初期条件の違いにかかわらず、水素の流出に伴って水蒸気の割合が増加し、ケース A とケース B でガスの体積割合が同等となる（図8参照）ため、徐々にベントガスの比重が大きくなり、やがてケース A と同等の流量の挙動となったものと考えられる。

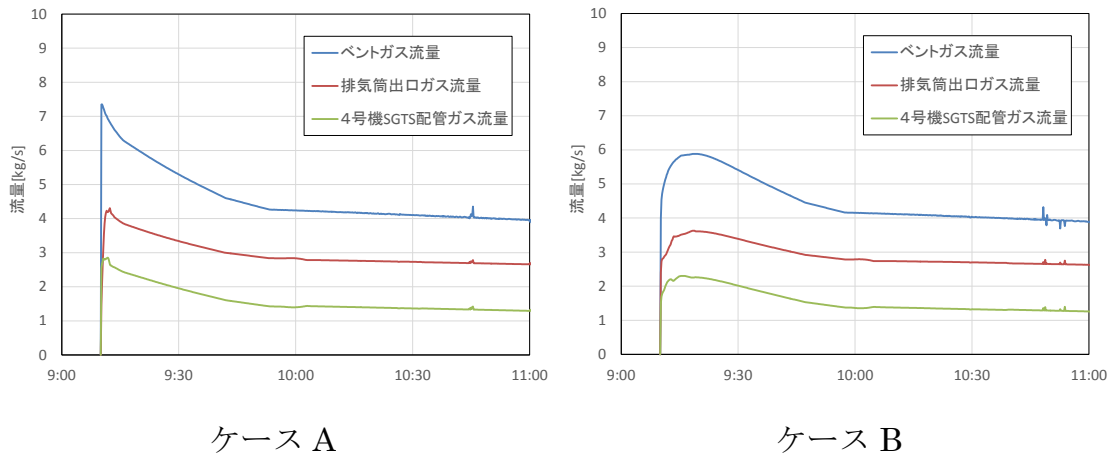


図6 ベント配管中の流量

c. D/W 内のガス体積割合

図7に D/W 内のガス体積割合を示す。両ケースともに、ベント中の D/W 内の水素割合に大きな変化は見られない。D/W 圧力自体は低下しているため、水素は圧力低下の割合分だけ S/C 経由でベントガスとして放出されている。

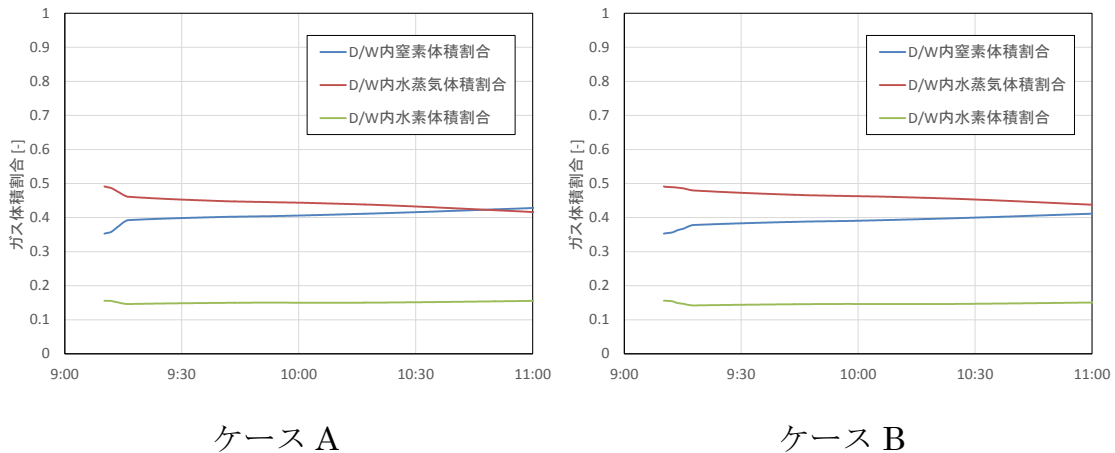


図7 D/W 内のガス体積割合

d. S/C 内のガス体積割合

図8に S/C 内のガス体積割合を示す。ベント中、D/W 内のガスは S/C 経由で放出されるため、D/W から流れ込んだ窒素の体積割合が一時的に増加するが、圧力の低下に伴って水素とともに排出されている。水蒸気の体積割合が増加しているのは、ベントにより圧力が低下する中でも、S/C 温度に応じた飽和水蒸気圧を維持しようと、S/C プールから水蒸気が発生しているためである。

結果として両ケースともに、11:00頃には水素がS/Cからほぼ排出されている。本解析ではベントライン中のAO弁（大弁）は開であったものと仮定しているが、仮に10:40頃にAO弁（大弁）が閉となっていたとしても、それまでにS/C内の水素はほぼ放出されていることになる。

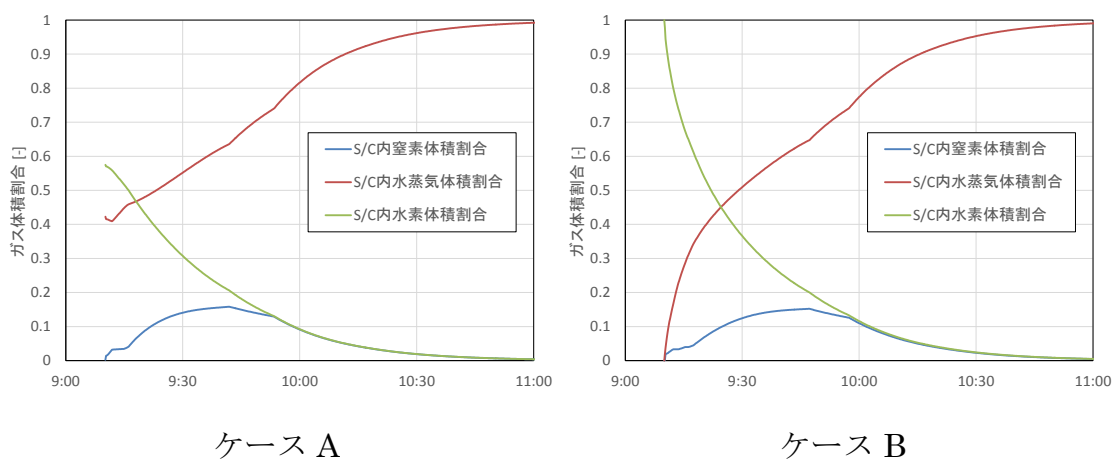


図8 S/C内のガス体積割合

e. 排気筒中の気相体積率

図9に排気筒中の気相体積率を示す。ベント開始直後に、ベントガスが排気筒構造物に放熱することで凝縮が生じるが、構造物が温まると放熱が小さくなり、ほとんど凝縮しなくなる。両ケースともに、排気筒内の気相体積率は常に99%以上であり、ベント中の凝縮によるベントガスの流れへの影響は無視できる。

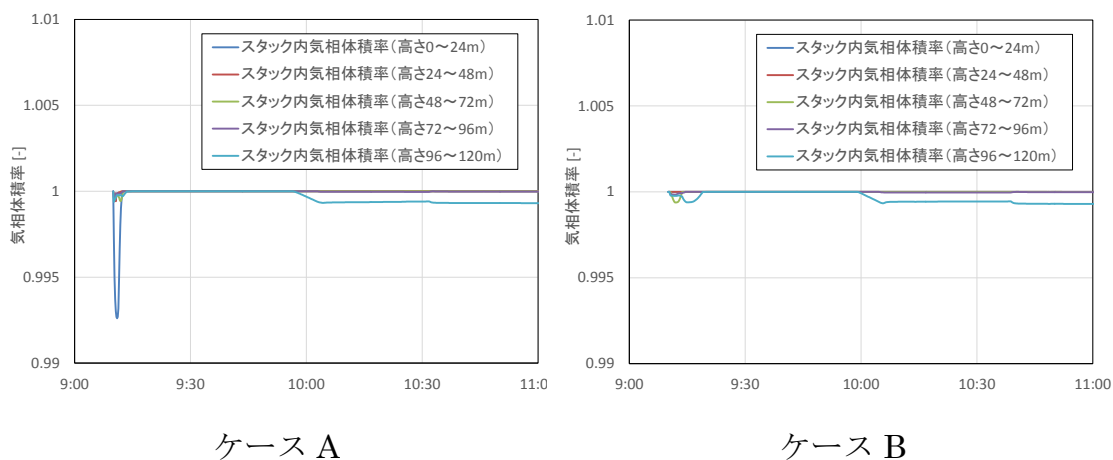


図9 排気筒中の気相体積率

f. ベントガスのうち4号機原子炉建屋に流入した割合

図 10 にベントガスのうち4号機原子炉建屋へ流入した割合を示す。流入割合は格納容器内のガス分圧によらず、両ケースとも 35%前後で同等となった。

なお、当社の既往の検討[1]では、ベントガス全体の約 29%が4号機側に流れ込むと評価している。本解析はこれと類似の結果ではあるものの、数%の差異がある。この差異は、主に配管の曲り部における圧力損失の取り扱いの違いによって生じていると考えられる。既往の検討では、配管の曲り部を図 11 (A) に示すようなエルボとして評価しているが、実際の配管は滑らかにカーブしていることから、本解析では曲り部を図 11 (B) に示すようなベンドとして評価している。その結果、本解析では既往の検討と比較して曲り部の圧力損失が小さくなっている。図 1 に示したように、4号機側の SGTS 配管中には多くの曲り部が存在するため、本解析では既往の検討と比較してベントガスが流れやすくなった結果、4号機側への流入割合が増加したものと考えている。

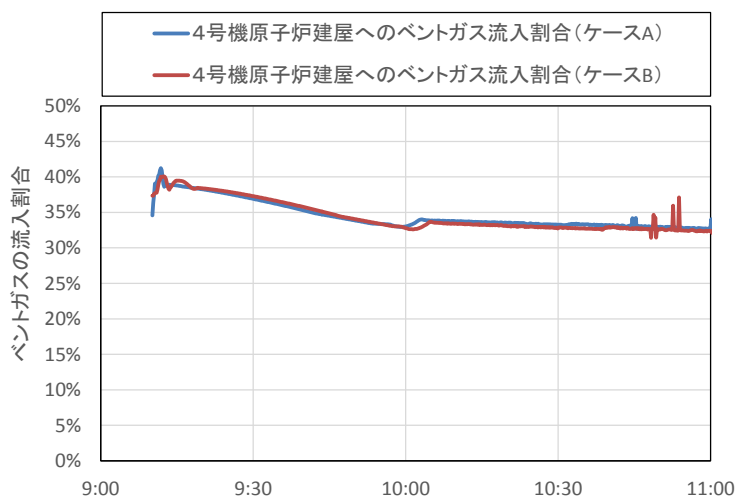


図 10 ベントガスのうち4号機原子炉建屋へ流入する割合



図 11 配管の曲り部のイメージ

g. 4号機原子炉建屋へ流入した水素量

図 12 に 4 号機原子炉建屋へ流入した水素量の積分値を示す。ケース A では約 300kg、ケース B では約 500kg という結果になるが、S/C の初期水蒸気割合はケース A とケース B の中間的な状態にあると考えられるため、4 号機原子炉建屋へ流入した水素量もケース A とケース B の中間的な値であったと考えられる。

ただし、本解析ではベント時の S/C 水位を、S/C の半分の高さ（≒通常水位）と仮定したが、実際のベント時の水位はより高かった可能性がある。図 13 に示すように、3 月 12 日 20:00（ベントの約 13 時間前）までは、S/C 水位の実測値が得られている。最後に S/C 水位の実測値が得られて以降も、S/C スプレイを継続していたことや、圧力容器から流入した水蒸気が凝縮する効果なども考えると、ベント時の S/C 水位はさらに上昇していた可能性がある。一方で、S/C プール水温の低下や、格納容器からの気相漏えいの可能性も否定できず、水位が低下していた可能性もある。これを明らかにするためには、S/C 水位の実測値の信頼性や、格納容器圧力等の他のパラメータとの整合性等も合わせて検討し、その結果も踏まえて考えていく必要がある。

S/C 水位が変わると、S/C 空間体積が変わり、格納容器圧力の実測値を再現する水素量が変わるため、約 300～500kg という解析結果には不確かさがある。

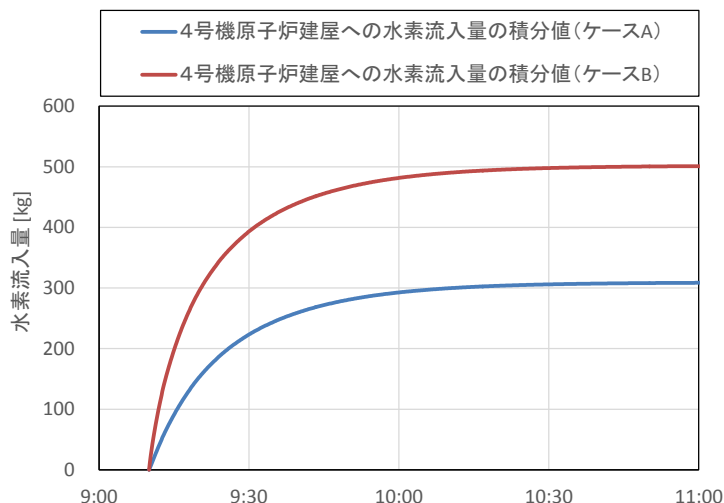


図 12 4号機原子炉建屋へ流入した水素量の積分値

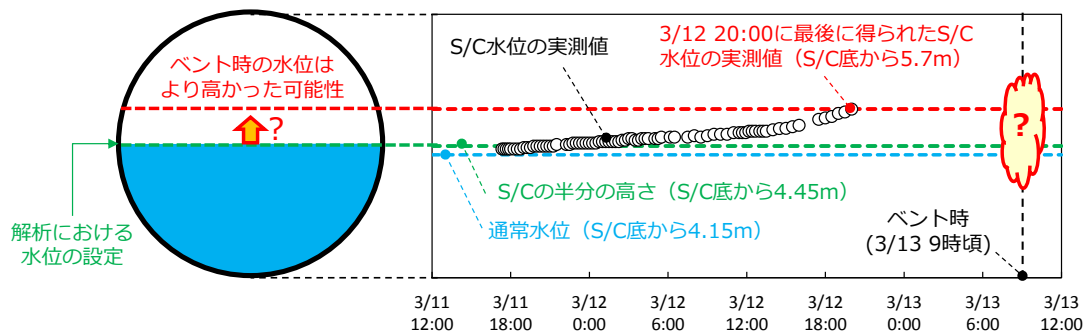


図 13 ベント時の S/C 水位について

4. まとめ

3号機の格納容器内の状態を実測値に基づいて推定した上で、熱流動解析コードによる3号機ベントガスの流動解析を行った。水素を大量に含むベントガスの約35%が4号機に流入する結果が得られ、この水素の流入が4号機原子炉建屋の爆発に繋がった可能性が高いことを改めて確認した。

5. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係

本評価結果より、格納容器ベント時のガスが建屋に逆流しない対策（ベント配管の独立性の確保）が必要であることが改めて示唆された。

柏崎刈羽原子力発電所に新たに設置されるフィルタベントは、他号機と系統を共有しておらず、また、自号機内の他系統とも隔離する運用としている（図14）。このように、ベント配管の独立性を確保し、格納容器ベント時にベントガスが原子炉建屋へ流入することが無いよう対策を講じている。

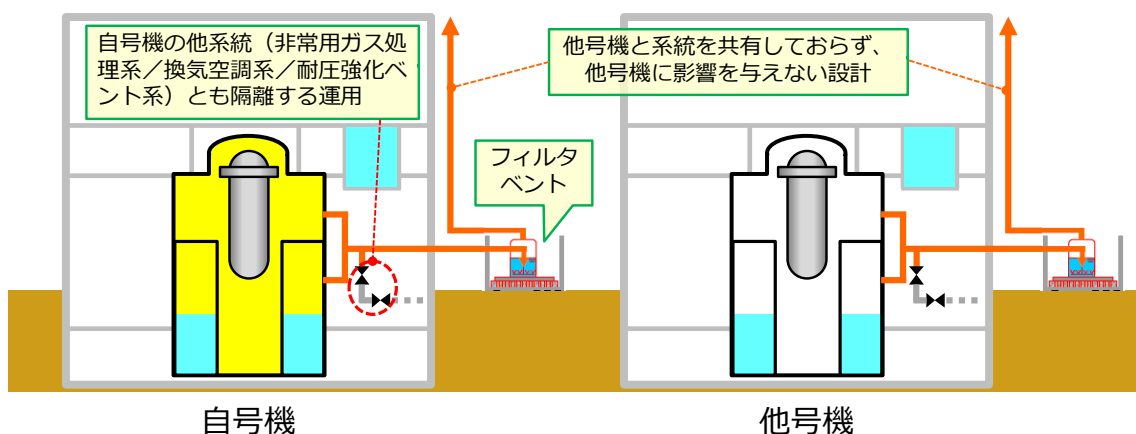


図 14 柏崎刈羽原子力発電所におけるベント配管

参考文献

- [1] 東京電力株式会社, “福島原子力事故調査報告書”, (2012/6/20)
- [2] 日本国政府, “東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会（政府事故調）最終報告”, (2012/7/23)
- [3] Masao Ogino (JNES), “Study on the Issues about Hydrogen Explosion at Fukushima Dai-ichi NPS”, Technical Workshop on TEPCO’s Fukushima Daiichi NPP Accident Handouts, Tokyo, Japan, (2012/7/24)
- [4] OECD/NEA, “Benchmark Study of the Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant (BSAF Project) – Phase I Summary Report”, (2015/3)

3号機圧力抑制室水位にかかる検討

※本資料は、添付資料2における検討課題リスト「3号機-8」に挙げられる格納容器ベント、「3号機-9」に挙げられる圧力容器からの気相漏えい、「3号機-10」に挙げられる格納容器からの気相漏えい、水素爆発といった13日9:00頃の原子炉減圧以降の事故進展の理解に繋がるとして、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

図1に示すように、3号機では3月11日17:15から3月12日20:00にかけて、S/C水位の実測値が運転員により採取されているが、それ以降は実測値が得られていない[1]。

最後の実測値が得られた3月12日20:00の時点では、S/Cの圧力を低下させるために実施したDDFPによる代替S/Cスプレイ、及び、炉心の冷却のために実施したHPCIの作動を継続していたことから、それ以降もS/CにはS/Cスプレイ水、及びHPCIタービンを駆動させるために原子炉から抽気された水蒸気が継続的に流入していたものと考えられる。これらはS/C水位をさらに上昇させる要因となる。一方、S/Cプール（S/C液相部）水温の低下や、格納容器からの気相漏えいの可能性も否定できず、これらはS/C水位を低下させる要因となりうる。

S/C水位は、13日9:00頃の原子炉減圧以降の事故進展や、圧力容器損傷後の燃料デブリの冷却への寄与の有無を推定する上で重要な情報である。そこで、3月13日9時頃のS/Cベント（以降、「第一回ベント」という）開始時のS/C水位に着目し、得られているプラントパラメータ（S/C水位、格納容器圧力）に基づいて第一回ベント開始時のS/C水位を推定した（2章）。また、推定したS/C水位に基づいてプラントパラメータを説明する事故進展シナリオを推定し、他の観測事実との整合性について考察した（3章）。

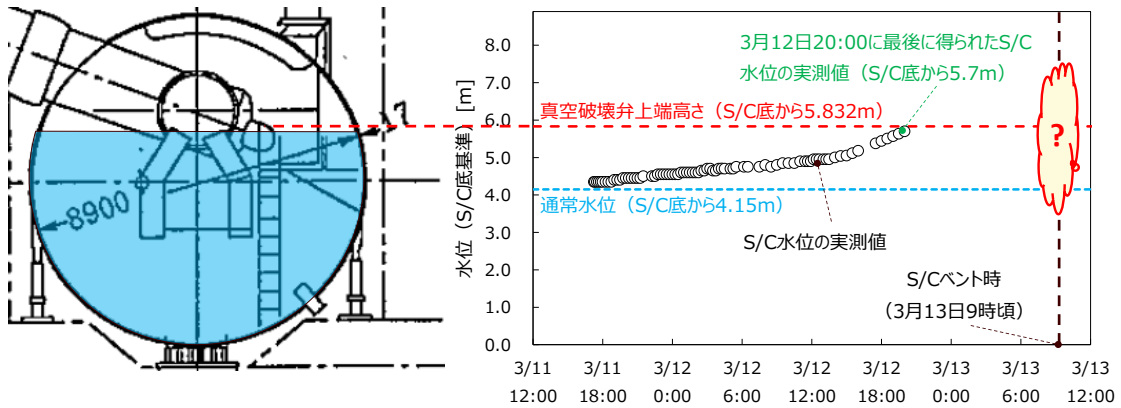


図1 3号機の S/C 水位の実測値

2 第一回ベント時の S/C 水位の推定

2. 1 S/C 水位に関連する事故進展シナリオの推定

S/C 水位の評価の前段として、プラントパラメータに基づいて S/C 水位に関連する事故進展シナリオを推定する。D/W と S/C の圧力の実測値、及び両者の圧力差を図 2 に示す。

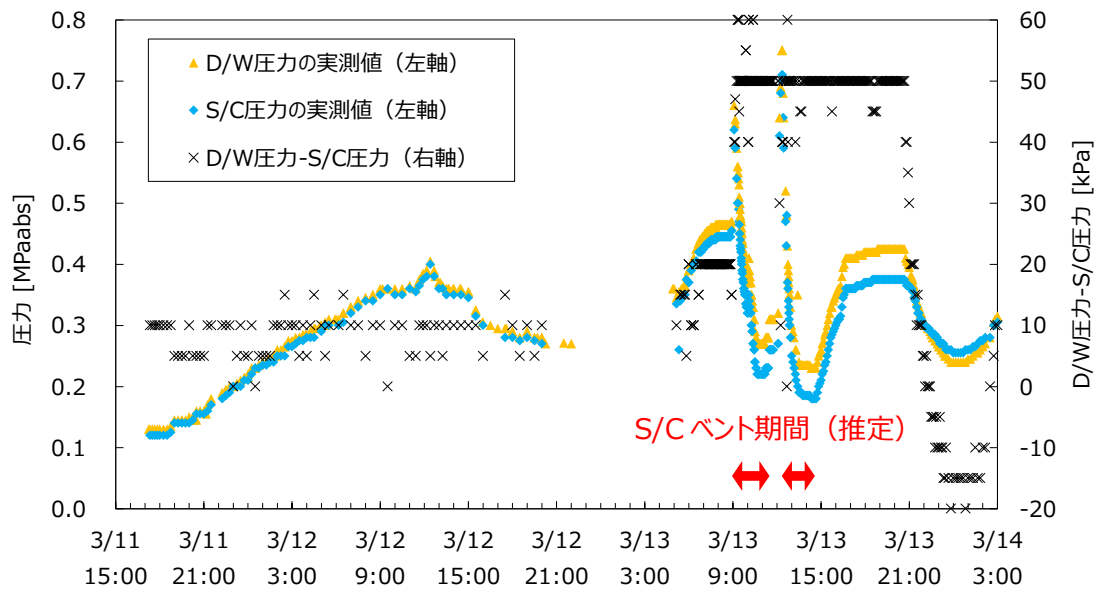


図2 D/W と S/C の圧力の実測値、及び両者の圧力差

図 2 に基づき、S/C 水位の推定に関連する事項として下記の 3 点を推定した。

- 推定1：D/W 及び／又は S/C の圧力計の表示にずれが生じており、その結果、両者の圧力差は過大に表示されていた。

図2より、3月11日17:20から3月12日20:00まで、D/W 圧力は S/C 圧力よりも0~15kPa の範囲で高い値が測定されている。一方、添付資料3-7に示すように、この期間中の格納容器圧力が上昇している期間においては、S/C 側に温度成層化による圧力上昇の要因があったと推定しており、そうであれば D/W 圧力は S/C 圧力よりもわずかに低くなるはずである。したがって、D/W 及び／又は S/C の圧力計の表示にずれが生じており、その結果、両者の圧力差（D/W 圧力-S/C 圧力）は過大に表示されていたものと推定した。

- 推定2：第一回ベント開始時から3月13日20:40まで、ベント管内の水位はダウンカマ下端まで押し下げられていた。

第一回ベント開始時の前後で、D/W と S/C の圧力差が20kPa から50kPa に増加している。図3に示すように、S/C ベントによって S/C 側の圧力が低下すると、D/W 内の気体が S/C に引き込まれ、ベント管内の水位がダウンカマ下端まで低下する（以降「ベントクリア」という）と考えられる。これによりベント管内と S/C の水位差が拡大したことによって、圧力差が拡大したものと考えられる。また、推定1に述べたように、D/W と S/C の圧力差は過大に表示されていた可能性があることを踏まえると、図3のベント管内と S/C の水位差による水頭差に対し、D/W と S/C の圧力差の過大表示幅を加えたものが、実測値の圧力差50kPa になっていたと考えられる。

第一回ベント開始時以降の D/W と S/C の圧力差は、多少の変化はあるものの、3月13日20:40まで50kPa でほぼ一定値を示している。D/W と S/C の圧力差が変化していないことから、この期間にはベント管内の水位と S/C 水位の関係が大きく変化していないと考えられる。すなわち、第一回ベント開始時からベントクリア状態が継続していると考えられる。

なお、この期間に S/C ベントの継続の有無にかかわらずベントクリア状態が継続していることは、圧力容器から D/W への気相漏えいなど、D/W 側に圧力上昇の要因があったと考えることで定性的に理解できる。

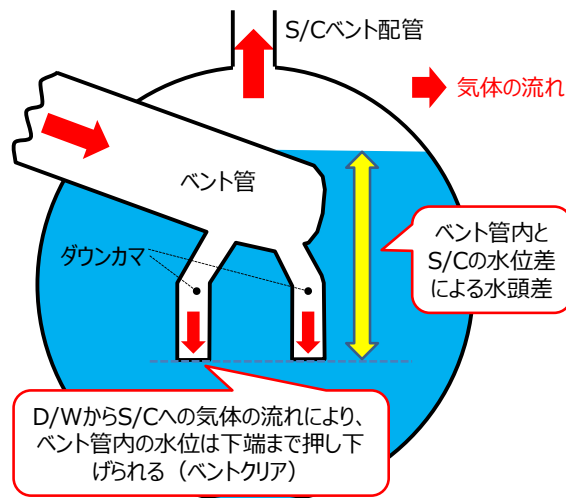


図3 S/C ベント以降のベント管と S/C の水位の状態の推定

- ・ 推定3：3月13日20:40時点のS/C水位は真空破壊弁高さ以上であった。20:40以降のD/WとS/Cの圧力の逆転している期間は、D/W側の減圧に伴ってS/C側の水がD/W側に吸い上げられていた。

3月13日20:40から3月14日0:00にかけて格納容器圧力が低下し、その過程でD/W圧力がS/C圧力よりも低くなっている（表1参照）。D/W圧力の低下幅が相対的に大きいことから、D/W側に原子炉建屋への漏えいなどの圧力低下の要因があったものと考えられる。また、この期間のD/WとS/Cの圧力差は50kPaから-15kPaまで変化していることから、ベント管内の水位とS/C水位の関係が、水頭にして65kPa分（仮に水密度を950kg/m³とすると約7m分）変化したことになる。

このとき、S/C水位が真空破壊弁高さよりも低かったとすると、D/W圧力がS/C圧力よりも数kPa程度低くなると真空破壊弁が開き、S/CとD/Wは均圧されるため、基本的にD/W圧力がS/C圧力よりも15kPaも低くなることはなく、実測値の傾向と整合しない（推定1に基づきD/W圧力-S/C圧力が過大に表示されていたとすれば、実際の差圧はさらに大きかったことになる）。また、その場合のベント管内の水位の上昇は、最大でもベント管ダウンカマ下端（S/C底から2.875m）から真空破壊弁上端（S/C底から5.832m）までの3m弱の上昇に留まり、その水量に対応するS/C水位の低下は0.2m以内となることから、65kPa分の水頭差の変化を説明できない。

一方、S/C水位が高く、真空破壊弁が水没していたとすると、D/W側が減圧しても、S/C側からD/W側に気体流れなくなり、両者が均圧されないため、D/W圧力が真空破壊弁の作動設定圧をこえてS/C圧力よりも低く

なる状況が起こり得る。また、D/W 側の減圧によって S/C 側の水が D/W 側に吸い上げられ、ベント管内の水位が大きく上昇したと考えることで、65kPa 分の水頭差の変化を解釈することが可能となる。なお、S/C の減圧は、このように S/C 側の水が D/W 側に吸い上げられ、その分 S/C 水位が低下することによって、S/C の空間体積が増え、体積膨張によって圧力が低下したという解釈が可能である。

表 1 3月13日 20:40 及び 3月14日 0:00 の格納容器圧力の実測値

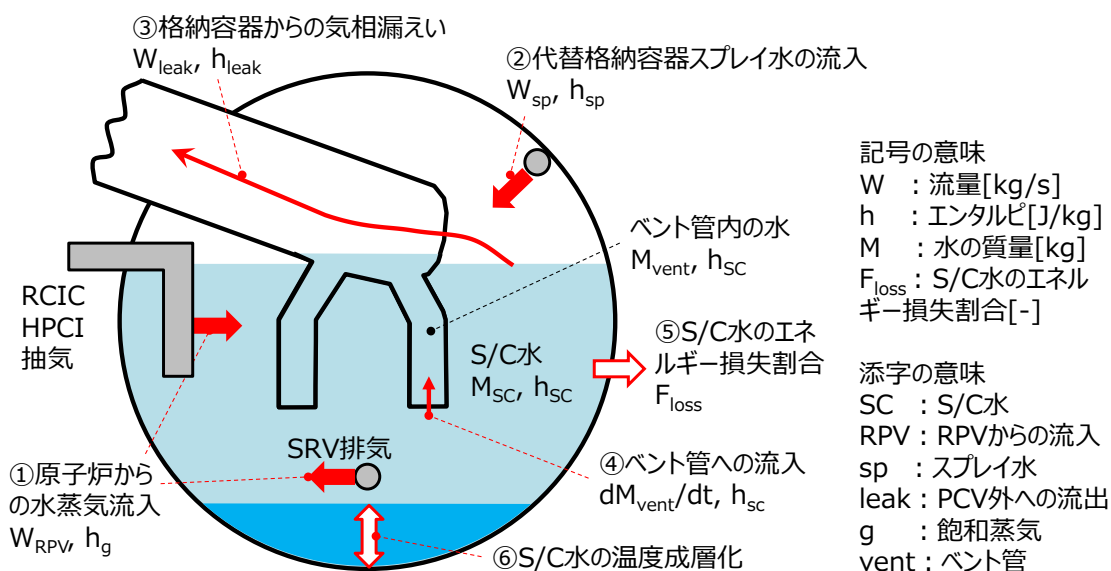
時刻	D/W 圧力	S/C 圧力
3/13 20:40	425kPa[abs]	375kPa[abs]
3/14 0:00	240kPa[abs]	255kPa[abs]

2. 2 S/C 水位の実測値に基づく評価

図1に示した3月12日20:00までのS/Cプール水位の実測値に基づき、崩壊熱によって発生した蒸気流入量、及び格納容器スプレイの注水量の想定を考慮して、第一回ベント時までのS/C水位挙動を評価する。

2. 2. 1 評価手法

地震発生時から第一回ベント時までのS/Cプール水の質量・エネルギーの収支に基づき、S/C水位挙動を評価した。評価手法の概要を図4に示す。また、図4において考慮する①～⑥の設定方法などの評価手法の詳細を以下に示す。



$$\text{質量収支の式: } \frac{dM_{SC}}{dt} = W_{RPV} + W_{sp} - W_{leak} - \frac{dM_{vent}}{dt}$$

$$\text{エネルギー収支の式: } \frac{dM_{SC}h_{SC}}{dt} = (W_{RPV}h_g + W_{sp}h_{sp})(1 - F_{loss}) - W_{leak}h_{leak} - \frac{dM_{vent}h_{sc}}{dt}$$

図4 評価モデルの概要

①原子炉からの水蒸気の流入

原子炉水位が燃料有効長上端 (TAF) まで低下するまでは、崩壊熱の全てが炉水の蒸発に寄与するため、その分の水蒸気が RCIC/HPCI の抽気、又は SRV 排気を通じて S/C 水に流入するものとした。原子炉水位の TAF 到達時刻は、既往の MAAP 解析 (添付資料 3 参照)、及び BSAF プロジェクトにおける種々のシビアアクシデント解析コードによる解析結果[2]を踏まえ、3月13

日 2:30 と仮定した。

原子炉水位が TAF に到達して以降は、添付資料 3-9 にて、3 月 13 日 8:55 時点の原子炉水位は燃料有効長下端 (BAF) 近傍と推定していることから、TAF 到達を仮定した 3 月 13 日 2:30 から 9:00 の間に、炉心部 (BAF 以上 TAF 以下) に存在する水、及び炉心シュラウド外のジェットポンプ上端以上 TAF 以下の水が蒸発し、S/C プールに流出するものとした。なお、流出する期間は、原子炉圧力が上昇し、SRV の作動を思わせる圧力の振動が生じ始めた 3 月 13 日 4:30 から 9:00 までの 4 時間半とした。

②スプレイ水の流入

一回目の代替 S/C スプレイ開始時刻とスプレイ流量は、それぞれ S/C 水位の実測値の上昇が速くなった時刻と、その上昇速度を再現する流量とした。

一回目の代替 S/C スプレイの終了時刻については、3 月 13 日 3:05 に原子炉代替注水ラインへの切り替え完了が中央制御室に伝達されているが、正確な停止時刻は不明であり、注水先の切替とは別の要因によってスプレイ水が入らなくなっていた可能性も完全には否定できないため、スプレイ終了時刻による S/C 水位への影響を考慮できるようにした。

また、3 月 13 日 7:39 から開始された代替 D/W スプレイは、D/W 床部分に水が溜まるとベント管を通じて S/C 側に流れ込む可能性が考えられるため、S/C 側への流れ込みの有無による S/C 水位への影響を考慮できるようにした。

③格納容器からの気相漏えい

第一回ベント時までの格納容器圧力は、3 月 12 日 12:25 までに 405kPa[abs]まで上昇し、その後少し低下して、3 月 13 日 5 時頃から 8:55 にかけて 470kPa[abs]まで上昇している。これらはいずれも格納容器の設計圧力以下ではあるものの、格納容器からの気相漏えいが生じていた可能性を完全には否定できないため、格納容器からの気相漏えいによる S/C 水位への影響を考慮できるようにした。

④ベント管への流入

S/C 水位の評価値と D/W-S/C 間の圧力差とに基づいて、ベント管の水位、及び S/C からベント管への流入量を評価した。D/W-S/C 間の圧力差は、実測値に基づく D/W-S/C 間の圧力差から、評価の過程で求まる圧力差の過大表示幅を除いて求めた。

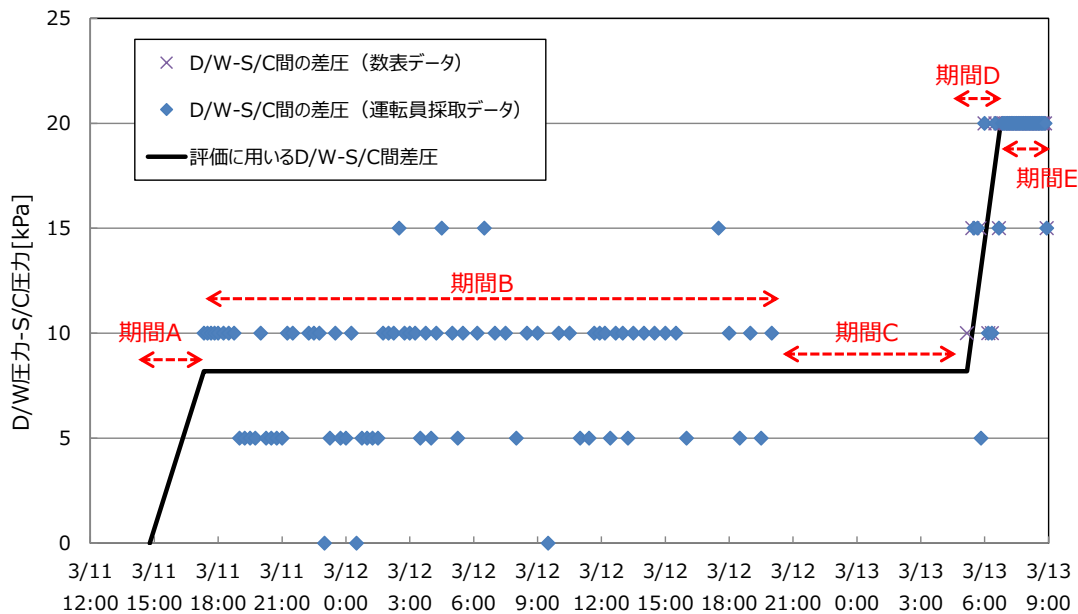


図5 D/W-S/C間の圧力差（実測値）と評価に用いる圧力差

D/W-S/C間の圧力差について、実測値は5kPa単位で値が頻繁に変化しているところ、評価上用いる値としては、図5の期間A～Eについてそれぞれ以下の通り仮定した。

- ・ 期間A（3月11日17:20まで）はD/WとS/Cの圧力差が得られていないため、圧力差がないと想定される地震発生時の状態から期間Bの圧力差の平均値まで線形に増加していることを仮定した。
- ・ 期間B（3月11日17:20から3月12日20:00まで）では圧力差が0～15kPaの間でばらついている。0kPa及び15kPaの圧力差が数点得られており、この原因は不明であるが、それ以外の圧力差は5kPaか10kPaである。測定値が5kPa刻みであることも踏まえると、この期間の大半は、圧力差は5kPaと10kPaの中間的な値であったと考えられる。また、期間を通じてばらつきの傾向は大きく変化していないことから、この期間の圧力差を平均した値（8.2kPa）を実測値に基づく圧力差として仮定した。
- ・ 期間C（3月12日20:00から3月13日5:10まで）は圧力差が得られていないが、図5でデータが得られている点の傾向を踏まえ、期間Bの圧力差の傾向がそのまま継続したものと仮定した。
- ・ 期間D（3月13日5:10から3月13日6:40まで）は圧力差が5kPa～20kPaの間でばらついている。全体として圧力差は上昇傾向であり、後の期間Eは圧力差がほぼ20kPaで一定となっている。これらを踏まえ、期

間 C の圧力差の平均値 8.2kPa から、期間 E の圧力差 20kPa まで線形に増加していることを仮定した。

- ・ 期間 E (3月13日 6:40 から 8:55 まで) の圧力差は、8:55 の一点のみ 15kPa となっていることを除いては 20kPa で一定であるため、期間 E の圧力差として 20kPa を仮定した。

⑤S/C 水のエネルギー損失割合

S/C 水に外部からエネルギーが流入する①と②の項目について、S/C 水のエネルギー損失（流入エネルギーのうちトラス室への放熱、及び S/C 気相部への放熱によって失われる割合）による S/C 水位への影響を考慮できるようにした。なお、2号機ではトラス室が浸水していたことで S/C 壁面からの冷却が促進されたものと推定しており（添付資料 2-2）、3号機でも同様の状況にあった可能性は考えられるものの、3号機における事故対応の記録の中で、トラス室が浸水していたことを裏付けるような情報（たとえばトラス室内が湯気で満たされているなど）がないため、考慮していない。

⑥S/C 水の温度成層化

添付資料 3-7 に示したように、当該の時間帯には S/C の温度成層化が生じていた可能性がある。これによる S/C 水位への影響を考慮するため、S/C プールを高温と低温の上下 2 領域に分け、その境界高さ（温度成層化境界高さ）の影響を考慮できるようにした。その際、当該高さ以下の水は温度変化せず、当該高さ以上の水がエネルギーの流入により一様に温度上昇することを仮定した。

2. 2. 2 評価上の仮定

・ 圧力差の過大表示幅

圧力差の過大表示幅は、S/C 水位の評価の過程で、S/C ベント開始後のベント管水位（2. 1 の推定 2 にてダウンカメラ下端と推定）と S/C 水位との水頭差が、実測値の圧力差 50kPa とどの程度ずれているかが分かるため、これを圧力差の過大表示幅と見なした。

この圧力差の過大表示幅については、もともとそのような状態にあったのか、地震や津波の影響によるものか、明確ではない。この評価では、地震発生時をゼロとして、実測値が得られ始めた 3月11日 17時10分まで線形に増加し、以降は一定であったと仮定した。

また、この評価では、格納容器圧力の実測値が得られ始めて以降、D/W-S/C 間の圧力差の過大表示幅は変化していないと仮定している。使用されていた格

納容器の圧力計は、雰囲気温度、放射線、湿度などの影響を受け、計器の誤差が拡大し得るが、これらの値が大きく変化したであろう S/C ベント以降の D/W-S/C 間の圧力差が、13 日 20:40 までほぼ一定値を示していることから、着目している期間中（～14 日 0:00）には、圧力計の誤差は大きく拡大していないと考えた。

・ S/C 水位計の指示値と実水位とのずれの考慮

S/C 水位計は、S/C 水中と S/C 気相部から取り出された配管を同一の差圧計に接続し、両者の差圧を水位に変換して指示値として出力するものである。評価において S/C 水位の実測値と比較する評価値は、S/C 水位の評価値そのものではなく、それを S/C 水位計の指示値に変換した値とする必要がある。これは、S/C 水位計の指示値は S/C 温度（S/C 温度が変化することで S/C 水の密度が変化するため、圧力計で測定する値と実際の水位とにずれが生じる）及び水位計配管内の水温によって実水位とのずれが生じるためである。このうち S/C 温度の挙動については評価によって求まるが、水位計配管内の水温の挙動については評価が困難であるため、評価条件における感度パラメータの一つとして、影響を考慮できるようにした。

・ S/C 水位の実測値の信頼性

3 月 12 日 12:00 頃までは、原子炉内で崩壊熱により発生した水蒸気の S/C への流入を考慮することにより、S/C 水位計の指示値を良好に再現できることを確認した。このことは、この期間の S/C 水位の実測値も、ある程度信頼できることを示していると考えられる。

また、前述のとおり S/C 水位計は、S/C 水中と S/C 気相部から取り出された配管を同一の差圧計に接続し、両者の差圧を水位に変換して指示値として出力するものである。このことを踏まえると、DDFP を起動した 3 月 12 日 12:00 頃以降も、計器の信頼性が低下するような特段の要因は見当たらない。

以上より、この評価では S/C 水位の実測値を信頼できると仮定した。

2. 2. 3 評価条件

評価条件を表 2 に示す。基本ケースでは、代替 D/W スプレイの S/C への流入は無し、一回目の代替 S/C スプレイの終了時刻は原子炉代替注水ラインへの切り替え完了が中央制御室に伝達された時刻、格納容器の気相漏えいは無し、S/C 水のエネルギー損失は無し、温度成層化は非考慮、水位計配管水温は S/C 温度上昇の影響で線形に上昇したものとした。

感度ケースとして、基本ケースから特定のパラメータのみを変更した評価ケ

ースを複数実施した（表中の(i)～(vi)に対応）。感度ケース1は、S/C水位の実測値が得られなくなって以降も、代替S/Cスプレーが操作実績通りに作動し、さらに代替D/Wスプレー注水分が全てS/C側に流入したことを仮定したケースであり、S/Cへのスプレー注水量を多めに見積もったケースと位置付けられる。一方、感度ケース2はベント管水位がS/C水位よりも真空破壊弁の作動差圧に対応する水位差（約35cm）以上高くない範囲で最も短いスプレー時間を仮定したケースであり、S/Cへのスプレー注水量を少なめに見積もったケースと位置付けられる。感度ケース3～6は、スプレー注水量以外の要素の不確かさの影響を確認するものである。

感度ケース1：表2の(i)の条件のみ「設定（感度ケース）」に変更したもの

感度ケース2：表2の(ii)の条件のみ「設定（感度ケース）」に変更したもの

感度ケース3：表2の(iii)の条件のみ「設定（感度ケース）」に変更したもの

感度ケース4：表2の(iv)の条件のみ「設定（感度ケース）」に変更したもの

感度ケース5：表2の(v)の条件のみ「設定（感度ケース）」に変更したもの

感度ケース6：表2の(vi)の条件のみ「設定（感度ケース）」に変更したもの

感度ケース1～6の評価をふまえ、結果に影響するパラメータを特定し、ベント開始時におけるS/C水位の評価値を見積もった。

表2 評価条件

項目	設定 (基本ケース)	設定 (感度ケース)	設定根拠
S/C・ベント管初期水位	S/C底から 4.15m	同左	チャート
S/C初期水温	21℃	同左	チャート
RCIC/HPCI/代替 S/Cスプレー注水温度	10℃	同左	注記1
代替D/Wスプレーの S/Cへの流入	なし	(i)全て流入	注記2
一回目の代替S/Cス プレーの終了時刻	3月13日3:05	(ii)3月12日 22:00	注記3
格納容器気相漏えい 率	漏えいなし	(iii)100%/day	仮定

S/C 水のエネルギー損失割合	損失なし ($F_{loss}=0$)	(iv)入熱の 20%が 損失 ($F_{loss}=0.2$)	仮定
温度成層化境界高さ	温度成層化なし	(v)S/C 底から 1.6m	注記 4
水位計配管水温	21°C⇒50°C	(vi)21°Cで一定	注記 5

注記 1 : RCIC/HPCI の水源である復水貯蔵タンク、及び代替 S/C スプレイの水源であるろ過水タンクはいずれも屋外にあるため、外気温相当を想定。

注記 2 : 代替 D/W スプレイの流量については、代替 S/C スプレイとほぼ同等の流量を仮定した。一方、代替 D/W スプレイ実施期間中の D/W 圧力は上昇傾向であることから、実際のスプレイ流量はより少なかった可能性もある。その意味でも感度ケース 1 はスプレイ流量を多めに、ひいては S/C の水位を高めめに評価するケースと位置付けられる。

注記 3 : 真空破壊弁が水没していなければ、ベント管水位は真空破壊弁の作動差圧 (0.035kg/cm^2) 分の水頭 (約 35cm) 以上は S/C 水位よりも高くないため、感度ケースではそうなる範囲で最も早いスプレイ終了時刻を設定。

注記 4 : S/C 圧力にピークがみられる 3 月 12 日 12:25 時点で、S/C 水面温度が当該圧力の飽和温度となるような温度成層化高さを感度ケースに設定。

注記 5 : 初期温度は S/C 水温と同程度と想定。3 月 13 日 7:40 時点で運転員がトーラス室に入室できている状況から、この頃のトーラス室の気温は 50°C 程度以下と想定し、基本ケースでは 3 月 13 日 9 時まで 50°C まで線形に上昇していたことを想定。水温が変わらなかった場合を感度ケースに設定。

2. 2. 4 評価結果

評価結果の概要を表 3 に、個別の評価ケースの結果を図 6～図 12 に示す。

評価の過程で、S/C 水位計の指示値の実測値と計算値が整合するように、代替 S/C スプレイの流入開始時刻、及びスプレイ流量 (スプレイ配管の圧力損失) を決定している。また、第一回ベント以降の D/W と S/C の圧力差の実測値 50kPa と整合するように、D/W-S/C 間の圧力差の過大表示幅を決定している。これらの値についても表中に記載している。

第一回ベント開始時の S/C 水位は 6.84～7.43m となり、真空破壊弁上端よりも 1m 以上高くなった。評価の過程で求める値のうち、代替 S/C スプレイ

の流入開始時刻は3月12日13:30~14:00となった（スプレイの流入開始時刻をDDFPの起動時刻より遅くする必要があった理由については、2.2.5（2）にて後述）。代替S/Cスプレイ流量の最大値は100 m³/h前後となった。D/W-S/C間圧力差の過大表示幅は5.9kPa~11.7kPaとなり、いずれも実際の圧力差は実測値よりも小さかったとの結果となった。これらの評価結果の妥当性については2.2.5にて考察する。

全評価ケース中で、S/C水位が最も高くなったのは感度ケース1、最も低くなったのは感度ケース2であり、両者の違いはスプレイ注水量のみである。スプレイ以外のパラメータの感度を評価した感度ケース3~6では、S/C水位に基本ケースとの大きな差異は見られないことから、スプレイ注水量がS/C水位の評価結果の支配要因と考えられる。したがって、スプレイ注水量を少なめ／多めに見積もった感度ケース2と感度ケース1の結果の幅（6.84m~7.43m）を、この評価における第一回ベント時のS/C水位の幅とする。また、S/C水位によって決まるD/W-S/C間の圧力差の過大表示幅の範囲も、これに対応した5.9kPa~11.7kPaとする。

表3 評価結果の概要

評価ケース	評価結果	評価の過程で求める値		
	第一回ベント開始時のS/C水位 (真空破壊弁上端からの高さ)	代替S/Cスプレイの流入開始時刻	代替S/Cスプレイ流量の最大値	D/W-S/C間圧力差の過大表示幅
基本	7.32m (1.49m)	3月12日14:00	95.2m ³ /h	6.9kPa
感度1	7.43m (1.60m)	3月12日14:00	93.8 m ³ /h	5.9kPa
感度2	6.84m (1.02m)	3月12日14:00	106.7m ³ /h	11.7kPa
感度3	7.32m (1.49m)	3月12日14:00	96.6m ³ /h	6.9kPa
感度4	7.28m (1.45m)	3月12日14:00	98.9m ³ /h	6.7kPa
感度5	7.35m (1.52m)	3月12日14:00	95.2m ³ /h	7.2kPa
感度6	7.36m (1.53m)	3月12日13:30	93.8m ³ /h	6.6kPa

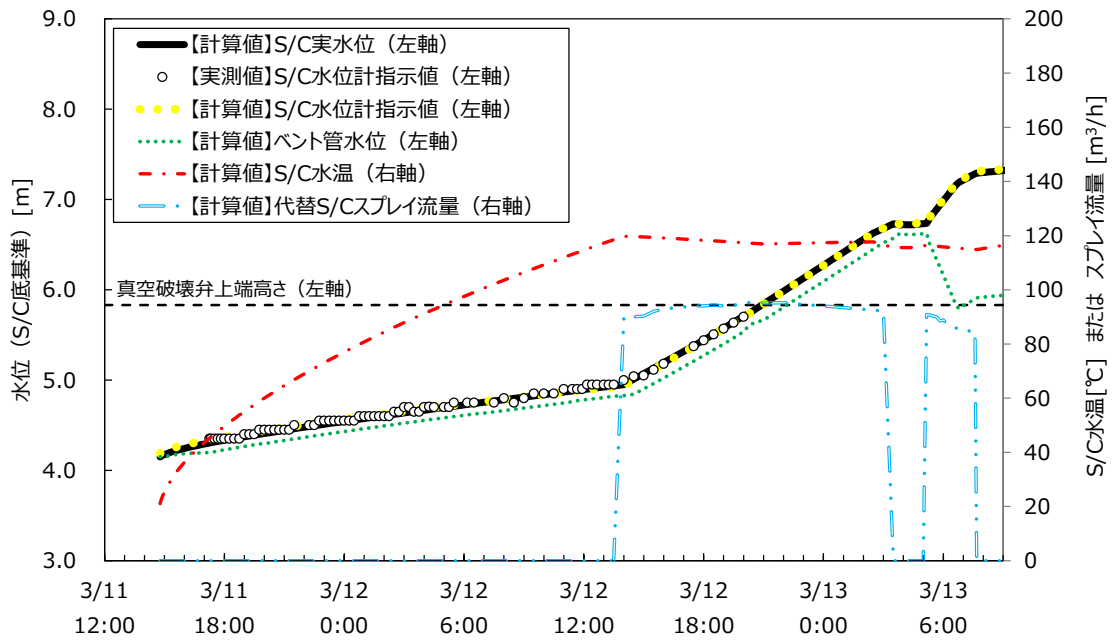


図6 評価結果 (基本ケース)

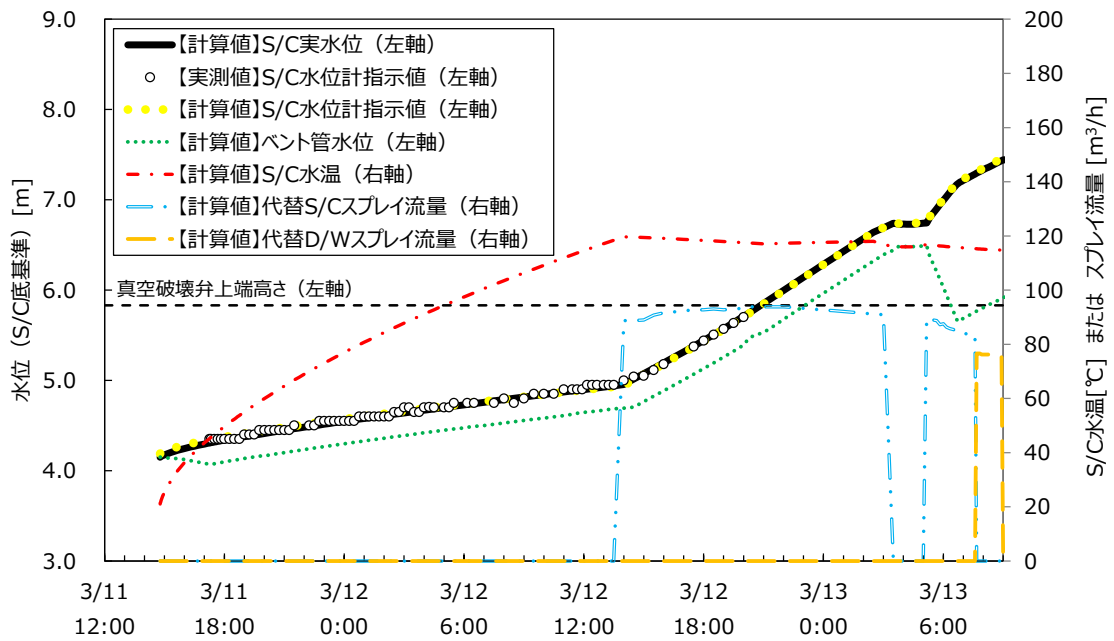


図7 評価結果 (感度ケース1：代替D/WスプレイのS/Cへの流入を仮定)

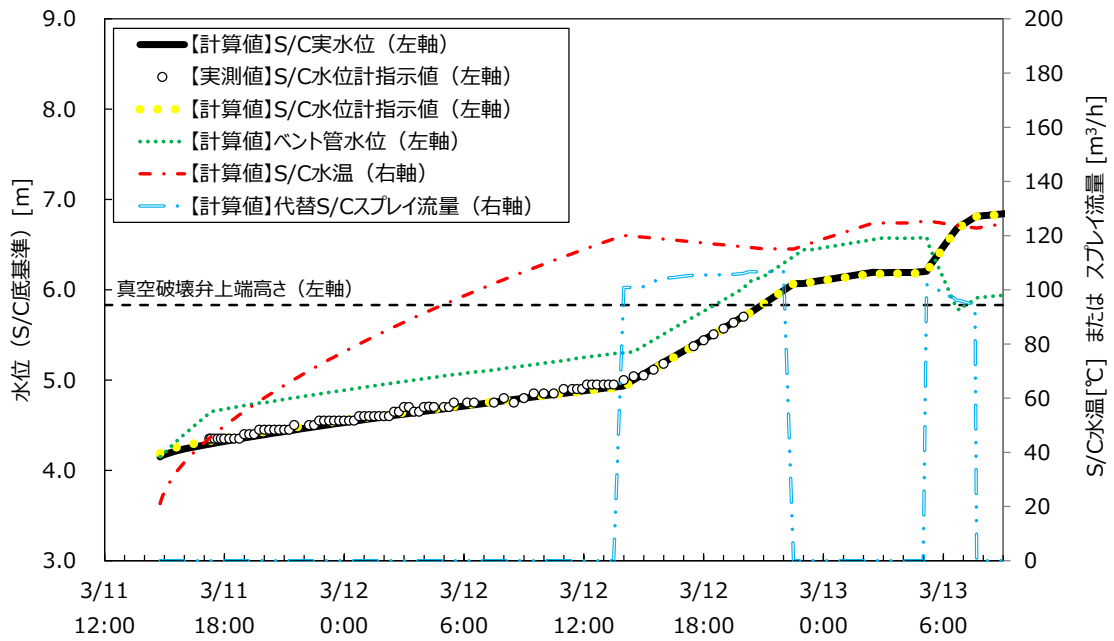


図8 評価結果（感度ケース2：代替スプレー終了時刻：3月12日22:00）

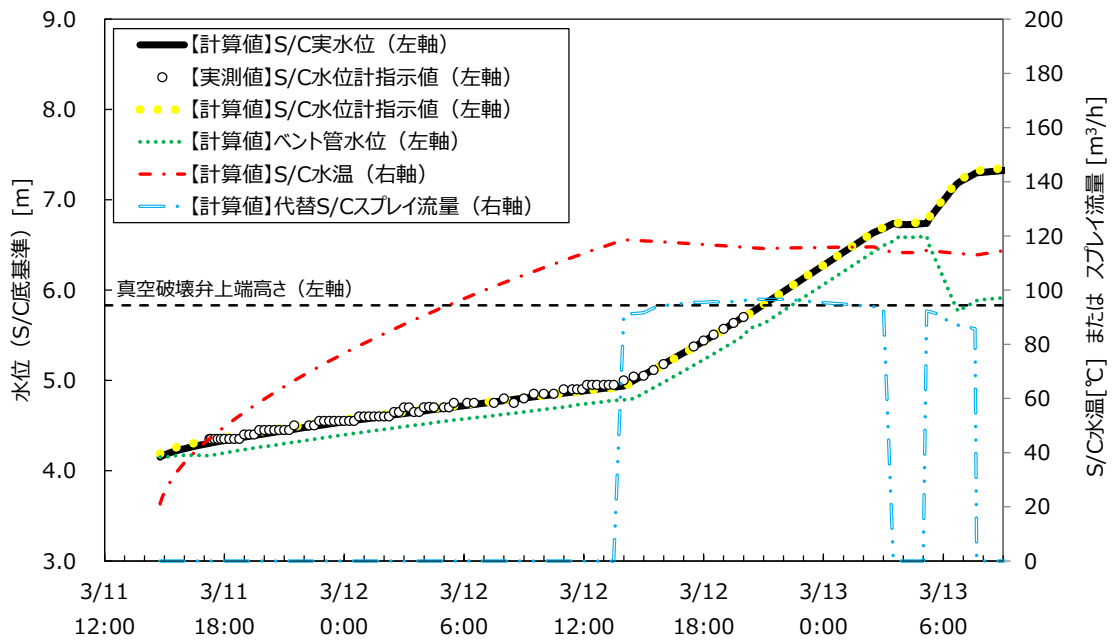


図9 評価結果（感度ケース3：格納容器からの気相漏えいを考慮）

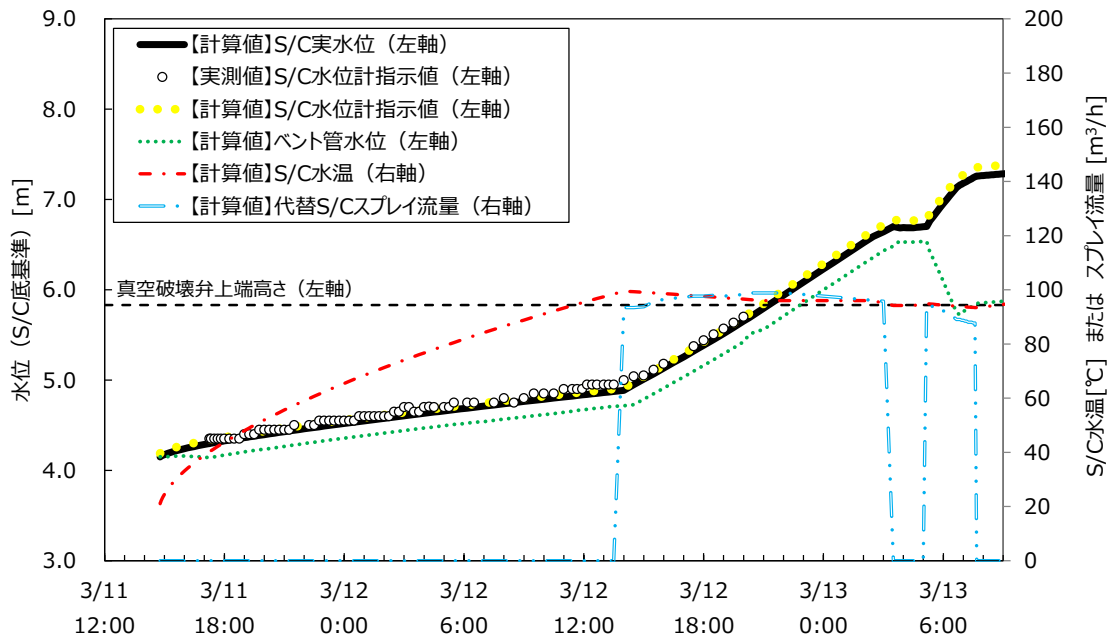


図 1 0 評価結果 (感度ケース 4 : S/C 水のエネルギー損失を考慮)

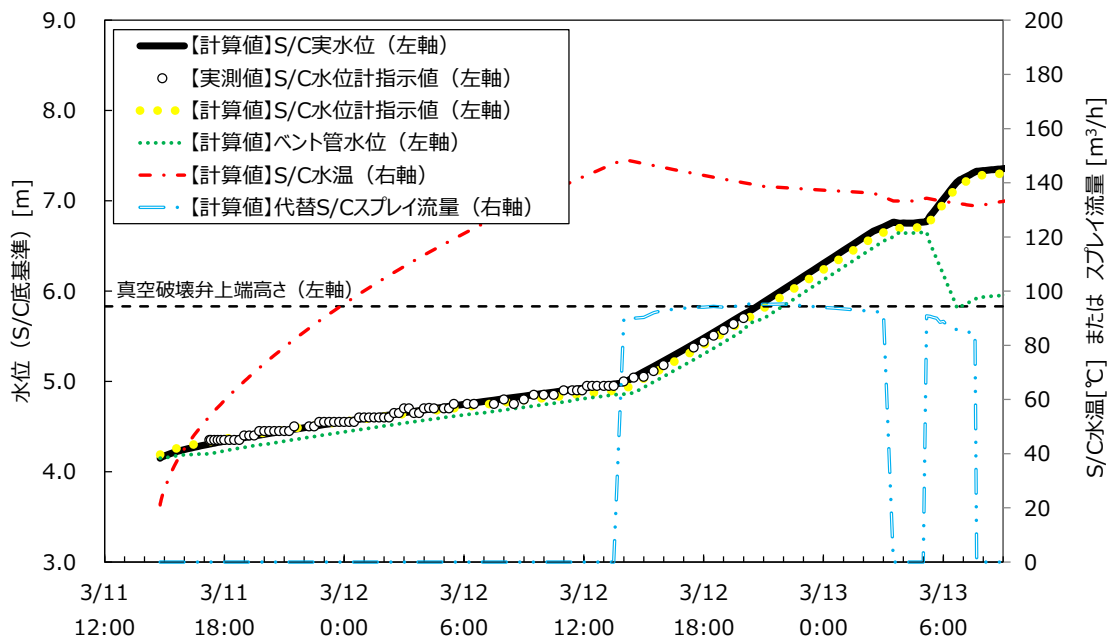


図 1 1 評価結果 (感度ケース 5 : S/C 温度成層化を考慮)

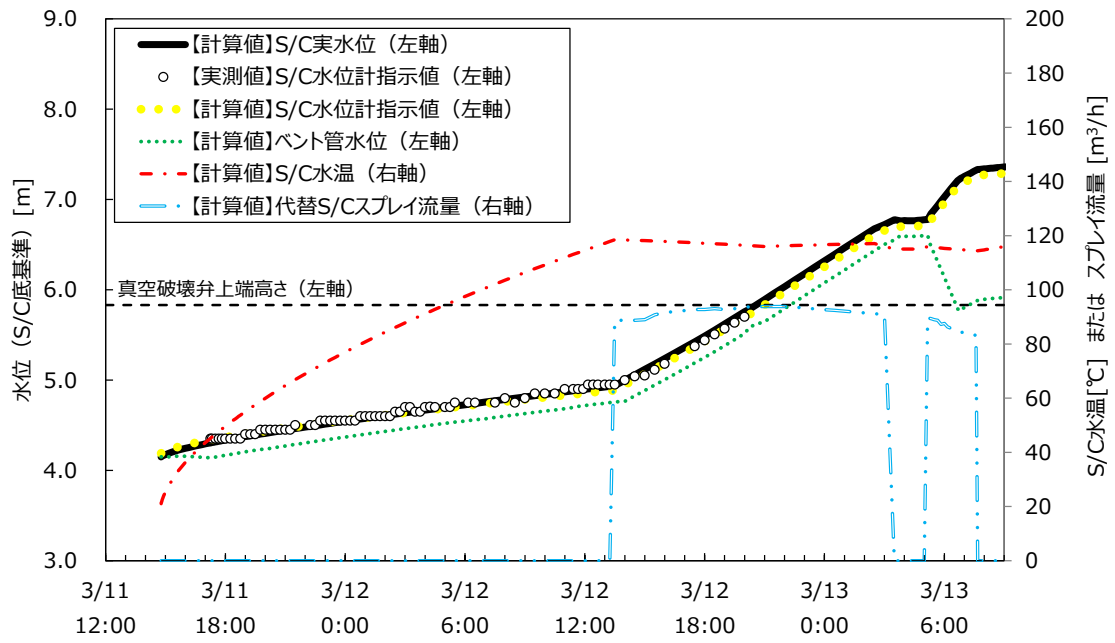


図 1 2 評価結果 (感度ケース 6 : 水位計配管の水温変化を考慮)

2. 2. 5 評価結果の考察

2. 2. 4に示した評価結果の妥当性について考察する。

(1) S/C 水位が真空破壊弁上端高さを超えてからのベント管水位について
この評価では、S/C 水位が真空破壊弁上端高さを超える前後でベント管水位と S/C 水位の関係が変化していない。3月12日 20:00 から3月13日 5:00 頃まで D/W と S/C の圧力差が得られていないため、それまでの圧力差の傾向を図5に示したように外挿した結果、評価上このような傾向となっている。一方、真空破壊弁が水没すると、D/W と S/C を均圧する機能は失われるため、D/W 側の圧力が相対的に高くなればベント管水位は下がり、S/C 側の圧力が相対的に高くなればベント管水位は上がることになるが、圧力差が得られていないため、この期間のベント管水位の挙動は不明である。したがってこの評価ではこの期間のベント管水位の傾向をトレースできていない可能性はある。ただし、S/C への注水量自体は S/C 水位の実測値から推定しており、ベント管と S/C を含めた水の総量の推定は、この期間のベント管水位の挙動に左右されるものではない。3月13日 5:00 頃以降は再び D/W-S/C 間の圧力差が得られており、途中で水がどの程度ベント管内にあったか、つまり途中で S/C 水位がどこにあったかについて、最終的に求めたい S/C ベント開始時の S/C 水位の評価結果に大きな影響を与えるものではない。

(2) 代替 S/C スプレイ流入開始時刻が DDFP 起動時刻よりも遅い点について

評価において、S/C 水位の実測値を再現するためには、代替 S/C スプレイの流入開始時刻を DDFP 起動時刻である 12:06 よりも 1.5~2 時間程度遅くする必要があった。この原因は明らかではないが、運転員が採取した S/C 水位 [1]は DDFP 起動後の 12:10 から 13:30 まで一定値 (S/C 底から 4.95m) を示しており、その後の S/C 水位の上昇速度から推定される程度の注水が S/C プールに蓄積していたとすると、水位が一定となる傾向を説明できない。

また、格納容器圧力[1]は DDFP 起動直後の 12:10 には D/W 圧力 390kPa[abs]、S/C 圧力 380kPa[abs]であったところ、次の実測値が得られた 12:25 には D/W 圧力 405kPa[abs]、S/C 圧力 400kPa[abs]に上昇している。時間の変化に伴い違う圧力データが採取されているため S/C 水位のデータもその時刻における水位として実際に一定であった可能性が高いと考えられる。

さらに、DDFP の起動にあわせて直ちに S/C スプレイが流入していれば、格納容器圧力は低下するものと考えられるが、実測値の傾向は異なっている。

これらの観測事実から、何らかの要因により代替 S/C スプレイの流入開始

時刻が DDFP 起動時刻よりも後であった可能性が考えられる。

なお、その次に格納容器圧力の実測値が得られた 12:40 には D/W 圧力 390kPa[abs]、S/C 圧力 380kPa[abs]に低下している。この原因として、S/C スプレーが DDFP の起動に少し遅れて注入開始した可能性はあるものの、代替 S/C スプレー流量が S/C 水位にほとんど影響を与えない範囲で増加した結果、S/C 圧力が低下した可能性はある。一方、12:35 の HPCI 起動によって S/C の水が攪拌され、S/C プールの表層温度が低下したなど、スプレー以外の要因で圧力が低下した可能性も否定はできない。ただし、いずれの場合であっても、本評価の結論に大きな影響を及ぼすものではない。

以上より、3月12日12:30頃以降の格納容器圧力の低下が S/C スプレーの部分的な流入であった可能性はあるものの、DDFP 起動直後には S/C 圧力が低下していないことなども踏まえると、何らかの理由により S/C へのスプレー水の到達には時間を要した可能性が考えられる。

(3) 代替 S/C スプレー流量について

各評価ケースにおいて、代替 S/C スプレー作動時の流量は 100m³/h 前後となっている。使用された DDFP の性能上は 100m³/h 以上の注水が可能であるため、ポンプの性能上は達成可能な流量である。

(4) D/W-S/C 間の圧力差の過大表示幅について

第一回ベント以降の D/W-S/C 間の圧力差が 50kPa となるような圧力差の過大表示幅は 5.9kPa~11.7kPa となり、いずれも実際の D/W-S/C 間の圧力差は実測値よりも小さかったとの評価結果となった。D/W-S/C 間の圧力差は S/C 水位とベント管水位の差と比例し、圧力差が正の値であればベント管側の水位が低く、負の値であればベント管側の水位が高くなるため、圧力差が小さいことは、ベント管水位が高いことを意味する。

添付資料 3-7 にて、3月12日12:30頃までの格納容器圧力の上昇の要因は、S/C プールの温度成層化であった可能性が高いと推定している。その場合、S/C で発生した水蒸気は真空破壊弁を通じて D/W に移行する。この真空破壊弁の作動差圧は 0.035kg/cm² (約 3.4kPa) である。閉差圧を 0kPa とすると、真空破壊弁が作動していた期間は、これらの差圧に対応する水位差 (0~約 35cm) の分だけ、ベント管水位が S/C 水位よりも高かったことになる。

その観点で評価結果を見ると、基本ケースでは、ベント管水位は S/C 水位とほぼ同等となっており、真空破壊弁が作動していたという上記の推定と整合する方向である。感度ケース 1 では、代替 D/W スプレーの S/C への流入を仮定したことにより、S/C 水位が上昇した結果、第一回ベント以降の D/W-S/C

間の圧力差が 50kPa となるような圧力差の過大表示幅は基本ケースよりも小さくなった。その結果ベント管水位はやや低下し、真空破壊弁が作動していたという上記の推定とは整合しない方向となった。感度ケース 2 では、代替 S/C スプレイの終了時刻を早めたことで、感度ケース 1 とは逆に、ベント管水位が上昇している。このケースでスプレイの終了時刻を 3 月 12 日 22:00 としたのは、ベント管水位が S/C 水位よりも約 35cm 高くなるのがこの時刻だったためである。この時刻よりも早くスプレイを終了すると、ベント管水位はより上昇する結果となり、これは S/C 側、D/W 側のどちらに圧力上昇の要因があったとしても物理的に起こり得ない水位差となる。その他のケースはいずれも基本ケースと大きな差は無い。

以上のように、基本ケース及び感度ケース 1～6 の D/W-S/C 間の圧力差の過大表示幅から導かれるベント管水位は、真空破壊弁作動時に想定される水位の範囲をカバーしている。D/W-S/C 間の圧力差の過大表示幅の計算には第一回ベント開始時の S/C 水位の評価値を用いていることから、第一回ベント開始時の S/C 水は、表 3 に示した評価結果の範囲内にある可能性が高いと考える。

(5) 評価ケース間の相違について

感度ケース 1 及び 2 は、S/C 水位の実測値が得られていない期間の S/C への注水量に対する仮定が基本ケースと異なるため、最終的な第一回ベント開始時の S/C 水位の推定結果に基本ケースとの違いが出ている。

その他の感度ケースについては、S/C 水位の実測値が得られている期間を含めて基本ケースとの相違点を考慮したものであるが、結局、S/C 水位計の指示値を再現するように代替 S/C スプレイからの注水量を評価の過程で調整しているため、最終的な第一回ベント開始時の S/C 水位の推定結果に基本ケースとの大きな違いは見られない。なお、調整後の代替 S/C スプレイ流量の最大値の基本ケースとの差を見ると、数%程度であり、これらの感度ケースにて考慮した相違点の S/C 水位への影響は、そもそもそれほど大きくないと考えられる。

感度ケース 3 では格納容器からの気相漏えい (100%/day) を仮定し、その分の水蒸気の質量及びエネルギーを S/C 水から除いているが、その分、S/C 水位の実測値と整合するよう代替 S/C スプレイ流量をわずかに増加させた結果、S/C 水位の評価結果にはほとんど影響は見られず、S/C 水温は 2°C 程度低下したのみであった。

感度ケース 4 では S/C 水からの放熱 (入熱分の 20%が損失) を考慮し、その分のエネルギーを S/C 水から除いている。これによる S/C 水位の評価結果

への影響はほとんど見られないが、S/C 水温は第一回ベント開始時点で約 95℃と、基本ケースと比較して 20℃程度低くなっている。S/C 水温の評価に当たっては、S/C 水の放熱を適切に想定する必要があることが分かる。

感度ケース 5 では温度成層化境界高さを設定し、境界高さ以下の水は初期状態のままとした上で、境界高さ以上の水に対して質量とエネルギーの収支を計算した。その結果、境界高さ以上の S/C 水温は基本ケースと比較して高くなっているが、代替 S/C スプレイ流量の調整により、S/C 水位の評価結果への影響はほとんど見られない結果となっている。なお、この評価では温度成層化の影響を確認するために、温度成層化の境界が存在し、その高さは常に一定との仮定を置いているが、実際には明確な境界があったかは不明である。また、代替 S/C スプレイによって S/C プールの上部が冷却されれば、温度成層化は相当程度緩和されたと考えられる。したがって、このケースにおける S/C 水温の評価結果は、特に代替 S/C スプレイ流入後は実際よりも高い値となっているなど、不確かさは大きいものとする。

感度ケース 6 において代替 S/C スプレイの流入開始時刻が他のケースよりも 30 分早まっているのは、水位計配管内の水温が初期から変化しないと仮定した結果、評価における水位計指示値がやや低めとなり、その後の水位計指示値を再現するためにはスプレイ水の注水開始を早める必要があったためである。

2. 3 格納容器圧力の実測値に基づく評価

図2に示した格納容器圧力の実測値に基づき、13日20:40時点のS/C水位を評価する。また、第一回ベント開始時からのS/C水位の変化分を推定し、第一回ベント開始時のS/C水位を推定する。

2. 3. 1 3月13日20:40時点のS/C水位の評価

図13に3月13日20:40から14日0:00までの格納容器内の水位のイメージを示す。2.1に示した推定1～3に基づき、3月13日20:40から3月14日0:00までのS/C気相の体積膨張による減圧量と、体積膨張分の水がD/W側に移行したことによるD/WとS/Cの圧力差の変動を、同時に再現するような3月13日20:40時点のS/C水位を評価する。

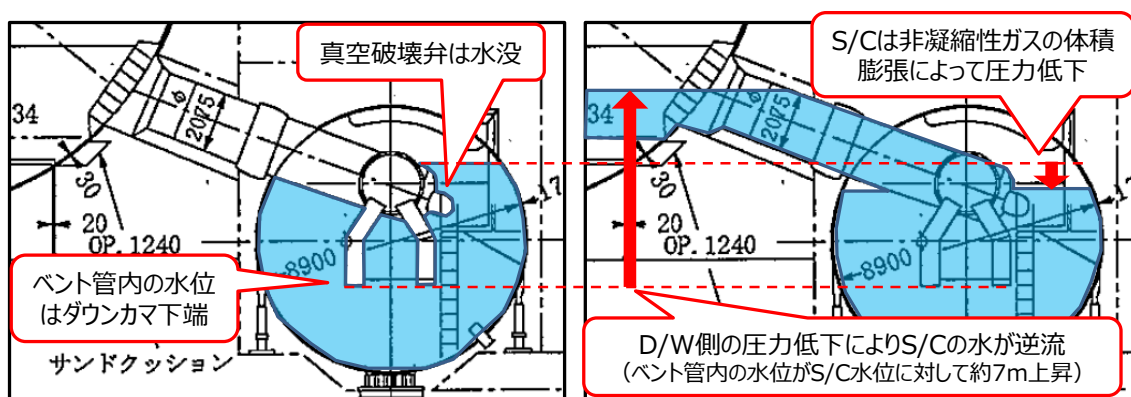


図13 3月13日20:40から14日0時までの格納容器内の水位のイメージ

(1) 評価手法

評価の手順を以下の①～⑩に示す。また、評価の概念図を図14に示す。

- ① D/W-S/C間の圧力差の過大表示幅を仮定する。
- ② S/C温度を仮定する。
- ③ 減圧前のD/W-S/C間の圧力差の実測値50kPaと①、②から減圧前のS/C水位を求める。
- ④ S/C側の水位と水体積の関係に基づき、減圧前のS/C液相部の体積を求める。
- ⑤ S/C全体積から液相部の体積を除いて、減圧前のS/C気相部の体積を求める。
- ⑥ 減圧前後のS/C圧力の関係から、減圧後のS/C気相部の体積を求める。
- ⑦ S/C全体積から気相部の体積を除いて、減圧後のS/C液相部の体積を求める。

- ⑧ S/C 側の水位と水体積の関係に基づき、減圧後の S/C 水位を求める。
- ⑨ 減圧前後の S/C 液相部の水体積の差分から、D/W 側に吸い上げられた水の体積を求める。
- ⑩ D/W 側の水位と水体積の関係に基づき、減圧後の D/W 側の水位を求める。
- ⑪ S/C 側の水位低下幅と D/W 側の水位上昇幅から、S/C 側に対する D/W 側の水頭の増加量を求める。
- ⑫ これが D/W-S/C 間の圧力差の実測値の変動量 65kPa と一致するまで②を変化させる。一致すれば、①を変化させて上記を繰り返す。

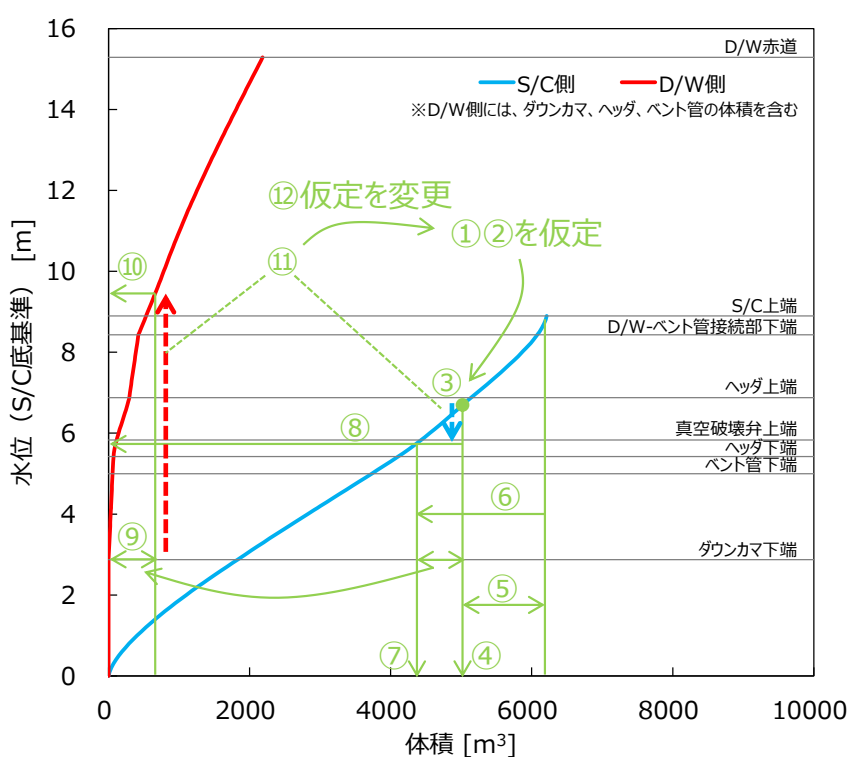


図 1 4 3 月 13 日 20:40 時点の S/C 水位の評価の概念図

評価手順の③、減圧前の S/C 水位はベルヌーイの定理に基づき以下の式(1)で求めた。

$$H_{SC} = H_{DCbot} + \frac{(\Delta P_{mea} - \Delta P_{over}) \times 1000}{\rho_{SC} g} \quad (1)$$

ここで

H_{SC} : 減圧前の S/C 水位 (S/C 底基準) [m]

H_{DCbot} : ベント管ダウンカマ下端高さ (S/C 底基準) : 2.875[m]

- ΔP_{mea} : D/W-S/C 間の圧力差の実測値 : 50[kPa]
 ΔP_{over} : D/W-S/C 間の圧力差の過大表示幅[kPa] (①にて仮定)
 ρ_{SC} : S/C 水密度[kg/m³] (②にて仮定した S/C 温度における値)
 g : 重力加速度[m/s²]

評価手順の⑥、減圧後の S/C 気相部の体積は、S/C 気相部が体積膨張した際の圧力の変化に関する以下の式(2),(3)によって評価した。式(2),(3)の P_{steam} は②にて仮定した S/C 温度における飽和水蒸気圧とし、減圧中変化しないものとした。これは S/C 気相温度が減圧中に大きく変化しない (S/C 気相温度が低下すると飽和蒸気圧が低下するが、その場合 S/C 水面からの蒸発が起るため、気相温度はある程度維持されると考えられる) との仮定に基づく。すなわち、S/C の減圧は非凝縮性ガスの体積膨張によってのみ生じることを仮定している。なお、S/C ベント後に S/C 気相部に非凝縮性ガスが存在するメカニズムとしては、D/W に残存した水素・窒素や、原子炉内で新たに発生した水素が S/C 気相部に移行したことが考え得る。

$$P_1 = P_{\text{steam}} + P_{\text{NC}} \quad (2)$$

$$P_2 = P_{\text{steam}} + \frac{V_1}{V_2} P_{\text{NC}} \quad (3)$$

ここで

P_1 、 P_2 : 減圧前、減圧後の S/C 圧力[Pa]

P_{steam} : S/C 内の水蒸気分圧[Pa]

P_{NC} : 減圧前の S/C 内の非凝縮性ガス分圧[Pa]

V_1 、 V_2 : 減圧前、減圧後の S/C 気相部体積[m³]

なお、D/W 側の水位は、ベント管水位が S/C からの逆流によって D/W とベント管の接続部に達して以降も、連続的に上昇する扱いとした。これは、S/C から D/W に移行した水蒸気の凝縮や、3月13日 7:39 から 9:00 頃にかけての DDFP による代替 D/W スpray によって、D/W の床にはある程度の水が溜まっていたと考えたためである。

(2) 評価結果

評価結果を図 15 に示す。

図 15 の実線と破線はそれぞれ、D/W-S/C 間の圧力差の過大評価幅の要因として、S/C 圧力のみが過小に表示されていると考えた場合、及び、D/W 圧力のみが過大に表示されていると考えた場合の評価値を示す。図の見方とし

て、例えば D/W-S/C 間の圧力差の過大評価幅が 8kPa の場合は、3 月 13 日 20:40 時点の S/C 水位は S/C 底から約 7.3m、減圧後の S/C 水位は約 6.5m、減圧後の D/W 水位は約 8.9m、S/C 温度は 100°C 前後、のように読む。

図 1 5 において、D/W-S/C 間の圧力差の過大表示幅が大きくなると、減圧前の実測値の差圧を再現する S/C 水位が低くなる。それに伴い S/C 気相部の体積が大きくなり、S/C の減圧を再現するために非凝縮性ガスの分圧が高く、水蒸気圧は低くなり、S/C 温度は低下する。

図 1 5 は、S/C 温度の解が得られた範囲の結果を示しており、この評価から推定される減圧前の S/C 水位の評価値は図 1 5 に示される範囲（S/C 底から約 6.8m～約 8.3m）となる。この評価において S/C 水位は減圧の前後を通じて真空破壊弁の上端高さ（S/C 底から 5.832m）を超えており、S/C 水位が真空破壊弁を超えていたという評価の前提と整合する結果となっている。

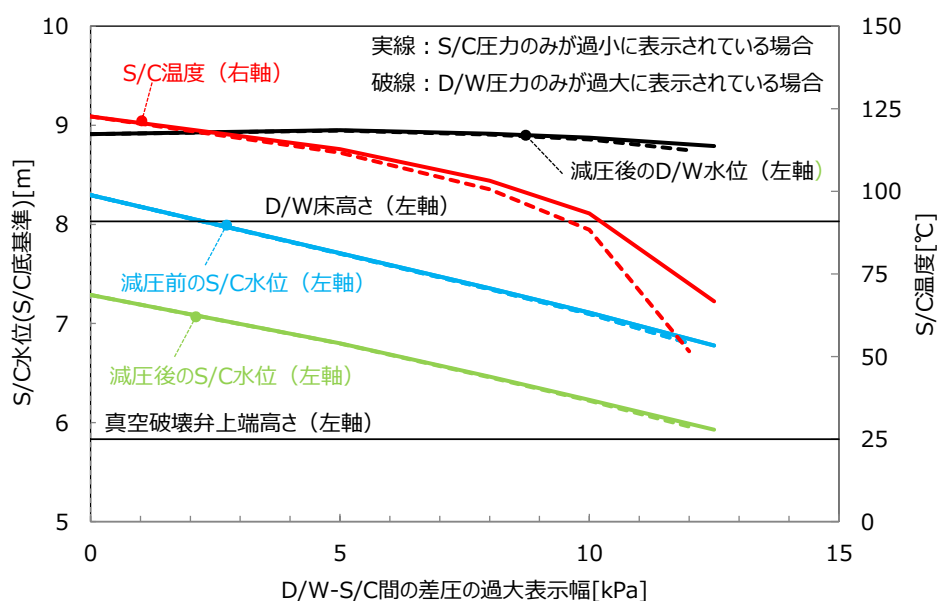


図 1 5 3 月 13 日 20:40 時点の S/C 水位及び S/C 水温の評価結果

2. 3. 2 第一回ベント開始時から 3 月 13 日 20:40 までの S/C 水位の変動幅の推定

推定した 3 月 13 日 20:40 時点の S/C 水位の範囲から、第一回ベント開始時の S/C 水位の範囲を推定する。第一回ベント開始時からの水位変動の要因として、(1) 第一回ベント開始後、ベント管内水位が下端まで押し下げられてから 13 日 20:40 までの S/C 水位の変動、(2) ベント開始時にベント管内の水が S/C 側に押し出されることによる S/C 水位の上昇、が考えられるため、それぞれについて評価する。

(1) 第一回ベント開始後、ベント管内水位が下端まで押し下げられてからの S/C 水位の変動について

S/C 水位の上昇幅の推定

第一回ベント後に S/C 水位が上昇する要因としては、崩壊熱及び水-Zr 反応熱により発生した水蒸気の S/C への流入が考えられる。13 日 9:25 より消防車により原子炉へ注水を開始しており、注水量は不明であるものの、注水された分が蒸発して S/C に移行したものと考えられる。崩壊熱及び水-Zr 反応熱の熱のうち、実際に水に伝わって蒸発に寄与した程度、及び発生した水蒸気が S/C に流れ込んだ程度はいずれも不明であるため、これによる S/C 水位の上昇の下限値を推定することは困難である。一方、全ての崩壊熱及び水-Zr 反応熱が水の蒸発に寄与した場合に発生した水蒸気量が S/C に流れ込んだと仮定することで、S/C 水位の上昇の上限値を推定することは可能である。その場合の S/C 水体积の増加を以下の式で求める。

$$\Delta V_{SC} = \frac{Q_{decay} + n_{H^2} \Delta H}{\rho_{SC} h_{fg}} \quad (4)$$

ここで

ΔV_{SC} : S/C 水体积の増加[m³]

ρ_{SC} : S/C 水密度[kg/m³]

Q_{decay} : 第一回ベント開始時から 3 月 13 日 20:40 までの崩壊熱の積分値[J]

n_{H^2} : 水素発生量の積分値[**mol**]

ΔH : 水素 1mol 当たりの水-Zr 反応熱 : 293000[J/mol][3]

h_{fg} : 水の蒸発潜熱[J/kg]

S/C 水位の上昇の上限値を推定するため、式(4)に用いる各パラメータのうち事故進展シナリオに依存するもの (ρ_{SC} 、 n_{H^2} 、 h_{fg}) は、取り得る範囲の中で ΔV_{SC} が大きくなるような値とする。

S/C 水密度 ρ_{SC} は、図 6 に示す範囲で最も高い S/C 温度 (約 123℃) における水密度とする。水素発生量の積分値 n_{H^2} は、添付資料 2-9 に示すように、2 号機の炉内の Zr の全量 (被覆管、ウォーターロッド、スペーサ、チャンネルボックスを含む) が水-金属反応をした場合の水素発生量は約 1900kg であることから、3 号機も同等と考え、この量の水素を想定する。なお、被覆管に含まれる Zr のみを考慮した場合に発生しうる水素は約 1000kg であること、構造物表層の Zr は蒸気との接触により酸化されやすいと考えられる一方で、内

部は酸化されにくいと考えられることから、炉内で発生し得る正味の水素量は 1900kg よりも小さいものと考えられる。水の蒸発潜熱 h_{fg} は圧力が高いほど小さくなる。水蒸気が発生する原子炉の圧力は、3月13日12時過ぎに 3MPa 程度の最も高い値を示しているため、この圧力における蒸発潜熱を適用する。

上記の設定における S/C 水体積の増加量 ΔV_{SC} は約 400m³ となる。これを 2. 3. 1 で推定した 3月13日20:40 時点の S/C 水位の下限値 (S/C 底から約 6.8m) における S/C 水体積から除いた場合の S/C 水位は S/C 底から約 6.2m となる。したがって、第一回ベント開始後、ベント管内水位が下端まで押し下げられた時点での S/C 水位は S/C 底から 6.2m 以上と推定した。

S/C 水位の低下幅の推定

第一回ベント以降に S/C 水位が低下する要因としては、S/C ベントに伴う S/C の減圧沸騰や、S/C プール中を通過した非凝縮性ガスからのエネルギー流入による水の蒸発、S/C の放熱による S/C の温度低下による水密度の上昇などが考えられるが、これらを推定するための情報は現時点で得られておらず、S/C 水位の低下幅の推定は困難である。したがって、第一回ベント開始時の S/C 水位の上限値は、この評価からは推定できない。

(2) ベント開始時にベント管内の水が S/C 側に押し出されることによる S/C 水位の上昇幅について

(1) にて、第一回ベント開始後、ベント管内水位が下端まで押し下げられた時点での S/C 水位は 6.2m 以上と推定した。13日9:00 頃の圧力容器減圧前の D/W 圧力は、過大表示幅を考慮にいれても S/C 圧力より高い状態にあったと考えられる。この頃のベント管水位は S/C 水位よりも低く、6.2m 以下であると考えられるが、高めの値として 6.2m と考えると、ベント管内の水体積は約 170m³ となる。これを S/C 水位 6.2m における S/C 水体積から除いた場合の S/C 水位は、S/C 底から約 5.9m となる。

すなわち、前述の 13日20:40 時点の S/C 水位の推定の下限値 6.8m を基準に考えると、13日9時頃の第一回ベント開始時からの S/C 水位の上昇幅は、ベント時のベント管からの水の押し出し分 (最大 0.3m) と原子炉からの水蒸気流入分 (最大 0.6m) との合計として、最大 0.9m と推定した。

以上より、第一回ベント開始時の S/C 水位は S/C 底から約 5.9m 以上であり、真空破壊弁はこの時点で水没していたと推定した。

2. 4 評価結果を総合した第一回ベント時の S/C 水位の推定

2. 2 の S/C 水位に基づく第一回ベント開始時の S/C 水位の評価結果 (S/C 底から 6.84m~7.43m) は、2. 3 の格納容器圧力に基づく評価結果 (S/C 底から 5.9m 以上) に含まれている。また、2. 2 の評価は、ベント管水位挙動から D/W-S/C 間の差圧の過大表示幅の範囲も特定できるという点で、2. 3 の評価よりも範囲を絞り込んでいることは妥当と考えられる。したがって、2. 2 の評価結果 (S/C 底から 6.84m~7.43m) を採用する。

一方、2. 2 の評価については、代替 S/C スプレイの流入開始時刻を DDFP 起動時刻よりも遅くする必要があった理由が不明であること、スプレイ以外の要因による S/C 水位への影響 (2. 2. 3 感度ケース 3~6) も多少は有り得ることなどから、評価結果には不確かさがあるものと考えられる。

したがって、第一回ベント開始時の S/C 水位は、不確かさもふまえると S/C 底から 7m 前後にあったと考えられ、つまり真空破壊弁を超える高さにあったものと推定した。

3 事故進展シナリオの推定

推定した S/C 水位に基づき、その他のプラントパラメータの実測値を説明する事故進展シナリオを推定した。また、推定した事故進展シナリオとその他の観測事実との整合性の観点から、推定したシナリオの成立性について考察した。

3. 1 プラントパラメータを説明する事故進展シナリオの推定

この期間に測定されているプラントパラメータのうち、S/C 水位と関連の大きいパラメータは、D/W 圧力、及び S/C 圧力である。S/C 水位の実測値は 2. 2 の評価によって説明されるため、図 16 に示す D/W と S/C 圧力、及び両者の圧力差の挙動を説明する事故進展シナリオを推定する。

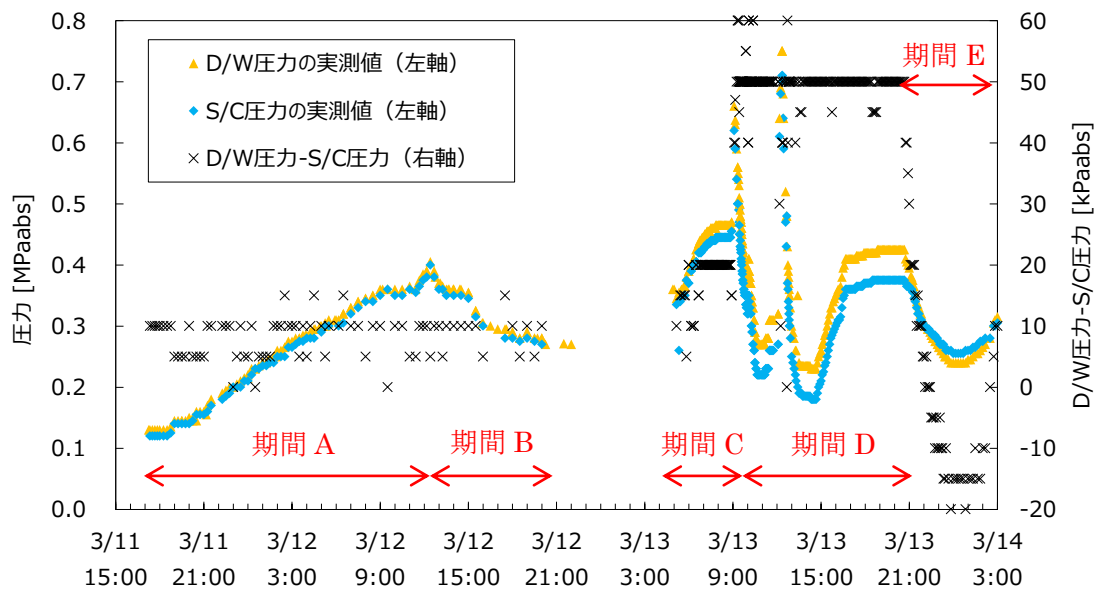


図 1 6 D/W と S/C の圧力の実測値、及び両者の圧力差

期間 A : 3 月 11 日 17:00 頃～3 月 12 日 12:30 頃

この期間は格納容器圧力が崩壊熱から推定されるよりも速い速度で上昇している。この原因として、S/C プールの温度成層化が生じていたと推定している（添付資料 3-7 参照）。しかし、この期間の実測値が D/W 圧力 \geq S/C 圧力となっている点については、実測値のずれの可能性も含め、定量的な解釈には至っていなかった。

今回の評価で、D/W-S/C 間の圧力差の過大表示幅は 5.9kPa～11.7kPa と推定した。この期間の圧力差の平均値は約 8.2kPa であるため、実際には D/W 圧力 \leq S/C 圧力との状況も有り得ることが示唆された。これにより、S/C 側に圧力上昇の要因があったという従来の推定が補強された。

期間 B : 3 月 12 日 12:30 頃～20:00 頃

この頃には代替 S/C スプレイの実施、HPCI 起動など、S/C 側に影響のある操作が行われている。したがって、この期間の格納容器圧力の低下は、S/C スプレイなどによって S/C プールの温度成層化が緩和され、S/C 水面及び気相部の温度が低下したことで、S/C 側の圧力が低下したことが原因と考えられる。しかし、S/C 側の圧力が低下すると、通常はベントクリアされ、D/W-S/C 間の圧力差は拡大するはずだが、実際には D/W 圧力は S/C とほぼ一定の圧力差を保ちながら低下しており、実測値の解釈が困難な点であった（添付資料 3-7 参照）。

このように想定される傾向と実測値の傾向が異なる原因として、D/W 側に

圧力低下の要因があった、真空破壊弁にリークがあった、といったシナリオが挙げられる。D/W 側の圧力低下の要因としては、この段階では D/W 圧力は設計圧力以下であり、D/W の損傷などによる漏えいは想定しづらいものの、S/C から移行する水蒸気量の低下などと相まって、D/W 内の構造物の吸熱による水蒸気の凝縮で圧力低下した可能性は否定できない。現時点ではシナリオを断定するには至っていないものの、上記のように圧力の傾向を説明するいくつかのシナリオを想定することが可能である。

期間 C : 3月13日 5:00 頃～9:00 頃

この頃は原子炉水位が低下し、炉心損傷・溶融が進展していた時期と推定している（添付資料 2-7 参照）。また、5:50～8:50 頃にかけて、原子炉圧力が緩やかに下降していることから、SRV を通じた S/C への微小な漏えいや、炉内計装などを通じた D/W への微小な漏えいが生じた可能性を挙げている（添付資料 3-4 参照）。しかし、この頃の格納容器圧力が D/W 圧力 > S/C 圧力であり、7 時頃以降は圧力差がほぼ一定となっている原因については、明確な解釈には至っていなかった。

今回の評価で、この期間には S/C 水位が真空破壊弁を超えて高かったと推定したため、真空破壊弁の作動によって D/W と S/C が均圧され、かつ、圧力差が過大に表示されていた、との解釈は困難であることが分かった。また、7:00 頃以降の圧力差 20kPa に対し、今回推定した圧力差の過大表示幅 5.9kPa～11.7kPa を考慮しても、やはり D/W 側の方が圧力がやや高かったことになる。したがって、D/W 側にも圧力上昇の要因はあるものの、ベントクリアするほどには S/C 側との圧力差が拡大していない状況であった、すなわち S/C 側にも圧力上昇の要因があったものと推定される。

この傾向を説明するシナリオとして、高温となった圧力容器から D/W への微小な漏えいが生じ、これと圧力容器から S/C 側への気相の移行状況との兼ね合いによって、D/W と S/C の圧力がバランスしていたというシナリオが考え得る。一方、2.2 の評価において、この頃のベント管水位は真空破壊弁上端付近となったことに着目すると、何らかの理由によって真空破壊弁またはその高さ付近で、D/W 側から S/C 側への微小なリークが発生しており、原子炉から D/W へ漏えいした気体が S/C 側に移行していたというシナリオも考え得る。現時点ではシナリオを断定するには至っていないものの、どちらのシナリオであっても、この時期に圧力容器から D/W への微小な気相漏えいが生じていた可能性は高いと考えられる。

また、8:50 から 8:55 にかけて、D/W 圧力は 465kPa[abs]から 470kPa[abs]まで 5kPa 上昇しており、S/C 圧力は 445kPa[abs]から 455kPa[abs]まで

10kPa 上昇している[1]。S/Cの方が圧力の上昇幅が大きいことから、主にS/C側に圧力の上昇要因があったことが示唆される。この原因として、SRVを通じた原子炉からの気相の流入が考えられる。既往の検討においても、9時頃の原子炉の急減圧の直前に見られる原子炉圧力にピークに着目し、熔融した燃料の一部が圧力容器底部に移行した際に蒸気発生が起こり、圧力が上昇した可能性、及びそれによってSRVが作動した可能性があるとして推定している（添付資料3-4の図7参照）。

D/W圧力が465kPa[abs]から470kPa[abs]に上昇した要因としては、圧力容器からD/Wへの微小な気相漏えいが継続した結果、たまたま8:50から8:55の間に5kPa刻みの測定値が1段階上昇した可能性もあるが、8時頃から1時間程度はD/W圧力が一定であったことも踏まえると、圧力容器からD/Wへの漏えいの状況が変化したのではなく、S/C側の圧力上昇の影響を受けてD/W圧力が上昇した可能性が考えられる。

一方、8:50から8:55にかけてD/W-S/C間の圧力差が20kPaから15kPaに低下していることに着目すると、この圧力差の低下幅の分だけ、ベント管水位は上昇したと考えられる。ベント管水位が上昇する要因としては、上述のSRVを通じた原子炉からの気相の流入によってS/C圧力が上昇し、S/C水位が押し下げられ、その分の水がベント管内に移行したことが考えられる。これにより、ベント管内の気相部を含めたD/W側の空間体積が減少し、気体が圧縮されたことでD/W圧力が上昇した可能性が考えられる。

以下では、8:50から8:55のベント管水位の上昇によるD/W圧力の上昇幅を概算する。この期間のD/W-S/C間の圧力差の低下幅は5kPaであり、これに対応するベント管水位の上昇幅として50cmを想定する。8:50時点のベント管水位は2.2の評価を参考にS/C底から5.9mを想定する。これが50cm上昇すると、D/W側の空間体積は約2%減少する。この割合でD/W圧力が上昇すると、この期間のD/W圧力は約10kPa上昇することになる。しかし実際にはD/W内の水蒸気の一部は圧縮されると凝縮し、その分は圧力の上昇に寄与しないため、D/W圧力の上昇幅はこれよりも小さくなると考えられる。この概算結果は、実測値のD/W圧力の上昇幅が5kPaであることと整合する。したがって、この期間のD/W圧力の上昇には、ベント管の水位上昇によってD/Wの気体が圧縮されたことが寄与していた可能性が高いと考える。

期間D：3月13日9:00頃～20:40

この期間には9:00頃に一回目、12:00過ぎに二回目のS/Cベントが実施されている（添付資料3-8参照）。運転員の操作記録や格納容器圧力の挙動から、一回目のベントは11:00前後に、二回目のベントは14:40前後にベント弁

が閉になったものと考えられる。

2. 1の推定2に示したように、この期間においてベント管内の水位はダウンカマ下端まで押し下げられていたと考えられ、S/C ベント期間に限らずベントクリア状態が継続していることは、圧力容器から D/W への気相漏えいなど、D/W 側に圧力上昇の要因があったことを示唆している。

なお、この圧力容器から D/W への気相漏えいの規模は、期間 C で想定される微小な漏えいよりも大きいものであった可能性がある。期間 D では運転員による SRV 開操作が継続されていたことから、S/C 側にも SRV を通じた気体の流入があった可能性があり、その状況でベントクリア状態が継続していることは、D/W 側にも相応の気相漏えいがあった可能性を示唆している。すなわち、期間 C では微小であった D/W への気相漏えいが、期間 D のいずれかのタイミングで拡大していた可能性があり、その発生時刻、規模、発生要因について検討の余地がある。(添付資料 3-12 参照)

また、3号機では S/C ベント時の S/C 水位が高かったことによって、S/C プールでのエアロゾルの除去（スクラビング）効果が大きかった可能性がある。ベント時の S/C 水位を仮に 7m とすると、これは通常水位 4.15m よりも 3m 程度高い水位である。プールスクラビングによるエアロゾル除去効果は、水深の増加に伴って除去効率が增加する傾向が実験で確認されており、水深 3m 弱で放出されたエアロゾルが数百～一万分の一程度に減少した例もある [4]。定量的な評価は困難であるものの、3号機の S/C ベント時にはこのように大きなスクラビング効果が得られ、エアロゾル状の放射性物質の放出量が抑制された可能性がある。

期間 E : 3月13日 20:40～3月14日 0:00

既往の検討において、この期間の格納容器の減圧速度が一回目、二回目の S/C ベントと比較して非常に遅いことや、D/W と S/C の圧力差の挙動から、格納容器圧力の低下の要因は S/C ベントではなく、D/W 側の漏えいと推定している (添付資料 3-8 参照)。しかし、D/W と S/C の圧力差に関して、格納容器内の水位がどのように変化していたかについては、具体的な推定には至っていない。

本検討では、この期間に S/C 水位が真空破壊弁よりも高い状態で D/W 側が減圧し、S/C 水が吸い上げられたことによる格納容器内の水位の変化を評価した。その結果、減圧後、D/W 側の水位は D/W 床から 1m 程度まで上昇した可能性が高いことが分かった。この時に D/W 側に移行した水が、圧力容器からペデスタルに落下した燃料デブリの冷却に寄与した可能性が考えられる。また、減圧中の S/C 気相部は閉空間であること、S/C 気相中の水蒸気圧は減圧

中も大きく変化しないであろうことを踏まえると、この期間の S/C 側の減圧の主要因は、非凝縮性ガスの体積膨張と考えられた。したがって、2 回の S/C ベント後も格納容器内に非凝縮性ガスである窒素または水素が残存していたか、原子炉内で新たに水素が発生したか、あるいはその両方が生じており、13 日 20:40 までに SRV 又はベント管を通じてそれらの非凝縮性ガスが S/C 側に移行していたものと考えられる。

3. 2 その他の観測事実に基づくシナリオの成立性の考察

推定した S/C 水位及びそこから推定される事故進展シナリオが、プラントパラメータ以外の観測事実に照らして成立し得るかについて考察する。ここでは、現在の 3 号機の D/W 内の状況に着目する。

図 17 に示すように、現在の 3 号機の D/W 内の水位は 1 号機よりも高いことから、D/W 下部のシェルは燃料デブリの接触による損傷には至っていないと考えられる。今回の評価で、14 日 0:00 の時点で、S/C 側から吸い上げた水によって D/W には床から 1m 程度の水があったと推定したが、その後 1:00 頃～7:00 頃にかけて格納容器圧力が上昇していること、D/W CAMS の指示値が 14 日 6:35 にピークを記録していることなどから、この D/W 水位が上昇したタイミングに前後して、圧力容器からペDESTAL へ燃料デブリが落下していたものと考えられる。格納容器圧力の変化に伴って水位の変動はあったと考えられるものの、この D/W 内に存在した水によって燃料デブリの冷却が進み、燃料デブリは落下後の拡がりや MCCI などによって D/W 下部のシェルに到達することが無く、シェルの損傷に至らなかった可能性が考えられる。一方、1 号機ではサンドクッションドレン配管からの漏えいが確認されているが、これは D/W 下部のシェルのどこかが燃料デブリの接触によって損傷した可能性を示唆している。

また、図 18 にイメージを示すように、3 号機ペDESTAL 内の堆積物の高さは 2m 以上と高い。これに対して 14 日 0:00 の時点での D/W 水位は高々 1m 程度であり、現在の堆積物の全てを冠水させるには至らなかったものと考えられる。ただし、水面下に落下した燃料デブリに対しては水による冷却が、また水面上に堆積した燃料デブリに対しては水面下の燃料デブリの熱で発生した水蒸気による冷却が、それぞれ働いた可能性がある。また、14 日 11:01 の 3 号機の水素爆発によって一時中断したものの、原子炉への注水は継続していたことから、燃料デブリが通過した圧力容器底部の破損口から注水が流下し、燃料デブリを上から冷却していた可能性もある。

なお、前述のように MCCI は D/W 下部のシェルに到達するほどには進んで

いないと考えられることや、大半の燃料デブリは圧力容器下部に落下していると考えられることを踏まえると、燃料デブリの多くはペDESTALに堆積している可能性が高い。また、燃料デブリに加えて、ペDESTALに存在する CRDハウジングや CRD 交換機、プラットフォームのグレーチングといった燃料デブリ以外の構造物が折り重なることで、堆積物の高さが高くなった可能性がある。

上記のように、今回推定した D/W 側の減圧によって D/W 内に水位が形成されたとのシナリオは、現在の 3 号機の D/W 内の状態（水位が高いこと、ペDESTAL内の堆積物の高さが高いこと）とも整合的であり、成立性があると考えられる。

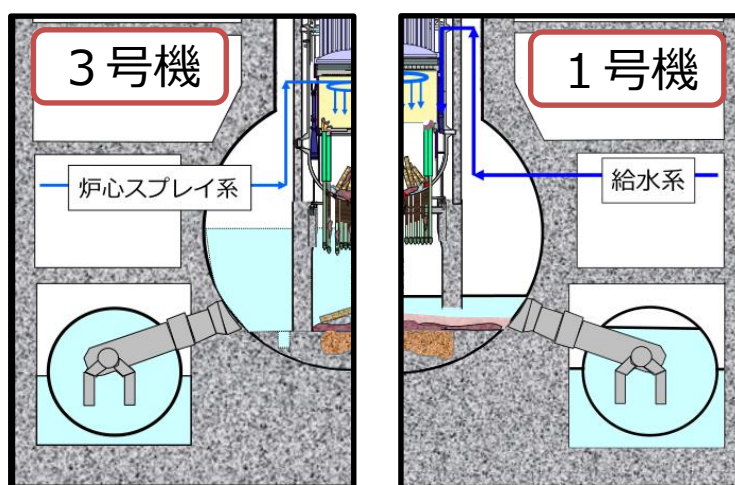


図 1 7 現在の D/W 内の水位

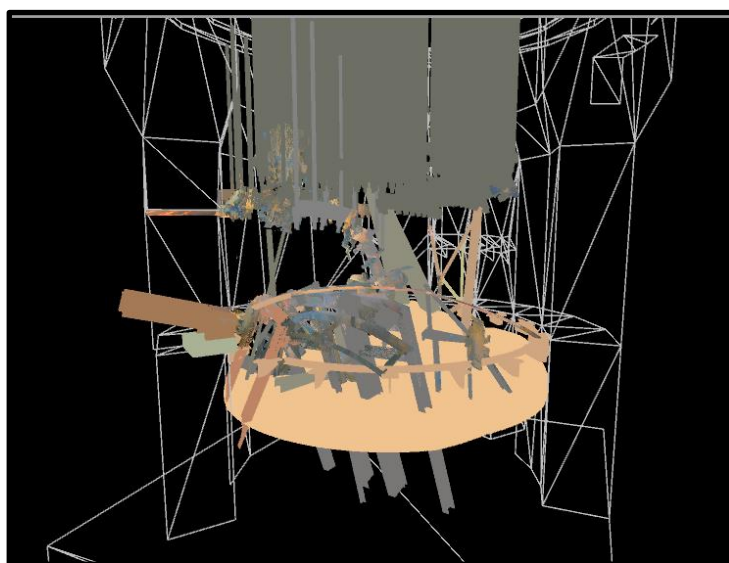


図 1 8 3 号機ペDESTAL内の映像からの堆積物の 3D 復元結果

4 まとめ

3月13日9:00頃のS/Cベント開始時のS/C水位は7m前後と、真空破壊弁を超えて高かったと推定した。また、当該水位から推定される事故進展シナリオは、現在の3号機のD/W内の状態（水位が高いこと、ペDESTAL内の堆積物の高さが高いこと）に照らしても成立性があると考えられる。

5 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係について

本検討より、3月13日9:00頃の3号機のS/Cベント開始時のS/C水位は7m前後あり、真空破壊弁を超えて高い状態にあったと推定した。真空破壊弁は、格納容器スプレイ等によりD/W圧力が低下しS/Cに対してD/Wが負圧になった場合にその負圧を解消することで格納容器の健全性を維持する機能を有している。従って、真空破壊弁の水没を回避する必要がある、そのためにはS/C水位の制御が重要である。

図19に柏崎刈羽原子力発電所における真空破壊弁の様子を示す。柏崎刈羽原子力発電所においては、格納容器内に蓄積される崩壊熱への対応として、残留熱除去系に加え、新たに設置した代替循環冷却系により格納容器内の水を熱交換器を介して循環させることでS/C水位の上昇を伴わずに除熱する手段を有しており、真空破壊弁が水没する恐れはない。上記の設備が使用できない場合には、除熱のため格納容器外部からの注水やスプレイを継続する必要がある、S/C水位は上昇するが、真空破壊弁が水没する前にスプレイを停止し、格納容器ベントを実施する手順としている。

また、真空破壊弁が水没した場合でも、ベント停止後等に格納容器スプレイを実施する場合には格納容器が負圧になる前にスプレイを停止すること、さらに中長期的には格納容器内に窒素ガスを供給することで、格納容器が負圧により破損することを防止する手順としている。

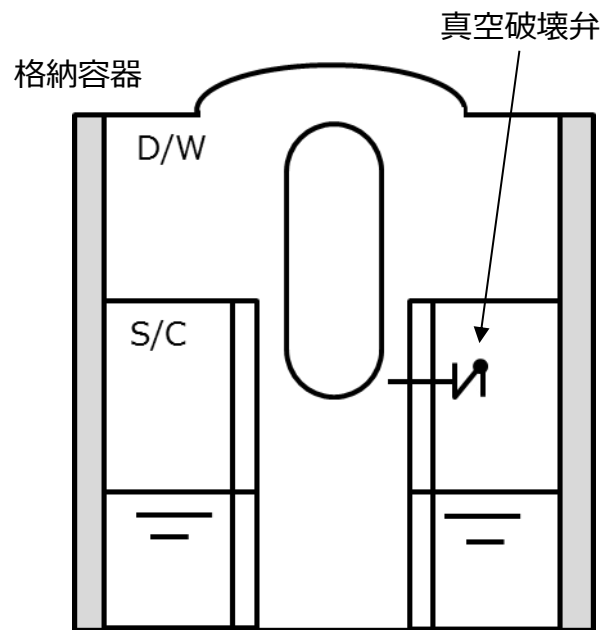


図 1 9 格納容器の真空破壊弁

参考文献

- [1] 東京電力株式会社, “3号機 東北地方太平洋沖地震後の運転員採取データ”, (2014/8/6)
- [2] OECD/NEA, “Benchmark Study of the Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant (BSAF Project) – Phase I Summary Report”, (2015/3)
- [3] (財)原子力安全研究協会 “軽水炉燃料のふるまい”, (1998/7)
- [4] 原子力規制庁, “プールスクラビングによるエアロゾル除去効果実験”, 第8回東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会, 資料4, p13 (2019/11/28)

3号機原子炉減圧後の事故進展について

※本資料は、添付資料2における検討課題リスト「3号機-8」に挙げられる格納容器ベント、「3号機-9」に挙げられる圧力容器からの気相漏えい、「3号機-10」に挙げられる格納容器からの気相漏えい、水素爆発といった13日9:00頃の原子炉減圧以降の事故進展について、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号機の事故進展シナリオについて既往の検討から、以下の内容などを推定している。

- ・13日9時頃の原子炉減圧は主蒸気逃がし安全弁（SRV）の自動減圧機能（ADS）が作動した可能性が高い（添付資料3-3）
- ・13日9時前、10時頃、12時頃の原子炉圧力の上昇は、燃料の一部が下部プレナムへ移行したことによるものと考えられる。13日12時頃までにはSRVの6弁開は維持されていなかった可能性がある。また、圧力容器からD/Wへの漏えいが発生していた可能性がある（添付資料3-4、添付資料3-11）
- ・ベント開操作は13日9時頃の一回目、12時頃の二回目のみが明確に成功していること、13日21時頃にはD/Wから原子炉建屋への漏えいが発生していた可能性がある（添付資料3-8）
- ・ベントによって数百kgの水素が4号機原子炉建屋側に移行した可能性がある（添付資料3-10）
- ・ベント時点ではS/C水位が高く、真空破壊弁が水没していた可能性がある。また、13日21時頃から14日0時頃にかけての格納容器圧力低下時にはS/C側の水がD/W側に移行していた可能性がある（添付資料3-11）

これらの推定を定量的な側面から検討するとともに、これらの推定における各イベントの具体的な時期などを推定することを目的として、これまでの検討を踏まえて14日0時までの事故進展シナリオを再整理し（2章）、その上で、原子炉圧力や格納容器圧力といった実測値を再現する解析を実施した（3章）。また、再現解析を通して、3号機及び4号機建屋の水素爆発メカニズムを考える上で必要な条件となる原子炉内における水素発生量とその移行状況についても検討した。

2. 事故進展シナリオの構築

プラントパラメータの分析、及びこれまでの検討を踏まえ、原子炉水位有効燃料頂部（TAF）到達から14日0時までの事故進展シナリオを図1の通りに構築した。図中の下線の項目は、その発生時期等を精緻化した部分である。各項目の根拠を2.1以降に示す。

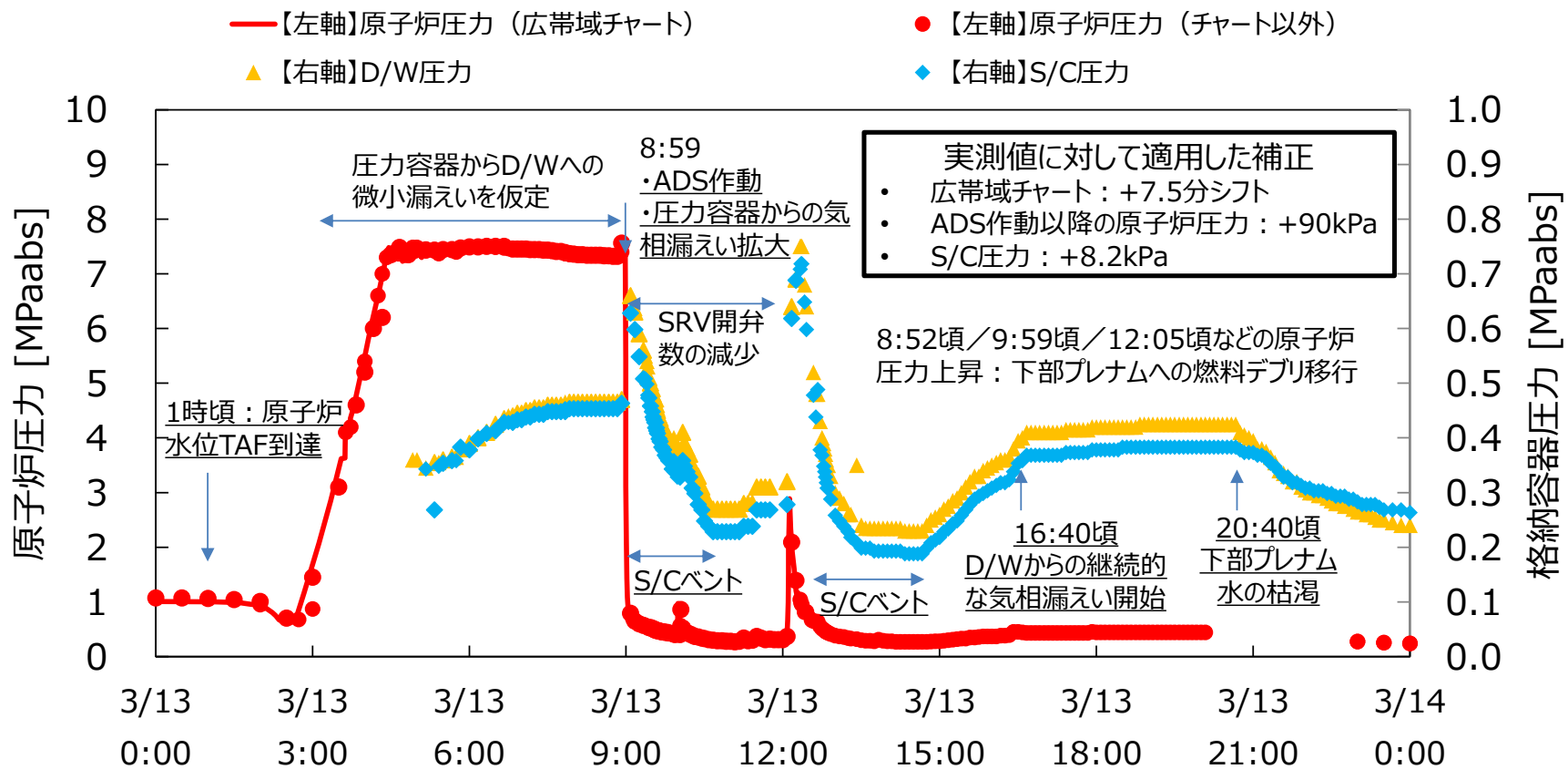


図1 構築した事故進展シナリオ

2. 1. 実測値の補正について

3号機の原子炉圧力、D/W 圧力及び S/C 圧力の実測値を図 2 に示す。原子炉圧力については、D/W と S/C の圧力を大きく下回る期間があることから、過小に表示されていた可能性がある。また、添付資料 3-11 に示したように、D/W と S/C の圧力差が過大に表示されていた可能性がある。これらの圧力の実測値の補正について検討した。また、原子炉圧力広帯域チャートの時刻のずれの可能性について検討した。

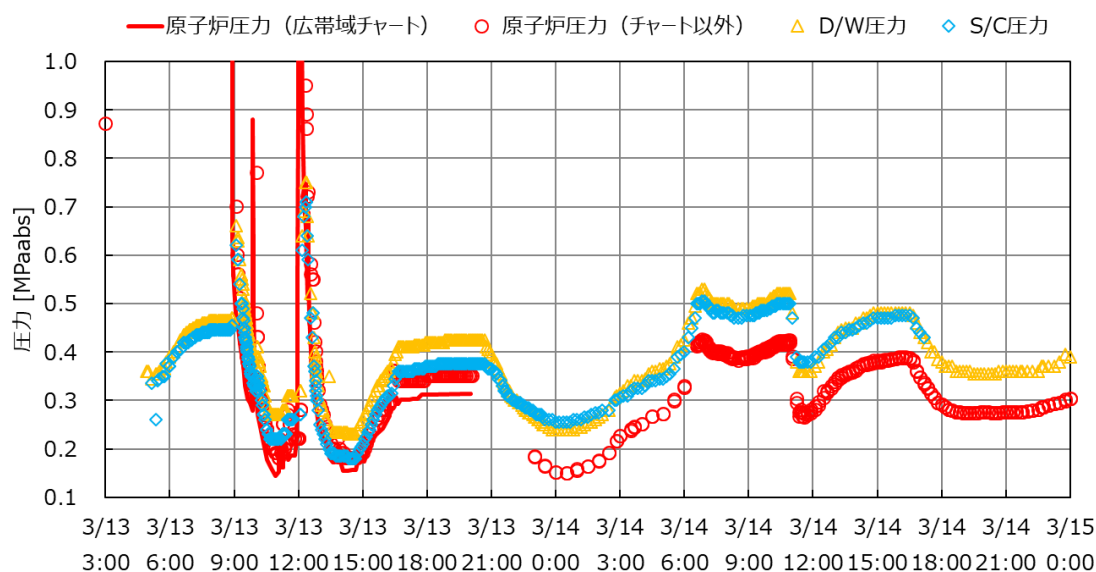


図 2 3号機の原子炉圧力、格納容器圧力の実測値（補正なし）
（チャートのデータはデジタイズし図示したもの、以降の図も同様）

(1) D/W 圧力の補正について

2011年3月21日以降、D/W 圧力は概ね大気圧近傍となっている。2011年7月16日にD/W 圧力の計器を変更しているが、その前後でD/W 圧力の実測値はほとんど変化していないことを踏まえると、計器変更前のD/W 圧力は概ね正しいと考えられることから、D/W 圧力に対する補正を行う必要はないと判断した。

(2) S/C 圧力の補正について

12日12時頃までのRCIC作動期間には、S/C プールの温度成層化によって格納容器圧力が上昇したと推定している（添付資料 3-7 参照）。その場合、S/C 側の圧力がD/W 側の圧力よりもわずかに高くなるはずだが、圧力の実測値はD/W 側の方がS/C 側よりも概ね5kPa～10kPaの範囲で高くなっている。

る。これは D/W 及び／又は S/C の圧力の実測値のずれの可能性を示唆している（添付資料 3-11 参照）。ただし、(1) に述べたように D/W 圧力の実測値は概ね正しいと考えられることから、S/C 側の圧力を補正することとした。補正幅は、上記の期間における D/W-S/C 間の圧力差を打ち消す観点から、当該期間の圧力差の平均値である 8.2kPa を S/C 圧力に加えた。

(3) ADS 作動以降の原子炉圧力の補正について

図 3 に 13 日 9 時以降の原子炉圧力 (A 系) と D/W 圧力の差分を示す。原子炉圧力に補正を加えない場合、一回目の S/C ベント期間中も含め、原子炉圧力が D/W 圧力を下回っている。また、14 日 0 時頃以降は、ほぼ一定の圧力差が長期間維持されている。

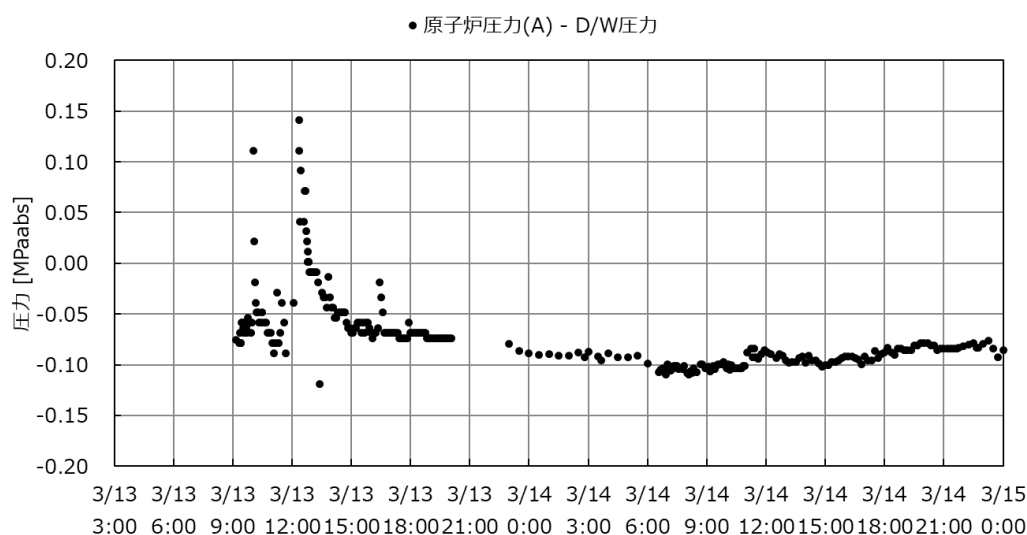


図 3 原子炉圧力と D/W 圧力の実測値の差

一方、13 日 10 時頃、及び 12 時頃の原子炉圧力の上昇は、圧力容器内に水位が存在することを示唆しており、この時点では下部ヘッドは損傷しておらず、主要な熱源は圧力容器内にあったと考えられる。したがって、少なくとも一回目の S/C ベント期間中に原子炉圧力が D/W 圧力を下回することは考えにくい。また、14 日 6 時半頃には D/W CAMS(A) の値が最大値 (170Sv/h) となるなど、下部ヘッドが損傷して燃料が圧力容器外に移行した可能性を示唆する実測値が得られている。3 号機の格納容器内部調査の結果をふまえても、下部ヘッドの損傷口はある程度の大きさであると考えられるため、そのような穴が開いた状況の中、原子炉と格納容器の間にほぼ一定の圧力差が長期間維持される状況は考えにくい。上記の矛盾点を解消し、14 日 0 時以降の原子炉圧力と

D/W 圧力の差を最小化する観点から、ADS 作動以降の原子炉圧力に+90kPa の補正を加えることとした。

なお、原子炉圧力のずれの要因としては、原子炉圧力計と接続されている基準面器側配管内の水柱の蒸発と、計器のずれの可能性が考えられる。このうち基準面器側配管内の水柱については、13 日 9 時頃の ADS 作動による原子炉減圧以降、一部の期間を除いて格納容器貫通部まで空であったと推定している（添付資料 3-9 参照）。この水柱の高さは格納容器内に約 6m あり、13 日 9 時以降、原子炉圧力は水頭圧の分、約 60kPa 過小に表示されていたと考えられる。今回の推定においては補正幅を 90kPa としており、残りの約 30kPa 分は計器のずれによるものとした。

（４）原子炉圧力広帯域チャートの時刻のずれについて

図 4 にスクラム前後の原子炉圧力広帯域（W/R）チャートデータと過渡現象記録装置の原子炉圧力のデータを示す。両者を比較すると、時刻のずれが見られ、チャートデータを+7.5 分シフトすることで過渡現象記録装置のデータの傾向とよく一致する。また、図 5 に示すように、13 日 9 時以降のデータについても、原子炉圧力広帯域チャートデータを+7.5 分シフトすることで、チャート以外の原子炉圧力データ（数表データ及び運転員採取データ）と良く一致する傾向となる。したがって、原子炉圧力広帯域チャートの時刻に+7.5 分の補正を加えることとした。

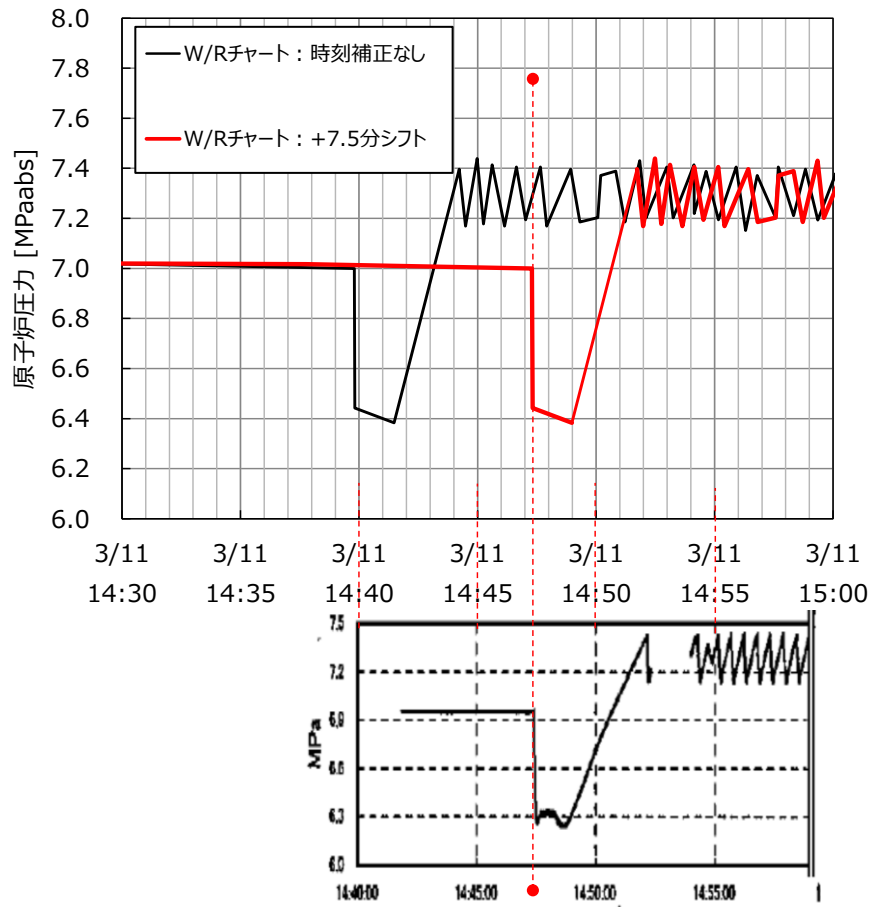


図 4 スクラム前後の原子炉圧力広帯域チャートデータと過渡現象記録装置の原子炉圧力データの関係（時刻補正のみ実施）

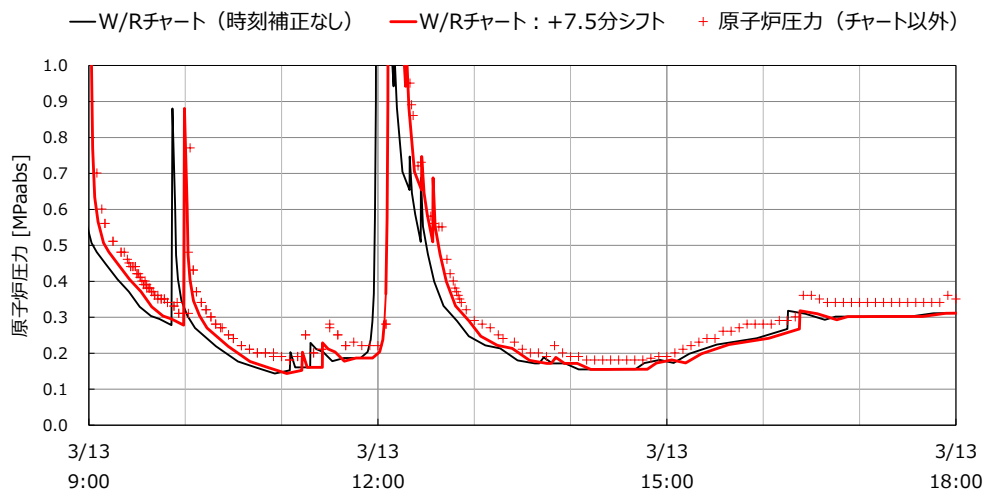


図 5 13日9時以降の原子炉圧力広帯域チャートデータとチャート以外の原子炉圧力データの関係（時刻補正のみ実施）

2. 2. 原子炉水位 TAF 到達時刻について

12日18:00～13日3:00の原子炉圧力の挙動を図6に示す。原子炉圧力は12日12:36のHPCI起動により低下し、その後12日22時頃から13日1時頃にかけてほぼ一定となっている。この原子炉圧力がほぼ一定となっている期間には、崩壊熱による水蒸気の発生とHPCIのタービンを駆動するための抽気とが均衡していたと考えられる。13日1時頃からこの関係が崩れ、原子炉圧力は低下に転じている。この原因として、水蒸気の発生量の減少、または、HPCI抽気量の増加が考えられる。

事故当時のHPCIの運転については、起動停止に伴うバッテリーの消費を避けること、原子炉水位確保を安定して行うことを目的に、注水の一部を水源であるCSTに戻し、さらに流量制御器を用いることで、原子炉への注水量を調整していた。電源喪失に伴い原子炉の水位が監視できなくなった12日20:36以降は、原子炉へ確実に注水されるようHPCIの流量の設定値を若干あげて、原子炉圧力やHPCIの吐出圧力などにより運転状態を監視していた。

原子炉圧力が低下に転じる13日1時頃にHPCI抽気量の増加に繋がる操作が行われた記録はない。

当時の状況をふまえると、この圧力低下については、HPCIによる注水が十分ではなく、13日1時頃に原子炉水位がTAFに到達し、以降は圧力容器内の保有水量の減少に伴って水蒸気の発生量が徐々に減少し、原子炉圧力が低下に転じた可能性が高いと考えられる。

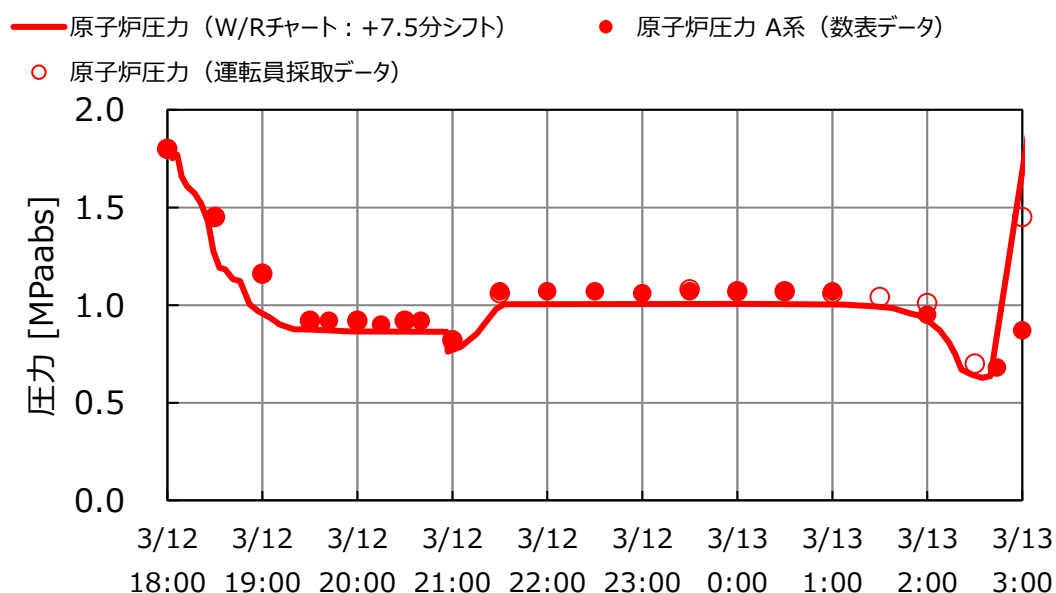


図6 12日18時から13日3時の原子炉圧力

2. 3. ADS 作動時刻について

図 7 に 13 日 3 時から 9 時の原子炉圧力を示す。広帯域チャートデータは +7.5 分シフトさせている。狭帯域 (N/R) チャートは HPCI 起動時に原子炉圧力が測定レンジを下回ったため、直流電源の延命のため電源を OFF にしており、その分実際の時刻とずれている。そこで、他の圧力データの挙動と整合するよう、狭帯域チャートデータを +818 分シフトさせている。それぞれの圧力データには数 10kPa 程度のずれはあるものの、圧力の変化のタイミングは良く一致している。

図 8 に 13 日 9 時前後の原子炉圧力を示す。時刻補正後のチャートデータでは、原子炉の減圧は 8:59 台に開始している。よって、ADS 作動時刻は 8:59 とした。

なお、図 7 に示すように、数表データ及び運転員採取データ、広帯域/狭帯域チャートデータには、最大 50kPa 程度の差が見られる。このことは、原子炉圧力の実測値には数 10kPa 程度の一定のずれが存在し得ることを示唆しており、前述の ADS 作動以降の原子炉圧力の補正において計器のずれとして 30kPa 程度を見込む必要があったことと関連している可能性がある。

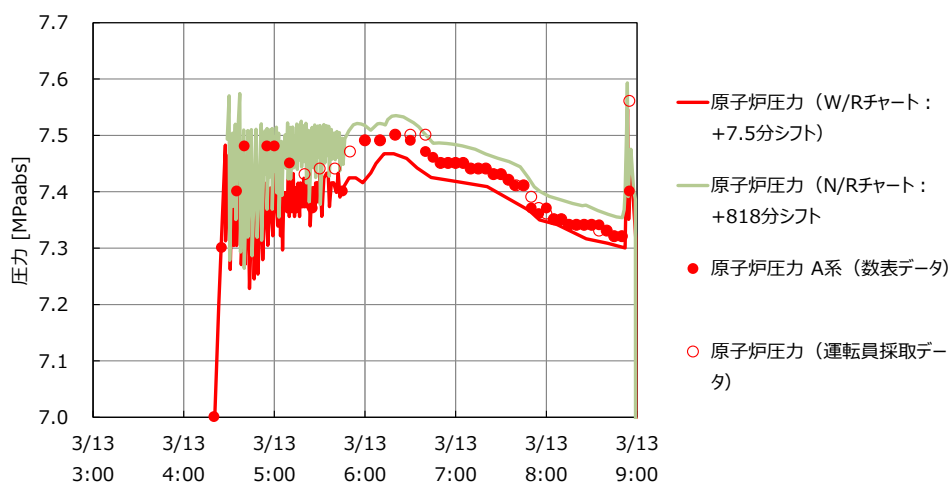


図 7 13 日 3 時～9 時の原子炉圧力データ (時刻補正のみ実施)

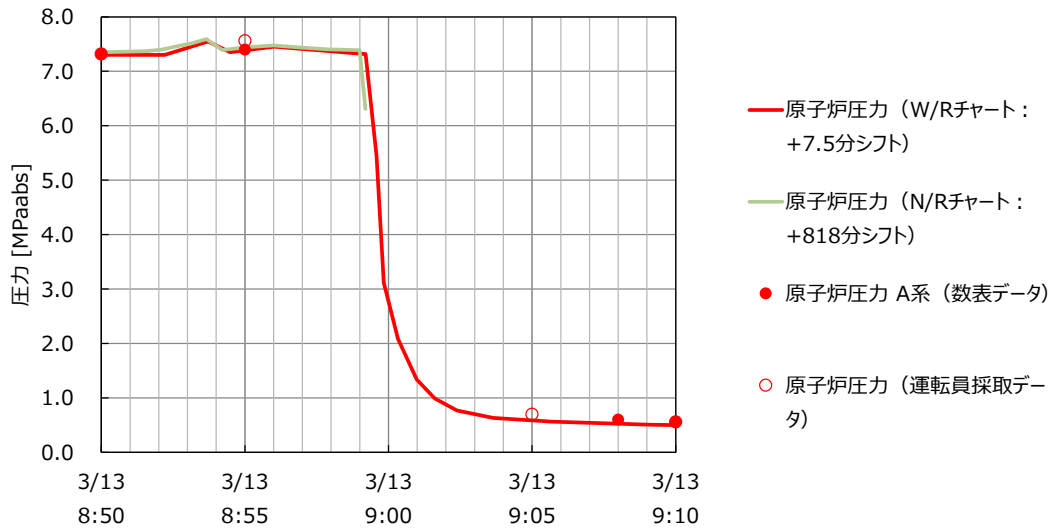


図 8 13 日 9 時前後の原子炉圧力 (時刻補正のみ実施)

2. 4. 圧力容器から D/W への気相漏えいについて

(1) 微小漏えいの発生について

図 7 において原子炉圧力が振動している 4:30 頃～5:50 頃にかけては SRV が作動し、原子炉内で発生した気体は SRV を通じて S/C に移行していたと考えられる。

一方、この頃にはすでに真空破壊弁は水没していたと推定している (添付資料 3-11 参照)。その状態で SRV が作動して S/C に気体移行すると、真空破壊弁が作動しないため、D/W 側に圧力上昇の要因がない限りは、S/C 圧力は真空破壊弁の作動設定圧を超えて D/W 圧力よりも高くなるはずである。

しかし実際には図 9 に示すように、D/W-S/C 間の圧力差が得られ始めた 5:10 以降、S/C 圧力を補正してなお D/W 圧力は S/C 圧力よりもやや高くなっている。このことは、D/W 側にも圧力上昇の要因があったことを示唆している。

さらに、図 7 において 6 時過ぎから 9 時前まで原子炉圧力が緩やかに低下しており、図 2 に示すように同時期に格納容器圧力が上昇している。

これらの要因として、圧力容器から D/W への漏えいが考え得る。なお、図 9 に示す D/W と S/C の圧力差は小さいこと、及び、6 時過ぎから 9 時前までの原子炉圧力の低下は緩やかであることから、この時点で圧力容器から D/W への漏えいが生じていたとしても、比較的小さなものであったと考えられる。

このように微小な漏えいが構造上生じ得るか、また、長時間維持され得るかについては議論の余地はあるものの、ここでは一つのシナリオとして、D/W-S/C 間の圧力差が得られ始めた 5:10 までに、圧力容器から D/W への微小な気相漏えいが生じたと仮定した。

この時期は原子炉水位が低下し、圧力容器内の気相部は高温になっていたと考えられ、圧力容器から D/W への漏えいが生じていたとすれば、この高温の影響を受けたものである可能性が高い。漏えい箇所の候補としては、原子炉の計装系配管や、SRV のガスケット等が考え得る。

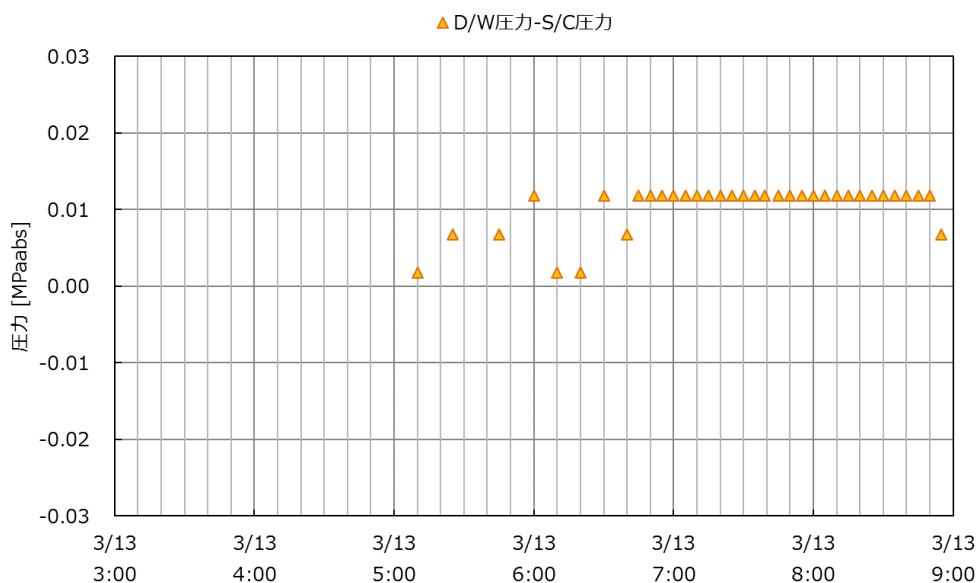


図9 ADS 作動前の D/W-S/C 間の圧力差
(補正 : D/W 圧力補正なし / S/C 圧力+8.2kPa)

(2) ADS 作動と同時期の漏えいの拡大について

8:59 の ADS 作動により S/C 側に大量の気体が流れ込み、一時的には S/C 圧力が D/W 圧力よりも高くなったと考えられる。一方、図 10 に示すように、ADS 作動直後の 9:05 の時点で、S/C 圧力は D/W 圧力よりも 30kPa 程度 (S/C 圧力に+8.2kPa の補正を加えた場合) 低くなっている。したがって、データにはないものの 8:59 から 9:05 までのわずか数分のうちに、S/C 圧力は D/W 圧力よりも高い状態から低い状態に遷移したことになる。

この頃、ADS 作動により格納容器圧力が上昇し、ラプチャーディスク設定圧に到達して S/C ベントが開始したと推定している (添付資料 3-8 参照)。ベントによる S/C からの気体放出によって徐々に D/W 圧力が優位となることは想定されるものの、その変化がわずか数分のうちに生じるとは考えにくい。したがって、D/W 側の圧力上昇の要因として、ADS 作動とほぼ同時期に圧力容器から D/W 側に相応の漏えいがあるものと想定した。2.4 (1) に記載したように、ADS 作動前に既に圧力容器から D/W への微小な漏えいを仮定して

いるため、ここでは漏えいが拡大したものと表現する。この漏えいの拡大したという想定の要否については、後述する解析によって確認する。

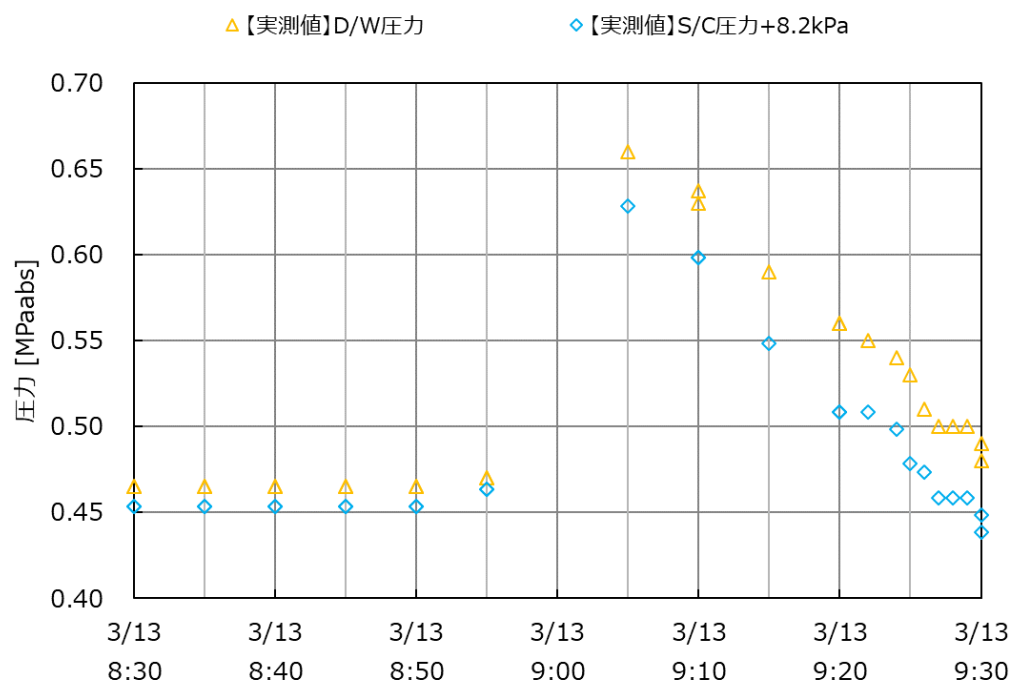


図 10 ADS 作動前後の格納容器圧力

2. 5. SRV 開弁数の減少について

図 11 に示すように、12 時頃の原子炉圧力の上昇後の低下速度は、9 時頃の低下速度と比べて緩やかであることから、9 時頃に ADS 機能が作動することで 6 弁開をしていたとしても、この頃には 6 弁全てを全開状態に維持できていなかった可能性がある（添付資料 3-4 参照）。

また、13 日 9:08 頃、SRV 制御盤の状態表示灯は(A)(G)の SRV が中間開（開を表す赤ランプがチカチカと点滅を繰り返す、閉を表す緑ランプと両方が点灯した状態）となり、残りの 4 弁が開表示を示さなかったことから、この時刻にはすでに SRV が 6 弁開を維持できていなかった可能性もある。

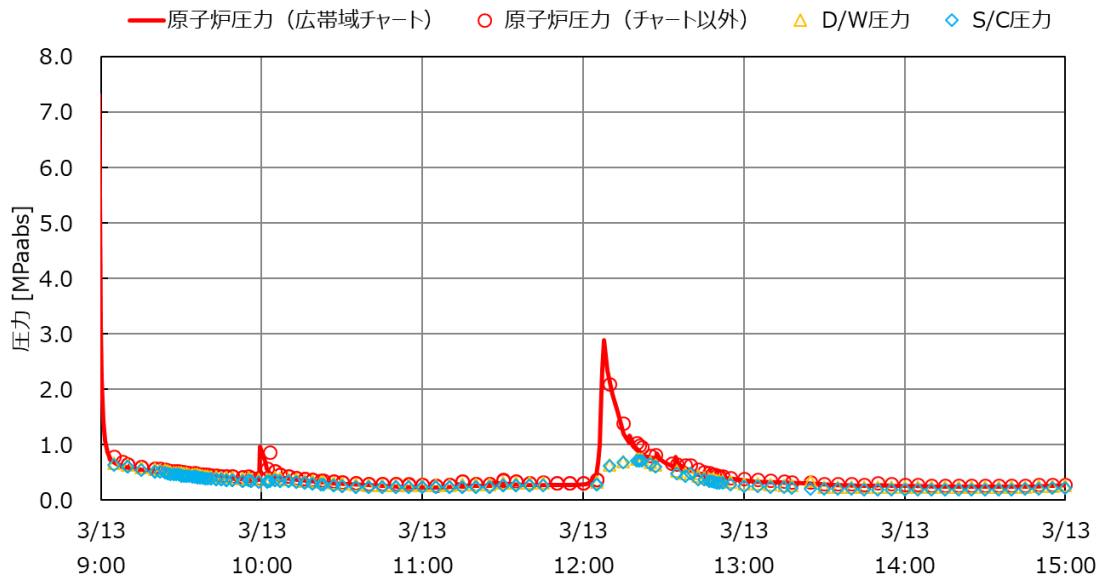


図 11 ADS 作動以降の原子炉圧力

なお、SRV が不動作となる要因としては以下が考えられる（添付資料 2-12 参照）。

- ① 作動環境の悪化
- ② 作動回数による N₂ ガスの供給圧力不足
- ③ 仮設バッテリーの接続不良や容量不足（=電源不足）
- ④ 繰り返し作動による損傷影響
- ⑤ N₂ ガス供給圧力、原子炉圧力、格納容器圧力の関係による力学的要因

このうち①については、圧力容器からの放熱、気相漏えいなどによって格納容器内の環境が温度・湿度・放射線等の観点で過酷になっていたと考えられる。例えば電磁弁等で使用しているシール材が劣化し、SRV の駆動に使用する N₂ ガスが漏えいすることで、SRV を開けることができなくなった可能性はある。

②については、ADS 用アキュムレータ容量は N₂ ボンベからの供給ができない場合でも最低 5 回 SRV が作動するよう設計されていることから、ADS 作動後もアキュムレータの窒素量には余裕があったと考えられ、N₂ ガスの供給力不足による閉の可能性は除外してよいと考える。

③については、13 日 3 時台に中央制御室からの遠隔操作で SRV の開操作を行ったところ原子炉圧力が低下しなかったことから、この時点で電源不足となっていた可能性があるものの、その後 DC 駆動のポンプを順次停止させたこと

で DC 電源の負荷が軽減され、SRV の ADS 機能が作動するのに必要な電源容量を確保できた可能性がある（添付資料 3-3 参照）。このように電源容量に余裕がなかったことによって、電磁弁を短時間しか励磁できず、9:08 頃の時点ですでに 6 弁開が維持できなくなっていた可能性は考え得る。

④については、ADS 作動後に中間開あるいは閉に移行した要因としては考慮する必要はない。

⑤については、たとえ圧力容器と格納容器の圧力差がなかったとしても、ADS 機能の電磁弁を励磁させれば力学的には十分に SRV を全開にできるため、力学的要因によって閉となった可能性は除外してよいと考える。

以上より、ADS 作動後に SRV が閉となったとすると、その要因は①の作動環境の悪化、③の電源不足が考えられる。

2. 6. S/C ベント期間について

図 12 に 13 日 9 時から 15 時頃にかけての格納容器圧力と、グラフ上部には 1 時間に 1 回記録されているふくいちライブカメラの映像[1]における 3/4 号機排気筒からの水蒸気の放出の有無を示す。この図に基づき、一回目、二回目のベント期間の想定について述べる。

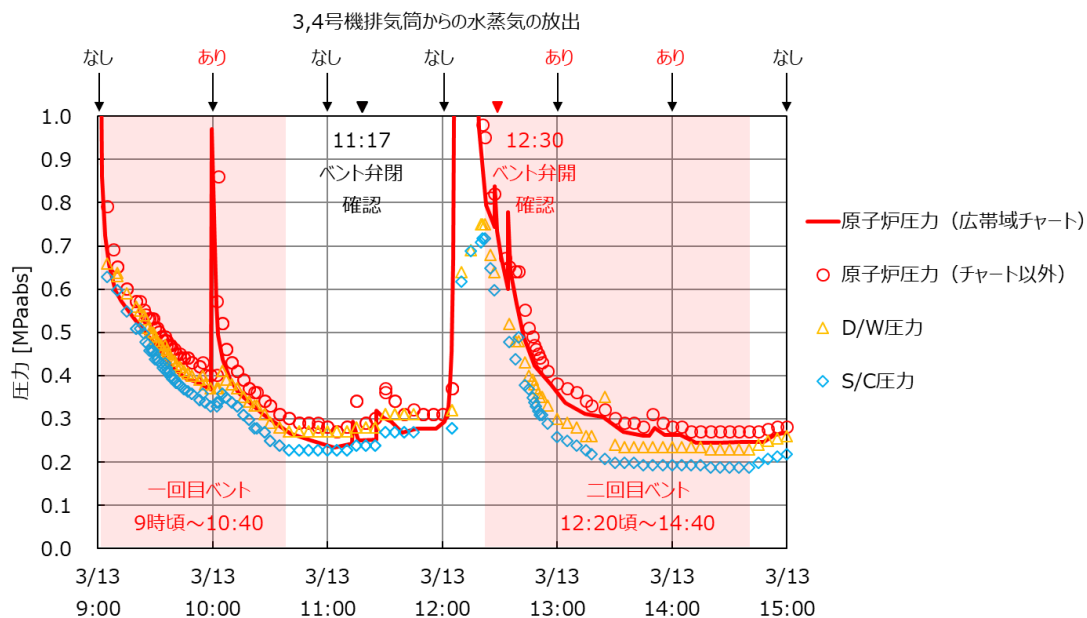


図 12 格納容器圧力の挙動と排気筒からの水蒸気放出の有無
(補正：チャート+7.5分シフト、原子炉圧力+90kPa、S/C圧力+8.2kPa)

(1) 一回目のベントの期間について

8:59のADS作動により格納容器圧力が上昇し、ラブチャーディスクの作動設定圧に到達してS/Cベントが開始されたと考えられる。9時の時点のライブカメラの映像では排気筒から放出される湯気は見えないことから、当該の映像はベント直前の様子をとらえたものと考えられる。ラブチャーディスクの作動設定圧を超える原因となった原子炉圧力の低下が8:59頃であること、以降採取されている格納容器圧力について9:05～9:10にかけて圧力が低下していることから、一回目のベント開始時刻は9時直後と考えた。

また、10:40以降、それまで低下し続けていた格納容器圧力が一定となっている。この原因として、10:40時点でベント弁が閉となった可能性と、10:40時点ではベント弁は開いていたものの、S/Cプールの減圧沸騰量が大きくなったことで圧力低下が緩やかになった可能性が考えられる。仮に減圧沸騰であれば、S/C圧力の静定する値は一回目と二回目のベント中で同程度、又はS/Cへの入熱の分だけ二回目のベント中の方が高くなるはずだが、前者は220kPa[abs]、後者は180～190kPa[abs]（いずれも補正なし）と、二回目のベント中の方が低くなっている。したがって、10:40時点の圧力低下速度の変化は、ベント弁が閉となったことによるものと考えられる。操作の記録には、「ポンベ圧力抜けによりS/Cベント弁(AO弁)大弁が閉となった」とあり、閉となった原因はポンベの圧力抜けであったと考えられる。

(2) 二回目のベント期間について

12:20頃から格納容器圧力が低下していること、12時のライブカメラの映像では排気筒から放出される水蒸気が見られず、13時には見られることから、12:20頃に第二回ベントが開始されたと考えられる。

また、14:40頃から格納容器圧力が低下から上昇に転じていること、同映像では排気筒から放出される湯気が14時には見られ、15時には見られないことから、14:40頃にベント弁が閉となった可能性が高い。

2. 7. 下部プレナムへの燃料デブリの移行について

図5及び図7に示したように、時刻を補正したチャートデータでは、8:52頃、9:59頃、12:05頃に原子炉圧力が大きく上昇している。これは添付資料3-4でも述べたとおり、燃料が下部プレナムへ移行した際の気体の発生をとらえたものと考えられる。なお、これ以外の原子炉圧力がわずかに上昇しているタイミングにおいても、小規模な移行が生じていた可能性がある。

2. 8. D/W からの継続的な気相漏えいの開始、及び下部プレナム水の枯渇について

図 13 に 11 日 15 時から 14 日 0 時までの格納容器圧力を示す。13 日 21 時頃以降の格納容器圧力が低下する期間に、D/W 側の圧力が S/C 側の圧力よりも低い状態になっている。このことから、この頃には D/W からの気相漏えいが生じていたと考えられる（添付資料 3-8 参照）。

また、データの残る範囲では 13 日 9 時頃までの格納容器圧力は設計圧力（約 490kPa[abs]）以下にある。漏えいの開始を思わせる圧力の変化も見られないことから、13 日 9 時までには有意な漏えいは生じていないと考えられる。13 日 9 時頃と 12 時過ぎに格納容器圧力は設計圧力を超えて上昇しているが、その期間は短い。圧力上昇の後に続く S/C ベントによって圧力は低下し、S/C ベント弁が閉となったと考えられる時刻以降は、格納容器圧力は上昇している。したがって、13 日 14:40 までに格納容器からの継続的な漏えいが発生していた兆候は、格納容器圧力からは読み取れない。

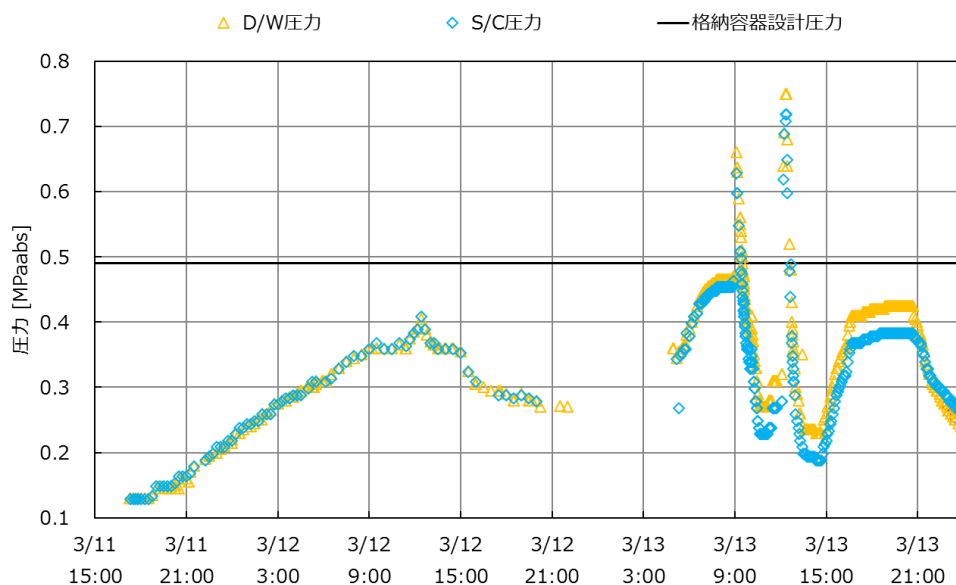


図 13 格納容器圧力（11 日 15 時～14 日 0 時）

図 14 に 13 日 14 時から 14 日 0 時までの格納容器圧力及び原子炉圧力を示す。16:40 にそれまで上昇していた格納容器圧力がほぼ一定となっており、20:40 にはほぼ一定であった格納容器圧力が低下に転じている。この要因としては、D/W からの気相漏えいの開始、気体の発生量の減少（圧力容器内の水の枯渇による水蒸気発生量の減少）、の 2 つが考え得る。

原子炉圧力を見ると、補正による不確かさは有り得るものの、16:40 から

20 時頃の期間は原子炉圧力が D/W 圧力よりもやや高かったと考えられる。この期間の圧力差は、原子炉内で発生した気体が D/W 側に漏えいする際に生じる圧力損失に相当すると考えられる。一方で、圧力容器からの漏えいがあるにもかかわらず格納容器圧力は上昇していないとすれば、16:40 以降は D/W からの気相漏えいが発生していた可能性が高い。16:40 時点の格納容器圧力は設計圧力よりも低く、圧力の観点からは漏えいが発生する可能性は低い。温度の観点からは、圧力容器からの気相漏えいによって D/W 内が高温となっていた可能性があるため、ゴム製のシール部などに過温による損傷が生じたというシナリオは想定し得る。

一方、14 日 0 時頃以降は、格納容器圧力の上昇や、D/W CAMS(A)が 14 日 6 時半頃にピーク値 (170Sv/h) を記録していることなど、圧力容器下部ヘッドの損傷を思わせる実測値が得られている。また、この頃の消防ポンプによる原子炉注水量は平均的には 36m³/h (=10kg/s) 程度と、崩壊熱による水の蒸発量 (~5kg/s) よりも大きいものの、消防ポンプ吐出量の一部が他系統・機器へ流れ込み、原子炉内に全量は注水されていなかった可能性が高い。したがって、下部プレナムに燃料が移行している状況では、注水によって圧力容器内の水位 (下部プレナム内の水位含む) を維持・上昇させることができず、圧力容器内の保有水量が減少していった可能性も考え得る。これらを踏まえると、14 日 0 時よりも前に下部プレナム内の水の枯渇が生じていた可能性が高いと考えられる。

下部プレナム水が枯渇すると、原子炉内の水蒸気の発生量が減少するため、格納容器からの漏えいがある状況においては、格納容器圧力低下の要因となり得る。これは 20:40 前後の格納容器圧力の変化と整合するため、20:40 からの圧力低下は下部プレナム内の水の枯渇によるものと想定した。

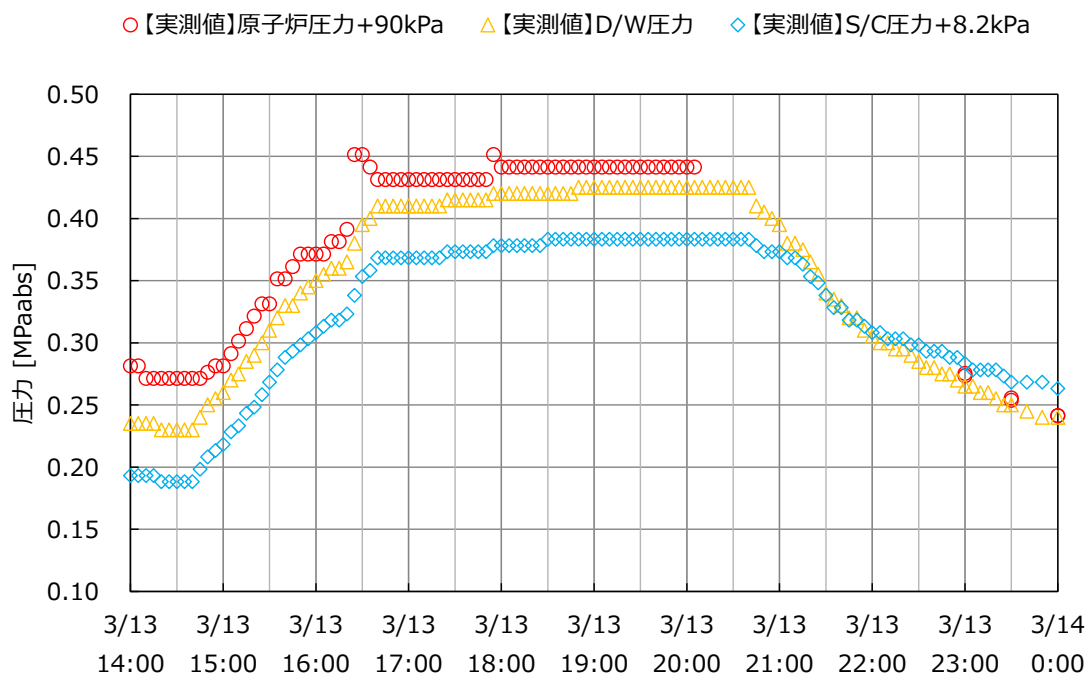


図 14 格納容器圧力及び原子炉圧力（13 日 14 時～14 日 0 時）

3. 実測値を再現する解析による事故進展シナリオの検討

構築した事故進展シナリオについて、実測値を再現する解析を通して定量的な側面から検討する。また、この再現解析を通して、事故進展上重要なパラメータの範囲を評価する。

3. 1. 評価の考え方

炉心損傷後は、圧力容器内における水素を含む気体の発生、SRV 等を通じた格納容器への気体の移行、格納容器からの漏えいなど、プラントの圧力挙動に対して影響が大きく、かつ不確かさの大きいパラメータが複数存在する。したがって、再現解析によって個々のパラメータに関する最も確からしい状態を特定することは困難である。

これを踏まえ、以降の再現解析では、特定のパラメータに着目し、それ以外のパラメータを構築した事故進展シナリオに沿った中で調整することで、プラントの圧力挙動を再現しつつ、着目するパラメータの範囲（最大値及び／又は最小値）を評価する。評価の手順を以下に示す。

- ① 着目パラメータを最大化／最小化する方向にその他のパラメータを設定
- ② 着目パラメータを変化させつつ再現解析を実施
- ③ 圧力の再現性を確認（再現しない場合は①または②に戻る）

着目するパラメータとしては、事故進展を理解する上で特に重要と思われる、水素発生・移行量、ADS 作動後の圧力容器からの気相漏えい面積、及び、ADS 後の SRV6 弁開が維持された期間を選定する。

3. 2. 再現解析

解析には、熱流動解析コード GOTHIC v8.3(QA)を用いた。

解析体系の概要を図 15 に示す。流体の流れる空間として、原子炉圧力容器、格納容器、原子炉建屋、ベント配管等を模擬している。また、それらを接続する流路、弁などを模擬している。SRV や圧力容器及・格納容器からの漏えいについては、これらの流路と弁を設定することで模擬している。各領域をつなぐ矢印は、流体の移行経路を示す。

格納容器スプレイ、原子炉注水、原子炉内の水素及び水蒸気の発生については、実測値の圧力を再現可能な量を調整できるようにする等の目的から、流入境界として外部入力値を与えている。

また、圧力容器内、格納容器内の温度を評価するため、燃料や制御棒等の炉内構造物、圧力容器・格納容器の壁、格納容器内のコンクリート等を模擬し、燃料に対しては崩壊熱、及び設定した水素量に対応する水-金属反応熱を与えている。

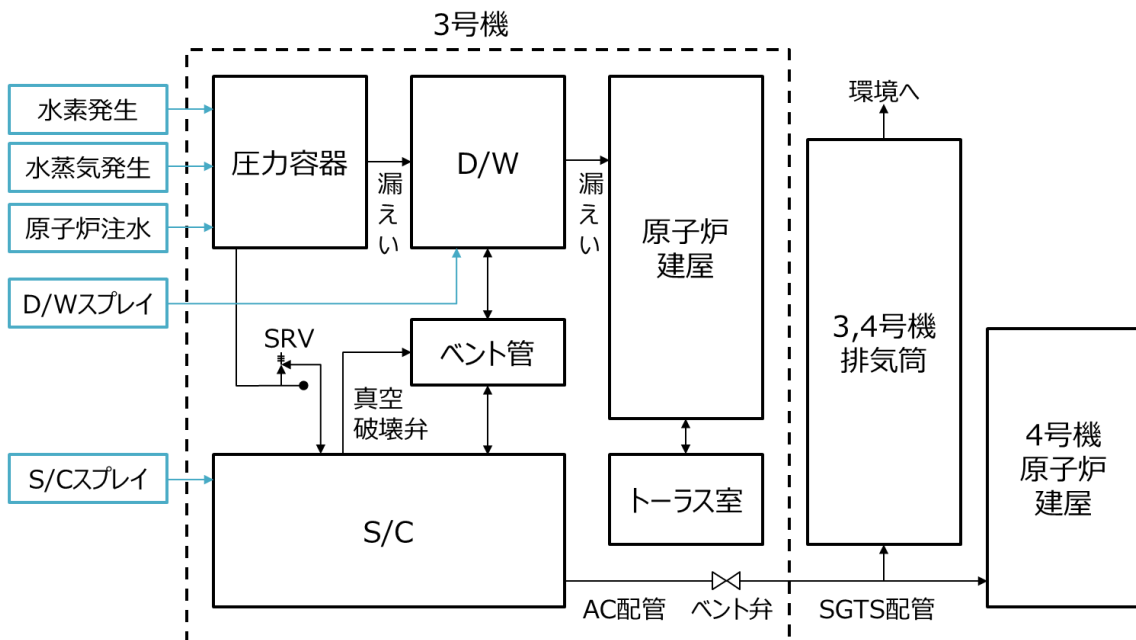


図 15 解析体系の概要

(1) 原子炉内における水素発生と水素移行量の範囲の評価

原子炉内における水素発生量と原子炉建屋への移行量は、3号機及び4号機の原子炉建屋における水素爆発の発生メカニズムを考える上で重要である。ただし、3、4号機それぞれの原子炉建屋にどの程度の水素が移行したかを正確に評価することは困難であるため、ここでは一例として、原子炉内での水素発生量が大きくなるよう評価をした。

a) 解析条件

構築した事故進展シナリオ(図1)に沿って、原子炉水位 TAF 到達から14日0時までの解析を実施した。図1に示したものの以外の主要な解析条件と設定根拠について以下に示す。これらの条件のうち、②、③、④については圧力の実測値を再現しつつ、水素発生量が大きくなるような条件を設定している。

① TAF 到達時点での格納容器内の状態について

TAF 到達想定時刻における格納容器内の圧力、温度、ガス組成、水位等は、別途、スクラム時点から TAF 到達想定時刻までの格納容器圧力と S/C 水位の実測値を再現する解析によって評価した。

解析では、崩壊熱によって発生した水蒸気、及び、S/C スプレイ水を S/C に流入させることで S/C 水位の実測値を再現した。また、S/C 気相部における水蒸気量の収支を調整することで格納容器圧力を再現した。その際、格納容器のシェル及びコンクリートへの伝熱や、再循環ポンプから D/W へのコントロールブリードオフ流量についても考慮した。このようにすることで、S/C と D/W の間の水蒸気と窒素の行き来、及び温度を見積もった。

その結果、TAF 到達想定時刻である13日1時時点における格納容器圧力は約 270kPa[abs]、温度は D/W 側が約 95℃、S/C 側が約 107℃となった。ガス組成はそれぞれの温度における飽和蒸気圧分の水蒸気と、残りは窒素となる。S/C 水位は S/C 床から約 6.3m となった。これらの状態量を TAF 到達以降の解析における格納容器内の初期状態として設定した。

② 原子炉内の水蒸気発生量について

ADS 作動前の炉心水位低下過程における水蒸気発生量は、原子炉圧力が大きく上昇する HPCI 停止 (2:42) から SRV 作動 (4:30 頃) までの期間を除いては、炉心内の水位以下の燃料の崩壊熱が炉水の蒸発に寄与したとして設定した。2:42~4:30 の期間は、原子炉圧力の上昇を再現する水蒸気発生量を設定した。

なお、HPCI 停止以降の原子炉圧力の上昇、及び原子炉水位の低下の過程に

において、崩壊熱の一部が下部プレナムの水温の上昇に寄与していた可能性があり、ADS 作動後にはその温度上昇分に対応する減圧沸騰による水蒸気発生が生じる可能性があるが、その程度は明確でない。この解析では、格納容器圧力の上昇に対する水素の寄与を相対的に増加させ、水素発生量を大きくする観点から、この ADS 作動後の減圧過程における追加の水蒸気発生は考慮していない。

また、燃料の下部プレナムへの移行による水蒸気発生量については、原子炉圧力ピークを再現する量を設定した。

原子炉注水（消防車による注水）については、記録のある範囲で注水量、注水期間を調整した。具体的には、13 日 10:30 頃～12:05 及び 13:12 頃以降に 1.75kg/s の注水が原子炉に到達したと仮定した。これは、一回目の S/C ベント終了以降の原子炉内の水蒸気発生量を抑制し、ベント弁の閉を仮定した 10:40 頃以降の格納容器圧力の上昇が緩やかとなる傾向を再現する観点、及び、20:40 頃に下部プレナム水が枯渇し、格納容器圧力が低下する傾向を模擬する観点から調整したものである。実際の原子炉注水量は原子炉圧力への依存性があると考えられるが、ここでは簡単のため一定量を与えている。この注水量は同時期の消防ポンプ吐出流量の平均値である 10kg/s よりも小さく、消防ポンプ吐出量の一部が他系統・機器へ流れ込み、原子炉内に全量は注水されていなかった可能性とは矛盾しない。

③ 圧力容器からの気相漏えい面積、及び SRV 開口面積について

図 16 に圧力容器からの気相漏えい面積、及び SRV 開口面積の設定を示す。

圧力容器からの気相漏えいについては、D/W 圧力の上昇（12 日 22:00 に 270kPa[abs]→13 日 4:55 に 360kPa[abs]）を再現するため、3:30 時点で圧力容器から D/W への微小漏えい（0.6cm²）を仮定した。これは SRV 作動前であるため、漏えい箇所としては炉内計装配管を想定した。

ADS 作動後について、その直後の SRV 開弁数の減少と圧力容器の気相漏えいの拡大（ADS 作動と同時期の仮定であることを踏まえ、SRV 又は主蒸気管からの漏えいを想定）、及び 12:15 の SRV 全閉を仮定しているのは、構築した事故進展シナリオの中で水素発生量を大きくする方向に調整したものである。なお、9:08 頃に SRV(A),(G)の開閉ランプが両方点灯している様子が確認されているが、この解析では簡単のため SRV(G)を ADS 作動直後に全閉とし、SRV(A)のみ中間開状態を仮定した。

10 時頃の SRV(A)の開口面積の拡大は、9:50 頃に SRV(A)の開操作がなされていることを踏まえ、10 時頃の原子炉圧力の上昇後の低下速度を再現するよ

う調整したものである。

12:15 の圧力容器の気相漏えいの拡大は、前述の通り水素発生量を大きくするために SRV 閉を仮定した結果として、原子炉圧力の実測値の再現のために必要になった調整である。この気相漏えいの拡大の仮定の要否は SRV の開閉状態に依存し、不確かさがある。

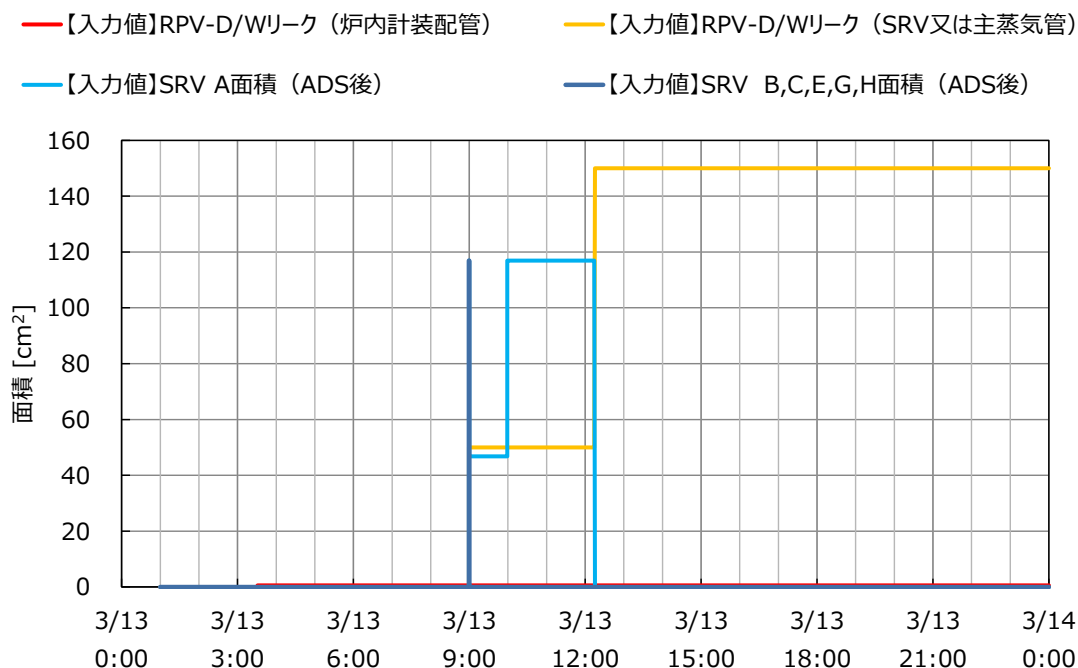


図 16 圧力容器からの気相漏えい面積、及び SRV 開口面積（1 弁あたり）の設定（水素量を大きく評価したケース）

④ 水素発生量について

図 17 に水素発生量の設定を示す。②、③に示した水素発生量を大きくする設定に加え、S/C ベント期間中、及び格納容器からの継続的な水素発生を仮定している。その結果、14 日 0 時までの発生水素量は累計で 1700kg 程度となり、炉心内のジルコニウムが全て酸化した場合に想定される水素発生量（約 1900kg）に近い値となっている。

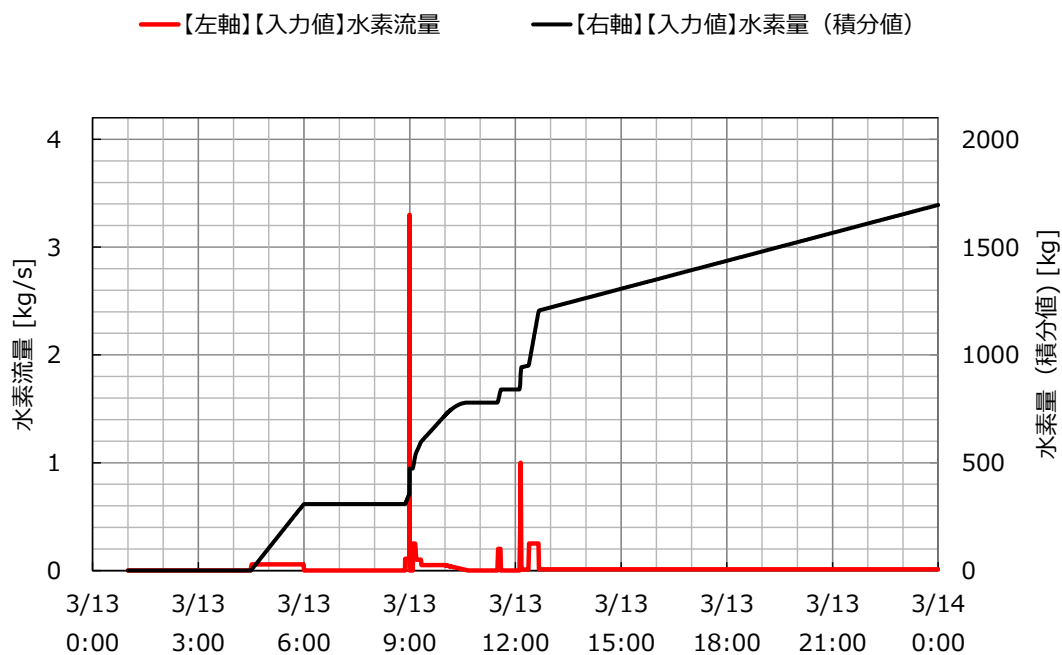


図 17 水素発生量の設定（水素量を大きく評価したケース）

b) 解析結果

① 原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果

図 18 に原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果を示す。前述の解析条件の設定により、圧力の実測値が全体的に良好に再現されている。

また、図 19 に D/W と S/C の圧力差の解析結果を示す。13 日 5 時頃から 9 時頃にかけての D/W 圧力が S/C 圧力よりもやや高い傾向、9 時頃の圧力差の拡大、9 時頃から 20:40 にかけて圧力差がほぼ一定となる傾向、及び、20:40 以降に両者の圧力の関係が逆転する傾向が、概ね良好に再現されている。

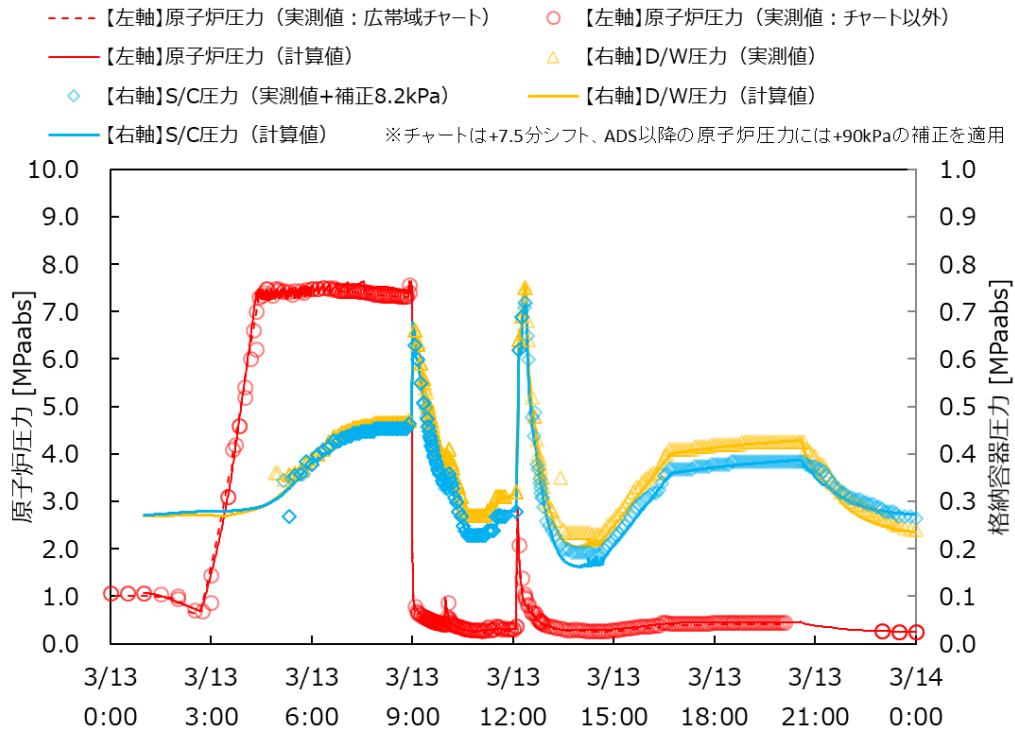


図 18 原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果（水素量を大きく評価したケース）

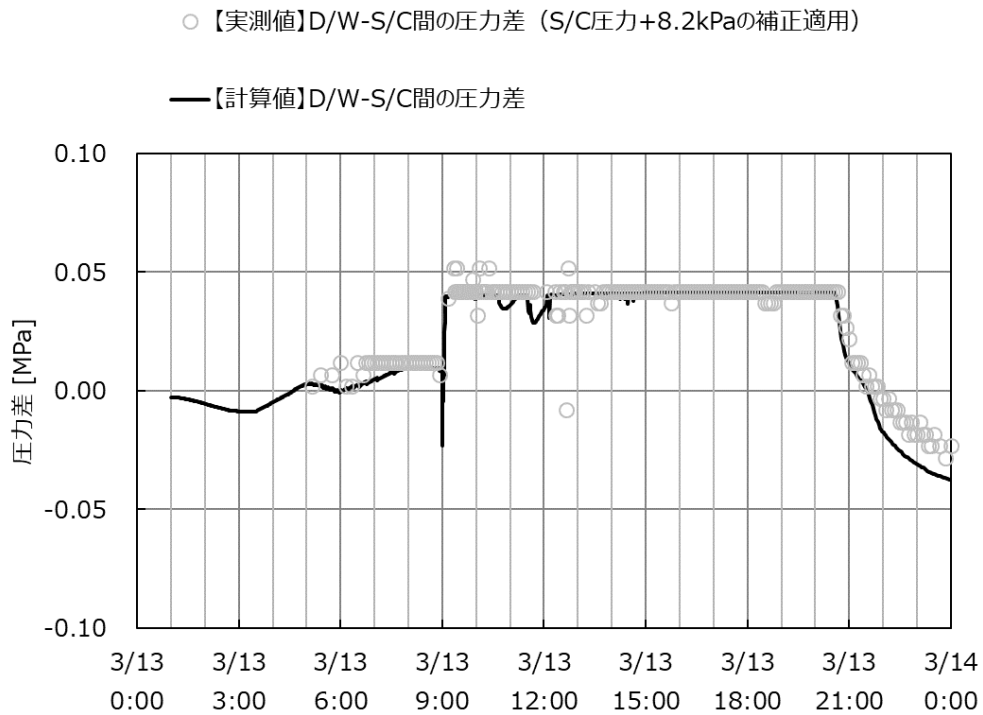


図 19 D/W と S/C の圧力差の解析結果（水素量を大きく評価したケース）

② 水素移行量の解析結果

図 20 に水素移行量の解析結果を示す。この解析では S/C ベント期間中や格納容器漏えい後も継続的な水素発生を仮定するなど、水素発生量を大きく設定していることから、各部への水素の移行量は実際の水素量よりも大きいものと考えられる。なお、この解析では S/C ベント時の 3 号機原子炉建屋への逆流は考慮していないが、仮に逆流を考慮した場合には、3 号機原子炉建屋へ移行する水素量はやや増加し、4 号機原子炉建屋に移行する水素量はやや減少することになる。

圧力容器内及び格納容器内の水素量

ADS 作動までは、圧力容器内で発生した水素の一部が格納容器に移行する形で、圧力容器内と格納容器内に分布している。ADS 作動後は SRV 開、及び圧力容器からの気相漏えいの拡大により、圧力容器内で発生した水素は圧力容器には蓄積されず、格納容器に移行し、S/C ベントによって格納容器から放出されている。

格納容器内の水素量は、新たな発生を仮定した水素の流入量が大きいため、一回目の S/C ベント終了時（10:40）までには完全には放出されていない。11:30 に追加の水素発生の設定によって水素量がやや増加した後、12:05 の燃料デブリの下部プレナムへの移行時の水素発生の設定によりさらに水素量が増加している。その後、格納容器内の水素のほとんどは二回目の S/C ベント期間中（格納容器圧力の再現性から 12:23～14:40 と設定）に放出されている。

14:40 以降、D/W からの漏えい開始（16:40）までは、発生した水素が圧力容器→D/W→S/C の経路で移行することで、S/C の水素量が増加している。以降は新たな流入はほとんどなく、ほぼ一定となっている。

3 号機原子炉建屋への水素移行量

格納容器から原子炉建屋への漏えいを想定した 16:40 以降は、発生した水素のほぼ全てが 3 号機の原子炉建屋に漏えいし、14 日 0 時時点までの水素漏えい量は累計で約 300kg となった。

4 号機原子炉建屋への水素移行量

二回の S/C ベントによる 4 号機原子炉建屋への水素の流れ込み量は、一回目が約 150kg、二回目が約 90kg であり、累計で約 240kg となった。また、ベントガス全体に対する 4 号機への流れ込み量の割合は、一回目のベントでは約 24%、二回目のベントでは約 14%となった。

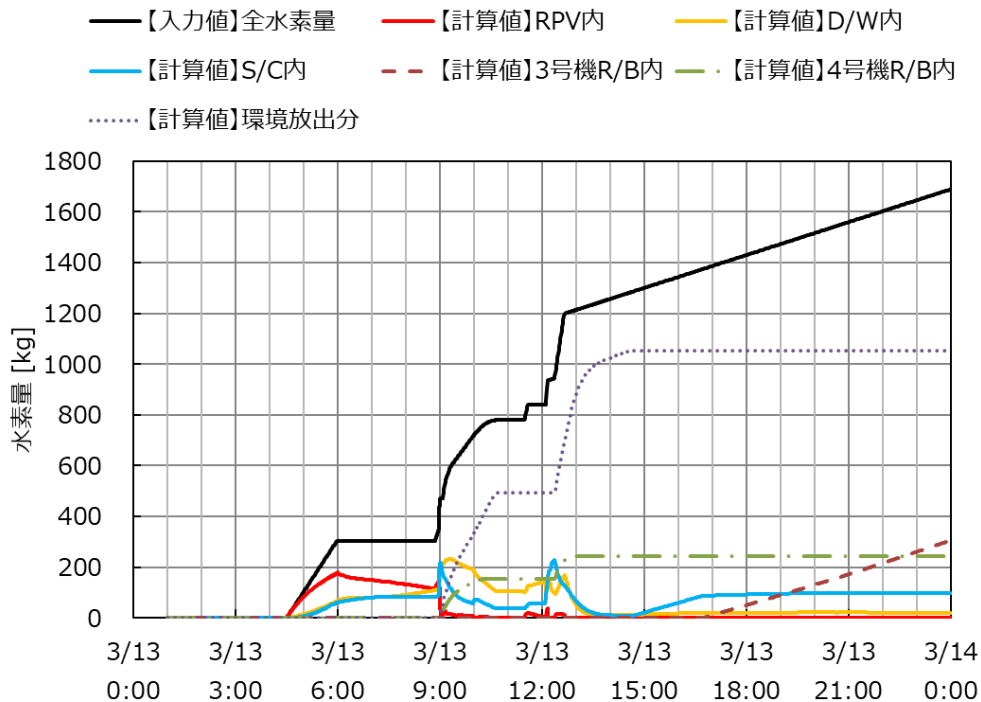


図 20 各所における水素の存在量の解析結果（水素量を大きく評価したケース）

(2) ADS 後の圧力容器の気相漏えい面積の範囲の評価

ADS 作動直後の 9:05 に得られた D/W 圧力は S/C 圧力よりも数 10kPa 高い。圧力容器から D/W への漏えい拡大の有無を推定するため、この圧力挙動の再現に必要な最小限の漏えい面積を評価した。

a) 解析条件

3. 2 (1) a)に示したのものから以下の通りに変更した。

① 水素発生量について

格納容器圧力の上昇を再現する水素発生量を設定した。水素発生の間については、圧力容器から D/W への漏えい面積が小さい状況においても水蒸気を主とした漏えいによって D/W 圧力が S/C 圧力に対して優位となりやすいよう、実際の水素発生状況とは異なると考えるものの、③に記載する SRV 開口面積縮小までに水素発生が完了したと仮定した。

② 水蒸気発生量について

D/W 側への水蒸気漏えいは D/W の圧力上昇に寄与する一方で、S/C 側へ移

行した水蒸気は S/C プールで凝縮するため、S/C の圧力上昇への寄与は小さい。D/W 側の圧力が優位となる実測値の傾向を再現する観点から、ADS 作動後の減圧過程における圧力容器内の水の減圧沸騰を想定した大きな水蒸気発生量を仮定した。

③ ADS 後の SRV 開弁数について

DW 側への漏えい量を増加させるため、ADS 作動直後の SRV 開口面積の縮小を仮定した。縮小後の SRV 開口面積は、原子炉と格納容器の圧力差が大きくなりすぎない程度の面積を試行し、9:08 の SRV(A),(G) の中間開表示も踏まえて、SRV2 弁分の面積を設定した。

④ 圧力容器の気相漏えいについて

上記の設定の結果、圧力挙動を概ね再現する漏えい面積として 30cm^2 を設定した。

b) 解析結果

図 21 に 13 日 8:55～9:05 の原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果を示す。9:05 時点の D/W と S/C の圧力の関係を概ね再現できている。原子炉圧力は、広帯域チャートと比較してやや過大評価されている。これ以上圧力容器の気相漏えい面積を小さくすると、9:05 の D/W と S/C の圧力差を再現する観点からは、D/W 側の圧力上昇を再現するために水蒸気や水素の発生量を増加させた上で、S/C 側の圧力上昇を抑えるためにさらに SRV 開口面積を絞ることになるが、その結果、圧力容器の減圧速度が減少し、減圧過程にみられる原子炉圧力の実測値と解析値の乖離がさらに拡大することになる。すでに原子炉圧力がやや過大評価されていることから、 30cm^2 の漏えい面積でも実際よりも小さい可能性は高いものの、ここでは 30cm^2 を最小限の漏えい面積と位置付けている。以上より、ADS 作動とほぼ同時期に、圧力容器から D/W への気相漏えいの拡大が生じていた可能性が高いと推定した。

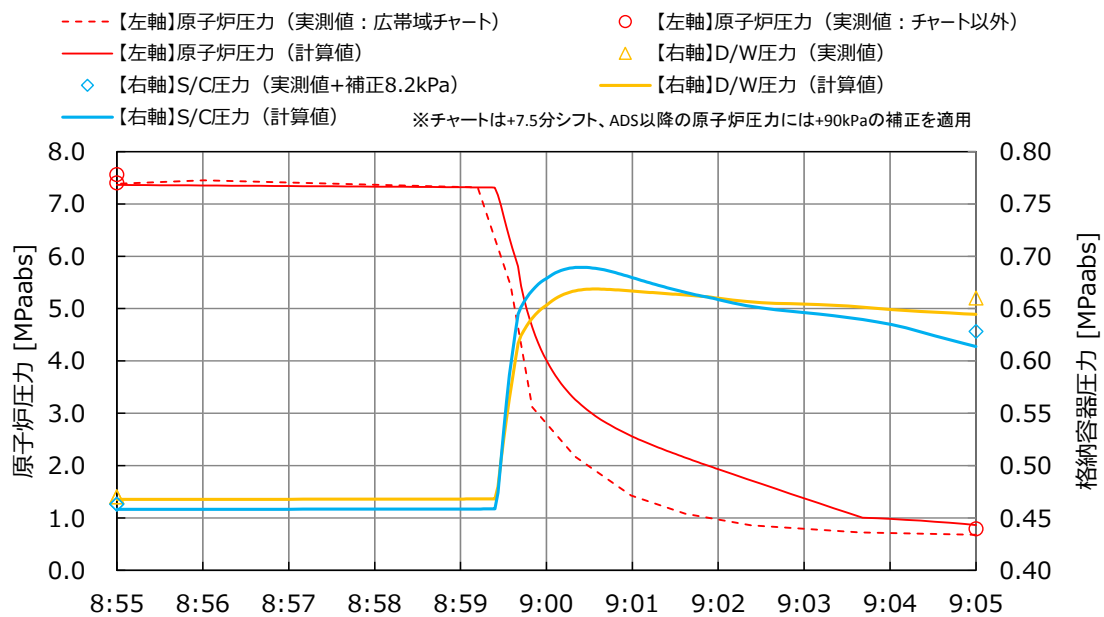


図 21 原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果
(圧力容器気相漏えい 30cm²)

(3) ADS 後の SRV6 弁開が維持された期間の範囲の評価

ADS 作動後の原子炉圧力の上昇を踏まえ、SRV が 6 弁開を維持し得た期間の範囲を推定するため、ADS 作動後に SRV6 弁開（全開）が維持されたケース（以下、SRV6 弁開維持ケースという）、及び、ADS 作動直後に SRV が全閉となったケース（以下、SRV 全閉ケースという）をそれぞれ評価した。

a) 解析条件

3. 2 (1) a)に示したのものから以下の通りに変更した。

① 水素発生量について

両ケースともに、9:59 の下部プレナムへの燃料デブリ移行時に、圧力容器内で主に水蒸気が発生することとなるが、発生した水蒸気は D/W 内に移行し、その影響で D/W 内に蓄積された水素が S/C に移行することによって格納容器圧力の上昇が過大となる傾向が見られた。そのため、水素発生量そのものを減らし D/W 内の蓄積量を減らすことで格納容器圧力の再現性を高めた。また、この変更によりベントに伴う格納容器圧力の低下速度が大きくなるため、格納容器圧力を再現するようベント流量を減少させた。

② 水蒸気発生量について

SRV6 弁開維持ケースでは、原子炉内で発生した気体の大部分が S/C に移行

するため、D/W 圧力が上がりにくい傾向となる。ADS 作動後の格納容器圧力の上昇、及び 9:05 時点の D/W と S/C の圧力の関係を再現するため、ADS 後の減圧過程において大量の水蒸気発生を仮定した。また、SRV6 弁開においても原子炉圧力の上昇を可能な限り再現できるように、炉内構造物の全量を上限として、下部プレナムへの移行による水蒸気発生を設定した。

SRV 全閉ケースは、3. 2 (2) と同様、ADS 後の減圧過程における水蒸気発生は仮定していない。SRV 全閉ケースでは原子炉内で発生した気体は主に D/W に移行するため、D/W 圧力が上がりやすい傾向となる。その結果、ADS 後の減圧過程における追加の水蒸気発生が無くても ADS 作動後の格納容器圧力の上昇、及び 9:05 時点の D/W と S/C の圧力の関係を再現した。

③ ADS 作動以降の SRV 開弁数について

SRV6 弁開維持ケースでは、ADS 作動以降、SRV は 6 弁開維持を仮定した。SRV 全閉ケースでは、ADS 作動直後に全閉したと仮定した。

④ ADS 作動以降の圧力容器からの気相漏えいについて

両ケースとも、9:05 の D/W と S/C の圧力の関係を再現する値を設定した。

b) 解析結果

図 22 に SRV6 弁開維持ケースの原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果を示す。9:59 の燃料の下部プレナムへの移行により、原子炉圧力のピークが再現されているが、ピーク後の圧力の低下は、SRV6 弁開の仮定により実測値よりも早くなっている。その後、12:05 に炉心内に残るすべての燃料を下部プレナムに移行させても、その後の原子炉圧力の上昇が再現されなかった。このことから、12:05 までの間に、SRV の 6 弁開は維持できなくなっていたものと考えられる。

図 23 に SRV 全閉ケースの原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果を示す。ADS 作動直後に SRV が全閉するが、同時に圧力容器からの気相漏えいが拡大し、この漏えい口からの気体の流出によって圧力容器と格納容器の圧力差は実測値と同程度となる。9:59、12:05 とともに燃料デブリの下部プレナムへの移行により原子炉圧力のピークが再現されていることから、ADS 作動直後の SRV 全閉を仮定しても、圧力容器からの気相漏えいの規模によっては、実測値を再現可能であることが分かる。したがって、ADS 作動直後に全閉した可能性も否定できないと考えられる。

以上より、ADS 作動直後から 12 時頃までの間に、SRV の 6 弁開は維持できなくなっていた可能性が高いと推定される。

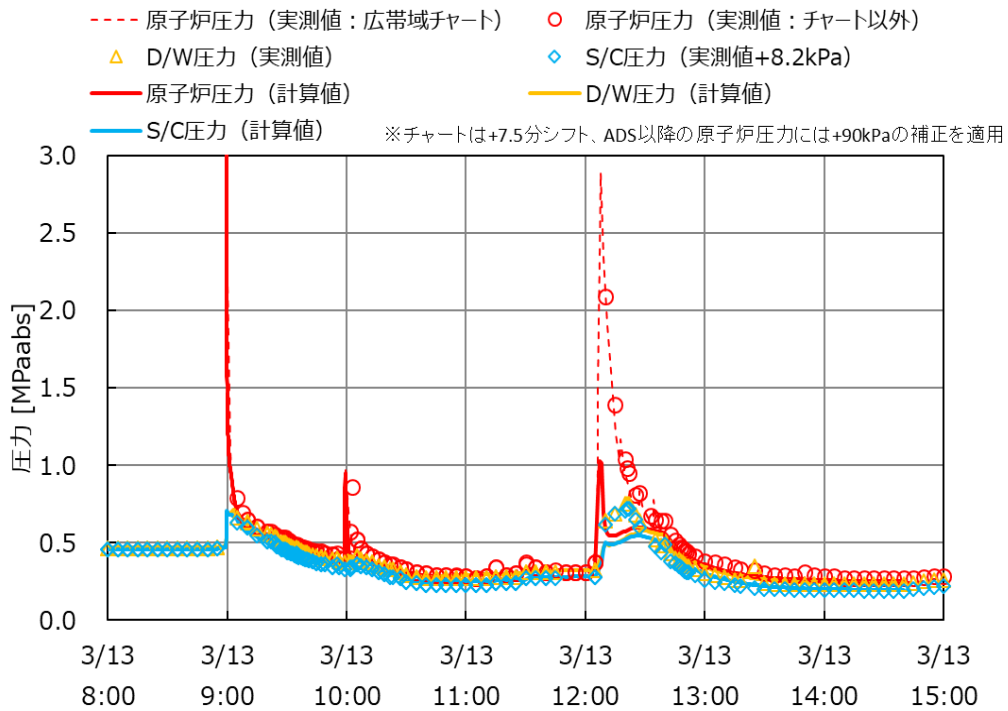


図 22 原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果 (SRV6 弁開維持ケース)

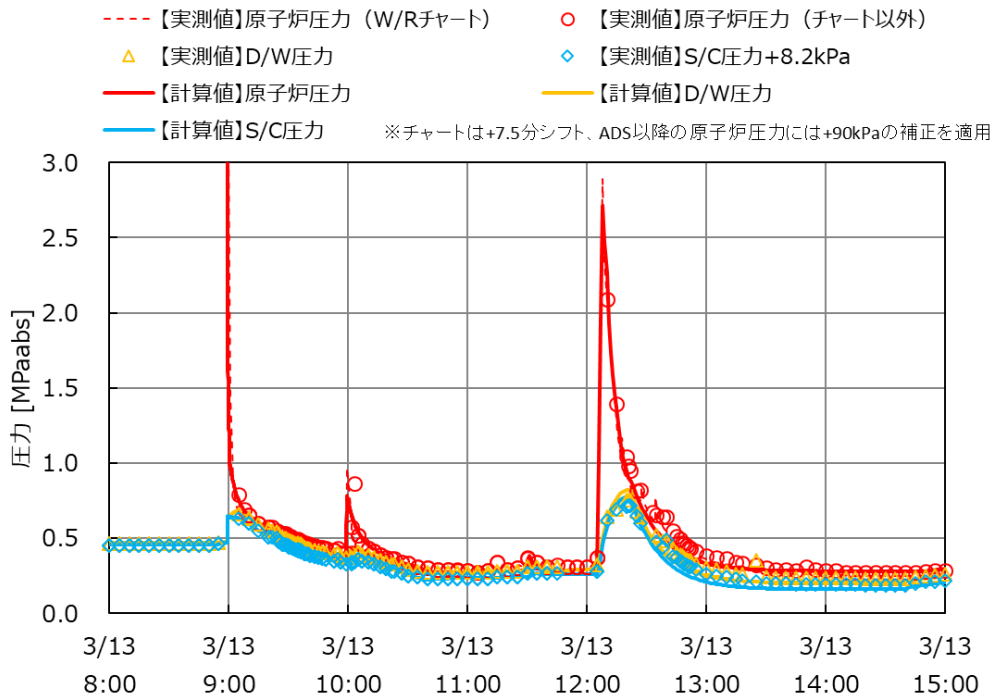


図 23 原子炉圧力及び格納容器圧力の解析結果 (SRV6 全閉ケース)

3. 3. 事故進展シナリオの成立性の考察

図 18 などに示したように、図 1 に示した事故進展シナリオに沿った解析によって原子炉圧力・格納容器圧力を良好に再現可能であった。また、再現解析において、4 号機原子炉建屋への水素移行量、13 日 9 時頃の圧力容器からの気相漏えいの拡大、ADS 作動後の SRV 弁開弁数の減少を推定した。これらの推定の成立性について、既往の検討、観測事実の観点からも考察する。

(1) 4 号機原子炉建屋への水素移行量について

今回の評価では、二回の S/C ベントによる 4 号機原子炉建屋への水素の流れ込み量は、一回目が約 150kg、二回目が約 90kg であり、合計で約 240kg となった。また、ベントガス全体に対する 4 号機への流れ込み量の割合は、一回目のベントでは約 24%、二回目のベントでは約 14%となった。

この結果は、既報（添付資料 3-10）の評価よりも水素量、流れ込みの割合ともに低い。主な原因は以下の通り。

- ・ 既報の評価ではベント開始時点の S/C の水位を S/C の半分と仮定したことで、S/C の自由空間体積が実際より大きくなり、ベント開始時点の水素量が大きめの設定となっていた。一方、今回の評価では S/C 水位の推定を添付資料 3-11 の検討結果に基づいて高めに更新したことで、一回目のベント開始時点の水素量が小さくなっている。今回の評価では既報の評価と異なりベント中の水素発生量を仮定しているが、それを加えても一回目のベント中に放出された水素量は既報の評価よりも小さい。
- ・ 既報の評価では S/C ベント後の格納容器圧力の低下が実測値よりも早い傾向が見られた。これはベント流量を過大に評価していたためと考えられる。今回の解析では、格納容器圧力の低下が実測値を再現するよう、ベント流を既報の評価と比較して小さくしている。これにより、排気筒手前における 4 号機 SGTS 配管との分岐部における圧力が低下し、4 号機側に移行するベントガスの割合が低下している。

今回の評価は、実測された S/C 水位や格納容器圧力の挙動を踏まえたベント開始時点の S/C 水位を想定したこと、格納容器圧力の低下速度を再現するベント流量としたことなど、事故進展状況との整合を志向したものであるが、4 号機原子炉建屋で発生した水素爆発など、この評価以降の事故進展との整合性も踏まえて考えていくことは今後の課題である。

(2) 13 日 9 時頃の圧力容器からの気相漏えいの拡大について

解析を通じて、ADS 作動とほぼ同時期に、圧力容器から D/W への気相漏えいの拡大が生じていた可能性が高いと推定した。

添付資料 3-9 にて、ADS 作動直後の燃料域水位計指示値の上昇は水位計基準面器側配管内の水の蒸発によるものと推定している。これは、圧力容器からの気相漏えいの拡大によって格納容器の温度が上昇した可能性を示唆しており、これは上記の推定結果と整合する。

また、3 号機では、シールドプラグ位置で高い線量率が測定されている。これは D/W トップヘッドフランジの漏えいによるものと考えられる。14 日 4:10 に CAMS の指示値 (D/W : 140Sv/h、S/C : 4.28Sv/h) が得られているが、それ以前には得られておらず、D/W 内の線量率が上昇した時期は明確ではない。ただし、3 号機では実測値が得られている範囲でも 3 月 12 日 20 時点で S/C 水位が真空破壊弁付近にあり、炉心損傷が進展した頃には既に、S/C 水位は真空破壊弁を超えて高かったと推定している (添付資料 3-11 参照)。このような状況では、SRV 経由で S/C 側に移行した放射性物質は、その大部分がスクラビングにより S/C プールに捕捉されることに加え、真空破壊弁を通じた S/C 側から D/W 側への放射性物質の移行も生じないことになる。したがって、シールドプラグ位置での高線量率は、圧力容器から D/W への気相漏えいがあったとの推定とは整合する。

(3) ADS 作動後の SRV 開弁数の減少について

解析を通じて、ADS 作動直後から 12 時頃までの間に、SRV の 6 弁開は維持できなくなっていた可能性が高いと推定した。

2. 5 にて述べたように、SRV が閉となる要因のうち、ADS 作動後に生じ得るものとしては、作動環境の悪化と電源不足が挙げられる。上述のように、ADS 作動直後の燃料域水位計指示値の上昇は格納容器温度の上昇を示唆しており、圧力容器からの気相漏えいの拡大による作動環境の悪化 (例えば電磁弁等で使用しているシール材が劣化し、SRV の駆動に使用する N₂ ガスが漏えいするなど) によって SRV が開状態を維持できなかった可能性はある。

また、事故当時、電源は十分でなかったことから、電源不足による閉止の可能性もある。また、9:08 時点で(A)(G)の SRV が中間開表示を示し、残りの 4 弁が開表示を示さなかったことは、ADS 作動後比較的早い段階で SRV の開口面積が縮小した可能性を示唆している。これらの観測事実は今回の推定結果とも整合する。

4. まとめ

これまでの検討を以下にまとめる。

- ・ プラントパラメータの挙動、及び既往の検討内容から、図 1 に示す事故進展シナリオを構築した。この事故進展シナリオに沿った解析によって、原

子炉圧力及び格納容器圧力の実測値を再現可能であった。

- ・ 圧力の実測値を再現しつつ水素発生量が大きくなる評価を行った。その結果、3月14日0時までの3号機原子炉建屋への水素移行量は約300kg、4号機原子炉建屋への水素移行量は約240kgと評価した。後者については従来評価（添付資料3-10）よりも小さい値となる。3号機及び4号機の原子炉建屋で発生した水素爆発など、この評価以降の事故進展との整合性も踏まえて考えていくことは今後の課題である。
- ・ ADS作動とほぼ同時期に、圧力容器からD/Wへの気相漏えいの拡大が生じていた可能性が高いと推定した。これは、ADS作動直後の燃料域水位計指示値の上昇や、シールドプラグ位置で測定されている高い線量率とも整合する。
- ・ ADS作動直後から12時頃までの間に、SRVの6弁開は維持できなくなっていた可能性が高いと推定した。このことは、ADS作動直後の燃料域水位計指示値の上昇（格納容器温度の上昇など、作動環境の悪化による不作動の可能性）や、事故時に電源が十分でなかったこと（電源不足による不作動の可能性）、9:08時点で(A)(G)のSRVが中間開表示などとも整合する。

5 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係について

本検討により圧力容器からの漏えいが発生し、格納容器内部が高温となったことで、SRVが開状態を維持できなくなった可能性や格納容器に気相漏えいが生じた可能性が示された。これにより格納容器の冷却及びSRVの開維持のための対策の重要性が改めて示唆された。

図24に示すとおり、柏崎刈羽原子力発電所では、格納容器の冷却手段として、残留熱除去系（RHR）によるスプレイに加え代替スプレイを設置している。また、格納容器下部注水を設置しており、これにより格納容器下部に移行した熔融燃料を冷却し、熔融燃料からの伝熱による格納容器雰囲気温度の上昇を抑制することができる。代替スプレイ及び格納容器下部注水は従来から復水補給水系（MUWC）を用いて実施する手段を整備していたが、これに加え消防車を用いて実施する手段を追加し、強化している。

また、SRVの動作、開維持のための対策として以下を実施している（図25及び図26参照）。

- ・ アキュムレータの窒素喪失時の窒素供給手段を高圧窒素ガス供給系のポンプにより確保。さらに高圧窒素ガス供給系とは独立したラインから、ポンプからの窒素供給のみで逃し安全弁の動作が可能な系統を追設。

- 逃がし安全弁への窒素供給ラインの電磁弁のシール材を高温耐性が優れた EPDM へ変更。
- 逃がし安全弁への熱的影響緩和のための代替スプレイ手順を追加。
- 常設直流電源喪失時に備え，AM 用蓄電池、可搬型直流電源設備（電源車）又は逃がし安全弁用可搬型蓄電池による供給手段を追加。

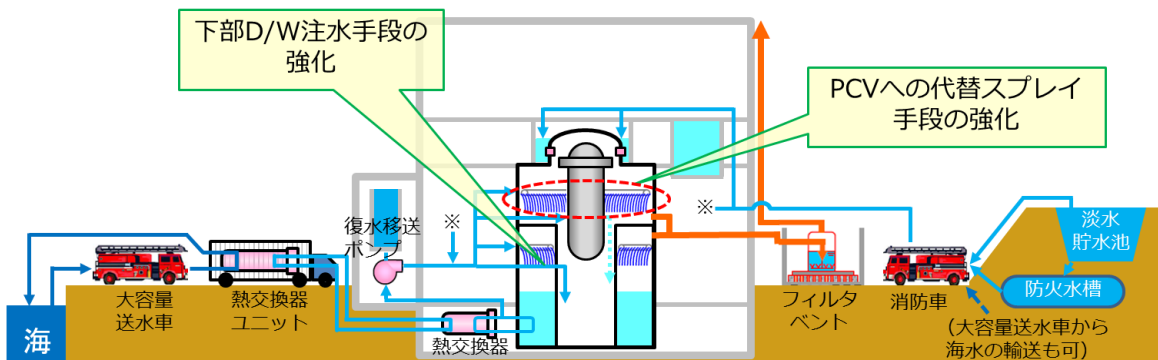


図 24 柏崎刈羽原子力発電所の PCV 破損防止対策（概念図）

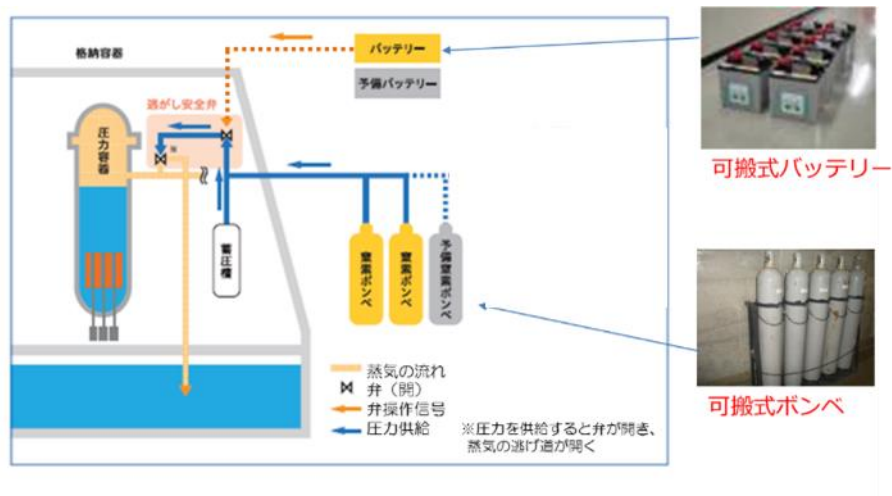


図 25 SRV 開維持のための対策（1/2）

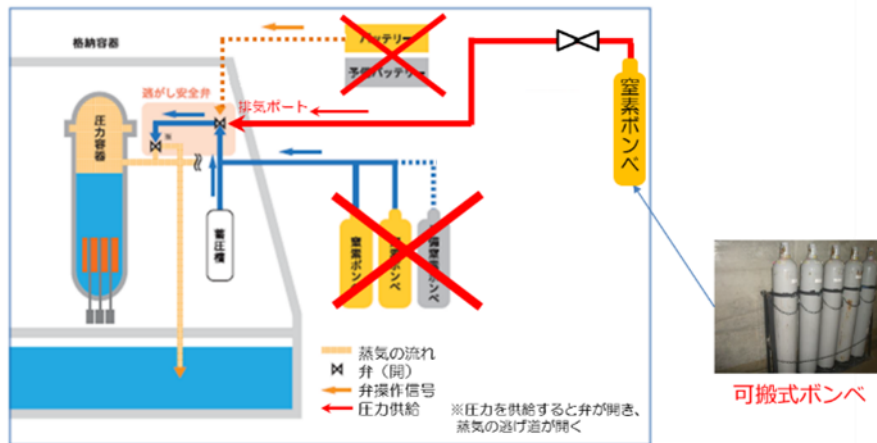


図 26 SRV 開維持のための対策 (2/2)

参考文献

- [1] 東京電力 HD, “福島第一ライブカメラ 静止画像 (2011年3月11日～5月31日分)”

3号機 RCIC 運転中のプラント状態の検討

※本資料は、添付資料 2 における検討課題リスト「共通-1」に挙げられる SRV の動作に関連した内容として、当社から株式会社テプコシステムズに委託し、解析コードを用いて評価された内容を基に作成したものである。

1. はじめに

3号機では地震発生から津波到達前及び津波到達後の合計 2 回、原子炉隔離冷却系（以下「RCIC」という。）による原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）への注水を実施した。1 回目の RCIC 運転は津波到達前の 11 日 15:05 に手動起動し、15:25 に原子炉水位高によって自動停止した。3号機では津波到達後も直流電源が使用可能だったので、2 回目の RCIC 運転は津波到達後の 11 日 16:03 に手動起動し、12 日 11:36 に自動停止するまで RPV への注水を継続した。この 2 回目の RCIC 運転では、原子炉水位高による自動停止及び手動起動の繰り返しの伴うバッテリー消費を避けるため、水源である復水貯蔵タンク（以下「CST」という。）への戻りラインを活用して RPV への注水量を調整する特殊な操作を継続することによって原子炉水位を確保した。

2 回目の RCIC 運転中の原子炉圧力は、RPV への注水開始から 19:30 頃まで低下傾向を示し、以降は上昇傾向を示していたことが測定されている。また、この一連の傾向を示す期間には、小さい圧力の低下と上昇、及び大きい圧力の低下と上昇を繰り返していた状況が確認されている。この期間に見られる大小の圧力低下と上昇は主蒸気逃がし安全弁（以下「SRV」という。）により制御された圧力変化の挙動とは異なっており、RCIC の特殊な運転状態の下で SRV が開閉したことに伴う変化を示したものと考えている。

この添付資料では、この期間の RCIC 動作実績の確認、原子炉圧力挙動を再現する解析などを通じて、上述した圧力挙動に対する認識が適切であるかを含め、当時のプラント挙動のメカニズムを検討した。なお、本件は SRV の作動に関する内容であることから、課題共通-1 と関連した検討である。

2. RCIC 運転期間のプラントパラメータについて

3号機の RCIC 運転は、地震発生から津波到達前及び津波到達後の 2 回行われたことが記録されている[1]。津波到達前に行われた 1 回目の RCIC 運転では RPV への注水によって原子炉水位が上昇し、起動開始から約 20 分後に原子炉

水位高によって RCIC は自動停止した。津波到達後の 2 回目の RCIC 運転では、RCIC の起動停止などに伴うバッテリー消費を避けること並びに原子炉水位を確保することを安定して行うため、CST への戻りライン及び RPV への注水ラインの両方を使用して RPV への注水が行われた。これらの運転期間の原子炉圧力及び原子炉水位は図 1 に示すように推移した。なお、図中に示している原子炉圧力は、記録計チャートをデジタイズしたものである。

ここでは、2 回の RCIC 運転におけるプラントパラメータの推移を津波到達の前後に分けて説明する。

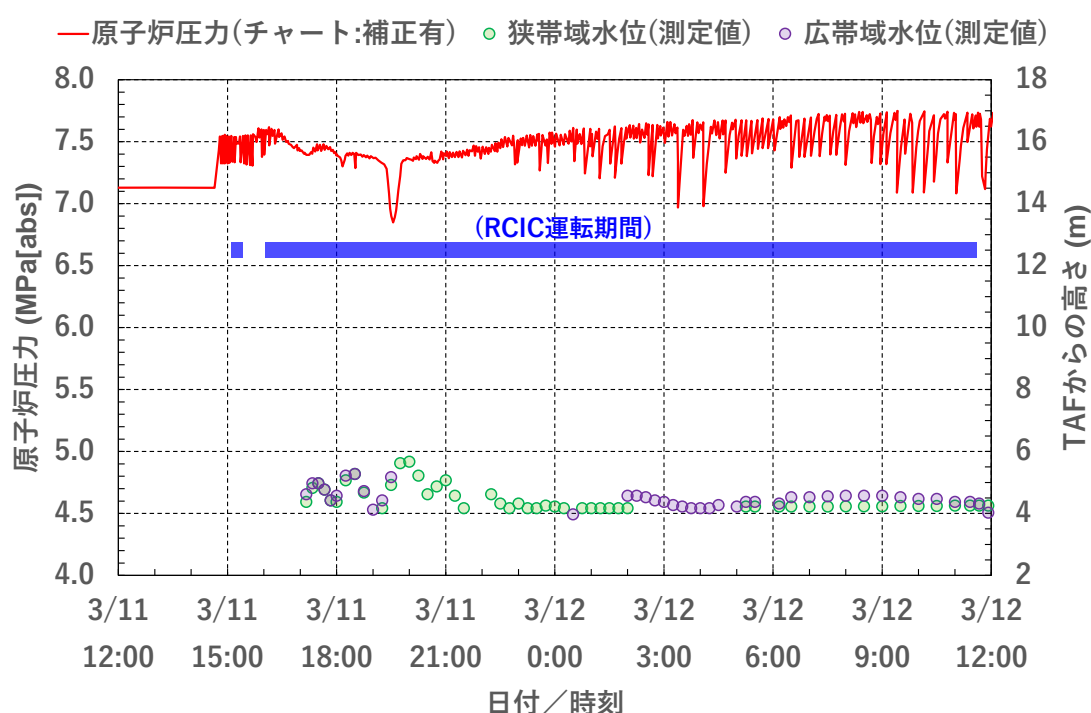


図 1 RCIC 運転期間中の原子炉圧力及び原子炉水位

2.1 地震発生から津波到達前までのプラントパラメータ

津波到達前の 1 回目の RCIC 運転期間中のプラントパラメータ (図 1) について説明する。地震トリップによる自動スクラムによって原子炉出力は低下したものの、主蒸気隔離弁 (以下「MSIV」という。) の自動閉によって原子炉圧力は上昇した。その後、原子炉圧力は SRV が開放する設定圧力に達して SRV が開いたことによって原子炉圧力は低下し、SRV が閉鎖する設定圧力まで低下すると SRV が閉鎖して再び上昇する挙動を繰り返して推移した。一方、11 日 15:05 に手動起動した RCIC が原子炉水位高によって 15:25 に自動停止したと記録されているように[1]、RCIC 運転によって原子炉水位は大きく上昇したと考えら

れる。

2.2 津波到達から RCIC 自動停止までのプラントパラメータ

(1) 原子炉水位

津波到達によって 3 号機は全交流電源が喪失したものの、直流電源は使用可能だったため 16:03 に RCIC を手動起動した。しかしながら、全交流電源の喪失によって充電機能が失われていたので、RCIC の起動及び停止に伴うバッテリー消費を避けるため、原子炉注水ラインとテストラインの両ラインを通水して注水の一部をテストラインで CST に戻すライン構成とした (図 2)。その上で、RCIC が自動停止する原子炉水位高まで原子炉水位が上昇しないように、上述のラインを切り替えるための弁及び流量制御器を操作することによって RPV への注水量を調整し、原子炉水位を確保した。具体的には、運転員が原子炉水位を監視し、調整範囲の上限又は下限に原子炉水位が近付いたら、上述した弁の開度や流量制御器の流量設定値を変更する操作を繰り返した (図 3) [2]。したがって、RPV へ注水された実際の水量は分からないものの、図 1 示す狭帯域水位及び広帯域水位の測定値に見られるように、原子炉水位は TAF よりも高い位置で水位上昇及び低下を繰り返しながら推移した。

この期間に見られる原子炉水位の上昇及び低下の変化は、RCIC による RPV への注水量と RCIC 抽気及び SRV 経由による RPV から原子炉格納容器 (以下「PCV」という。) への蒸気放出量との間の質量バランスの状況を表している。すなわち、RPV への注水量が蒸気放出量より多い時には原子炉水位は上昇し、逆の関係にあれば水位は低下することとなる。例えば、11 日 17 時頃からの水位が上昇している時には RPV への注水量が蒸気放出量よりも多かったことを表しており、17:30 頃に TAF から約 6m を示した後に水位が低下に転じているのは RPV への注水量が減少した状況を表しているといえる。

11 日 19 時頃から 19:45 頃の原子炉水位は比較的大きく上昇している様子が確認されており、RCIC から RPV への注水量が多い状況であったと考えられる。この時、低下傾向を示していた原子炉圧力が更に大きく低下しているのは、RPV への注水量が増えたことによって崩壊熱による蒸気発生量が減少した状況だったと考えられる。21 時以降の原子炉水位については、このような大きな水位変化は見られないものの、原子炉水位は RCIC が自動停止した 12 日 11:36 まで、RCIC から RPV への注水量の変化に伴うものと考えられる緩やかな水位上昇と低下を示しながら推移した。

(2) 原子炉圧力

津波到達以降の原子炉圧力は、しばらくの間は SRV が開放又は閉鎖される設

定圧力の範囲内で上昇と低下を繰り返して推移した。15:56 頃からはそれまでの圧力変化よりも若干高い圧力 (約 7.6MPa[abs]) を上限とする上昇と低下を繰り返した。この変化幅が若干変わった挙動は、逃がし弁モードの SRV の開閉が C 弁、G 弁、そして A 弁へと切り替わったことに伴うものであり、開閉した弁が切り替わった状況が過渡現象記録装置に記録されている [3]。

11 日 16:03 の RCIC 手動起動後 16:16 から注水が開始され [4]、原子炉圧力は 19:30 頃まで低下傾向となっている。これは RCIC から RPV への注水によって崩壊熱による蒸気発生量が減少した状況が反映された挙動と考えられる。原子炉圧力が低下傾向を示している途中に数回の圧力上昇が見られる挙動については、原子炉水位の変化で述べたように、RCIC から RPV へ注水する流量調整に従った変化を示したものと考えられる。

19:20 頃から原子炉圧力の低下が加速し、19:30 頃には約 6.85MPa[abs]まで低下している。上述したように、2 回目の RCIC 運転では、この頃に原子炉水位が最も高く上昇していたので、RCIC から RPV への注水量が相当程度に多いことを踏まえると、この頃の原子炉圧力の大きな低下は、この注水量の増加によって RPV 内の蒸気発生量が更に減少した状況が反映された挙動と考えられる。

その後、原子炉圧力は上昇に転じ、19:50 頃には約 7.35MPa[abs]に達している。この頃の原子炉水位の上昇は緩やかになって、20 時以降からは低下しているので、RCIC から RPV への注水量は減少し、炉心入口のサブクール度が低下した状況になったと考えられる。したがって、原子炉圧力が上昇に転じているのは、RPV への注水量の減少によって RPV 内の蒸気発生量が増加したことによるものと考えられる。

原子炉圧力が 19:50 頃に約 7.35MPa[abs]に達してから 12 日 11:36 に RCIC が停止するまでの圧力挙動は、小さい低下と上昇、及び大きい低下と上昇を繰り返しながら、全体的には緩やかな上昇傾向で推移した。この期間に見られた原子炉圧力挙動を示した要因は次節で考察する。

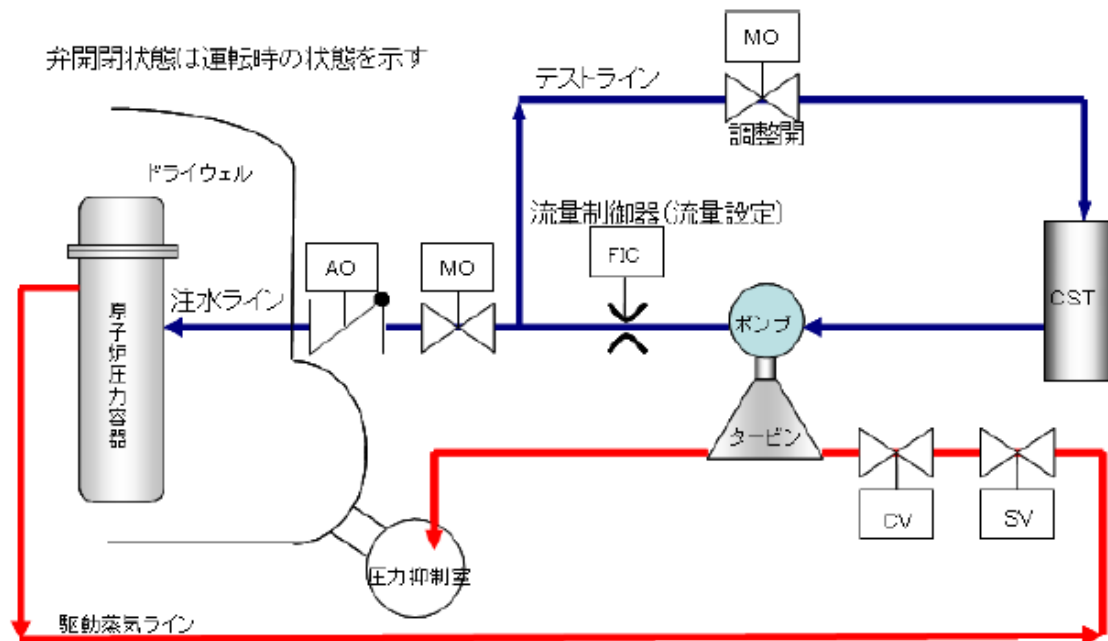


図2 RCIC 及び HPCI の原子炉注水ライン概要[2]

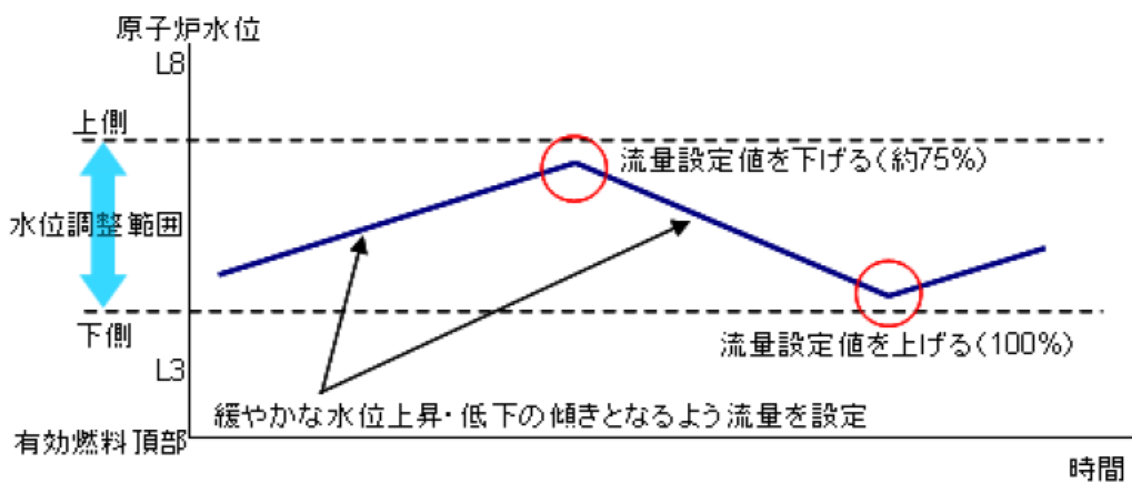


図3 原子炉水位の調整方法 (イメージ) [2]

2.3 2回目の RCIC 運転中の原子炉圧力挙動について

前節で述べたように、19:50以降の原子炉圧力は全体的には上昇傾向で推移した。また、2回目の RCIC 運転中の原子炉圧力挙動には、小さい圧力の低下と上昇、及び大きい圧力の低下と上昇を繰り返していた状況が確認されている。ここでは、原子炉圧力がこのような挙動を示した要因を考察する。

(1) 原子炉圧力の上昇傾向について

原子炉圧力の変化が全体的には上昇傾向だった要因について考える。この期間では、原子炉水位に急激な水位低下が無かったこと、及び原子炉圧力にも急激な圧力低下が確認されなかったことを踏まえると、RPV のバウンダリに有意な漏えいは無かったと考えることができるので、この期間の原子炉圧力は RPV 内のエネルギーバランスの関係に従って変化していたと考えることができる。すなわち、この期間の RPV 内のエネルギーバランスは正であったといえる。

3号機の崩壊熱の時間変化を図4に示す。図に示すように、2回目の RCIC 注水開始時(11日 16:16)の崩壊熱が約27MWであるのに対し、通常の RCIC 運転では約70MWの除熱が可能である[5]。したがって、エネルギーバランスの関係からは原子炉圧力は低下すると考えられるものの、当時の原子炉圧力は上昇傾向を示していたので、この時の RCIC 運転では崩壊熱を十分に冷却できない状況にあったといえる。すなわち、バッテリー消費を避けると同時に原子炉水位を確保するための特殊な操作となったので、RPV への注水量は通常の RCIC 運転時よりも少ない状況であったと考えられる。

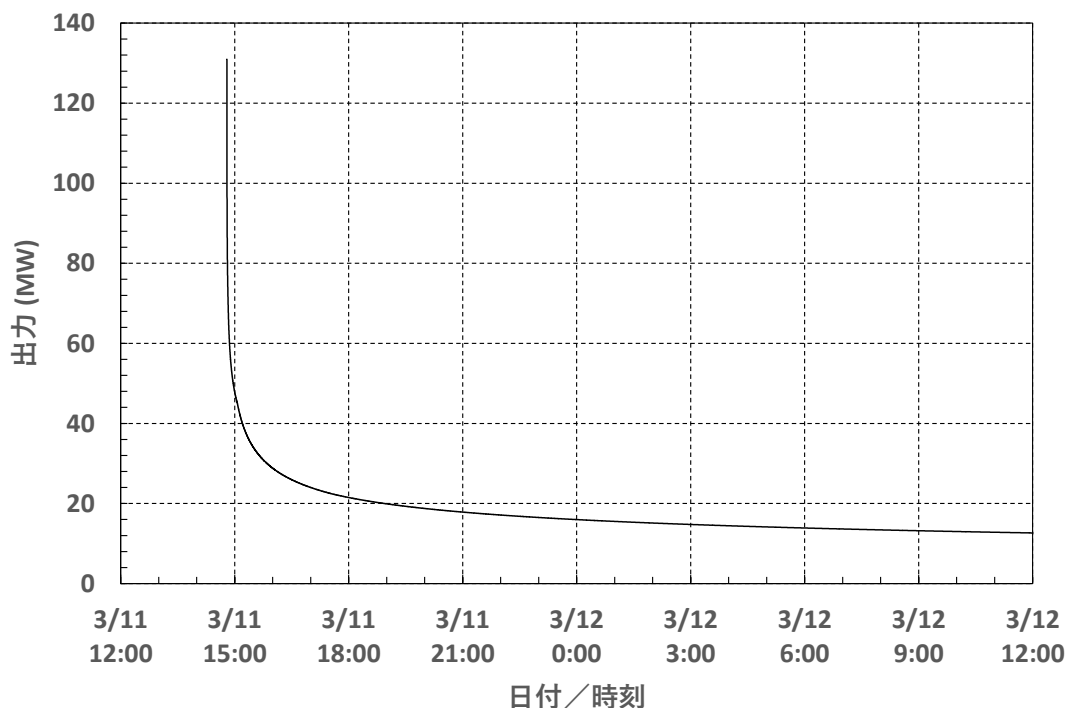


図4 崩壊熱の時間変化[6]

(2) 大小の圧力低下と上昇を繰り返した挙動について

2回目の RCIC 運転期間における原子炉圧力の全体的な変化の中に見られる

小さい圧力の低下と上昇、及び大きい圧力の低下と上昇について考察する。崩壊熱とのエネルギーバランスで考えると、RPV への注水のほか RCIC タービンへの抽気のみでは崩壊熱を除熱することができないので除熱の要因が更に存在しないと圧力は低下しないことになる。したがって、RCIC を作動させるための蒸気消費の他に、SRV 経由での RPV から PCV への蒸気放出がこの期間にはあったことが考えられる。

この時に予想される SRV の開モードについて考える。図 5 に示すように、SRV は弁を閉じる作用力よりも大きい作用力を与えることによって開く構造になっている。通常の逃がし弁モードでの SRV 開閉のメカニズムについて説明する。原子炉圧力が個々の SRV の吹き出し圧力まで上昇すると SRV 開信号が ON となり、図中の左側のシリンダーに窒素ガスが供給され、その窒素ガスによる作用力（図中の P_N ）と原子炉圧力の作用力（図中の P_R ）との合計が弁を閉じる作用力（図中の P_P+P_A ）よりも大きい場合に SRV が開く。その後、原子炉圧力が個々の SRV の吹き止まり圧力まで低下すると SRV の開信号が OFF となり、シリンダー内の窒素ガスが PCV に排出され、窒素ガスによる作用力（図中の P_N ）が無くなることで SRV が閉じる。一方、2 回目の RCIC 運転期間中には、SRV の吹き出し吹き止まりの圧力よりも細かな原子炉圧力の変動が見られており、この要因として、SRV が全開又は全閉にならない開閉状態になっていた可能性が考えられる。SRV がこのような開閉状態となるメカニズムとしては下記が想定し得る[5]。

- SRV に窒素を供給するアキュムレータへの新たな窒素供給が無い中で、SRV が開閉したことでアキュムレータ内の窒素が消費され、窒素ガスによる作用力（図中の P_N ）が低下する。
- 数回の作動により P_N が低下した中 SRV が開いた場合には、原子炉圧力が吹き止まり圧力まで低下する前（つまり、SRV 開信号は保持されたままの状態）に、原子炉圧力の作用力（図中の P_R ）が低下することで SRV が閉じるといった事象が起こり得る。
- SRV 開信号が保持されているため、シリンダー内の窒素ガスは排出されず、ある程度の作用力を維持する。その状態で原子炉圧力が上昇すると、再び SRV が開くが、すぐに原子炉圧力が低下するため小さな圧力変化幅で開閉を繰り返す。

一方、安全弁モードでは原子炉圧力の作用力（ P_R ）が弁を閉じる作用力（図中の P_A ）よりも大きい場合に開くので、ばねの温度が上昇してヤング率が下がるなどの要因によってばね荷重が小さくなることがあると、設定値よりも低い圧力で開く可能性がある。この期間に生じた SRV 経由での蒸気放出がどちらのモ

ードによる開であったかを特定することは困難であるものの、これまで述べたように、この時間帯では崩壊熱は低下しているため蒸気発生量が減少してきていることを踏まえると、SRVは開になってもすぐに原子炉圧力が低下して閉になる可能性はあったと考える。

また、この期間の原子炉圧力が低下と上昇を繰り返す要因としては、前述のようにRCICによる注水量を調整していたことによる影響も考え得る。RCICによる注水量が増加すると、崩壊熱による蒸気発生量が減少することで原子炉圧力が低下し、逆に注水量が減少すると原子炉圧力が上昇することになる。この期間の原子炉圧力に見られる大小の圧力低下と上昇は、上記のSRVの開閉とRCICによる注水量の増減の両方が関係していた可能性が考えられる。

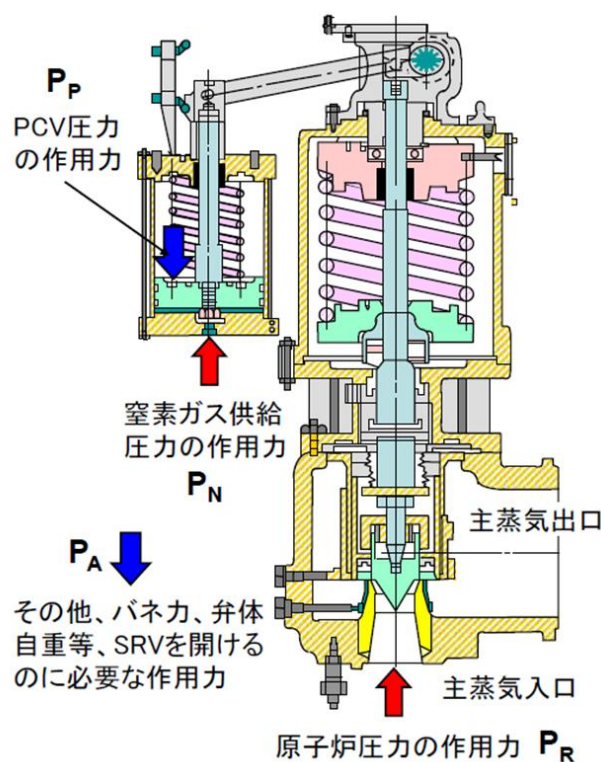


図5 SRVの断面図[5]

3. シミュレーションによる検討

本章では、RCICからRPVへの注水、並びにSRVの開閉及びRCICタービンへの抽気を解析条件に設定した3号機のプラントパラメータの再現解析を行い、RCICの運転期間における原子炉圧力挙動を検討する。

3.1 解析体系及び解析条件

再現解析では BWR の 2 相流挙動をより实际的に評価することができる 2 流体モデルの RELAP5 コードを使用した。3 号機を模擬したノーディング図を図 6 に示す。図に示すように、原子炉压力容器、再循環ループ、給水系、主蒸気系などを模擬するコンポーネントでプラント全体を模擬した。また、対象期間のプラント挙動を再現するため、原子炉からの蒸気放出として、設計条件に従って開閉する SRV、RCIC タービン抽気、及び当該期間において解析上設定した条件にて SRV 経由の蒸気放出を模擬する弁（以下「蒸気放出模擬弁」という。）を設け、そして、RCIC から RPV への注水を模擬するコンポーネントを設けた。なお、原子炉スクラム後の崩壊熱はコード内蔵のモデルを用いた。当該期間のプラント挙動に影響を与える主要な解析条件の設定を次に示す。

(1) 設計条件に従って開閉する SRV について

津波到達までは SRV の逃がし弁モードによる通常の開閉が継続するとし、表 1 に示す開圧力及び作動順序に従って開く設定とした。作動順序については、SRV の開閉が C 弁、G 弁、そして A 弁と切り替わった状況が過渡現象記録装置 [3] に記録されているが、その点をふまえて便宜上設定したものである。また、津波到達に伴う全交流電源喪失後の SRV の開閉は、アキュムレータ圧力の低下を考慮し、過渡現象記録装置の記録に基づいて 8 回開閉するとした¹。

表 1 SRV 開閉の設定圧力と本解析での作動順序（単位：MPa[gage]） [7]

	A	B	C	D	E	F	G	H
開圧力	7.51	7.58	7.44	7.58	7.51	7.58	7.51	7.58
作動順序	3	5	1	6	4	7	2	8

(2) 蒸気放出模擬弁（SRV 経由の蒸気放出の模擬）について

2 回目の RCIC 運転期間における SRV 経由の蒸気放出については、上述したように、通常の開及び全閉ではないと考えられるので、原子炉圧力及び原子炉水位挙動を再現する面積として 1 弁全開時の 10% とした。弁の開閉条件は、原子炉圧力の測定値をおおむねトレースする曲線（図 7）を弁の開閉を制御する時々刻々の設定値とし、この設定値と原子炉圧力との関係に従って開閉する設定とした。

- ・ 弁面積 全開時の SRV 面積の 10%

¹ SRV の C 弁の作動が示されなくなった後、続いて作動した G 弁では 8 回の作動が過渡現象記録装置に記録されている [3]。

- ・開閉条件 開：原子炉圧力 > 図 7 に示す圧力の設定値
閉：原子炉圧力 < 図 7 に示す圧力の設定値

(3) 1 回目の RCIC 運転の模擬

11 日 15:05 に手動起動された 1 回目の RCIC 運転では、原子炉水位高によって 15:25 に自動停止するまでの間、2 回目の RCIC 運転のような流量調整の操作は行われなかった。したがって、この期間の RCIC から RPV への注水量は一定値で流入するとした。

- ・注水期間 15:06 に注水を開始し²、解析で原子炉水位が L8 に達する 15:25 に注水を停止。
- ・注水量 30 kg/s (原子炉水位高 L8 で RCIC が停止する時刻が測定値に一致する注水量とした)

(4) 2 回目の RCIC 運転の模擬

11 日 16:03 に手動起動され、16:16 から RCIC から RPV への注水が開始された 2 回目の RCIC の運転は、原子炉水位高による自動停止とならないように原子炉水位を監視しながらの操作だったので実際の RPV への注水の状況は分からない。しかしながら、上述したように、この原子炉水位の測定値 (図 1) は RPV への注水状況が反映されたものと考えることができる。したがって、蒸気放出模擬弁の開閉条件の考え方と同様に、原子炉水位の測定値をおおむねトレースする曲線 (図 7) を設定し、この設定値と原子炉水位との関係に従って RPV への注水の有無を切り替えるとした。この注水条件は RCIC が自動停止する 12 日 11:36 分まで継続させた。なお、RPV への注水量は、原子炉圧力及び原子炉水位を再現する流量として、1 回目の注水量の 80% とした。

- ・注水期間 11 日 16:16 ~ 12 日 11:36
- ・注水量 1 回目の注水量の 80%
- ・注水条件 原子炉水位が測定されている 11 日 17:10 から次に示す条件で注水を切り替える。ただし、原子炉水位高によって RCIC が自動停止するトリップは無効化した。
注水：原子炉水位 < 図 7 に示す水位の設定値
停止：原子炉水位 > 図 7 に示す水位の設定値

(5) RCIC 運転中の RCIC タービンへの抽気流量

RCIC タービンへの抽気の模擬は、RCIC の運転に必要な蒸気消費量に相当す

² 解析は当直員引継日誌の時刻に基づいて設定したものである。なお、参考文献[1]は 3 号機のアラームタイプに記録された時刻を記載している。

る量が抽気される弁面積を設定し、RCIC 運転中は開放させた。

- 弁面積 RCIC 運転時の蒸気消費量となる面積
- 抽気期間 RCIC 運転が行われた期間 (1 回目及び 2 回目)

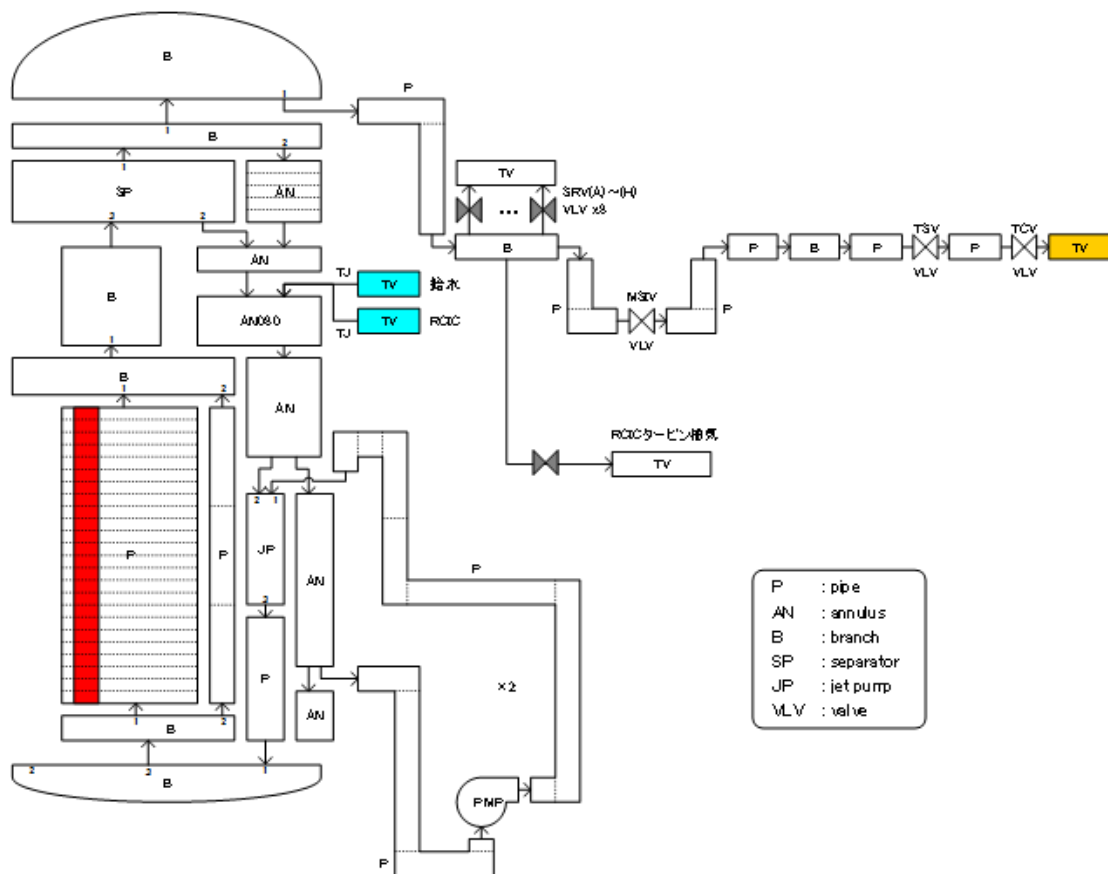


図 6 解析ノード図

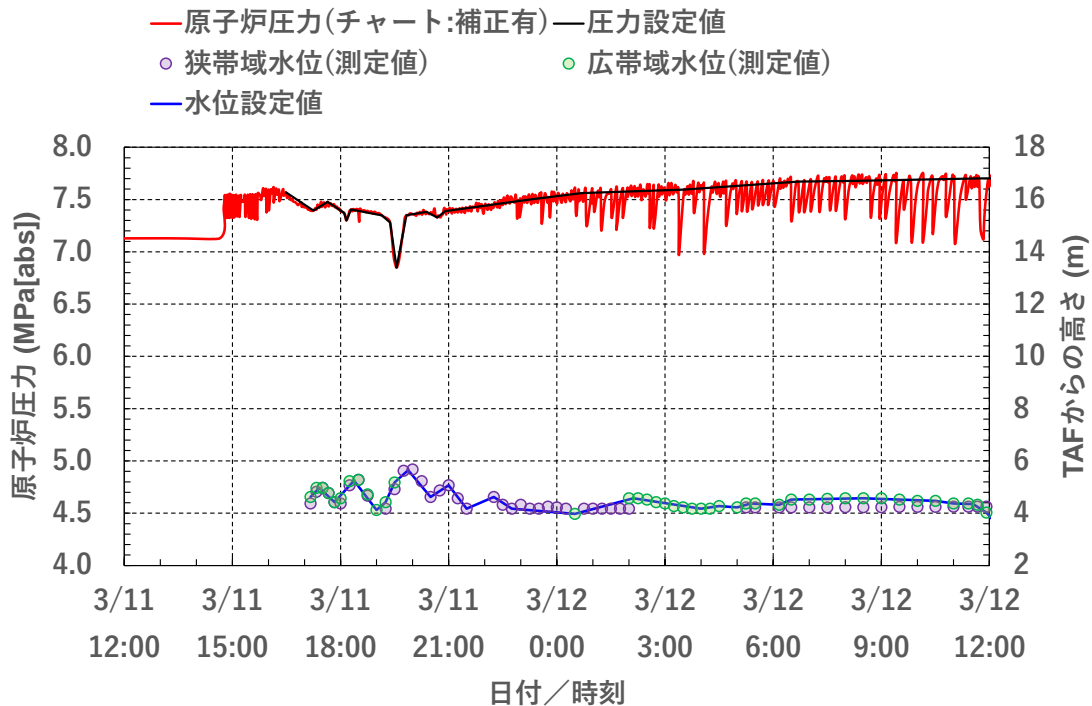


図7 解析で使用した設定値（黒：圧力設定値、青：水位設定値）

3.2 解析結果

原子炉水位及び原子炉圧力の解析結果を測定値と比較して図8に示す。RCICが手動起動されるまでのプラント挙動は、地震発生に伴う原子炉スクラムによる原子炉出力の低下によって原子炉水位及び原子炉圧力は低下するものの、MSIVが閉鎖されるのでこれらのパラメータは上昇に転じ、SRV開閉による原子炉圧力の制御がRCIC運転開始まで継続する結果となっている。RCIC運転開始後の解析結果について以下に説明する。

(1) 原子炉水位

1回目のRCIC運転を模擬した期間の原子炉水位変化は、SRVの開閉に伴って蒸気が放出されるので水位低下するものの、11日15:06からRCICの注水を開始するので原子炉水位は上昇に転じている。原子炉水位は上昇を続けて15:25には原子炉水位高L8に達し、上述した解析条件に従って注水を停止したので原子炉水位は再び低下する結果となった。この期間の原子炉水位の測定値は無いものの、原子炉水位高でRCICが自動停止したタイミングが事故発生時の記録[1]エラー! 参照元が見つかりません。とおおむね同じ時刻であったことを踏まえると、1回目のRCIC運転におけるRPVへの注水状況を再現していると考えられる。

11日 16:03以降の2回目のRCIC運転における解析結果について述べる。16:16からのRPVへの注水開始によって原子炉水位は上昇する。この時の原子炉水位の上昇は測定値と同様であるものの、測定値よりも早い水位上昇となっており、解析で注水を停止した時点(17:10)では測定値よりも高い水位となっている。これは、解析条件で述べたように、2回目のRCIC運転の注水条件を測定値が記録された17:10以降に設定したため、16:16から同時刻までは原子炉水位の状況と関係なく、定格の80%の注水量で継続した結果である。したがって、シミュレーションではRPVへの注水量は実際よりも多い結果になっているといえる。なお、RPVへの注水量が実際よりも多い結果になっていることは、後述する原子炉圧力に見られる大きな圧力低下の要因でもあると考えられる。

17:10以降のRCICからRPVへの注水は、水位測定値をトレースした設定値と原子炉水位との関係に従い、RCICからRPVへの注水及び停止を図9に示すように繰り返すことによって、原子炉水位の測定値を再現する結果になっている。

(2) 原子炉圧力

11日 15:06にRCICの注水を開始するまでの原子炉圧力は、原子炉スクラムによる原子炉出力の低下によって圧力低下するものの、その後にMSIVが閉鎖するので原子炉圧力は上昇に転じ、SRVの開閉によって原子炉圧力は制御される結果となっている。

1回目のRCIC運転期間の原子炉圧力挙動について述べる。15:06からRPVへの注水を開始し、原子炉圧力は15:13頃から低下を始めるものの、15:25に原子炉水位が原子炉水位高L8に達してRCICは停止するので、原子炉圧力は上昇に転じてSRV開設定圧に再び達し、SRVの開閉による原子炉圧力の制御が継続している。

2回目のRCIC運転では、16:30頃から原子炉圧力は大きく低下し始めており、この時の圧力低下は測定値よりも大きい結果となっている。このような差異が生じている要因は次のように考える。原子炉水位の結果で説明したように16:16からのRPVへの注水が実際よりも多い結果になっているので、崩壊熱の発熱がより冷却される状態になっていることを踏まえると、解析結果の原子炉圧力が大きく低下している要因は、RCICからRPVへの注水量の違いによるものと考えられる。また、解析コードを用いたシミュレーションでは、プラント全体を複数のノードに分割して模擬するので、ノード内の温度は均一化されて減圧挙動を大きく評価する傾向があることも考えられる[5]。

このような大きい圧力低下は18:08頃及び19:15頃にも見られる。図9に示すように、解析ではこのタイミングでRCICからRPVへの注水が開始してお

り、また、この頃の崩壊熱は 16:16 よりも更に低下している状況なので (図 4)、2 回目の RCIC 運転の注水開始時に見られた大きい圧力低下と同様のメカニズムによって生じたものである。

解析では、19:55 頃に RPV への注水を停止したことに伴い、原子炉圧力は上昇に転じ、蒸気放出模擬弁の開閉設定圧まで上昇する。その後の推移は、RCIC から RPV への間欠的な注水 (図 9) 及び蒸気放出模擬弁の開閉 (図 10) によって、測定値に見られるような間欠的な圧力の低下及び上昇を繰り返しながら、原子炉圧力が緩やかに上昇する傾向を再現する結果となっている。

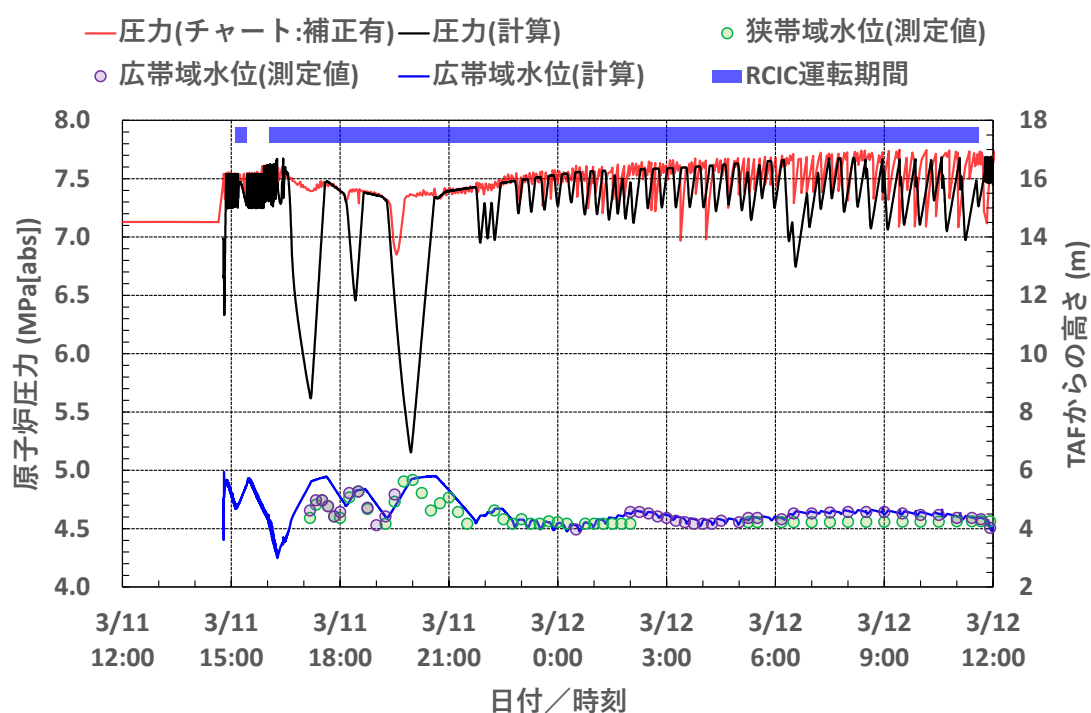


図 8 原子炉水位と原子炉圧力

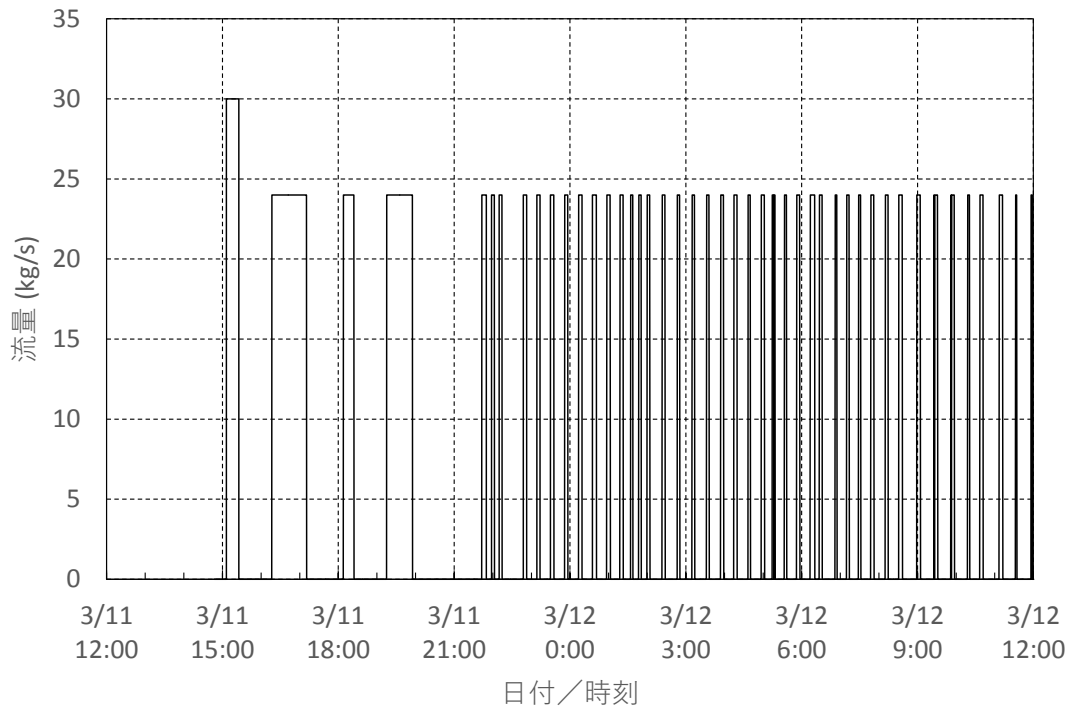


図9 RCIC から RPV への注水流量

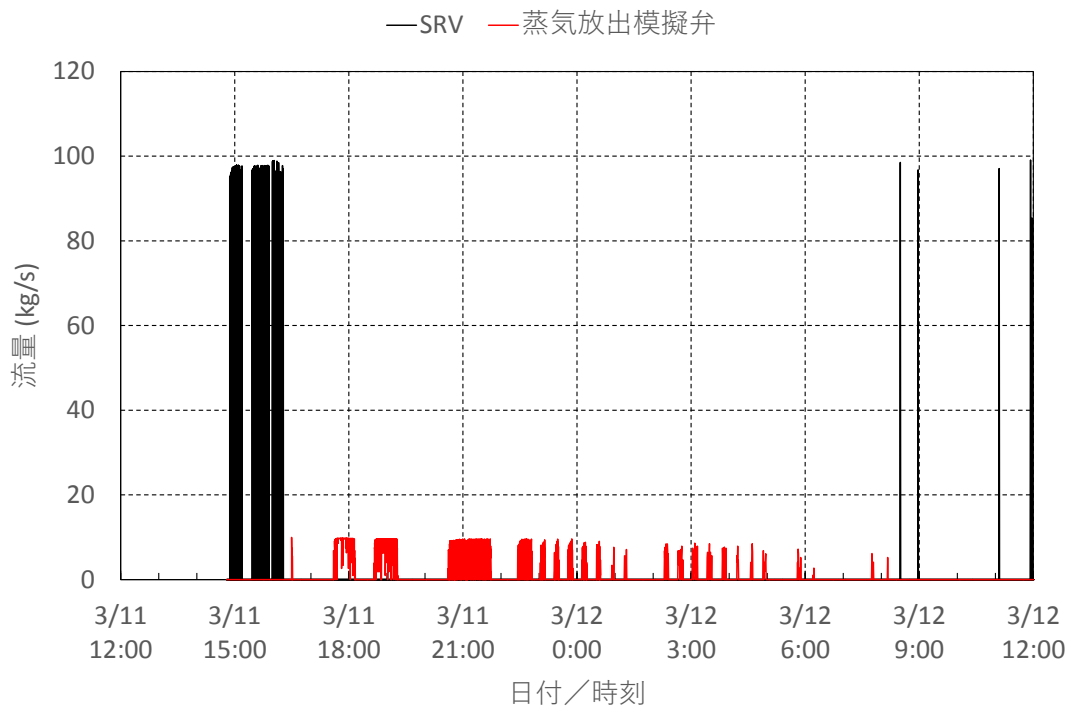


図10 SRV 及び蒸気放出模擬弁の流量

3.3 RCIC 運転期間の原子炉圧力挙動について

ここでは、上述した解析結果を踏まえて RCIC 運転期間における実際の原子炉圧力挙動のメカニズムを説明する。

解析結果では、11 日 15:06 から開始した 1 回目の RCIC 運転によって RPV は冷却されるので、この頃まで継続していた SRV の開閉に伴う原子炉圧力の低下及び上昇の繰り返しが一時的に見られなくなる。その後、15:25 に原子炉水位が原子炉水位高に達して RCIC が停止したので、再び SRV によって原子炉圧力は制御される状況が 16 時頃まで継続している。これは、図 11 に示す崩壊熱と SRV、RCIC 抽気及び蒸気放出模擬弁の蒸気放出による除熱との比較に見られるように、津波が到達するまでの SRV 開閉条件として設定した SRV の蒸気放出に伴う除熱が崩壊熱よりも大きいことから確認することができる。

2 回目の RCIC 運転では、16:16 に注水が開始されてから 20 時頃までの原子炉圧力は低下及び上昇を繰り返しながら全体的には低下傾向で推移し、20 時以降はそれまでよりも小さい圧力低下及び上昇を繰り返しながら全体的には上昇傾向で推移する結果となっている。

注水開始から 20 時頃までの原子炉圧力の挙動について整理する。図 8 に見られるように、16:16 から開始された RPV への注水によって原子炉水位は上昇を続ける。そして、RPV への注水の制御を 17:10 に開始すると³、原子炉水位は設定値よりも高い状況なので注水が停止され(図 9)、原子炉圧力は上昇している。これは、RPV への注水によって崩壊熱による炉内の蒸気発生量が減少し、注水が停止すると蒸気発生量が増加したことによるものである。同様の挙動は 18:07～18:23 及び 19:15～19:55 にも生じている。なお、解析結果に見られる 20 時頃までの原子炉圧力の全体的な低下傾向は、当該期間の RCIC から RPV への注水による冷却効果が崩壊熱を上回る関係であったことを示唆するものである。

20 時頃から原子炉圧力は上昇に転じ、2 回目の RCIC 運転が停止する 12 日 11:36 まで、それまでよりも小さい圧力低下及び上昇を繰り返しながら全体的には上昇傾向で推移している。解析結果に見られる小さい圧力低下は解析条件に従った RCIC から RPV への注水のタイミングと一致しており(図 9)、20 時頃までに見られた圧力低下と同様に、RCIC から RPV への注水に伴う冷却の影響と考えられる。一方、RCIC が停止するまでは、測定値と同様に、全体的には上昇傾向となっている。これは RCIC タービンへの抽気による蒸気放出だけでは崩壊熱を消費できないことを示すものであり、崩壊熱を消費するための別途の蒸気放出が必要だったことを示唆するといえる。崩壊熱による

³ 2 回目の RCIC 運転の注水制御は原子炉水位が記録されている 17:10 から設定。

発熱と蒸気放出による除熱の積分値の比較を

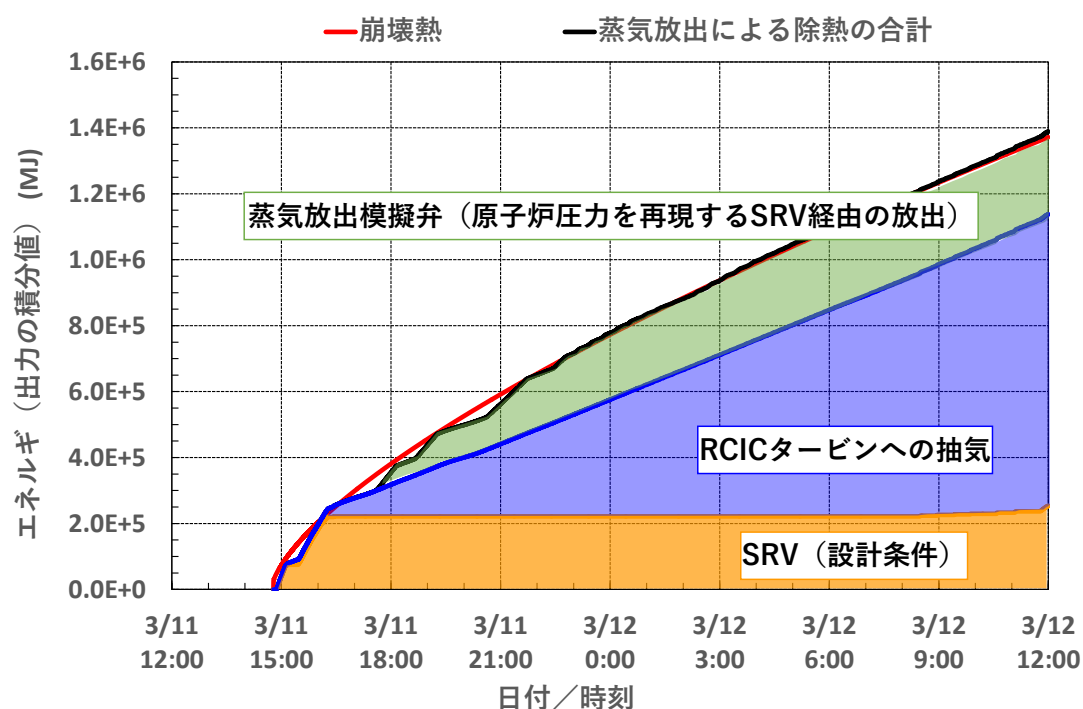


図 12 に示す。図に見られるように、2 回目の RCIC 運転期間の原子炉圧力の上昇傾向を再現するには、設計条件に従った SRV の開放及び RCIC タービンへの抽気の蒸気放出に加えて蒸気放出模擬弁の蒸気放出によって崩壊熱を消費する必要があったことが分かる。

RCIC が運転していた期間の測定値には、原子炉水位に急激な水位低下、及び原子炉圧力にも大きな圧力低下は確認されておらず、RPV のバウンダリには有意な漏えいが無かったことを踏まえると、上述の解析結果に見られるように、SRV 経由でサプレッションチェンバへ流れる蒸気放出があった可能性が高いといえる。ただし、図 11 からわかるように、設計条件に従って SRV が全開した場合よりも少ない流量の蒸気放出であったと考えられる。

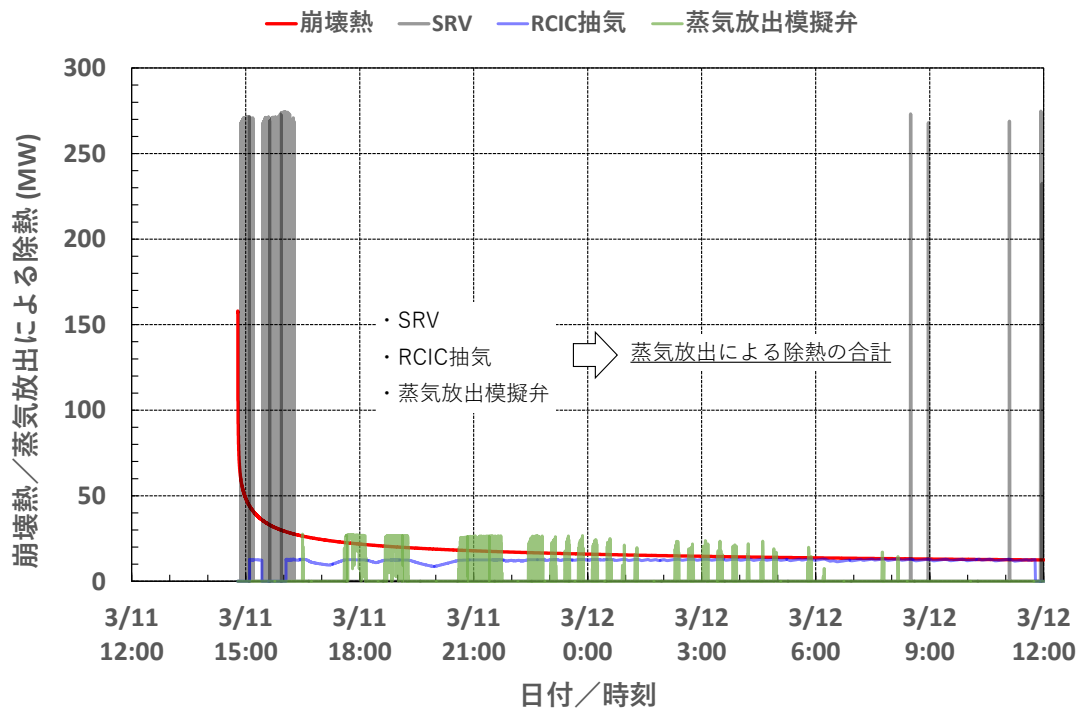


図 11 崩壊熱と蒸気放出による除熱の比較

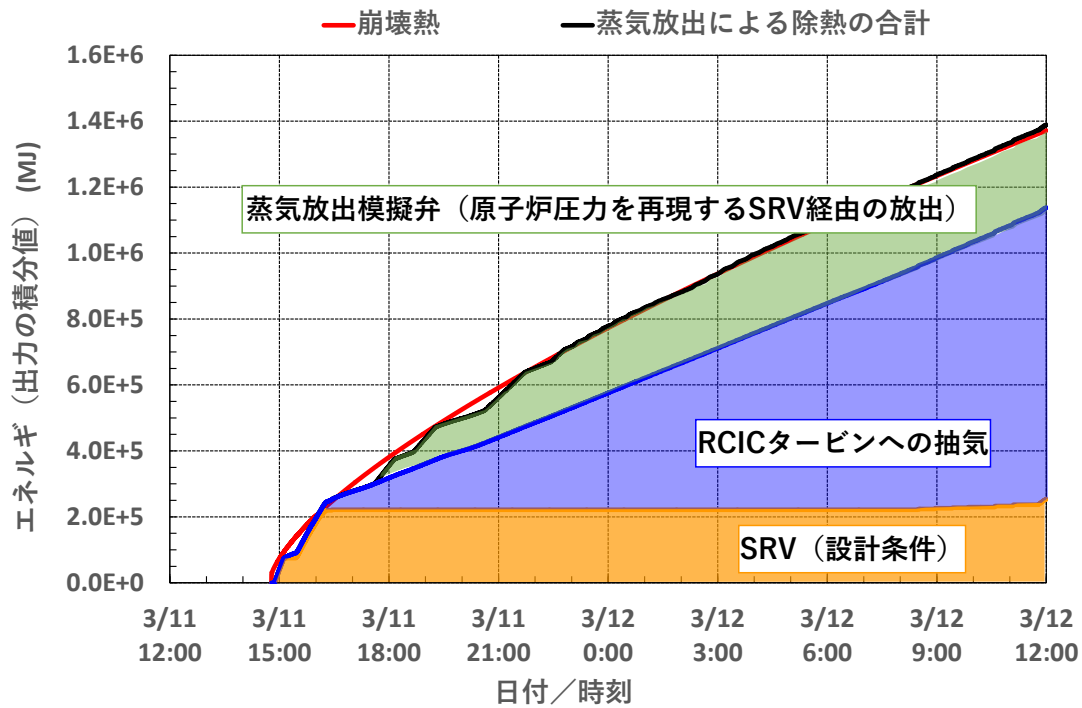


図 12 崩壊熱と蒸気放出による除熱の積分値及びその内訳

4. まとめ

この添付資料では 3 号機 RCIC 運転時の原子炉圧力挙動に注目して当時のプラント挙動を検討し、下記を確認した。

- ・ この期間は RPV のバウンダリが健全だったことを踏まえると、RCIC 運転時の原子炉圧力挙動は RPV 内のエネルギーバランスの関係に従って推移したといえる。
- ・ 2 回目の RCIC 運転開始から 19:30 頃までの期間に見られる原子炉圧力の大きな低下は、解析ではノード内の温度が均一化されて減圧を大きく評価する傾向はあるものの、RCIC から RPV への注水による冷却効果によって起こることを確認した。
- ・ 2 回目の RCIC 運転期間の原子炉圧力挙動について、設計条件に従った SRV の開放及び RCIC タービンへの抽気の蒸気放出だけでは崩壊熱を消費することができないので、SRV 経由でサプレッションチェンバへ流れる蒸気放出があった可能性が高い。ただし、設計条件に従って SRV が全開した場合よりも少ない流量の蒸気放出であったと考えられる。

これらの検討を通じて、RCIC 運転時の原子炉圧力の推移は、開閉モードの特定はできないものの SRV 経由の蒸気放出、及び RCIC から RPV への注水に伴う減圧効果を反映した挙動であったと考える。

5. 柏崎刈羽原子力発電所の安全対策との関係について

本検討より、津波到達後、電源喪失により窒素を供給するアキュムレータへの新たな窒素供給が無い中で、SRV が開閉したことでアキュムレータ内の窒素が消費され、RCIC 運転期間に SRV が全開又は全閉にならない開閉状態になっていた可能性が考えられる。一方、原子炉の安全確保の観点では原子炉を減圧し低圧注水を促進するための ADS 機能及び手動による急速減圧機能が特に重要であり、これらの機能を維持するためには窒素供給手段や電源の確保が重要となる。

柏崎刈羽原子力発電所では、以下の対策により SRV の ADS 機能、手動による急速減圧機能を確保している（図 13 及び図 14 参照）。

- ・ アキュムレータの窒素喪失時の窒素供給手段を高圧窒素ガス供給系のポンベにより確保。さらに高圧窒素ガス供給系とは独立したラインからポンベからの窒素供給のみで逃し安全弁の動作が可能な系統を追設。
- ・ 逃がし安全弁への窒素供給ラインの電磁弁のシール材を高温耐性が優れ

た EPDM へ変更。

- ・ 逃がし安全弁への熱的影響緩和のための代替スプレイ手順を追加。
- ・ 常設直流電源喪失時に備え、AM 用蓄電池、可搬型直流電源設備（電源車）又は逃がし安全弁用可搬型蓄電池による供給手段を追加。

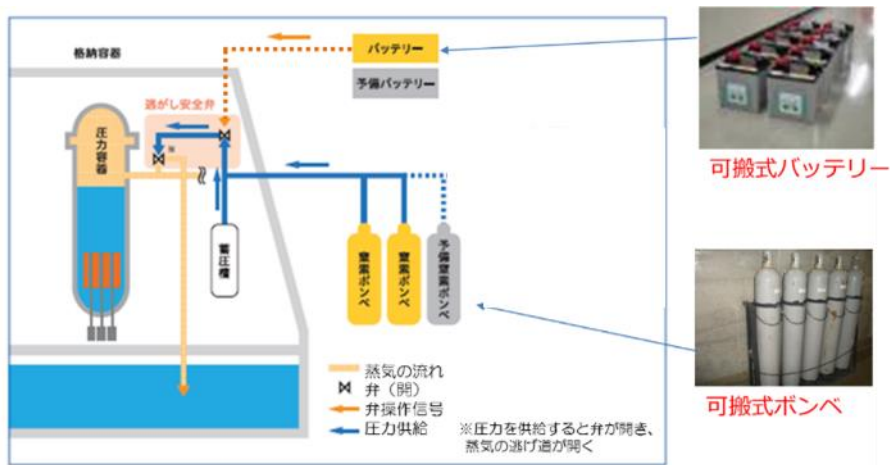


図 13 SRV による減圧機能確保のための対策 (1/2)

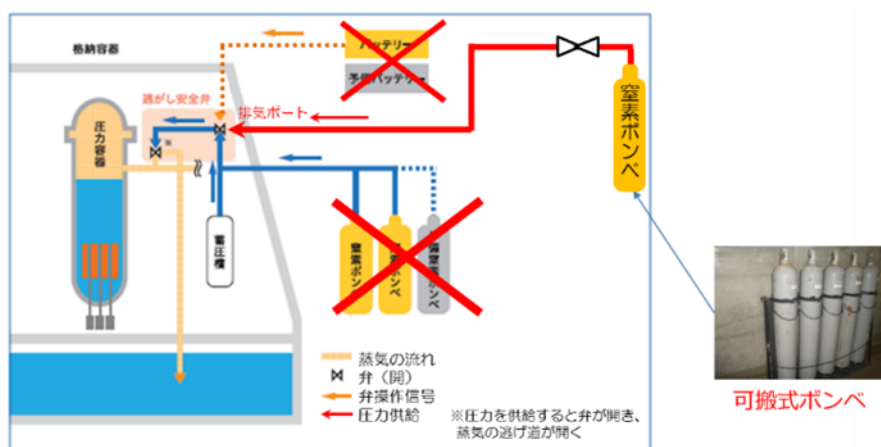


図 14 SRV による減圧機能確保のための対策 (2/2)

参考文献

- [1] 福島原子力事故調査報告書 別紙 2 福島第一原子力発電所 3 号機における地震発生から 3 月 15 日 (火) までの主な時系列、平成 24 年 6 月 20 日、東京電力株式会社
- [2] 福島原子力事故調査報告書 別紙 2 福島第一原子力発電所 3 号機 注水に関する対応状況について、平成 24 年 6 月 20 日、東京電力株式会社

- [3] 過渡現象記録装置データ（3号機）、東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集 6. 過渡現象記録装置データ、東京電力ホールディングス株式会社、
https://www.tepco.co.jp/decommission/data/past_data/accident_plantdata/pdf/f1_6_Katogensho3.pdf
- [4] 3、4号機 当直長引継日誌、東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集 4. 運転日誌類、東京電力ホールディングス株式会社、
https://www.tepco.co.jp/decommission/data/past_data/accident_plantdata/pdf/f1_4_Nisshi3_4.pdf
- [5] 東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会 第14回会合 資料2-2 福島第一原子力発電所3号機のRCIC運転中の原子炉圧力挙動について、2020年9月3日、東京電力ホールディングス株式会社
- [6] Information Portal for the Fukushima Daiichi Accident Analysis and Decommissioning Activities 各号機の崩壊熱の時間推移、2012年11月30日、<https://fdada.info/develop/docs/pdf/ES-Unit123-05.pdf>
- [7] 福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第5回進捗報告 添付資料3-4 3号機13日2時頃から12時頃の原子炉圧力の挙動について、平成29年12月25日、東京電力ホールディングス株式会社

(別冊 1) 2012 年 3 月 12 日に公表した MAAP コードによる解析結果

別冊 1. 1 1号機のこれまでの解析結果

別冊 1.1.1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 2-1 にプラント条件を、表 2-2 に事象イベントを示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したものである。

表 2-1 1号機 プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	1380 MWt (定格出力)
初期原子炉圧力	7.03MPa [abs] (通常運転圧力)
初期原子炉水位	4187mm (通常水位：TAF 基準)
RPV ノード分割	添付資料 1 図 4
有効炉心ノード分割数	半径方向：5 ノード 軸方向：10 ノード
被覆管破損温度	727°C (1000K)
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 5
格納容器空間容積	D/W 空間：3410m ³ S/C 空間：2620m ³
サブレーション・プール水量	1750m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整)

表 2-2 1号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定として整理

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
1	3/11 14:46	地震発生	○	—	
2	14:46	原子炉スクラム	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3	14:47	MSIV 閉	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
4	14:52	IC(A) (B)自動起動	○	H23.5.16 報告 3.警報発生記録等データ アラームタイプ	
5	15:03 頃	IC(A)停止	○	H23.5.23 報告「東北太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」	
6	15:03 頃	IC(B)停止	○	H23.5.23 報告「東北太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」	
7	15:07	CCS 系トラスクーリング(A)インサ ービス	○	H23.5.16 報告 (4.運転日誌類)、H23.5.23 報告 (その後全交流電源喪失に伴い停止)	
8	15:10	CCS 系トラスクーリング(B)インサ ービス	○	H23.5.16 報告 (4.運転日誌類)、H23.5.23 報告 (その後全交流電源喪失に伴い停止)	
9	15:17	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動 作を推定 ※1	
10	15:19	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動 作を推定 ※1	
11	15:24	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動 作を推定 ※1	

12		15:26	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1
13		15:32	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1
14		15:34	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1
15		15:37	全交流電源喪失	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌
16		18:18	IC(A)系 2A, 3A 弁開／蒸気発生確認	□	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定 ※2
17		18:25	IC(A)系 3A 弁開	□	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定 ※2
18		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 (以下、DDFP) を起動 (減圧後に注水可能な状態)	□	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 原子炉圧力が高く、DDFP による注水は RPV に届いていなかったものと推定
19		21:30	IC 3A 弁開／蒸気発生確認	□	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定 ※2
20	3/12	1:25	DDFP 停止を確認	□	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 原子炉圧力が高く (3/11 20:07 7.0MPa[abs](現場確認)、3/12 2:45 0.9MPa[abs](中操計器復旧)、この間の原子炉圧力はわからないが)、DDFP による注水は RPV に届いていなかったものと推定

21		4:00頃	淡水注水（1300 リットル）	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」
22		5:46	消防ポンプによる淡水注水を再開	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※3
23		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	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め。 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うように 14:11 にベント弁開を仮定した。
24		14:53	淡水注水完了	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
25		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うように 15:03 にベント弁閉を仮定した。
26		15:36	1号機原子炉建屋の爆発	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
27		19:04	海水による注水を開始	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」 ※3

- ※1 全交流電源喪失以前の IC の動作には不明な点があるものの、2.チャートの記録（H23.5.16 報告）によると、原子炉圧力は約 6.2～7.2MPa[abs]で推移しているが、SRV 第一弁の逃し弁機能の設定圧力は約 7.4MPa[abs]、吹き止まり圧力は約 6.9MPa[abs]であることから、解析上は IC 片系が間欠的に動作したものと仮定。
- ※2 全交流電源喪失以降の IC の動作についても不明な点があるものの、機能したことの記録が不足していることから、IC の機能が喪失しているものと仮定。
- ※3 注水流量変更の時期や注水流量については、H23.6.13 プレス『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』に記載の日付毎の炉内への注水量に基づき、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定。

別冊 1.1.2 計測されたプラントデータからの条件設定

解析においては、計測されたプラントデータから、以下の仮定をおき解析を行っている。

① 原子炉圧力容器からの気相漏えいの仮定について

1号機では、格納容器圧力は3月12日1時05分で0.6MPa[abs]、2時30分で0.84MPa[abs]、原子炉圧力は3月12日2時45分で0.9MPa[abs]が測定されており、早い段階で原子炉圧力容器と格納容器の圧力が均圧化していた可能性がある。また、3月11日20時07分に原子炉圧力が7.0MPa[abs]であったことが確認されており、これは主蒸気逃し安全弁（以下、SRV）の安全弁機能での吹き止まり圧力程度の値であり、吹き止まり時点をちょうど観測した可能性もあるが、SRVによる減圧とは異なるメカニズムで減圧した可能性もある。

平成23年5月に公表した解析においては原子炉圧力の低下は原子炉圧力容器の破損時に発生しており、測定結果の再現ができていない。また、格納容器圧力においても、SRVから圧力抑制室（以下、S/C）への蒸気放出が継続している条件では、実測された高い格納容器圧力を再現出来ていない。

そのため、本解析では、炉内構造物の配置や機器の設計情報等から、燃料の過熱および溶融に伴う炉内温度の上昇により、原子炉圧力容器からドライウエル（以下、D/W）への気相漏えいが発生したと仮定して解析を実施した。

原子炉圧力容器からの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および主蒸気配管フランジのガスケット部が挙げられる。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り、D/W内に直接蒸気が漏えいする可能性がある。また、主蒸気配管フランジのガスケットは450℃程度の温度環境でシール機能を喪失する可能性がある。そこで解析においては、解析上燃料被覆管が破損すると設定した、燃料最高温度が727℃（1000K）に達するタイミング（地震発生から約4時間後）および炉内ガス温度が450℃程度となったタイミング（地震発生から約6時間後）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。

但し、あくまで解析上の仮定であり、実際にその時点で原子炉圧力容器から漏えいがあったのか否か、また、漏えいが解析上仮定した条件で計装管のドライチューブ及び主蒸気配管のガスケットから発生したのか否かについては、現時点では不明である。

② 格納容器からの気相漏えいの仮定について

解析においては、実際に計測された格納容器圧力の値にある程度あわせるため、地震発生から約 12 時間後において格納容器の気相部からの漏えい (0.0004m^2) を仮定した。また、地震発生から約 50 時間後、70 時間後にそれぞれ格納容器の気相部の漏えい面積の増加 (0.0008m^2 、 0.004m^2) を仮定した。

漏えいを仮定した、地震発生から約 12 時間後では、格納容器温度は約 300°C 以上となっており、格納容器設計温度 (138°C) を大幅に超えている。過去の研究において※、このような加温条件ではガスケットは損傷に至る可能性があるとの知見があることから、格納容器からの漏えいが事実とすれば加温によるガスケット損傷は要因の一つとして考えられる。また、地震発生から約 50 時間後および約 70 時間後における格納容器からの漏えい面積の増加の仮定に関しても、解析において格納容器温度は高温で推移していることから、漏えい箇所が徐々に増加することは要因の一つとして考えられる。但し、あくまで解析上の仮定であり、実際にその時点で格納容器から漏えいがあったのか、計器側の問題による計測値と解析値の不整合なのかは、現時点では不明である。

※ K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., "High-temperature leak characteristics of PCV hatch flange gasket," Nucl. Eng. Des.,145, 375-386 (1993).

③ 非常用復水器の動作条件に対する見解

全交流電源喪失以降の非常用復水器（以下、IC）の動作状況は未だ不明確であることから、解析においては全交流電源喪失以降の動作は仮定しないこととした※。

なお、全交流電源喪失より前の期間は、IC 片系の間欠動作により原子炉圧力は SRV の動作設定圧力(約 7.4MPa[abs])以下で制御されていた。

※ 平成 23 年 10 月 18 日に、現場の IC 胴側水位計を確認したところ、A 系：65%、B 系：85%（通常水位 80%）であった。

IC の冷却水温度のチャートによると、B 系は 70°C 程度で温度上昇がとまっていることから、冷却水の水位変化を伴う冷却水の蒸発は少なかったものと考えられる。また、A 系は津波到達時点と同じ頃に飽和温度である 100°C 程度に上昇していることから、A 系の冷却水の水位低下は主に津波到達後の熱交換によるものと考えられる。

ただし A 系については、①格納容器内側隔離弁の開度が不明であること、

②燃料の過熱に伴う水-ジルコニウム反応で発生した非凝縮性ガスである水素が IC の冷却管に滞留することで、IC の除熱性能は低下すること、
 ③時期は不明だが、遅くとも 12 日 2 時 45 分には原子炉圧力が低下しており、圧力の低下により原子炉で発生した蒸気が IC へ流れ込む量が低下することで、IC の除熱性能は低下すること、といった理由から、津波到達以降、IC が実際にどの程度の性能を維持し、いつまで機能していたかは不明である。

従って、全交流電源喪失以降の動作は仮定しないこととした平成 23 年 5 月の解析の設定については、適当なものであったと考えられる。

④ 注水量の設定について

注水量については平成 23 年 6 月 13 日に公表した『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』に基づき、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定した。(添付資料 1-1 参照) なお、測定された原子炉水位は、添付資料 1-2 に示すとおり、水位計内の水の蒸発により、実際よりも高い水位を指示していたと考えられるため、解析上、参考としない。

⑤ 崩壊熱の設定について

この解析では、燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した

別冊 1.1.3 MAAP 解析の解析結果

表 2-3 に解析結果を記載する。

表 2-3 1 号機 解析結果のまとめ

項目	解析結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位が TAF に到達した時間)	地震発生後約 3 時間 (3 月 11 日 18 時 10 分頃)
炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が 1200°C に到達した時間)	地震発生後約 4 時間 (3 月 11 日 18 時 50 分頃)
原子炉圧力容器破損時間	地震発生後約 11 時間 (3 月 12 日 1 時 50 分頃)

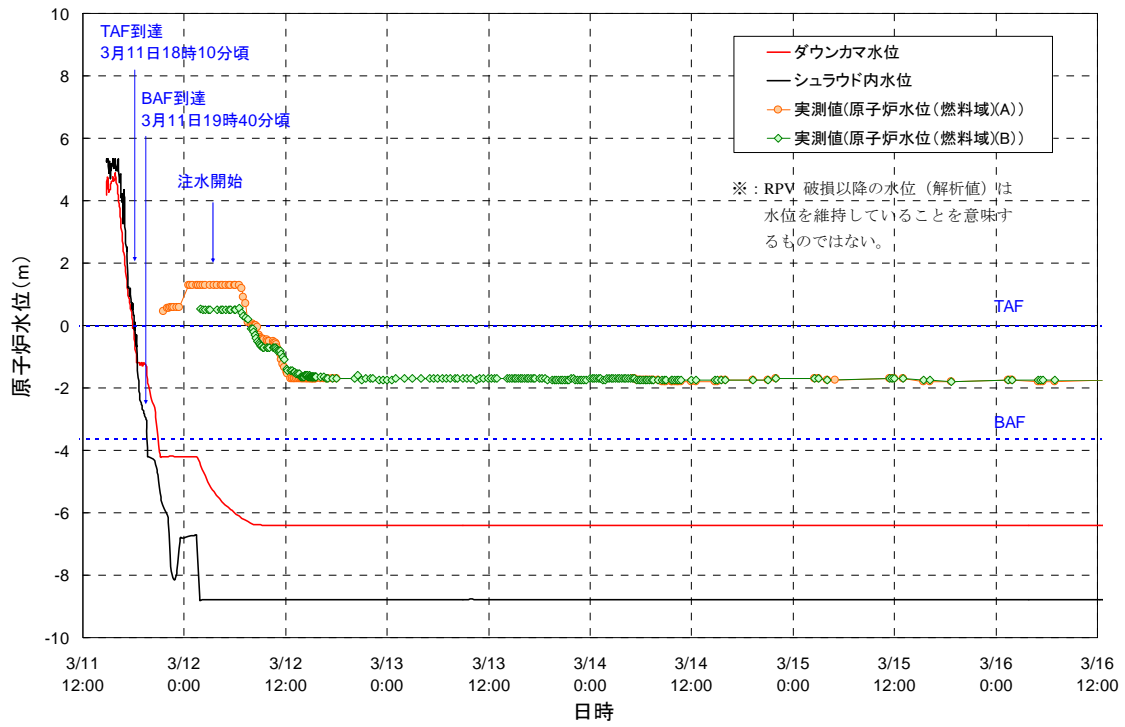


図 2-1 1号機 原子炉水位変化

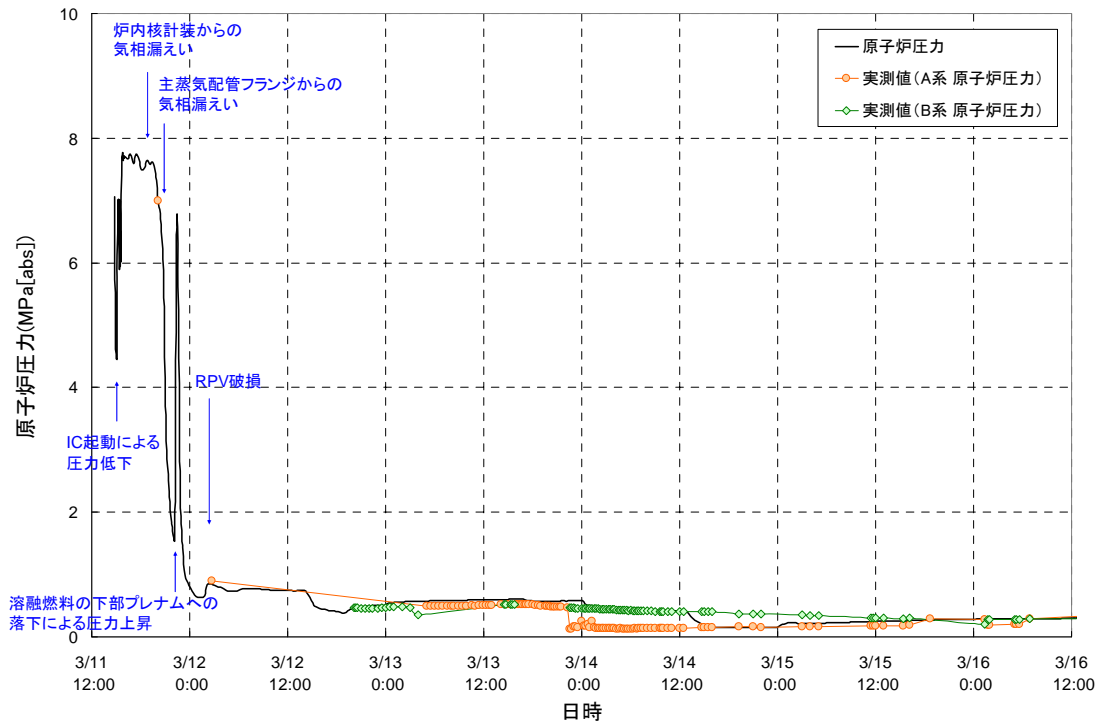


図 2-2 1号機 原子炉压力容器圧力変化

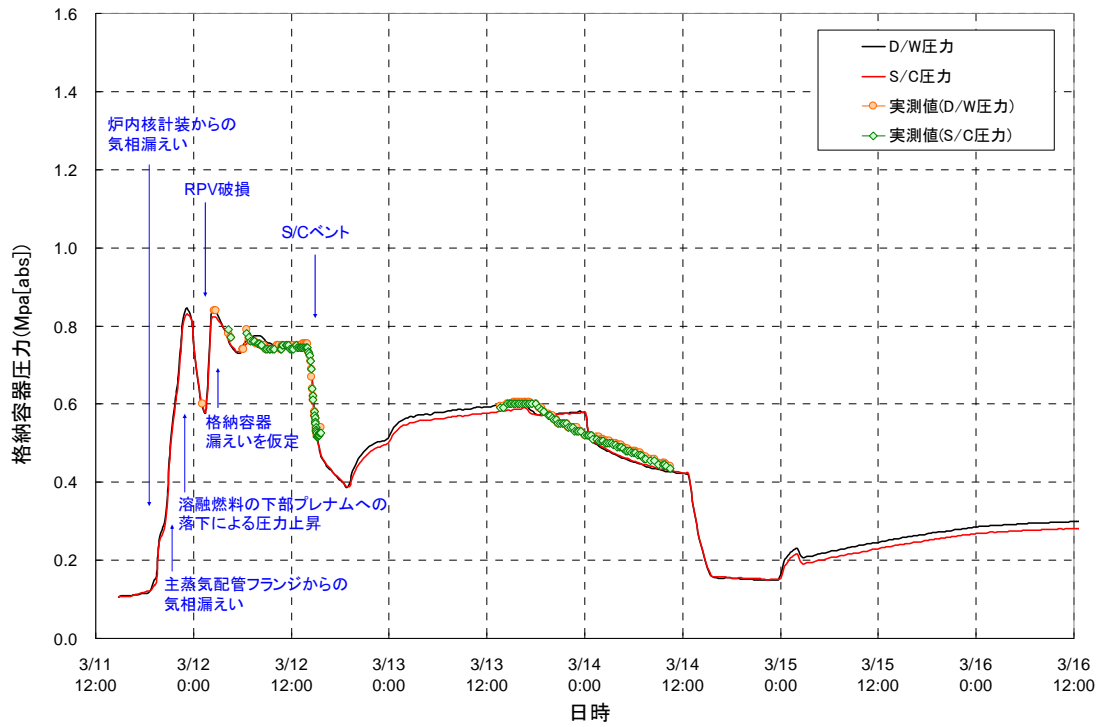


図 2-3 1号機 格納容器圧力変化

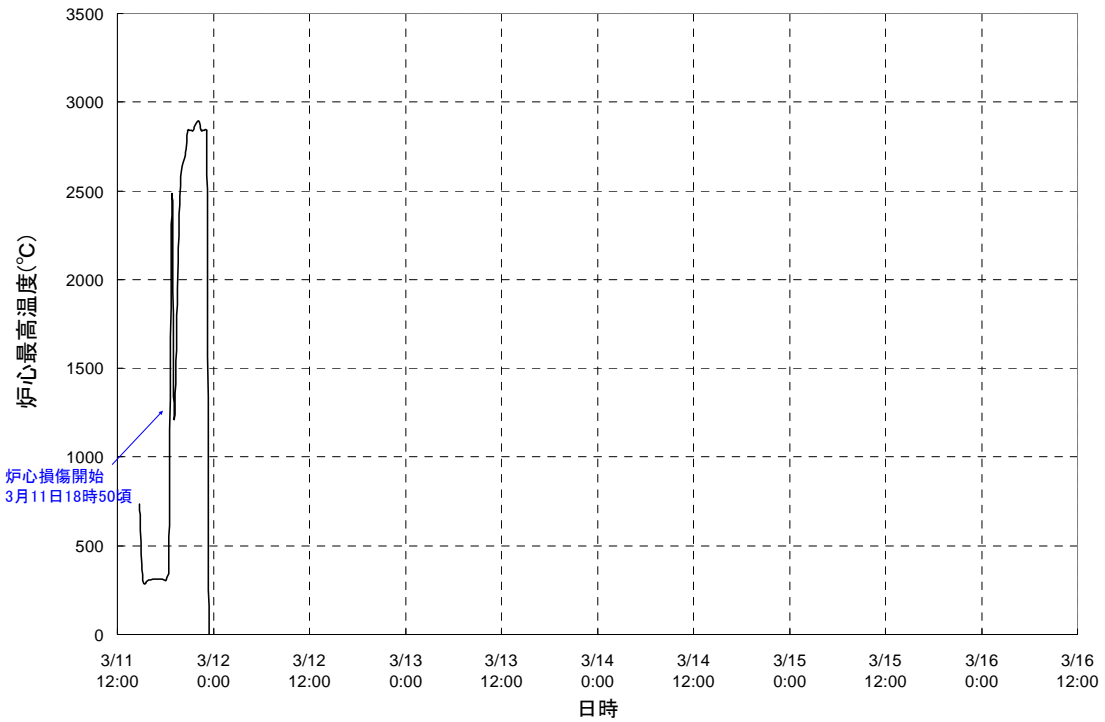


図 2-4 1号機 炉心温度変化

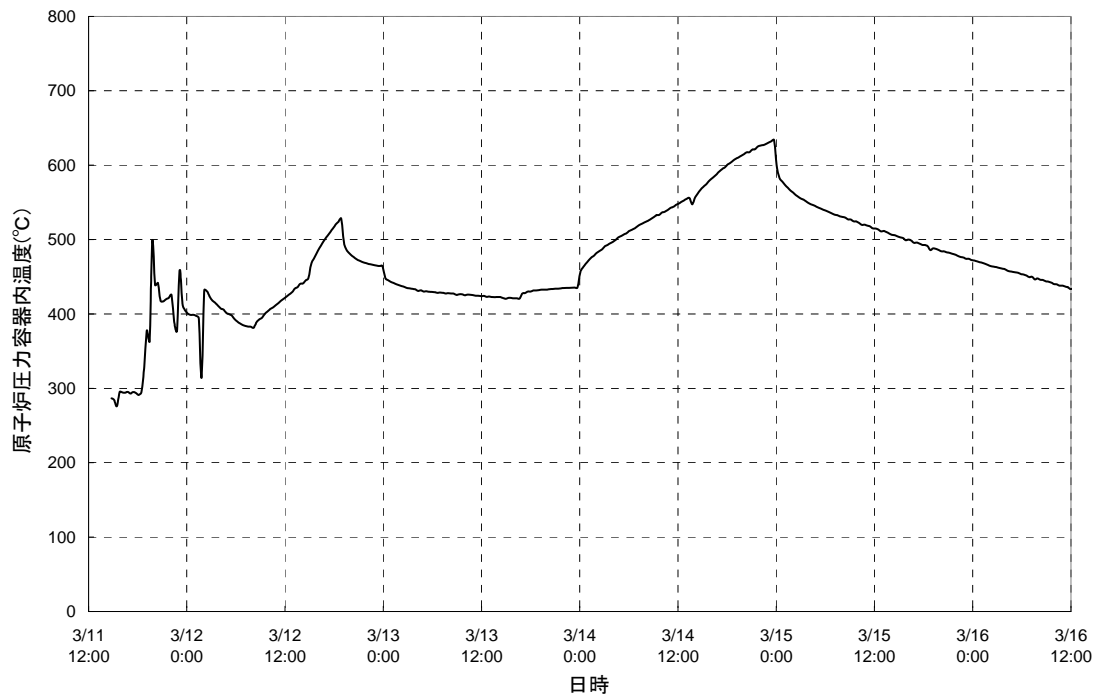


図 2-5 1号機 原子炉压力容器内気体温度

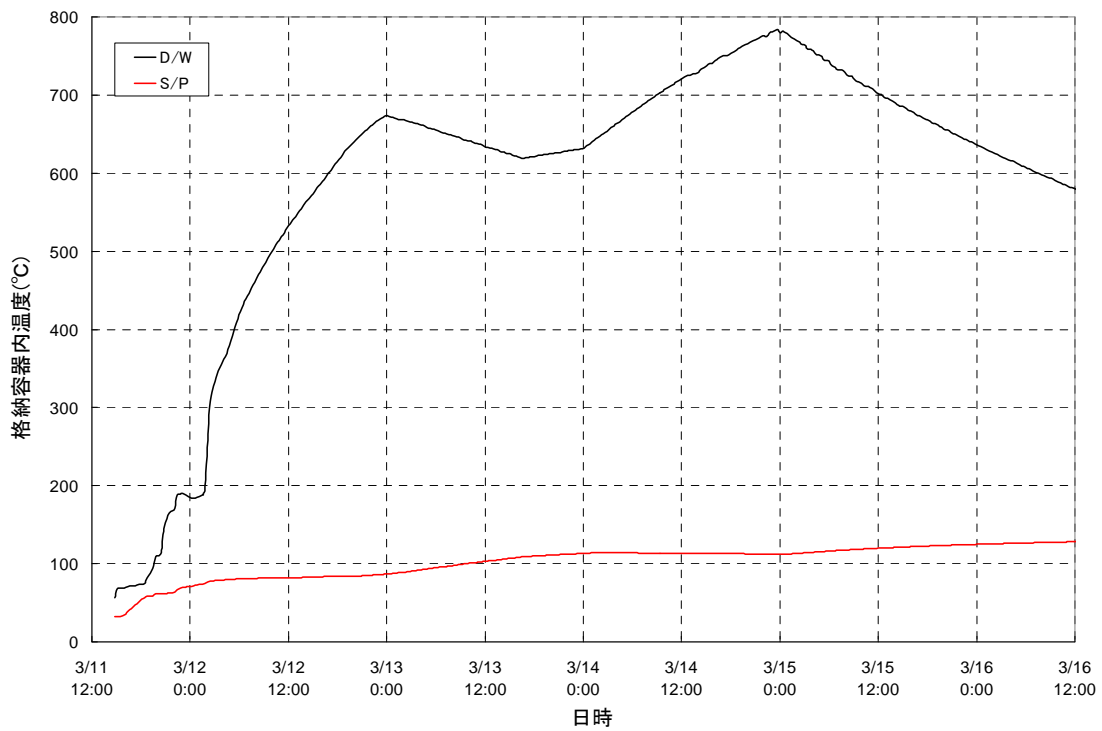


図 2-6 1号機 格納容器温度変化

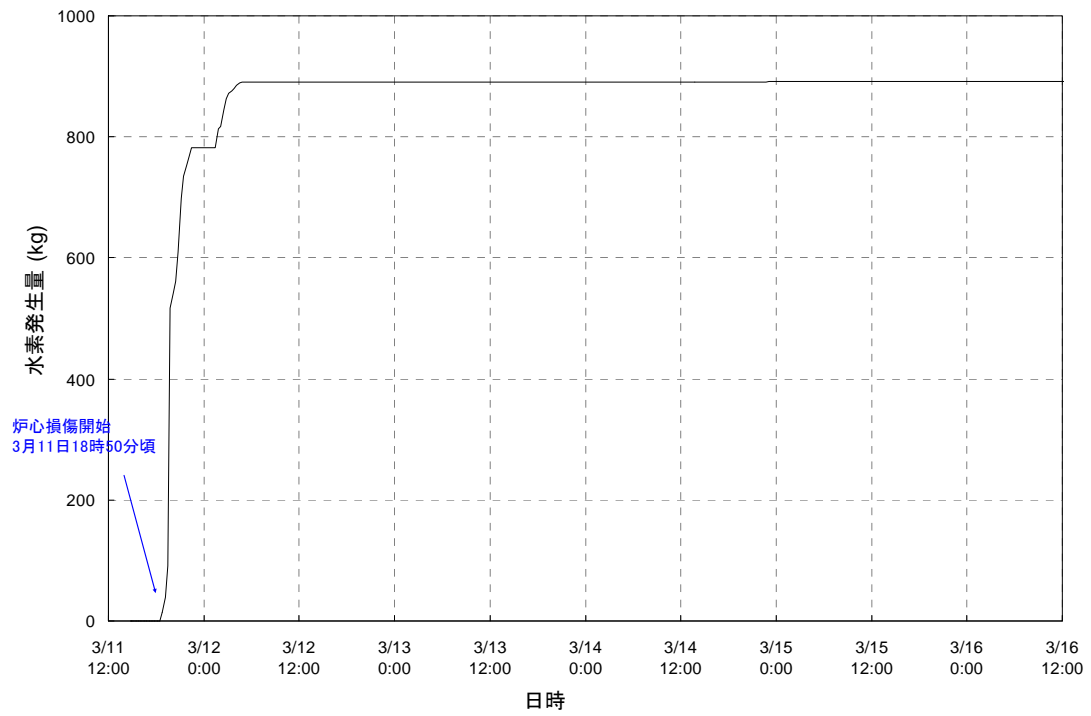


図 2-7 1号機 水素発生量変化

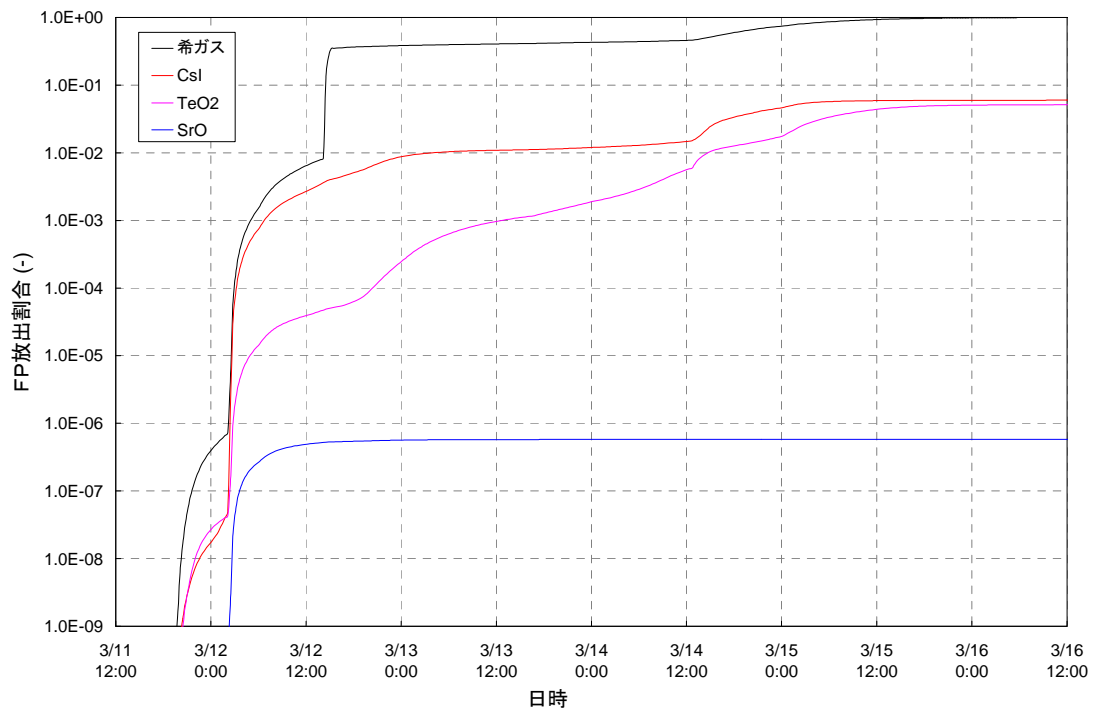


図 2-8 1号機 FP の放出割合 (1/3)

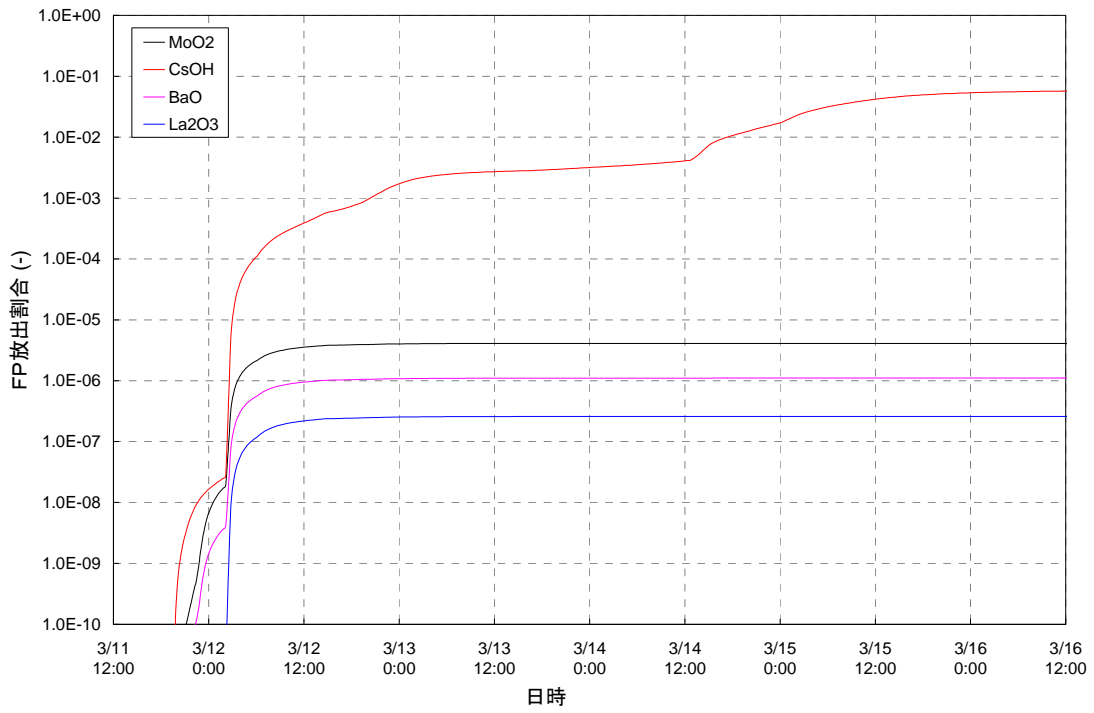


図 2-9 1号機 FPの放出割合 (2/3)

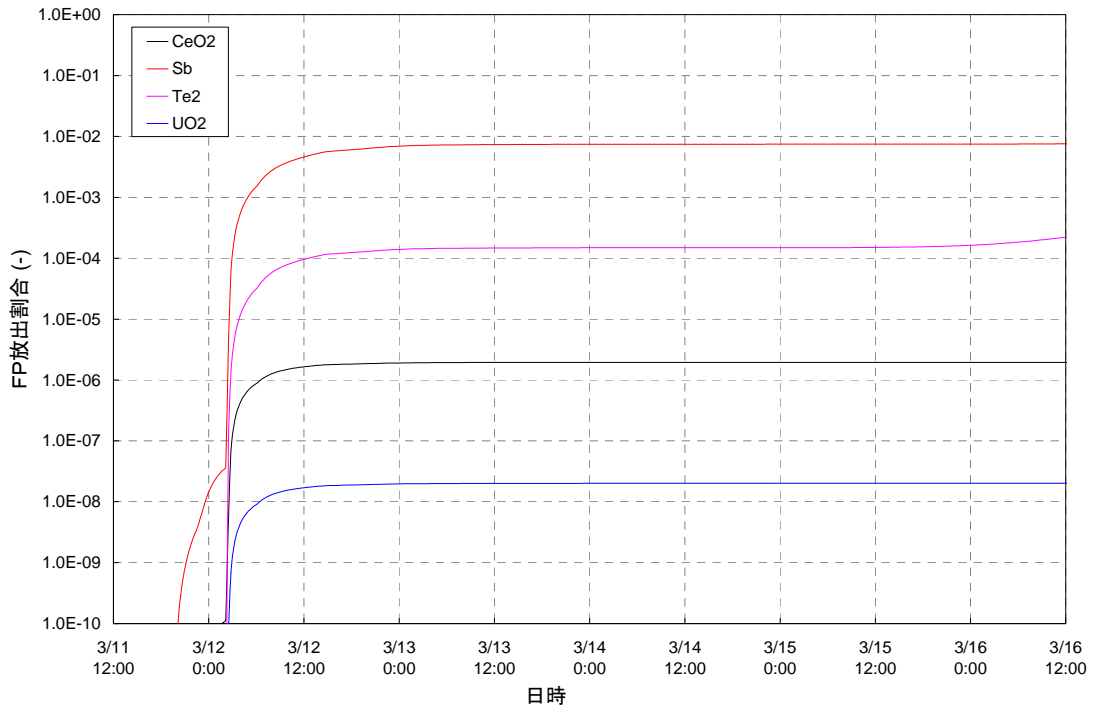


図 2-10 1号機 FPの放出割合 (3/3)

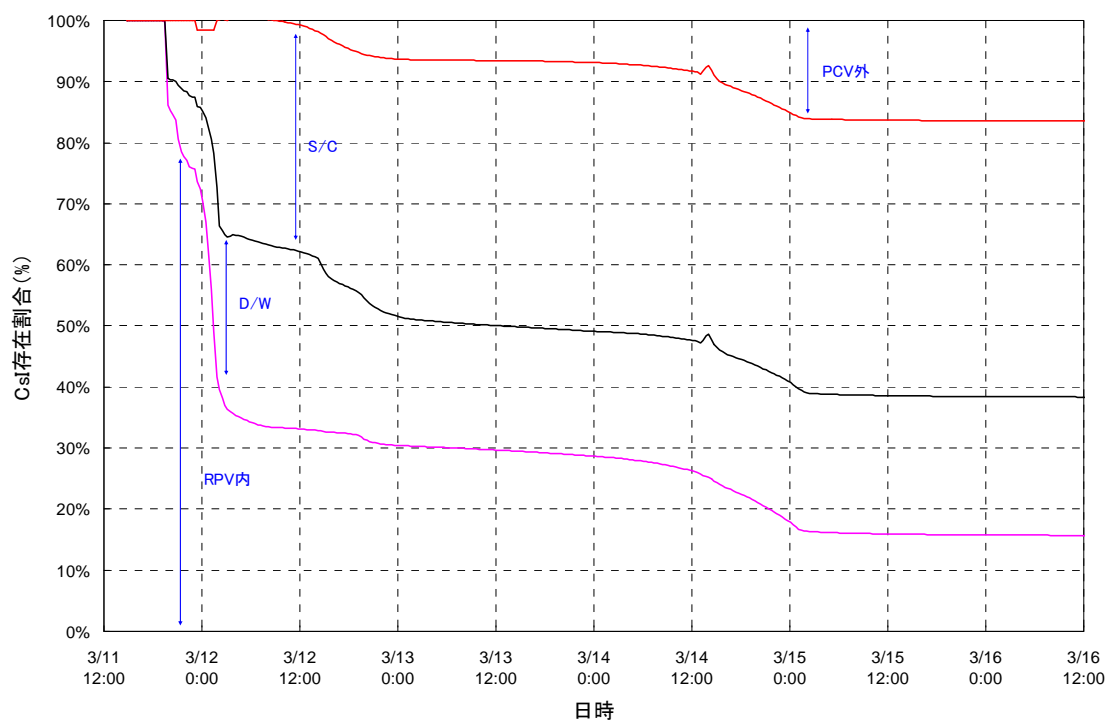


図 2-11 1号機 FP の存在割合 (1/2)

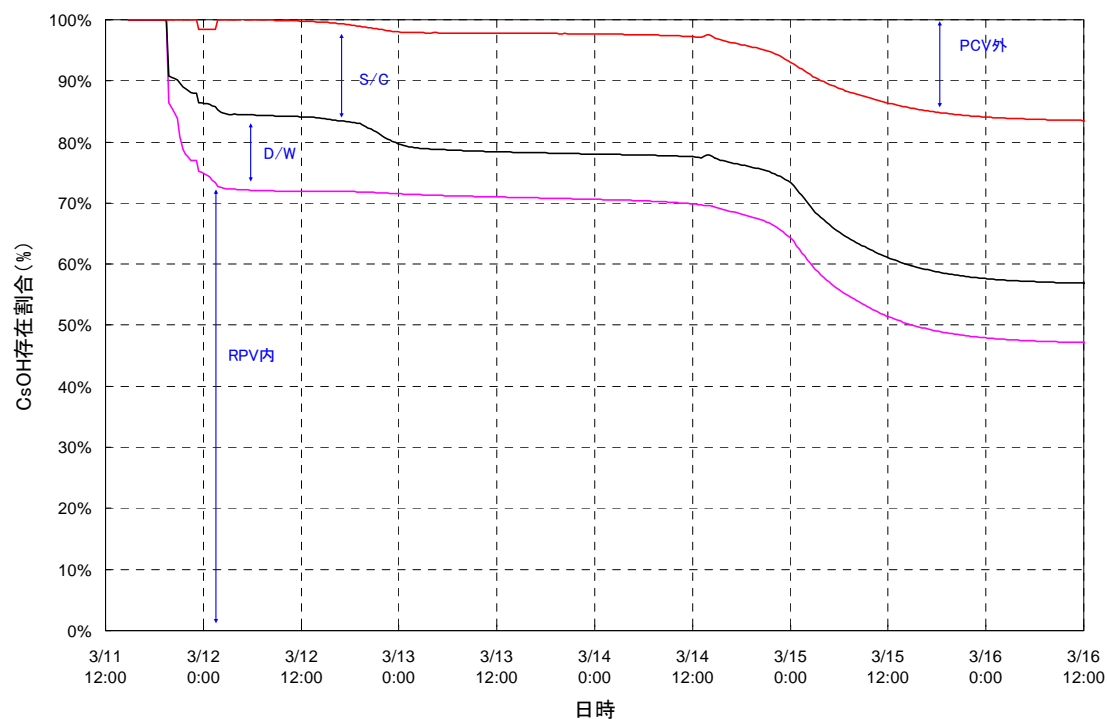
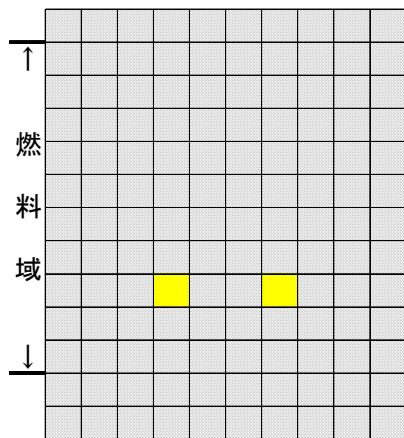
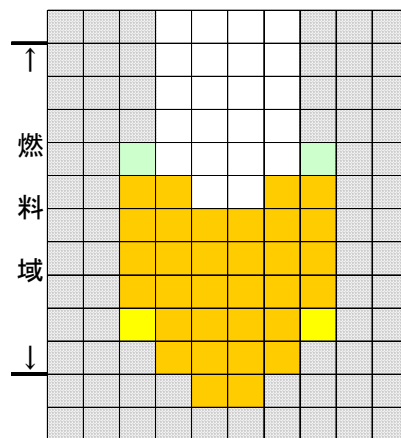


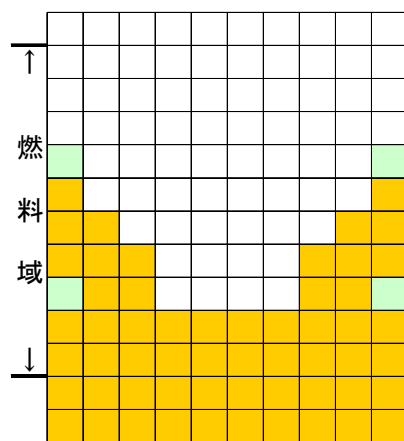
図 2-12 1号機 FP の存在割合 (2/2)



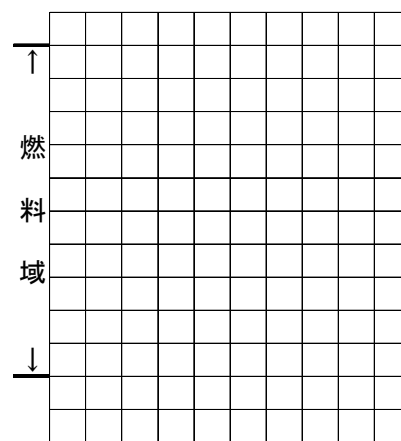
スクラム後 約 4.8 時間



スクラム後 約 5.5 時間



スクラム後 約 7.6 時間



スクラム後 約 8.6 時間

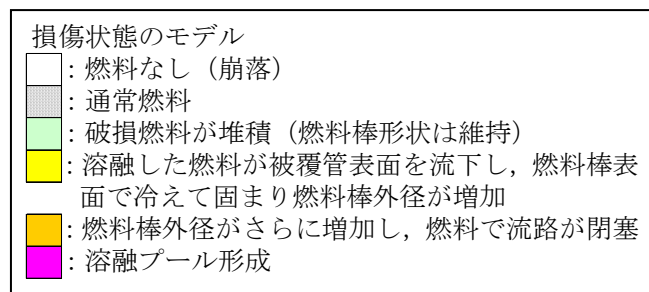


図 2-13 1号機 炉心の状態図

別冊 1. 2 2号機のこれまでの解析結果

別冊 1.2.1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 3-1 にプラント条件を、表 3-2 に事象イベントを示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したものである。

表 3-1 2号機プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	2381 MWt (定格出力)
初期原子炉圧力	7.03 MPa[abs] (通常運転圧力)
初期原子炉水位	約 5274 mm (通常水位：TAF 基準)
RPV ノード分割	添付資料 1 図 6
有効炉心ノード分割数	半径方向：5 ノード 軸方向：10 ノード
被覆管破損温度	727°C (1000K)
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 7
格納容器空間容積	D/W 空間：4240 m ³ S/C 空間：3160 m ³
サブレーション・プール水量	2980 m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整)

表 3-2 2号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
1	3/11 14:46	地震発生	○	—	
2	14:47	原子炉スクラム	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3	14:50	RCIC 手動起動	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」	
4	14:51	RCIC トリップ (L-8)	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」	
5	15:02	RCIC 手動起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
6	15:00 ～ 15:36 頃	RHR による S/C 冷却	△	H23.5.23 報告「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」 今回の解析では期間を短めに 15:00～15:07 に設定。	
7	15:28	RCIC トリップ (L-8)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
8	15:39	RCIC 手動起動	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」	
9	15:41	全交流電源喪失	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
10	3/12 4:20 頃 ～	RCIC 水源を復水貯蔵タンクから圧力抑制室に切替	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 解析上は、この時間の幅の中で、実測値の原子炉圧力に合うタイミング (3/12 4:20) に設定。	

		5:00			
11	3/14	13:25	RCIC 機能喪失を判断(原子炉水位低下傾向による)	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 当該時刻は RCIC の停止を判断した時刻であるため、解析上は、3/14 18:00 頃に SRV を開いた際の水位(原子炉圧力/格納容器温度による補正後の水位)におよそ合うように RCIC 機能低下のタイミングを設定(3/14 9:00 に設定)。
12		16:34	原子炉圧力容器減圧(SRV1 弁開)操作開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め この段階では SRV が開いているわけではないため、解析条件としては設定しない。
13		16:34	消火系ラインを用いた海水注入作業開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
14		18:00 頃	SRV1 弁開により原子炉圧力が低下し減圧開始を確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
15		19:20	消防ポンプが燃料切れで停止していたことを確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
16		19:54	消防ポンプ起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1 ※2
17		19:57	消防ポンプ 2 台目起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
18		21:20	SRV2 弁開により原子炉を減圧、水位が回復する	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
19		23:00 頃	SRV1 弁開を仮定	△	原子炉圧力の上昇から、当該時刻に SRV1 弁が閉じたことを仮定。
20		23:25	SRV1 弁開を仮定	△	原子炉圧力の低下から、当該時刻に SRV1 弁開したことを仮定。
21	3/15	1:10	SRV1 弁開	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」

22		2:22	SRV の開操作に入る	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」解析上は、SRV1 弁開したものと設定。
23	3/15	6:00 ～ 6:10 頃	衝撃音発生。圧力抑制室内の圧力が 0MPa(abs)を示す	△	H23.12.2 プレス「福島原子力事故調査報告書（中間報告書）」にて衝撃音は 4 号機の爆発によるものと判断している。2 号機の S/C 圧力はこのタイミングで 0MPa(abs)に下がっていることから、計器誤差まで考慮し、何らかの損傷が発生して S/C 圧力が低下した可能性は否定できていないが、D/W 圧力は維持されていることから、解析上は当該時刻における漏えい事象の発生を仮定しないこととした。
24		7:20	格納容器（D/W）からの気相漏えいを仮定	△	格納容器圧力が低下しているため、当該時刻から格納容器（D/W）からの気相漏えいを仮定

※1 海水注水開始の時期について、3/14 19:20 の記録で「消防ポンプが停止」とあることから、3/14 16:34 以降原子炉が減圧された段階である程度の注水がなされた可能性があるが、解析上はその後の水位上昇が確認された 3/14 19:54 からの注水を、最初の海水注水開始時期と仮定。

※2 注水流量変更の時期や注水流量については、H23.6.13 プレス『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』に記載の日付毎の炉内への注水量に基づき、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定。

別冊 1.2.2 計測されたプラントデータからの条件設定

① 原子炉隔離時冷却系（以下、RCIC）の運転条件に関する仮定

RCIC の運転期間中、原子炉圧力は通常運転圧力よりも低く推移しており、SRV の作動設定圧力に至っていない。このような圧力挙動を再現できるよう、RCIC タービンへ崩壊熱相当のエネルギーを二相流として流出させるとともに、注水流量を定格流量 $95\text{m}^3/\text{h}$ の $1/3$ 程度である $30\text{m}^3/\text{h}$ に設定した。また、RCIC の注水機能低下後の圧力挙動を再現するために、RCIC タービンへの蒸気流量を調整した。この RCIC 運転状態に関する考察を添付資料 2-1 に示す。

② 3月12日0時頃～14日12時頃における格納容器圧力について

格納容器圧力（D/W 圧力、S/C 圧力）は、RCIC の運転により排気蒸気が S/C に流入することで上昇することとなるが、3月12日0時頃～14日12時頃において、推測される挙動よりも緩慢な上昇を見せている。この挙動を再現するため、トラス室が津波到達以降徐々に浸水することで、格納容器内の熱が S/C 境界から伝熱し格納容器外へ移行したものと仮定して解析を実施した。詳細を添付資料 2-2 に示す。

③ 注水量の設定

2号機については、全交流電源喪失後も RCIC による注水を行っていたが、①に記載のとおり、解析では測定された原子炉圧力を模擬するよう注水量を約 $30\text{m}^3/\text{h}$ に設定した。また、表 3-2 に記載のとおり 3月14日19時54分から海水注水を開始しているが、以降の消防車による注水量については、次の仮定をおいて解析を実施した。

水位計の水張り作業をした結果、最終的に水位計は正確な水位を示していないと考えられることから、原子炉水位は炉心部内が冠水するほどにはできていないものとして、解析で求まる水位が燃料域以下程度を維持するよう、消防ポンプの吐出側で計測された注水流量（平成 23 年 6 月 13 日に公表した『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』）よりも、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定した。

原子炉水位の実測値は、3月14日18時00分頃の SRV 強制開放前に TAF を下回っており、SRV 開後は減圧沸騰により大きく水位が低下し、減圧後は BAF を下回る水位となっている。そのため、燃料温度は SRV 開後に急激に上昇する。3月15日0時前に計測された格納容器圧力の上昇は水素によるものと考えられるが、その水素は消防車の注水による水-ジルコニウム反応で発生

したものと考えられる。従って、消防車による注水量の設定は発生する水素量についても考慮した。

また、原子炉圧力の実測値が 1MPa(gage)を越えた値を計測している期間 (3/14 20:54~3/14 21:18、3/14 22:50~3/14 23:40、3/15 0:16~3/15 1:11) においては、原子炉圧力が高く十分に注水されなかったものと仮定して、当該期間の注水流量を 0m³/h とした。但し、あくまで解析上の仮定であり、実際にこの期間において十分に注水が行われなかったかは不明である (添付資料 2-3 参照)。

④ 格納容器からの気相漏えいの仮定について

解析においては、実際に計測された格納容器圧力の値にある程度あわせるため、地震発生から約 89 時間後 (3 月 15 日 7 時 20 分) に、格納容器 (D/W) の気相部からの漏えい (漏えい面積 : 0.013m²) を仮定した。但し、あくまで解析上の仮定であり、実際に格納容器から漏えいがあったのか、計器側の問題による計測値と解析値の不整合なのか、原因は現時点では不明である。

⑤ 崩壊熱の設定について

今回の解析では、燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した

別冊 1.2.3 MAAP 解析の解析結果

表 3-3 に解析結果を示す。

表 3-3 2 号機 解析結果のまとめ

項目	解析結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位が TAF に到達した時間)	地震発生後約 74 時間 (3 月 14 日 17 時 00 分頃)
炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が 1200°C に到達した時間)	地震発生後約 77 時間 (3 月 14 日 19 時 20 分頃)
原子炉圧力容器破損時間	— (本解析では原子炉圧力容器破損に至らず)

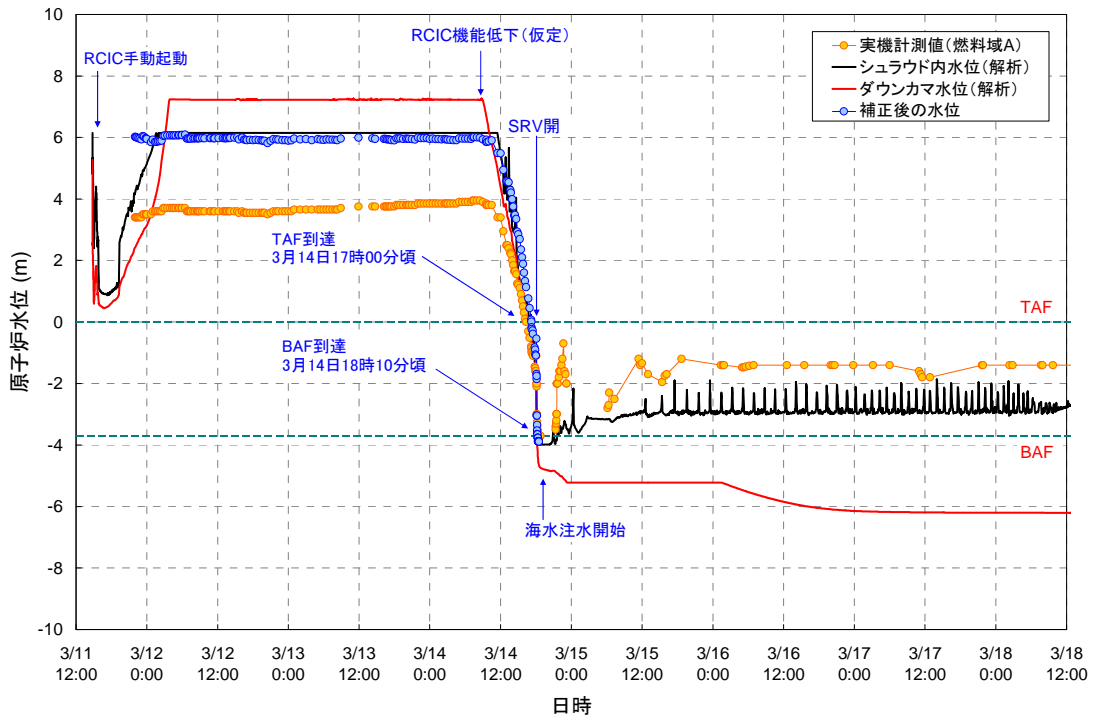


図 3-1 2号機 原子炉水位変化

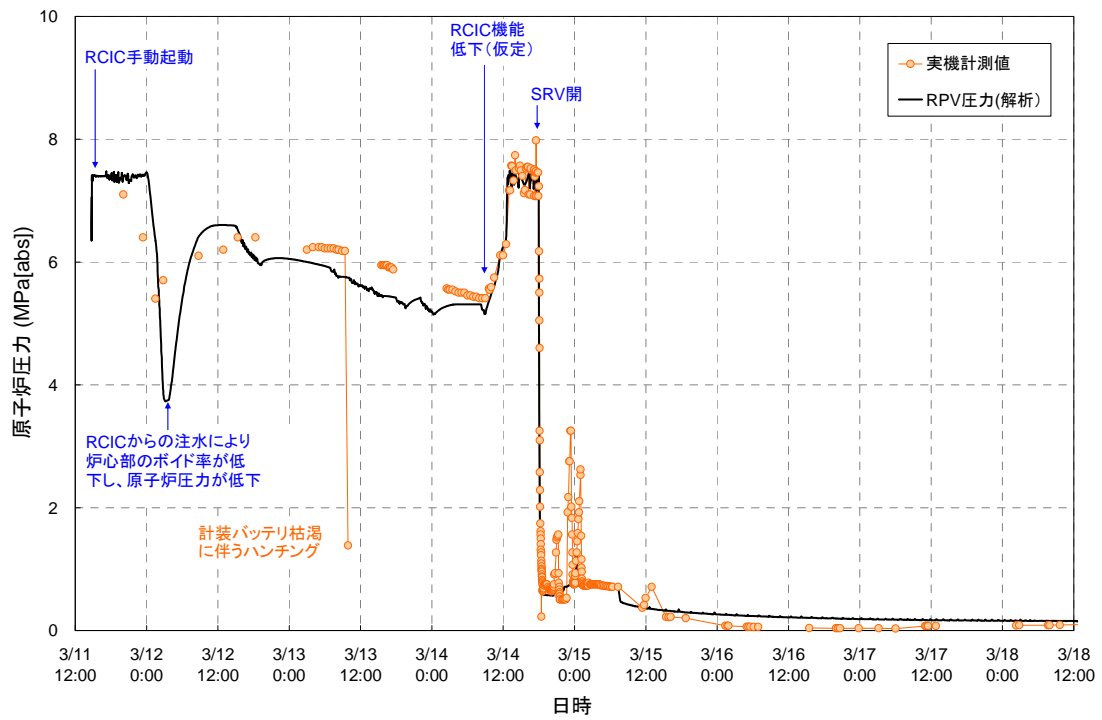


図 3-2 2号機 原子炉压力容器圧力変化

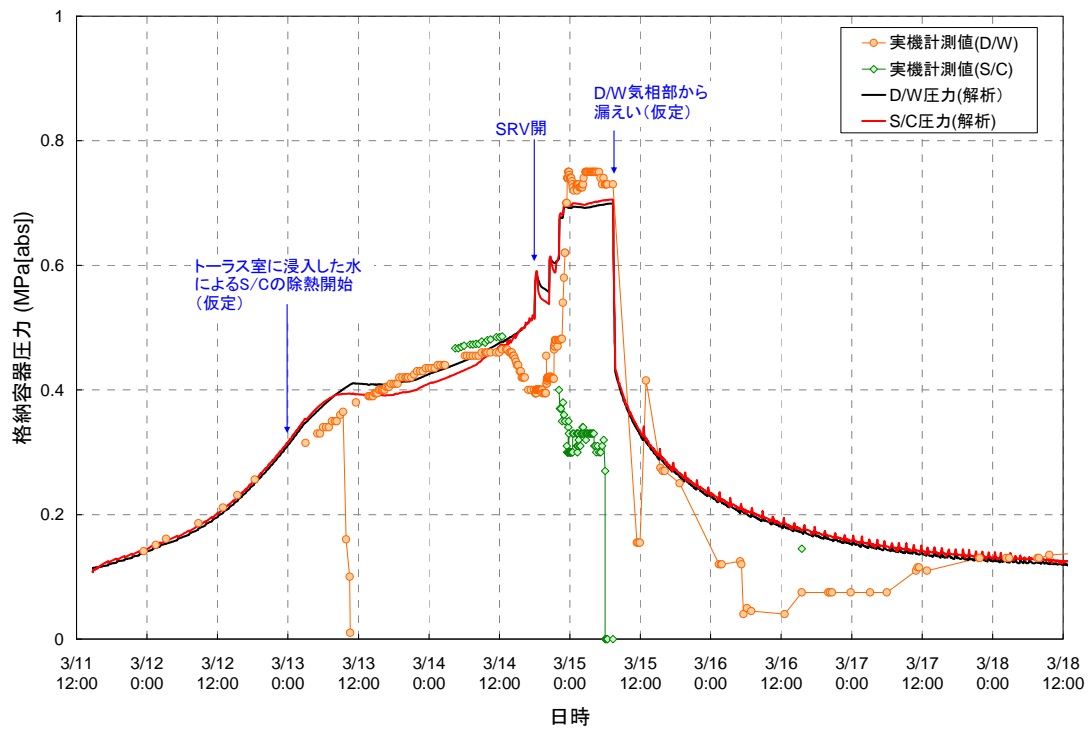


図 3-3 2号機 格納容器圧力変化

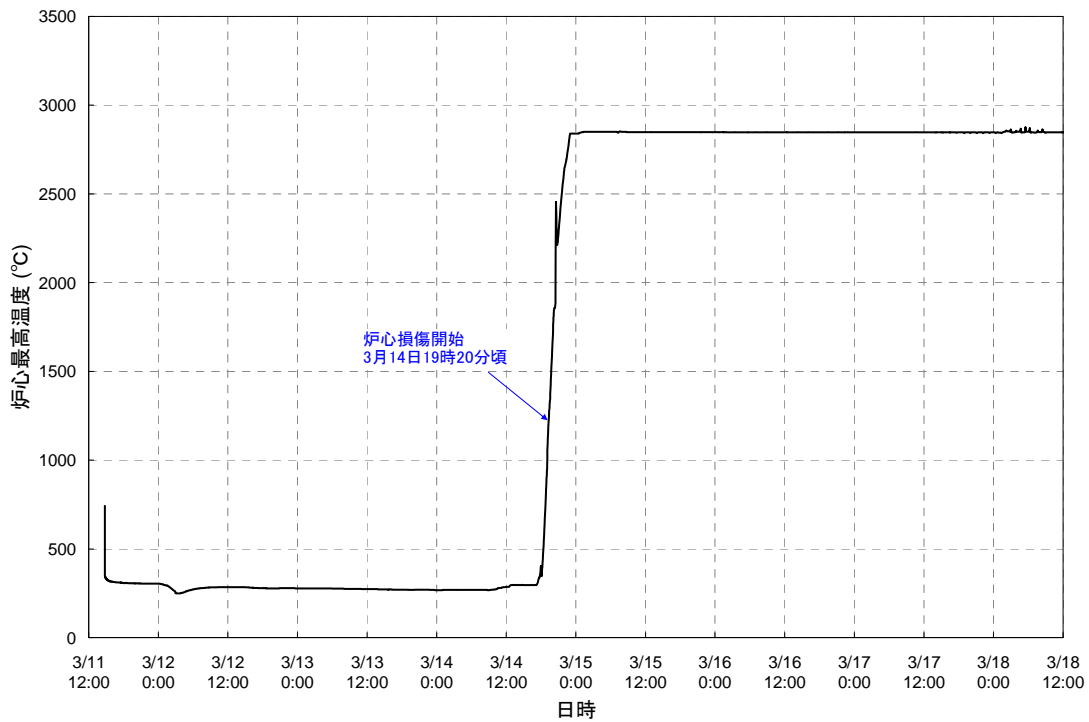


図 3-4 2号機 炉心温度変化

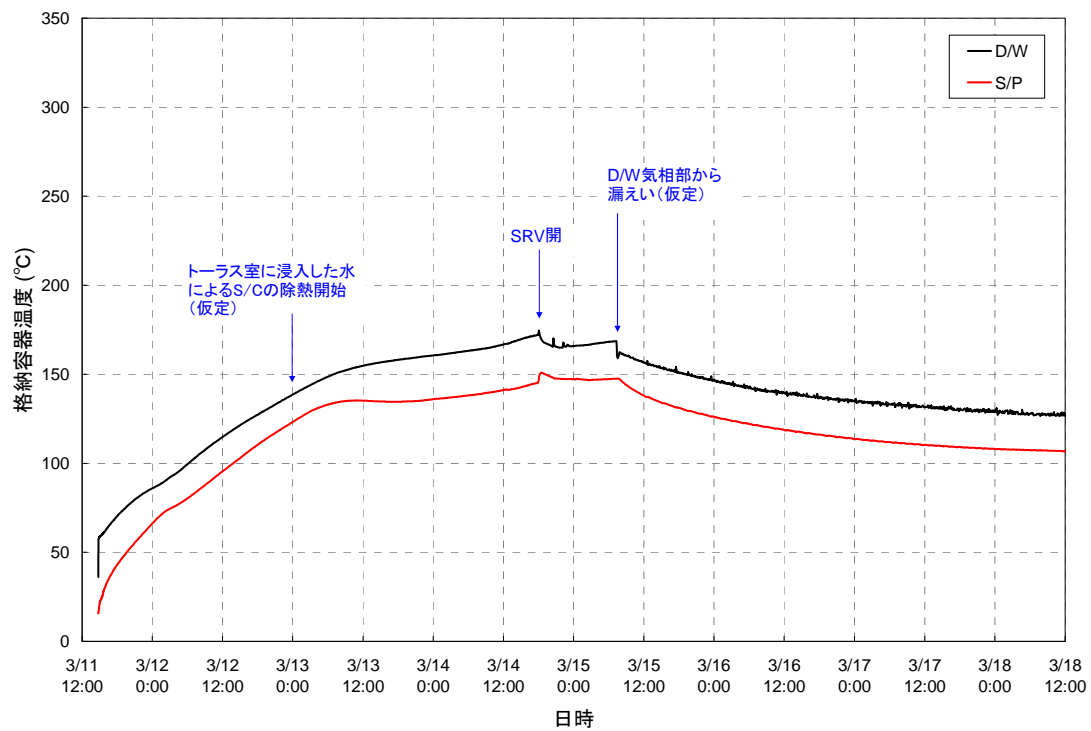


図 3-5 2号機 格納容器温度変化

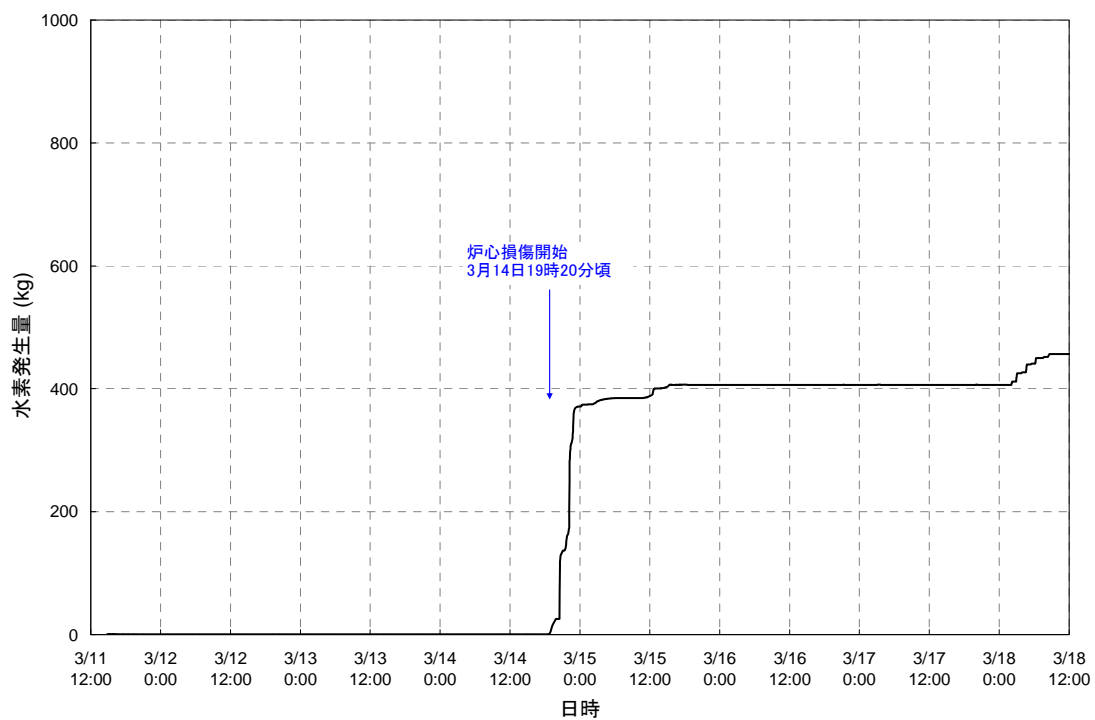


図 3-6 2号機 水素発生量変化

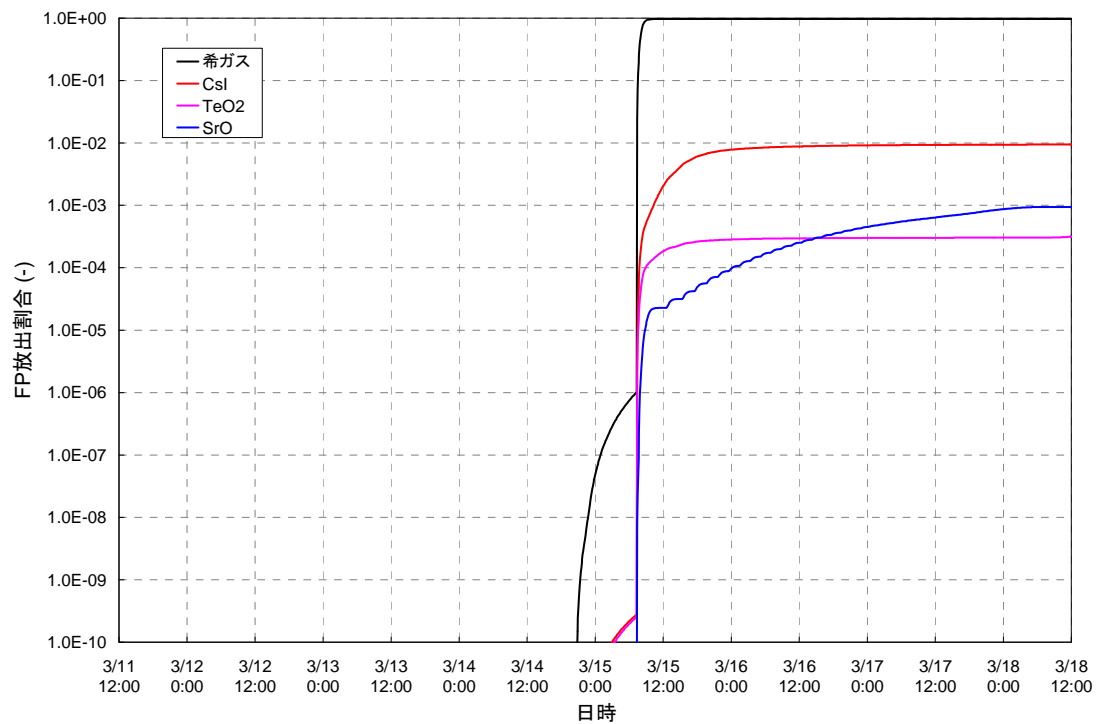


図 3-7 2号機 FP の放出割合 (1/3)

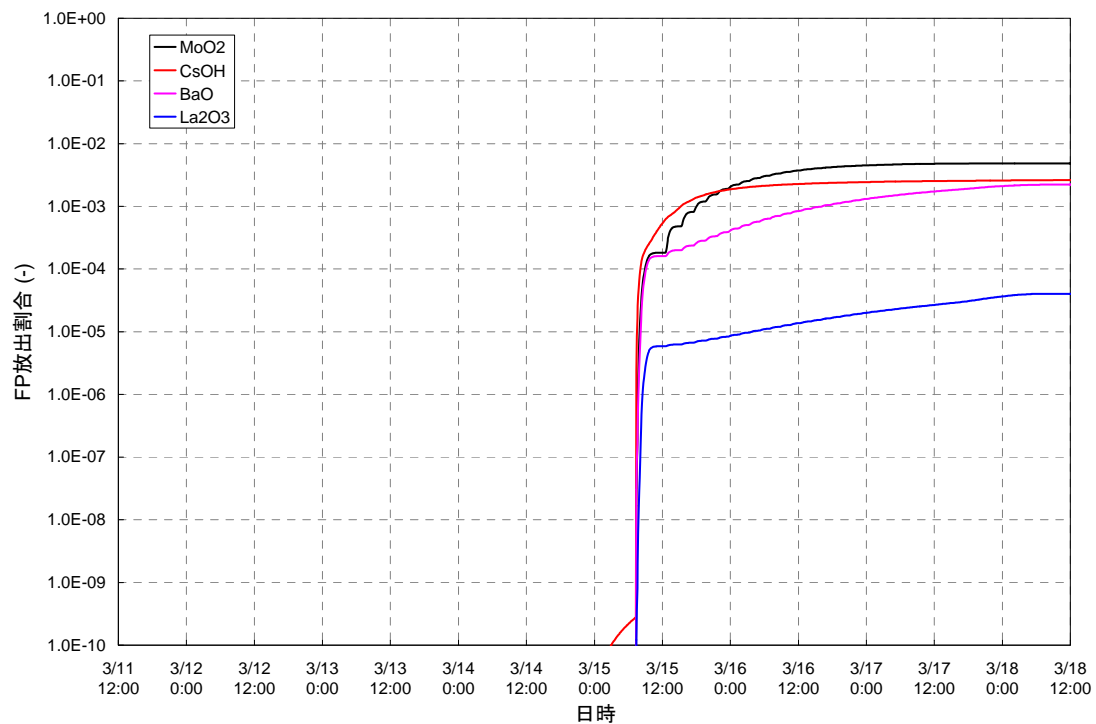


図 3-8 2号機 FP の放出割合 (2/3)

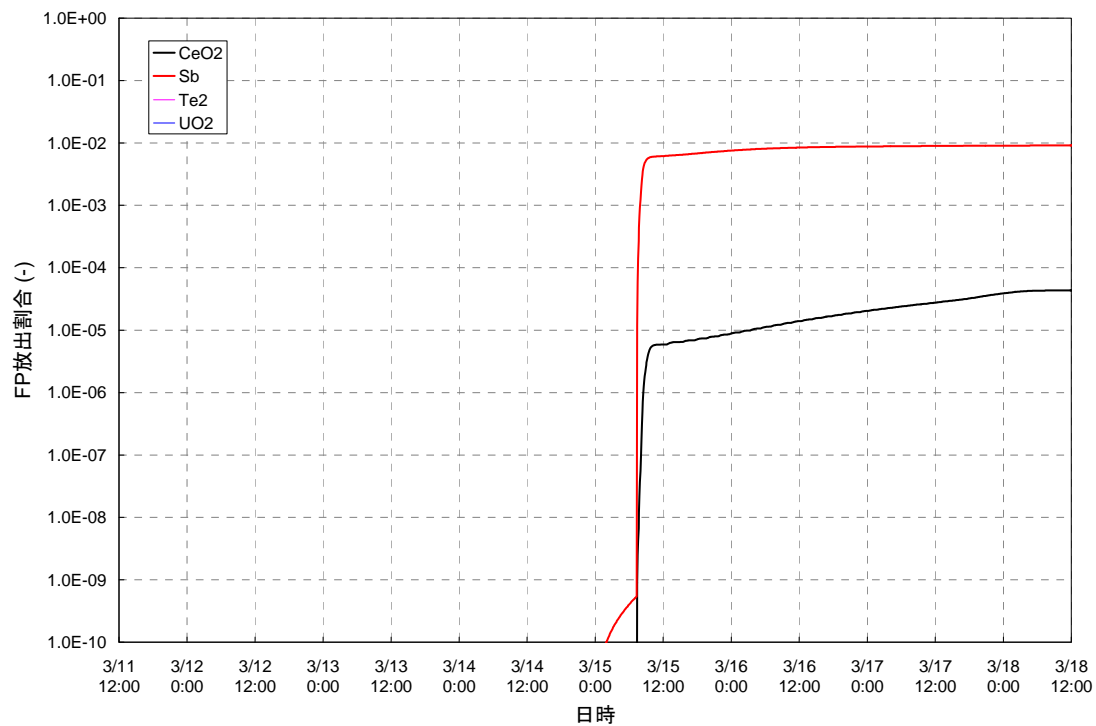


図 3-9 2号機 FP の放出割合 (3/3)

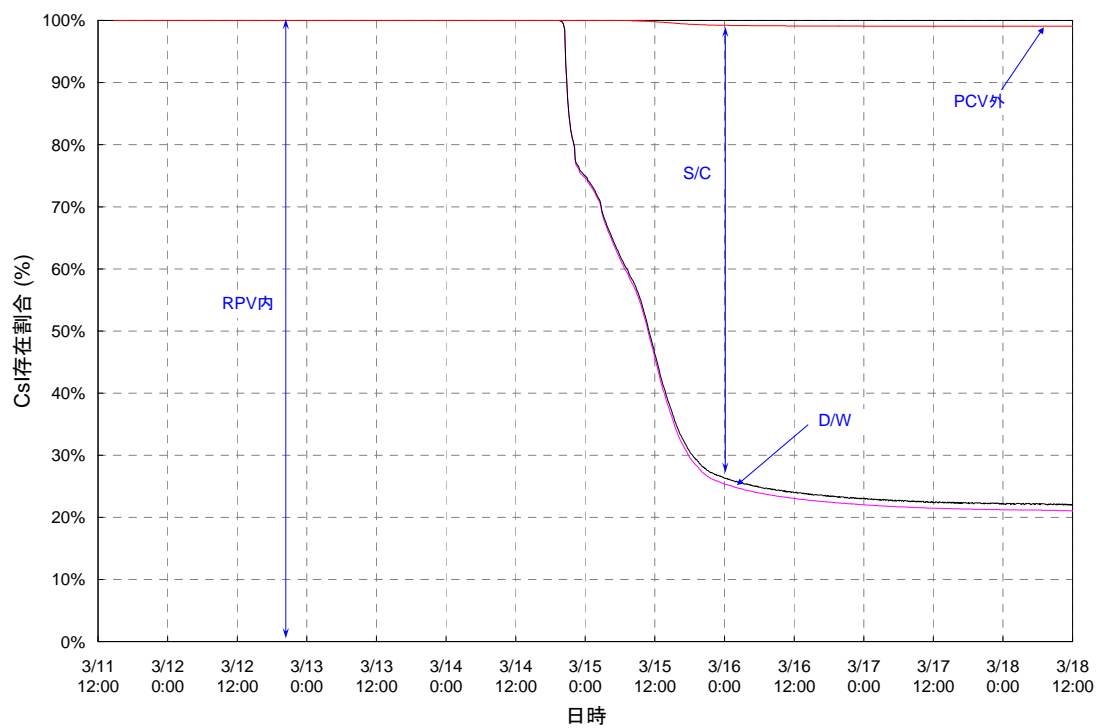


図 3-10 2号機 FP の存在割合 (1/2)

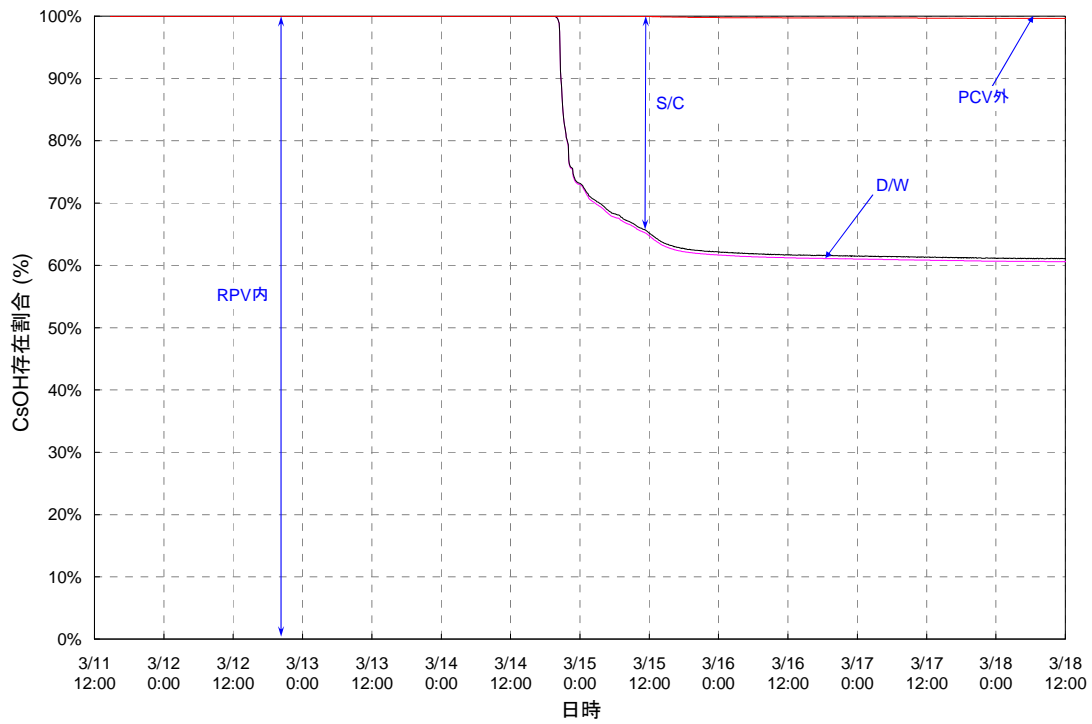
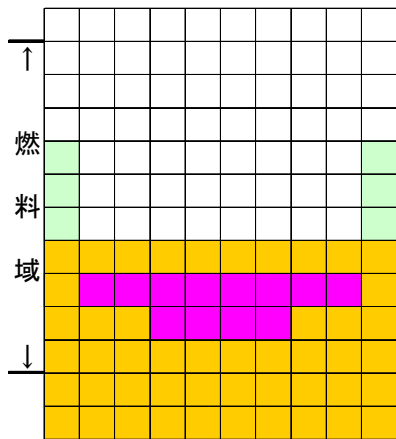
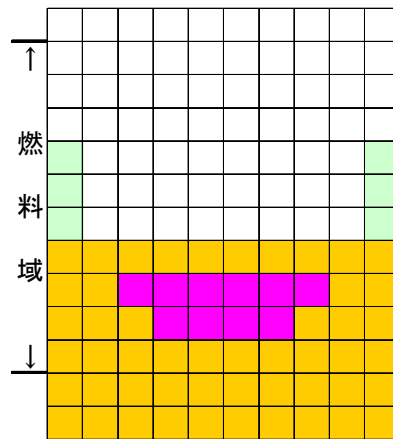


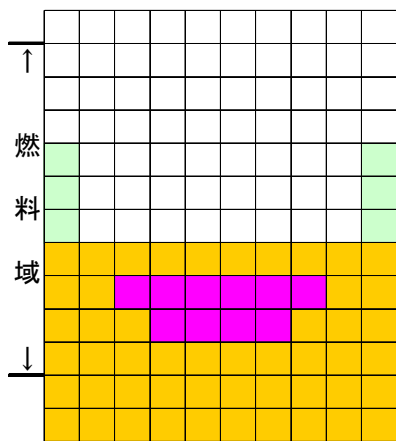
図 3-11 2号機 FP の存在割合 (2/2)



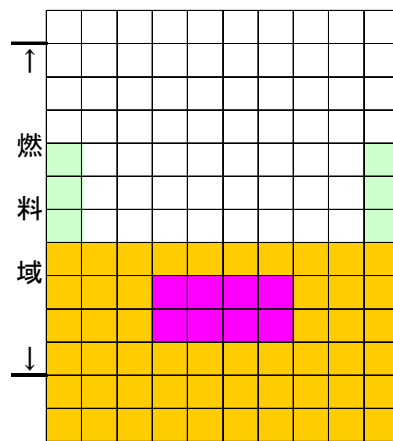
スクラム後 約 96 時間



スクラム後 約 120 時間



スクラム後 約 144 時間



スクラム後 約 168 時間

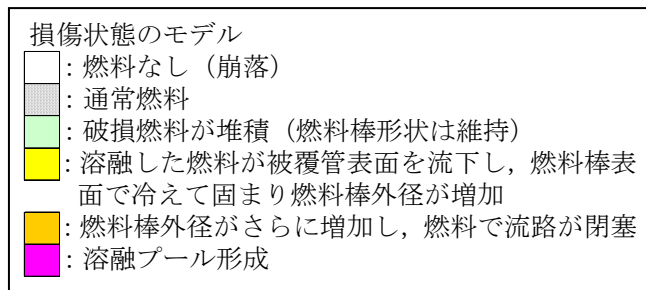


図 3-12 2号機 炉心の状態図

別冊 1. 3 3号機のこれまでの解析結果

別冊 1.3.1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 4-1 にプラント条件を、表 4-2 に事象イベントを示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したものである。

表 4-1 3号機 プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	2381 MWt (定格出力)
初期原子炉圧力	7.03 MPa[abs] (通常運転圧力)
初期原子炉水位	約 5274 mm (通常水位 : TAF 基準)
RPV ノード分割	添付資料 1 図 6
有効炉心ノード分割数	半径方向 : 5 ノード 軸方向 : 10 ノード
被覆管破損温度	727°C (1000K)
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 7
格納容器空間容積	D/W 空間 : 4240 m ³ S/C 空間 : 3160 m ³
サブレーション・プール水量	2980 m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整)

表 4-2 3号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定として整理

時系列			分類	備考	○の場合：記録の参照箇所等 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
No	日時	事象イベント			
1	3/11 14:46	地震発生	○	—	
2	14:47	原子炉スクラム	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3	15:05	RCIC 手動起動	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
4	15:25	RCIC トリップ (L-8)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
5	15:38	全交流電源喪失	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
6	16:03	RCIC 手動起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
7	3/12 11:36	RCIC トリップ	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
8	12:06	DDFP による代替 S/C スpray 開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
9	12:35	HPCI 起動 (L-2)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
10	3/13 2:42	HPCI 停止	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
11	3:05	DDFP による代替 S/C スpray 停止 原子炉代替注水ラインへ切替 の完了を中央制御室に伝達	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 HPCI 停止前から当該的操作を実施していたが、完了時刻が明確ではないため、完了を中央制御室に伝達した時刻を S/C スpray の停止時刻に設定。また、解析上は、この時期の原子炉圧力が高いため、当該時刻からの注水は原子炉へ届いていなかったものと仮定。	
12	5:08	DDFP による代替 S/C スpray 開始 (原子炉代替注水ラインからの切替)	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
13	7:39	DDFP による代替 D/W スpray 開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	

			(代替 S/C スプレイからの切替)		
14		7:43	DDFP による代替 S/C スプレイ停止	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」
15		8:40 ～ 9:10	DDFP による代替 D/W スプレイ停止 原子炉代替注水ラインへ切替	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 解析上は、PCV 圧力が大きく上昇する 8:55 に D/W スプレイが停止したものと設定
16		9:08 頃	SRV による原子炉圧力の減圧	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
17		9:20	格納容器ベントについて、格納容器圧力の低下を確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、8:41 圧力抑制室側 AO 弁操作によってベントライン構成が終了しているが、格納容器の圧力低下が確認された 9:20 をベントの開始と設定。
18		9:25	淡水注入開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1 項目 15 の時刻で DDFP による原子炉代替注水ラインが完了している ので、項目 16 の原子炉減圧により注水が開始されている可能性もある が、注水量が不明のため、注水開始のタイミングは 9:25 とする。
19		11:17	格納容器ベントについて、駆動用空気 圧抜けによるベントライン AO 弁閉確 認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
20		12:20	防火水槽枯渇により淡水注入停止 淡水注入より海水注入ラインに切替開 始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 海水注水への切替の間も DDFP は運転を継続しているため、13:12 の 海水注水開始まで、注水の停止はなかったものと仮定。
21		12:30	格納容器ベントについて、開操作	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
22		13:12	海水注入ラインが完了、注水開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1

23		14:10	格納容器ベントについて、ベント弁閉を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、3/13 12:30 開始のベントの終了をこの時刻に仮定。
24		21:10	格納容器ベント, AO 弁開判断	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」解析上は PCV 圧力の低下が始まる 20:30 に設定した。
25	3/14	0:50	格納容器ベントについて、閉を仮定	△	DW 圧力の上昇から、項目 24 のベントの終了をこの時刻に仮定。
26		1:10	水源ピットへの水補給のため注水停止	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
27		3:20	水源ピットへの水補給完了、注水開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
28		5:20	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 AO 弁小弁を開操作開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」
29		6:10	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 AO 弁小弁の開操作完了	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」3/14 5:20 に開操作開始、3/14 6:10 に開操作完了であるが、解析上は 3/14 5:20 のタイミングでベントを実施。
30		11:01	原子炉建屋爆発	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
31		11:01	海水注水停止（爆発の影響）	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」
32		12:00	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁閉を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、項目 28 のベントの終了をこの時刻に仮定。
33		16:00	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作を仮定	△	D/W 圧力の下降から、当該時刻のベントを仮定
34		16:30	海水注水再開	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」
35		21:04	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁閉操作を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、項目 33 のベントの終了をこの時刻に仮定

36	3/15	16:05	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
37	3/16	1:55	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは当該の時刻にベントが実施されたことが記載されているが、D/W 圧力の変動がないことから、ベントは実施されなかったものと仮定
38	3/17	21:00	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁閉確認	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、3/15 16:05 ベント弁開操作に対する閉確認がなされているものの、D/W 圧力の推移から閉していないものと仮定
39		21:30	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、開操作の記載があるものの、D/W 圧力の推移から閉していないものと仮定
40	3/18	5:30	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁閉確認	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
41		5:30頃	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
42	3/19	11:30	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁閉確認	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
43	3/20	11:25頃	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外

※1 注水流量変更の時期や注水流量については、H23.6.13 プレス『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』に記載の日付毎の炉内への注水量に基づき、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定。

別冊 1.3.2 計測されたプラントデータからの条件設定

① 注水量の設定

3号機については、表 4-2 に記載のとおり全交流電源喪失後も RCIC と HPCI による注水を行っていたが、HPCI の起動に伴い、原子炉圧力は約 1MPa(abs)に低下した。その後原子炉圧力は低い値で推移しているが、この挙動は HPCI を流量調整しながら連続運転していたことで、継続的に原子炉圧力容器から駆動蒸気を取り出していたことに起因すると考えられる。解析では計測された原子炉圧力・水位をある程度模擬するように注水量を設定した。(添付資料 3-1 参照)

また、3月13日9時25分から淡水注水を開始しているが、以降の注水量については、次の仮定をおいて解析を実施した。

1号機の水位計校正により判明したように、最終的に水位計は正確な水位を示しておらず、原子炉水位は炉心部内が冠水するほどには維持できていないものとして、解析で求まる水位が燃料域以下程度を維持するよう、消防ポンプの吐出側で計測された注水流量(平成23年6月13日に公表した『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』)よりも、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定した(添付資料 3-2 参照)。

② 崩壊熱の設定について

今回の解析では、燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した

別冊 1.3.3 MAAP 解析の解析結果

表 4-3 に解析結果を示す。

表 4-3 3号機 解析結果のまとめ

項目	結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位が TAF に到達した時間)	地震発生後約 42 時間 (3月13日9時10分頃)
炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が 1200℃に 到達した時間)	地震発生後約 44 時間 (3月13日10時40分頃)
原子炉圧力容器破損時間	— (本解析では原子炉圧力容器破損に至らず)

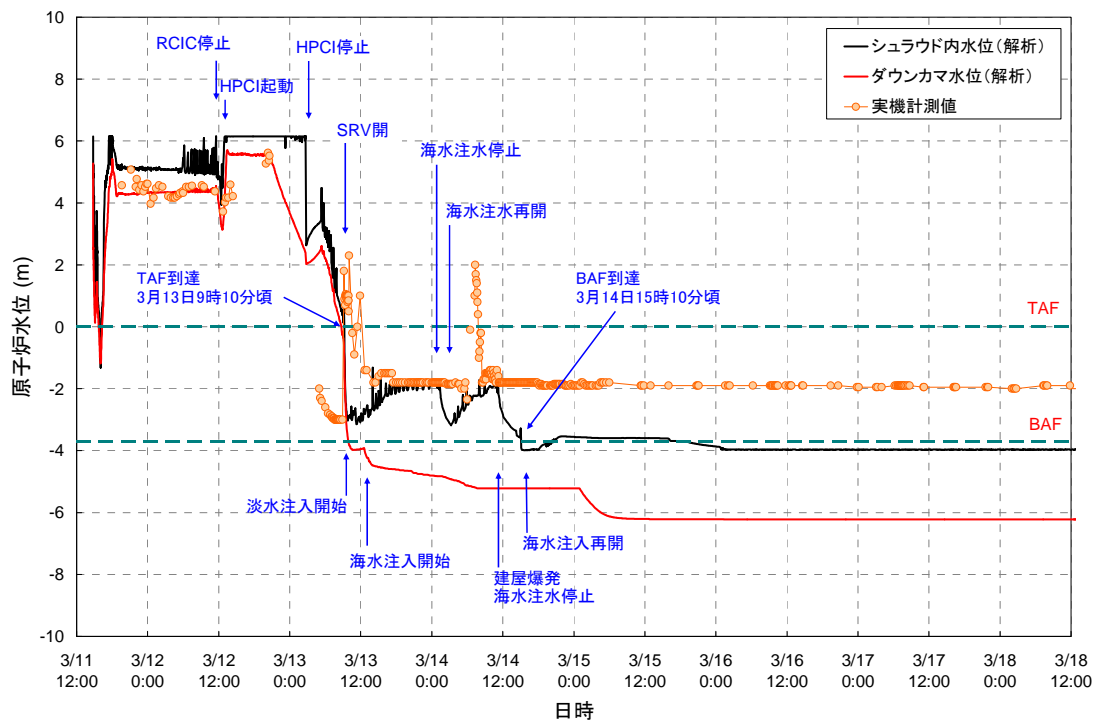


図 4-1 3号機 原子炉水位変化

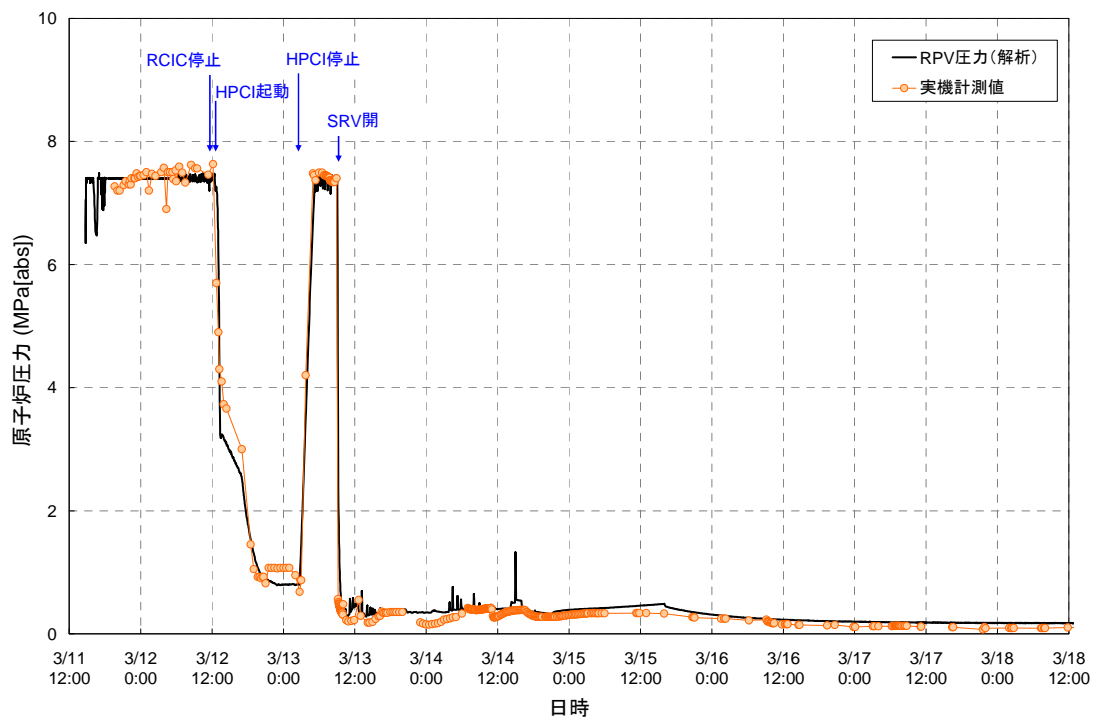


図 4-2 3号機 原子炉压力容器压力変化

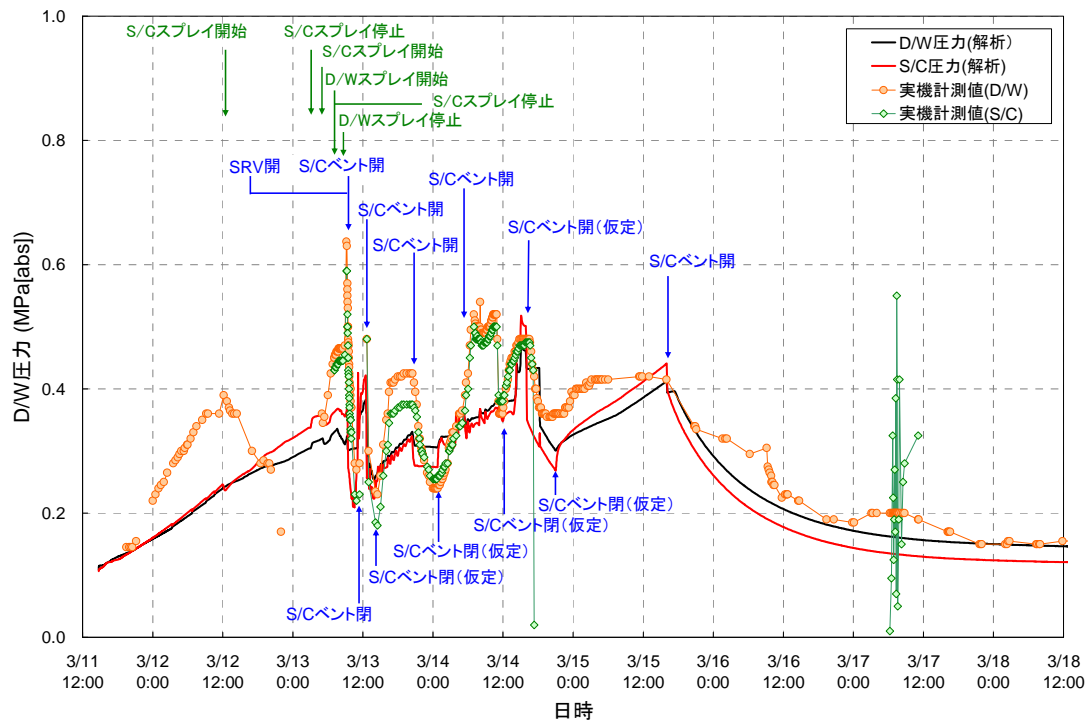


図 4-3 3号機 格納容器圧力変化

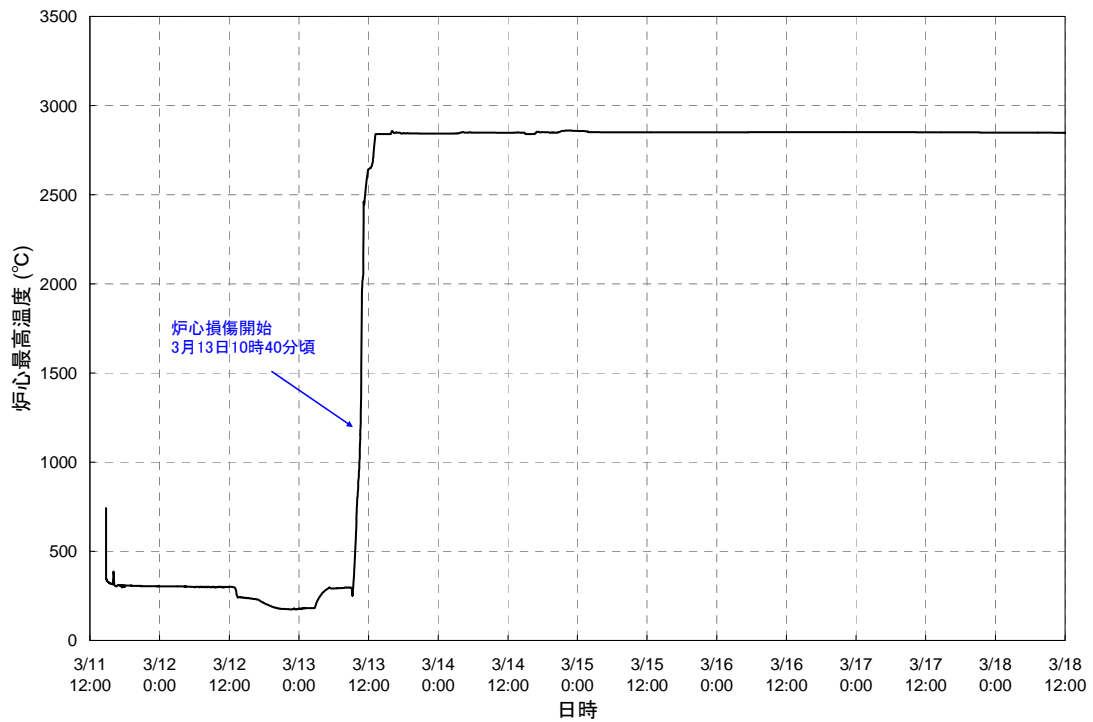


図 4-4 3号機 炉心温度変化

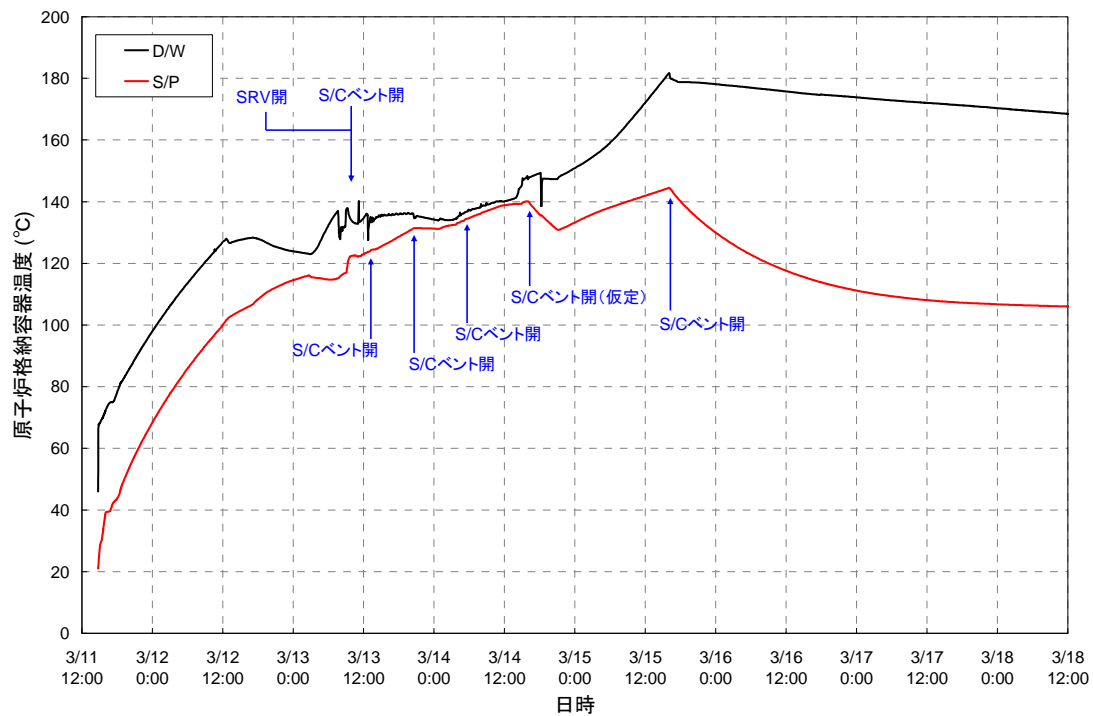


図 4-5 3号機 格納容器温度変化

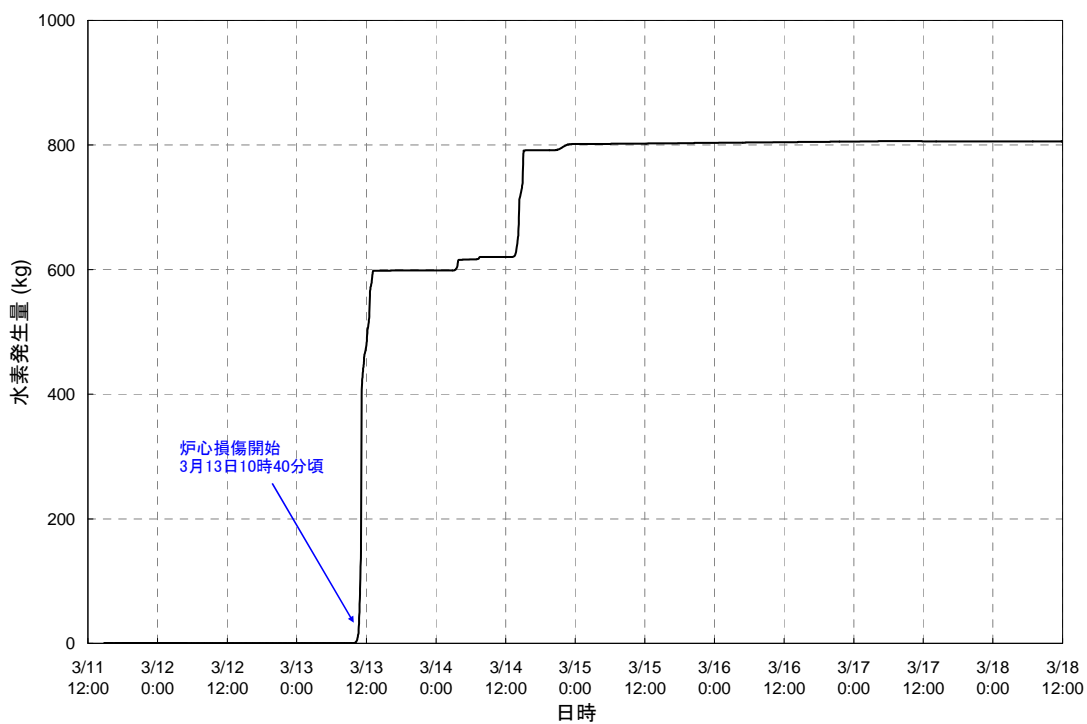


図 4-6 3号機 水素発生量変化

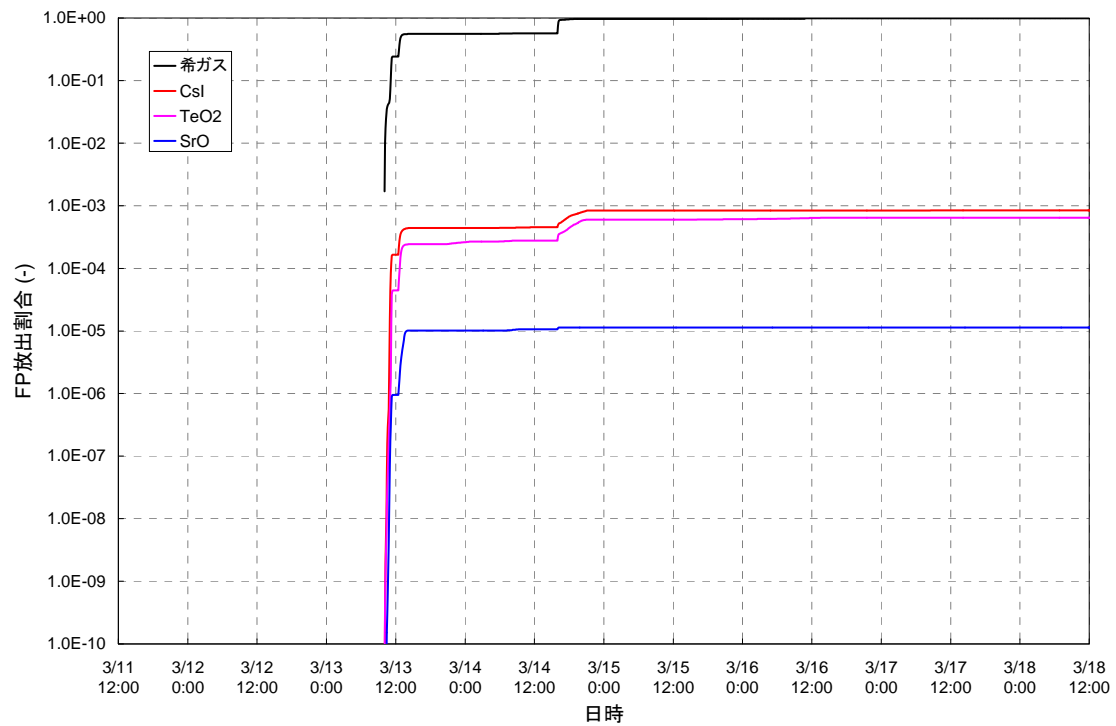


図 4-7 3号機 FP の放出割合 (1/3)

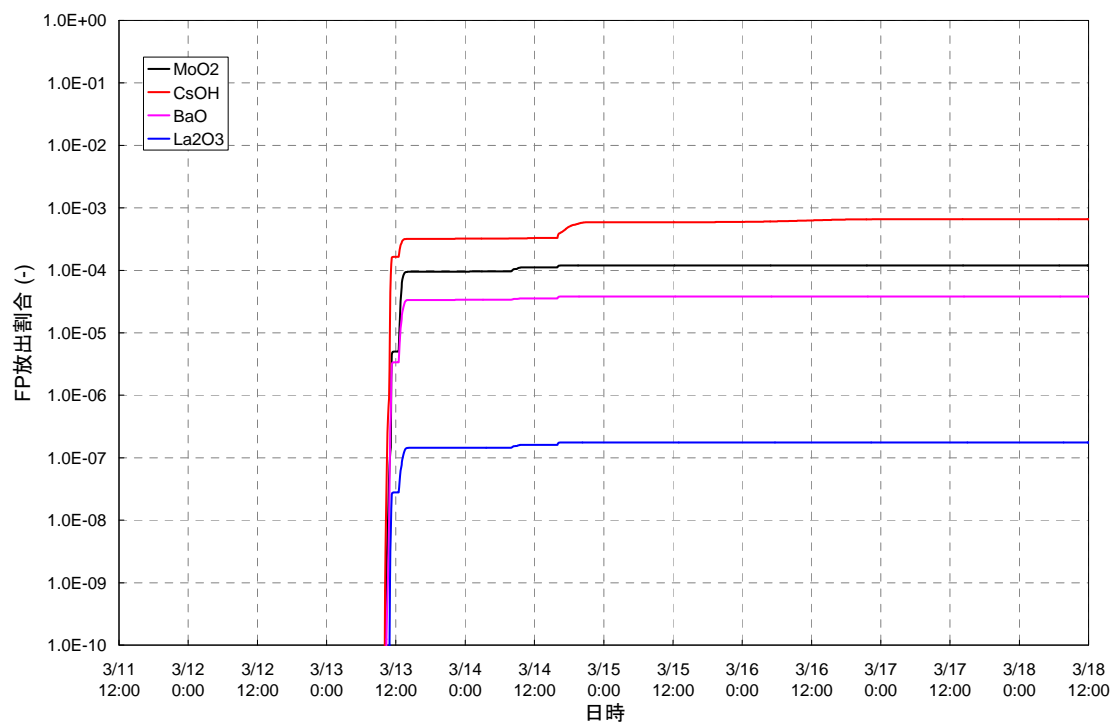


図 4-8 3号機 FP の放出割合 (2/3)

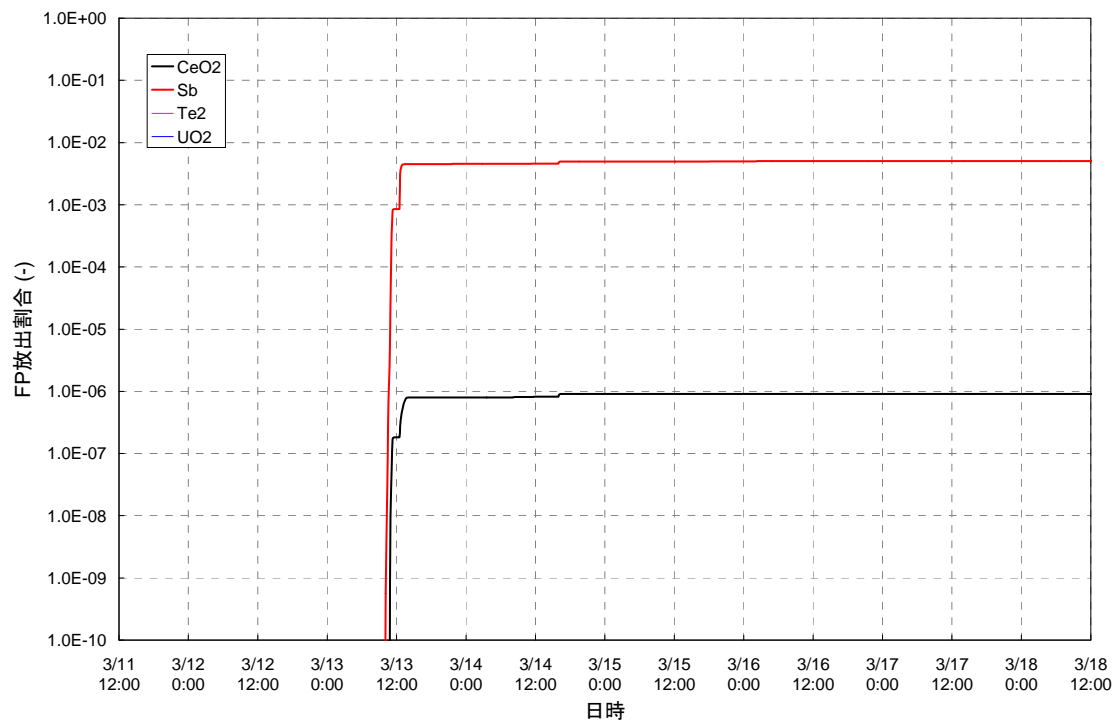


図 4-9 3号機 FP の放出割合 (3/3)

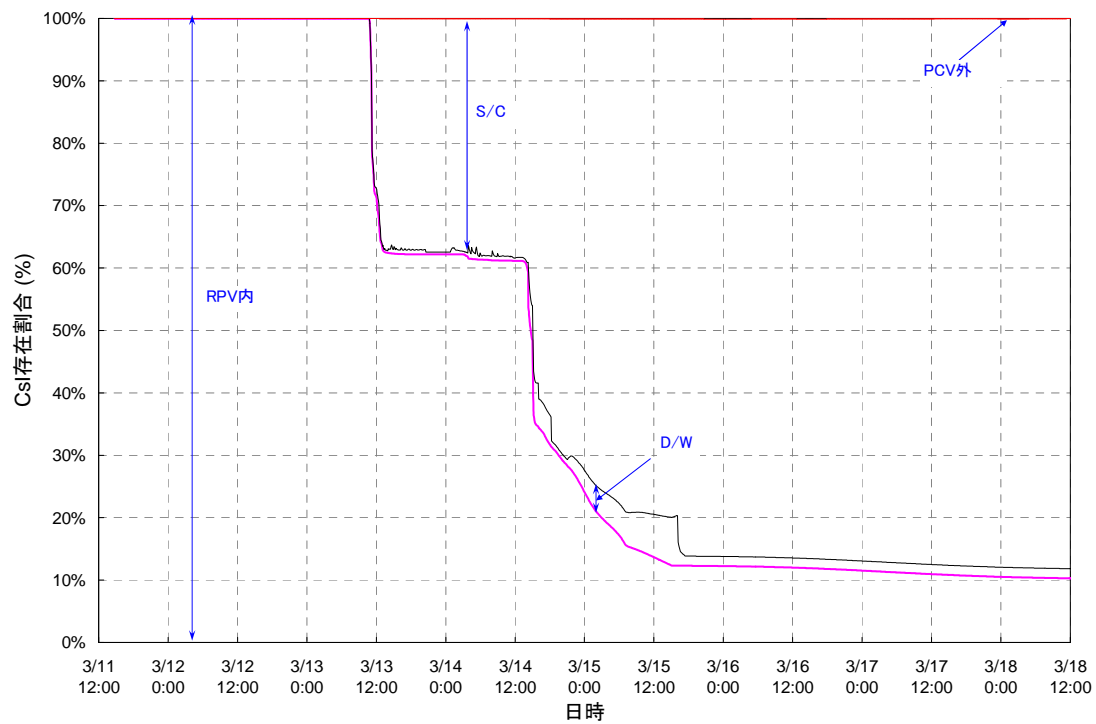


図 4-10 3号機 FP の存在割合 (1/2)

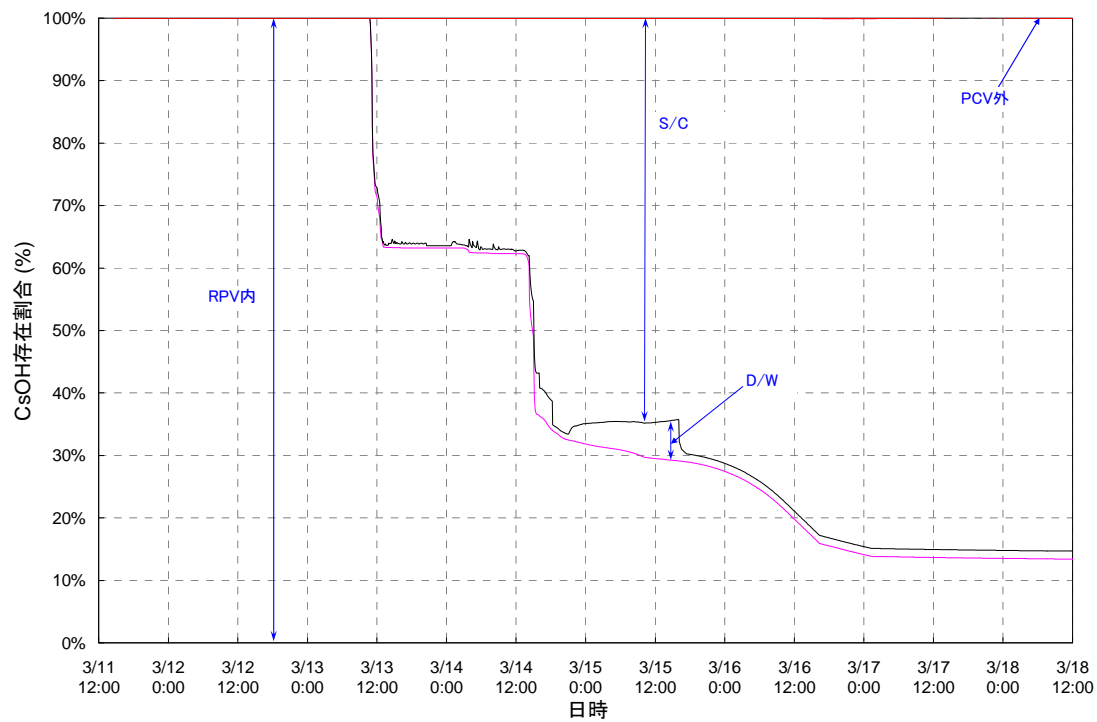
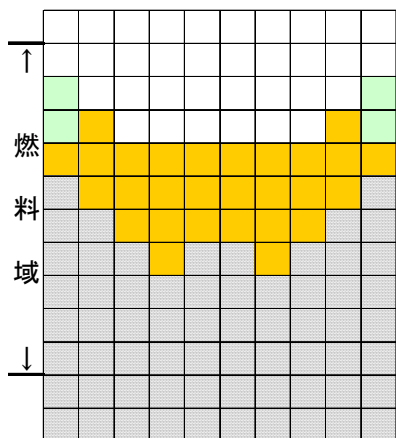
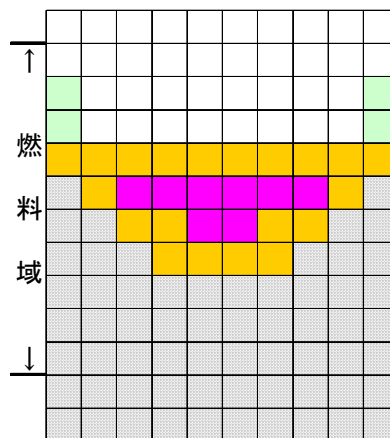


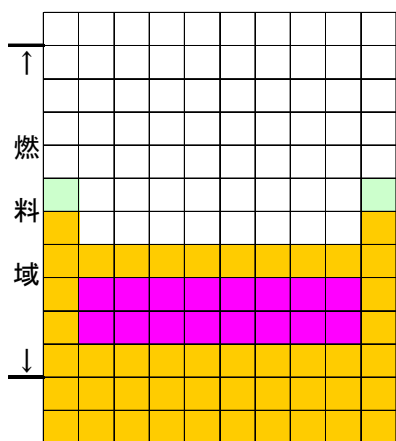
図 4-11 3号機 FP の存在割合 (2/2)



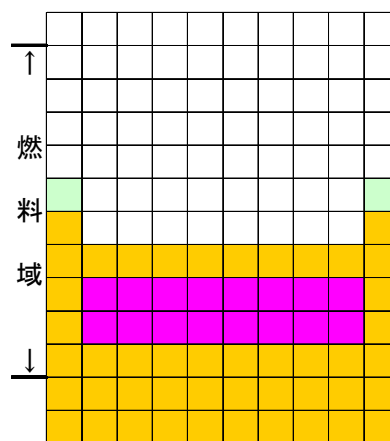
スクラム後 約 48 時間



スクラム後 約 72 時間



スクラム後 約 96 時間



スクラム後 約 168 時間

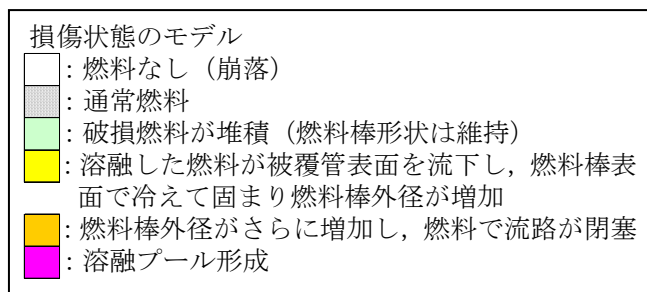


図 4-12 3号機 炉心の状態

福島第一原子力発電所事故発生後の
原子炉圧力容器内・格納容器内の状態推定について

目次

1. はじめに	1
1.1 概要	1
1.2 略語について	1
1.3 本報告書における O.P.表記の扱いについて	2
2. 福島第一原子力発電所事故の事故対応に関連する時系列について	3
3. 原子炉压力容器内・原子炉格納容器内の状態推定の概要	3
4. 1～3号機原子炉压力容器内・原子炉格納容器内の状態推定の変遷	6
4.1 初回の推定（2011年11月30日）	7
4.1.1 1号機	7
4.1.2 2号機	14
4.1.3 3号機	20
4.2 2回目の推定（2013年12月13日）	24
4.2.1 1号機	24
4.2.2 2号機	27
4.2.3 3号機	32
4.3 3回目の推定（2014年8月6日）	35
4.3.1 1号機	35
4.3.2 2号機	40
4.3.3 3号機	44
4.4 4回目の推定（2015年5月20日）	49
4.4.1 1号機	49
4.4.2 2号機	51
4.4.3 3号機	53
4.5 5回目の推定（2015年12月17日）	55

4.5.1 1号機	55
4.5.2 2号機	58
4.5.3 3号機	61
4.6 6回目の推定（2016年7月）	63
4.6.1 1号機	63
4.6.2 2号機	68
4.6.3 3号機	79
4.7 7回目の推定（2017年3月）	90
4.7.1 1号機	90
4.7.2 2号機	95
4.7.3 3号機	106
4.8 8回目の推定（2017年12月25日）	112
4.8.1 1号機	112
4.8.2 2号機	117
4.8.3 3号機	121
4.9 9回目の推定（2018年3月）	132
4.9.1 1号機	132
4.9.2 2号機	139
4.9.3 3号機	148
4.10 10回目の推定（2018年9月）	153
4.10.1 1号機.....	153
4.10.2 2号機.....	156
4.10.3 3号機.....	159
5. まとめ	164
6. 参考文献.....	165
6.1 1号機参考文献.....	165
6.2 2号機参考文献.....	168

6.3 3号機参考文献.....	171
別紙 1	別紙 1-1
別紙 2	別紙 2-1
別紙 3	別紙 3-1

1. はじめに

1.1 概要

2011年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震および津波により、福島第一原子力発電所においては、設計基準事象を大幅に超え、かつ、アクシデントマネジメント策の整備において想定していた多重故障の程度をも超えた状態となった。そのため、「止める」ことには成功したが、「冷やす」に関連する機能を喪失し、1号機から3号機がシビアアクシデントに至った。

当社は、シビアアクシデントに至った1号機から3号機について、燃料デブリ取り出しをはじめ、廃炉作業を安全かつ効率的に進めることを目的に、原子炉圧力容器内・格納容器内の状態推定を継続的に実施している。当該推定については、当社で実施している「福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未説明問題に関する検討（以下、「未説明問題に関する検討」という）」の一部として、あるいは2016年、2017年度に実施された経済産業省 廃炉・汚染水対策事業費補助金「総合的な炉内状況把握の高度化」事業（以下、「総合的な炉内状況把握の高度化」事業」という。）と協働することで取り組んできた。

本報告書は、福島第一原子力発電所1～3号機の原子炉圧力容器内・格納容器内の状態推定について、検討を進める中で得られた知見をもとに更新してきた内容をまとめたものである。

1.2 略語について

本報告書で使用する原子力系の略語について、以下のとおりとする。

AC (Atmospheric Control) : 不活性ガス系

CRD (Control Rod Drive) : 制御棒駆動機構

CRGT (Control Rod Guide Tube) : 制御棒案内管

CS (Core Spray System) : 炉心スプレイ系

D/W (Dry Well) : ドライウェル

FDW (Reactor Feed Water System) : 給水系

HPCI (High Pressure Core Injection System) : 高圧注水系

IC (Isolation Condenser) : 非常用復水器

IRM (Intermediate Range Monitor) : 中間領域モニタ

LPRM (Local Power Range Monitor) : 局部出力領域モニタ

MCCI (Molten Core Concrete Interaction) : 熔融炉心コンクリート反応

MSIV (Main Steam Isolation Valve) : 主蒸気隔離弁

PCV (Primary Containment Vessel) : 原子炉格納容器

PLR (Primary Loop Recirculation System) : 原子炉再循環系
RCIC (Reactor Core Isolation Cooling System) : 原子炉隔離時冷却系
RCW (Reactor Building Cooling Water System) : 原子炉補機冷却水系
RHR (Residual Heat Removal System) : 残留熱除去系
RPV (Reactor Pressure Vessel) : 原子炉压力容器
SAMPSON (Severe Accident Analysis Code with Mechanistic, Parallelized Simulations Oriented towards Nuclear Fields) : シビアアクシデント解析コードの1つ
S/C (Suppression Chamber) : 圧力抑制室
SGTS (Stand by Gas Treatment System) : 非常用ガス処理系
SHC (Shut Down Cooling System) : 原子炉停止時冷却系
SRM (Source Range Monitor) : 中性子源領域モニタ
SRV (Safety Relief Valve) : 逃し安全弁
SV (Safety Valve) : 安全弁

1.3 本報告書における O.P.表記の扱いについて

福島第一原子力発電所においては、地震の影響で地盤が沈下していることをふまえ、機器や設備の設置高さなどについて、従来の O.P. (小名浜港工事基準面) を基準とした表記を使用せず、T.P. (東京湾平均海面) 表記に統一することとしている。

ただし、本報告書はこれまで実施してきた RPV 内・PCV 内の状態推定の取り組みについてまとめたものであり、現在のプラントの工事や管理を目的したものではないため、基本的に O.P.表記を使用した場合にも問題が生じることはない。したがって、震災前の基準に基づく O.P.表記をそのまま使用している。

なお、本取り組みの検討内容を今後の福島第一原子力発電所の実業務へ適用する場合は、以下の式を用いて震災前の O.P.表記から T.P.表記への換算が必要となる。

- 1号機タービン建屋 : 「震災前の O.P.表記」 - 1457[mm]
- 2号機タービン建屋 : 「震災前の O.P.表記」 - 1452[mm]
- 3号機タービン建屋 : 「震災前の O.P.表記」 - 1437[mm]
- 4号機タービン建屋 : 「震災前の O.P.表記」 - 1439[mm]
- 1~4号機原子炉建屋 : 「震災前の O.P.表記」 - 1436[mm]※

(※原子炉建屋の換算については、現在、構内基準点の測量結果で代替している。)

2. 福島第一原子力発電所事故の事故対応に関連する時系列について

RPV内・PCV内の状態推定においては、1～3号機の事故進展を理解することが重要となる。

事故進展を理解する上で重要となる事故対応に関連する時系列については、2012年6月20日に「福島原子力事故調査報告書（以下、「事故調査報告書」という。）」を取りまとめ、整理した。

当社は事故調査報告書の公表以降も、事故の進展に関わる調査・検討を継続して実施しており、未解明問題に関する検討として公表している。

そこで本報告書では、未解明問題に関する検討の結果に加え、原子炉の冷却や注水、PCVベントに関する情報など、事故調査報告書等に記載の情報を、事故調査報告書にて公表した時系列に反映することで、記載の充実化を図った。

更新した1～3号機の時系列の詳細について、別紙1～3に示す。

3. 原子炉圧力容器内・原子炉格納容器内の状態推定の概要

当社は、福島第一原子力発電所事故以降、RPV内・PCV内の状態を推定する取り組みを継続してきた。初回の推定を公表した2011年11月当初は、燃料デブリが安定的に冷却できていることを確認することを目的として実施し、2011年12月の冷温停止状態の達成以降は、未解明問題に関する検討の中で、燃料デブリ取り出しを始めとする廃炉への貢献や、推定を通じて得られる知見を既設炉の安全対策に反映することを目的として実施してきた。なお、2016年度、2017年度には、「総合的な炉内状況把握の高度化」事業と協働することで検討を進めた。

推定は、相互補完の関係にある以下3つのアプローチのいずれか、またはその組み合わせにより進めた。（図3-1）

- ・解析コードを用いた評価と事故進展シナリオ分析の信頼性を向上させ推定を進めるアプローチ
- ・データ分析・逆問題解析による現象理解を深め推定を進めるアプローチ
- ・現場調査により得られる情報をもとに推定を進めるアプローチ

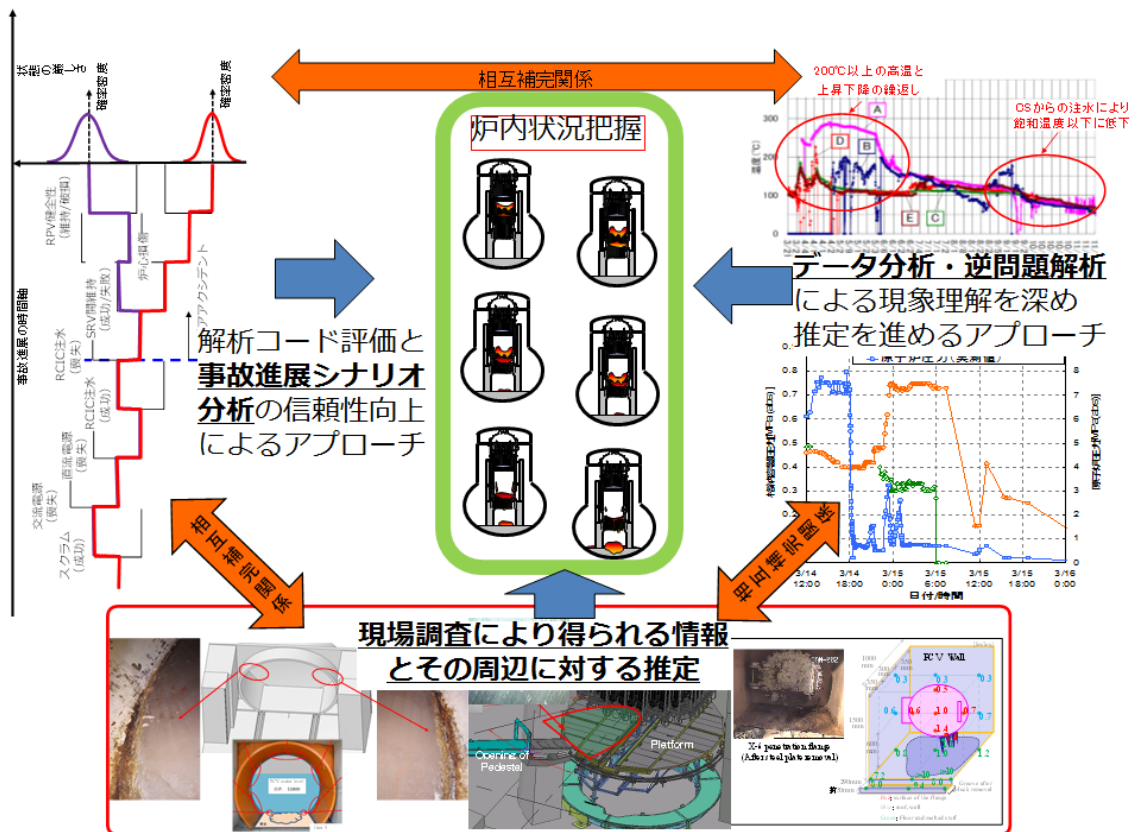


図 3-1 検討を進める際の 3 つのアプローチ

これまで、以下に示す機会に推定を更新してきた。本報告書では、それぞれの機会において、どのように推定を更新してきたか、その変遷を 4 章にて記す。

- ・ 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態について
(2011 年 11 月 30 日)
- ・ 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告
(2013 年 12 月 13 日)
- ・ 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告
(2014 年 8 月 6 日)
- ・ 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 3 回進捗報告
(2015 年 5 月 20 日)
- ・ 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明

問題に関する検討 第4回進捗報告

(2015年12月17日)

- ・経済産業省 平成26年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金「総合的な炉内状況把握の高度化」(事業開始時)

(2016年7月)

- ・経済産業省 平成26年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金「総合的な炉内状況把握の高度化」(事業1年目終了時)

(2017年3月)

- ・福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第5回進捗報告

(2017年12月25日)

- ・経済産業省 平成27年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金「総合的な炉内状況把握の高度化」(事業2年目終了時)

(2018年3月)

- ・一般社団法人 日本原子力学会 2018年秋の大会

(2018年9月5日～7日)

4. 1～3号機原子炉压力容器内・原子炉格納容器内の状態推定の変遷

本章では、3章に記載した初回および9回の更新機会それぞれにおける、推定をまとめた結果となる推定図を示すとともに、推定の特徴、推定に役立った知見（初回の推定のみ）、前回の推定から更新した内容（2回目の推定以降）、前回の推定から更新した理由（2回目の推定以降）を記す。なお、事前に推定していたことであっても、その推定を裏付ける情報が得られた機会には、当該情報を記す。

4.1 初回の推定（2011年11月30日）

4.1.1 1号機

2011年11月30日時点の推定図を図4.1.1-1に示す。

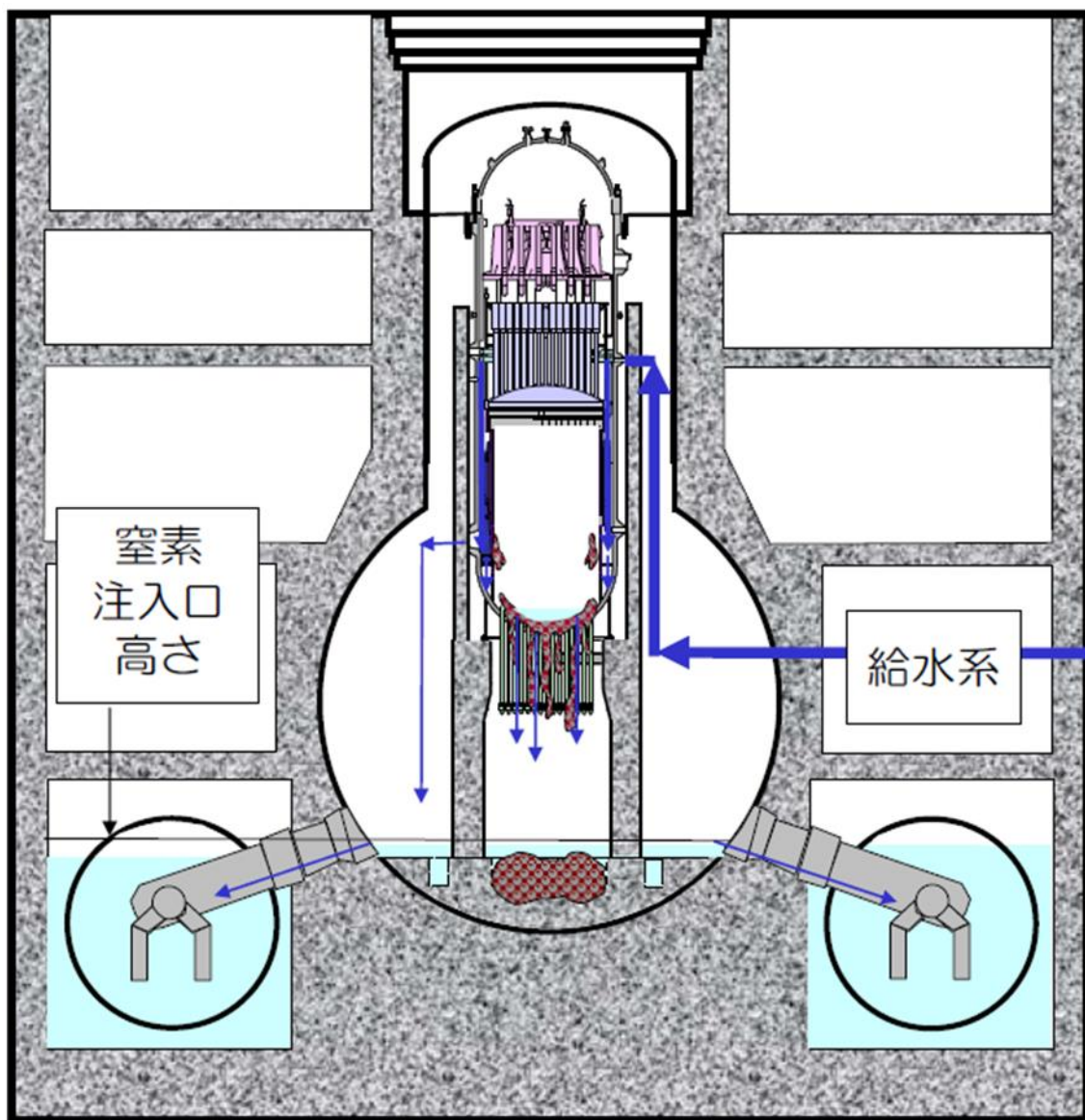


図 4.1.1-1 1号機 2011年11月30日時点の推定図^[1-1]

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、熔融した燃料は、ほぼ全量が RPV 下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんどが残存していない。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

D/W の水位について、D/W 床面から数十[cm]と推定。

○推定に役立つ知見

図 4.1.1-1 の推定図については、図 4.1.1-2 に示す①～⑥のパターン化した原子炉の損傷状態から選定したものであり、1号機については⑥の状態と推定した。パターンを選定にあたり有用であった知見について、以下に記す。

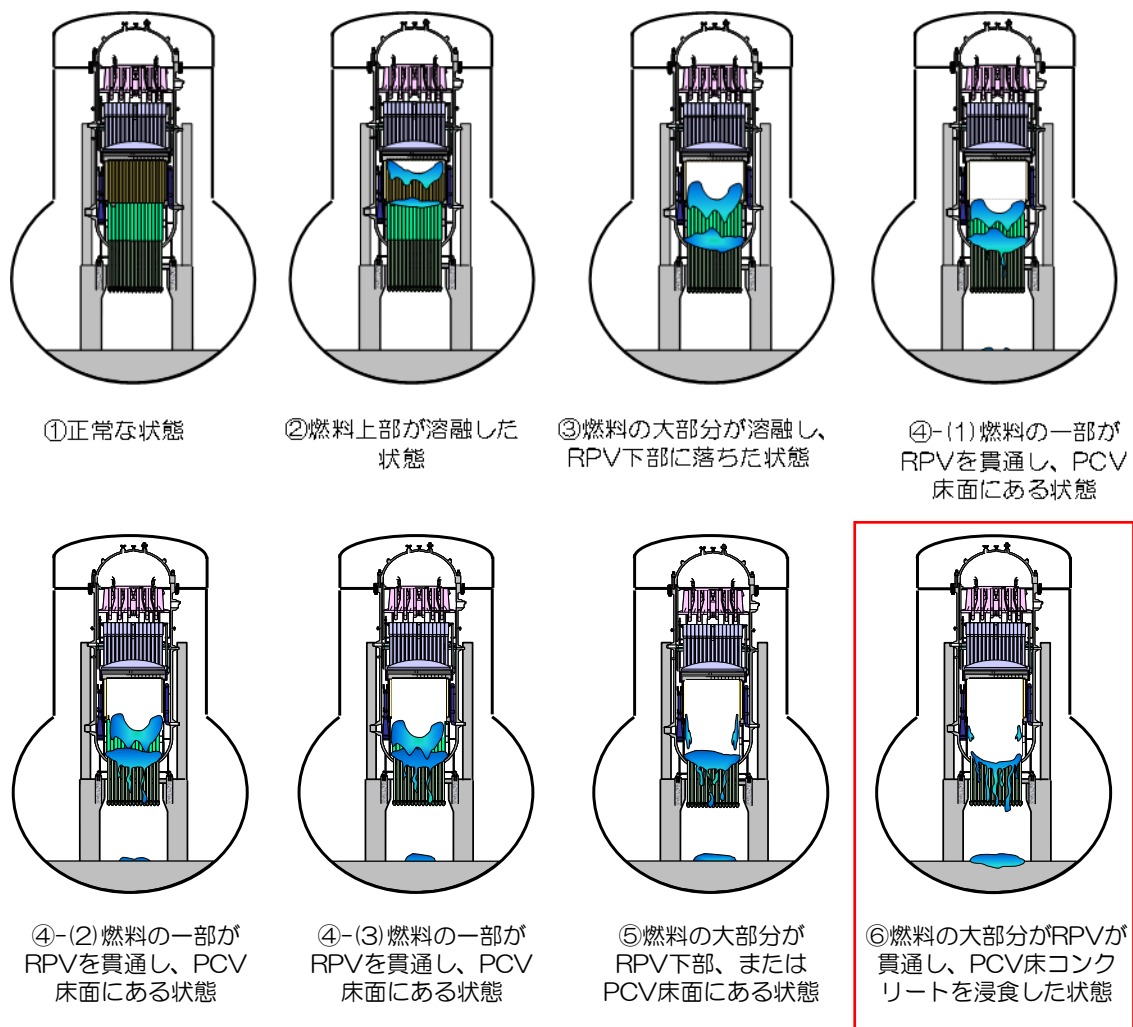


図 4.1.1-2 事故後の燃料デブリ分布に関するパターン

・測定された温度・圧力からの推定

事故発生から10日後以降の1号機の代表的な点における温度の推移を図 4.1.1-3 に示す。炉心部を直接通過しないFDW系ノズルからの注水方法であるにもかかわらず、8月時点で計測温度が100[°C]以下に低下したことから、燃料は炉心部から下方に移動し、RPVの下部プレナムまたはPCV底部で、十分冷却されている状態にあると推定した。

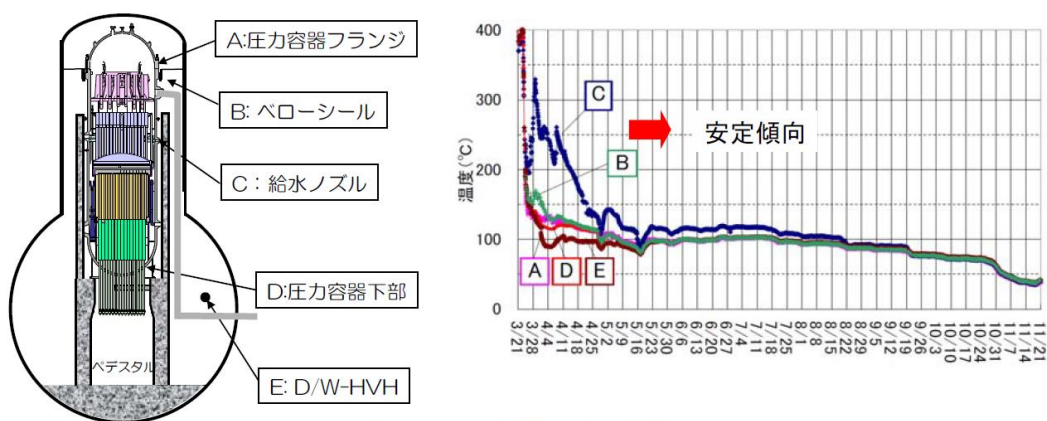


図 4.1.1-3 1号機の温度推移^[1-1]

・原子炉水位計の指示値

原子炉水位計は、図 4.1.1-4 に示すとおり、RPV 外に設置された基準面器に水が溜まり一定水位を維持する構造となっており、この水柱による圧力と原子炉内の水位に応じて発生する圧力との差 ($H_s - H_r$) を取ることにより水位を求める構造となっている。しかしながら、事故時には PCV 内が高温になることなどによってこれらの計装配管内の水が蒸発してしまう可能性があり、例えば基準面器側の水が蒸発すると、比較対象の基準となる水位が低くなることから、原子炉の水位を高めに表示してしまうこととなる (図 4.1.1-5)。

1号機では、2011年5月11日に仮設差圧計の設置、基準面器および計装配管への注水を実施し原子炉水位計を校正した。その結果、原子炉水位は燃料有効頂部マイナス 5[m]以下であることがわかった。したがって、元々の燃料位置に現在も水位が形成されておらず、燃料が形状を維持したままもとの位置に留まっている可能性は低いと推定した。

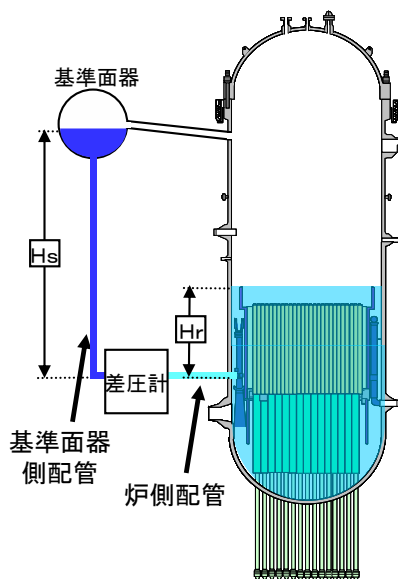


図 4.1.1-4 原子炉水位計の概略図^[1-1]

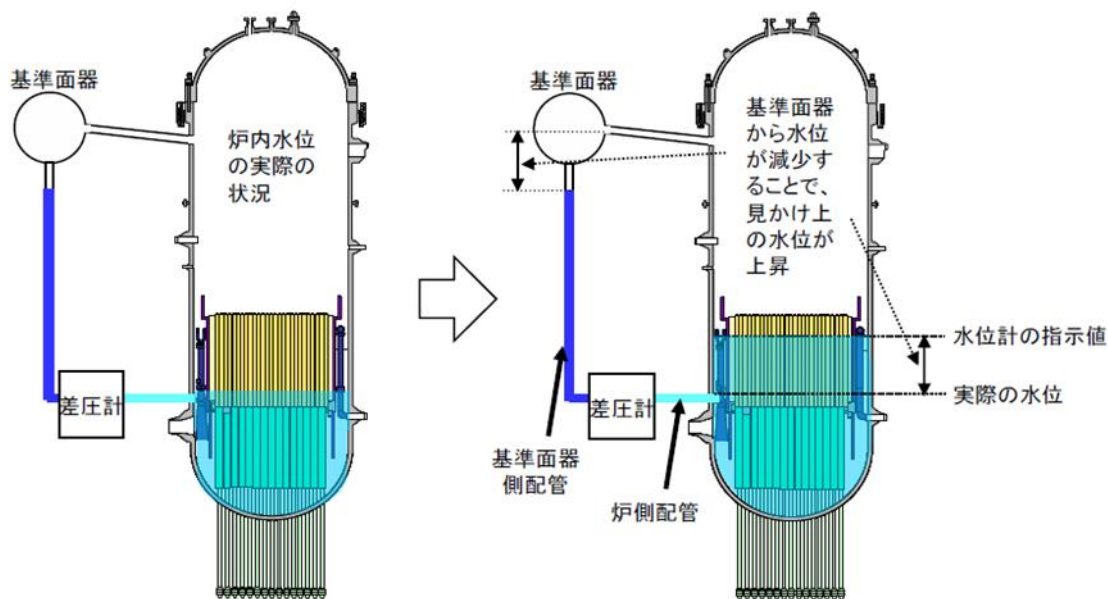


図 4.1.1-5 計装配管内の水位低下に伴う原子炉水位計の指示値について^[1-1]

・ 1号機の RCW 系について

1号機の原子炉建屋において、各所の放射線量を測定したところ、RCW系配管で高い線量が測定された（図 4.1.1-6 参照）。RCW系は主に原子炉建屋内にある補機を冷却するための閉ループシステムであり、PCV内に解放部がある設計ではない。したがって、数百[mSv/h]という高い汚染が発生することは通常状態では考えにくい。しかしながら、RCW系配管は原子炉建屋

内を広範囲にわたって敷設されており、PCV 内の機器の冷却の役割も担っている。具体的には、図 4.1.1-7 に示すとおり PCV 底部の機器ドレンピット内には、ドレン冷却のために RCW 系配管が敷設されている。したがって、1号機における RCW 系配管の高汚染は、燃料が機器ドレンピットに落下して、RCW 系配管を損傷したことが原因である可能性が高い。配管が損傷したことにより、高線量の蒸気または水が RCW 系配管に移行し、同時に放射性物質が配管内に移行したものと考えられる。ただし、RCW 系配管が PCV に落下した燃料デブリにより破損した状況であれば、RCW 系配管の水が PCV 内に進入するなどして、燃料デブリの冷却に寄与した可能性がある。

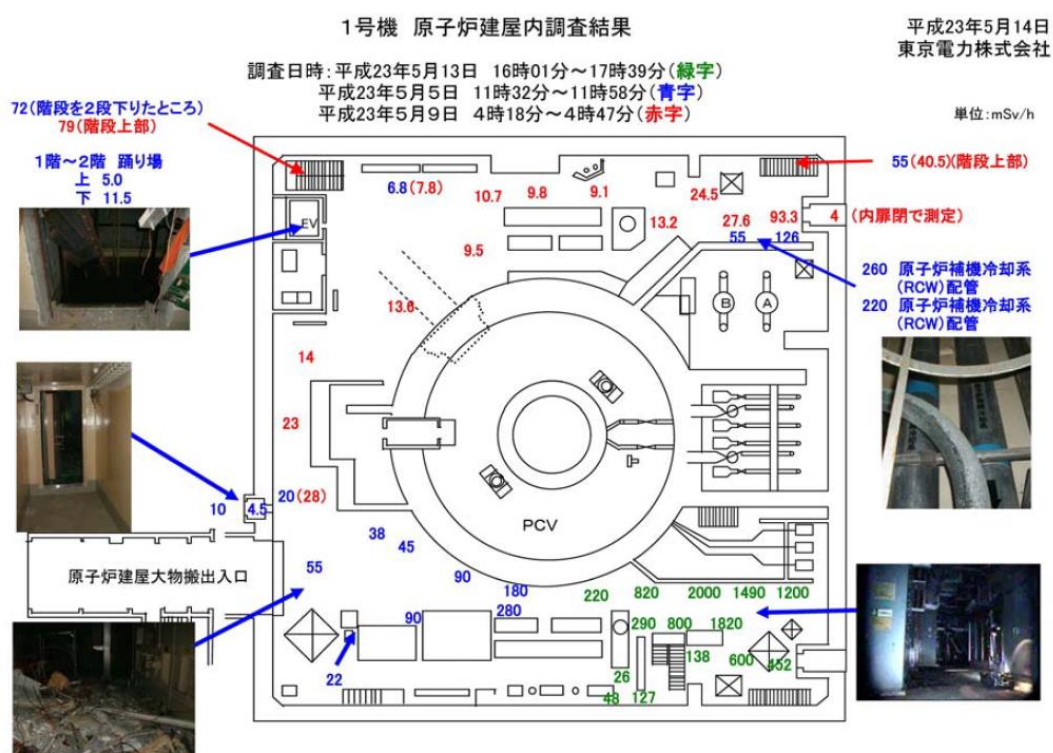


図 4.1.1-6 1号機原子炉建屋線量調査結果^[1-1]

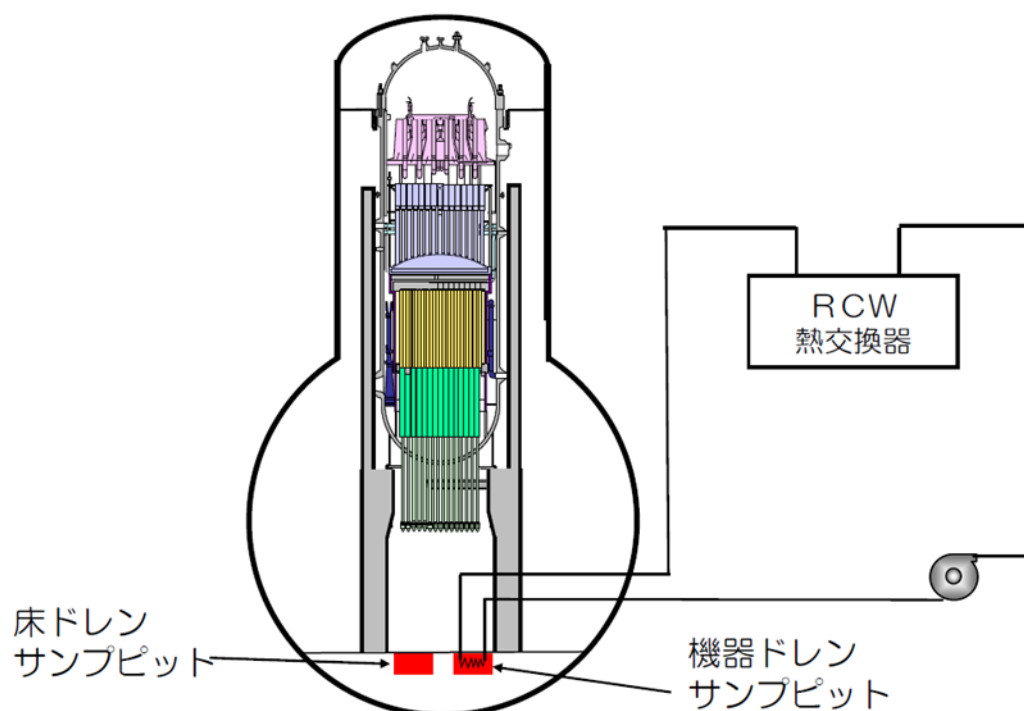


図 4.1.1-7 RCW と機器ドレンピットの取り合いの概略図^[1-1]

・ D/W の水位について

図 4.1.1-8 に、D/W 圧力と窒素の注入状況監視のために測定している窒素注入圧力のグラフを示す。窒素の注入口が気相にあれば、窒素注入圧力は D/W 圧力と同一の挙動を示すが、注入口が水没していると、D/W の気相の圧力に加え、水頭圧を超える圧力が必要となるため D/W 圧力よりも高くなる。図 4.1.1-8 にて窒素注入圧力の推移を見ると、2011 年 10 月 28 日に 1 号機の原子炉への注水量を増加して以降、11 月 1 日頃から D/W 圧力を超え、乖離が大きくなっている。したがってこの当時、注水量の増加に伴い D/W 水位が上昇し、窒素注入口高さを超えた、つまりこの付近に D/W 水位があるものと推定した。

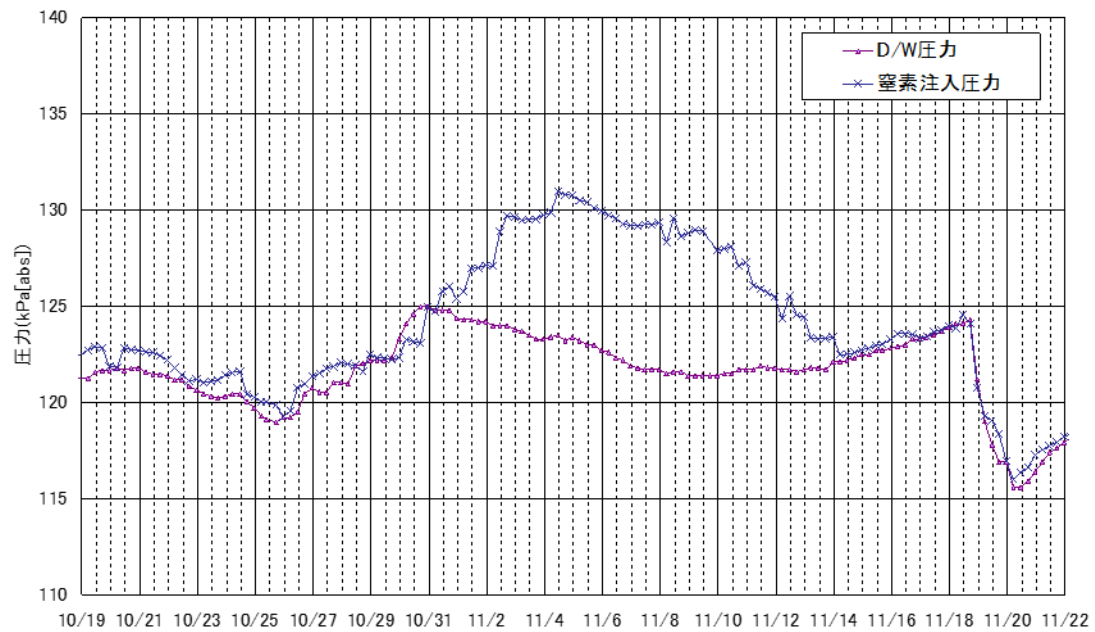


図 4.1.1-8 D/W 圧力と窒素注入圧力の推移 (2011 年) [1-1]

※グラフ中の D/W 圧力データについて、正しくは 10/28 5:00 までは 2[kPa]程度低めになり、10/28 11:00 以降は 0.5[kPa]程度高めになる [1-2]

4.1.2 2号機

2011年11月30日時点の推定図を図4.1.2-1に示す。

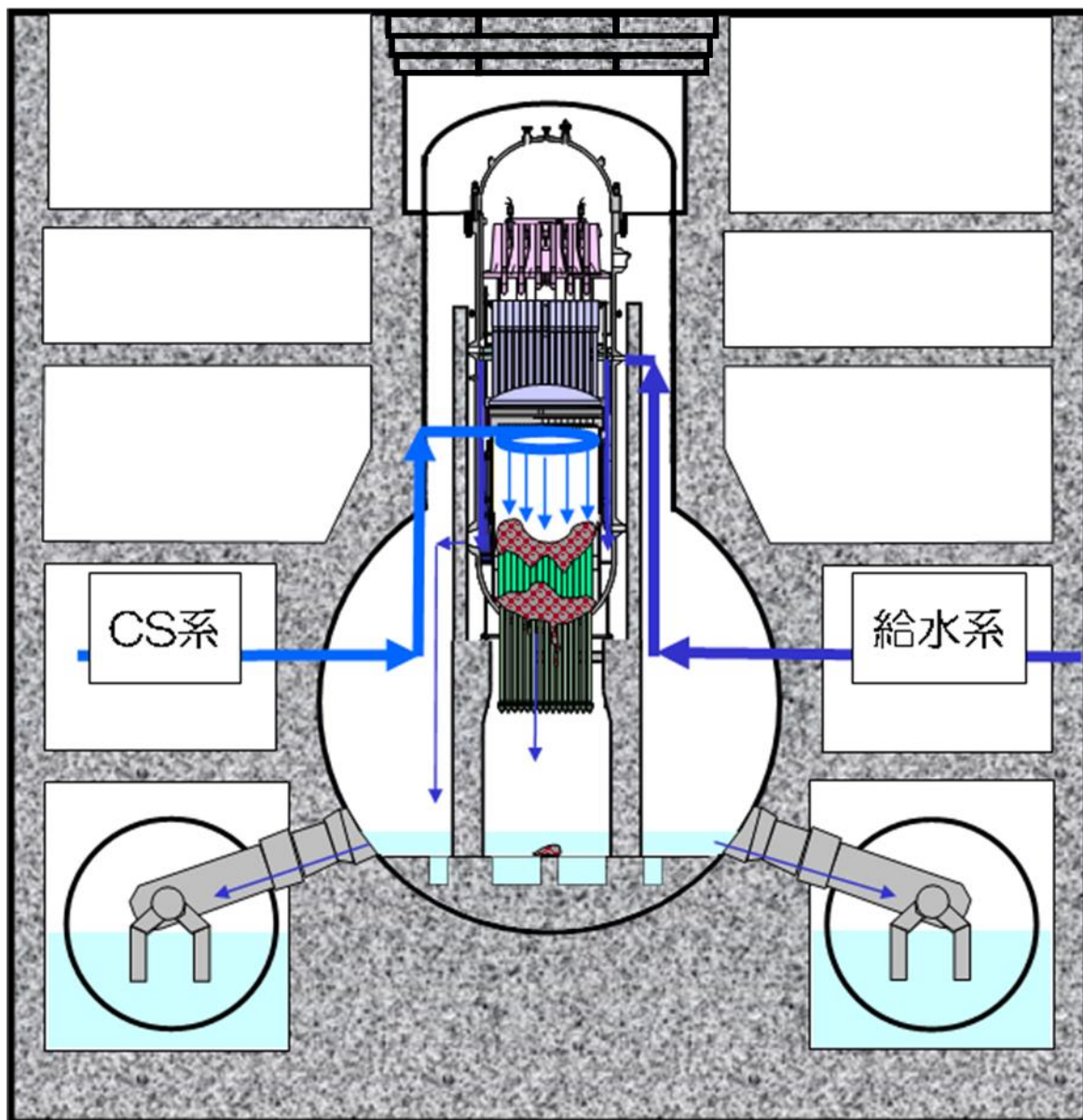


図4.1.2-1 2号機 2011年11月30日時点の推定図^[2-1]

図4.1.2-1の推定図について、推定の特徴、推定に役立つ知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部は炉心部に残存し、一部はRPV下部プレナムまたはPCV底部へ落下しているものと推定。

D/W の水位について、PCV 内の燃料は概ね水没状態にあると推定。

○推定に役立った知見

図 4.1.2-1 の推定図については、図 4.1.2-2 に示す①～⑥のパターン化した原子炉の損傷状態から選定したものであり、2 号機については④-(1)の状態と推定した。パターンの選定にあたり有用であった知見について、以下に記す。

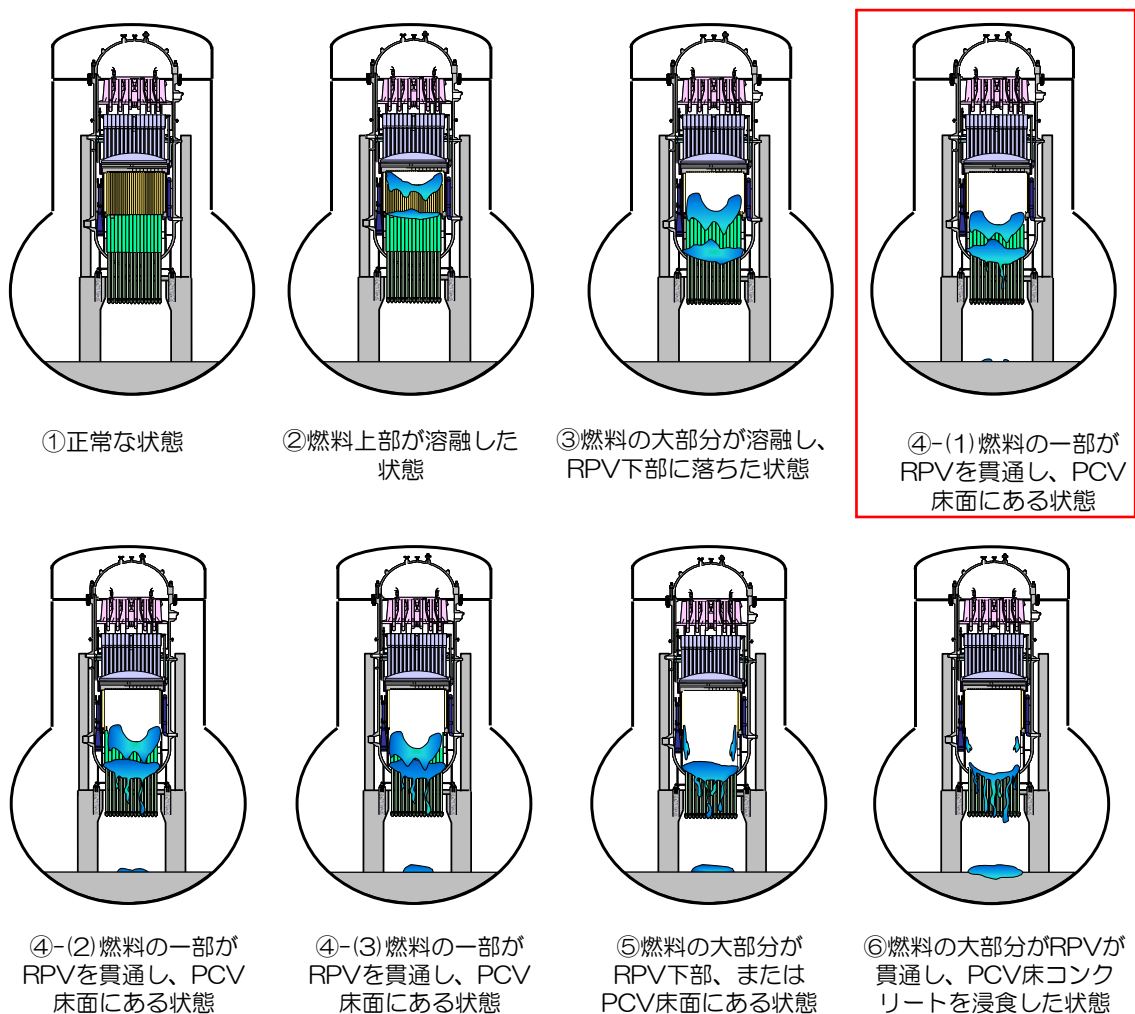


図 4.1.2-2 事故後の燃料デブリ分布に関するパターン

・観測された温度・圧力からの推定

温度計による計測を開始した 2011 年 3 月～11 月の RPV・PCV 周りの温度変化を図 4.1.2-3、図 4.1.2-4、図 4.1.2-5 に示す。

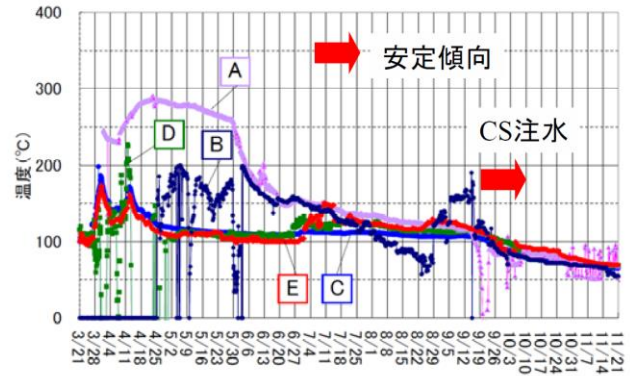
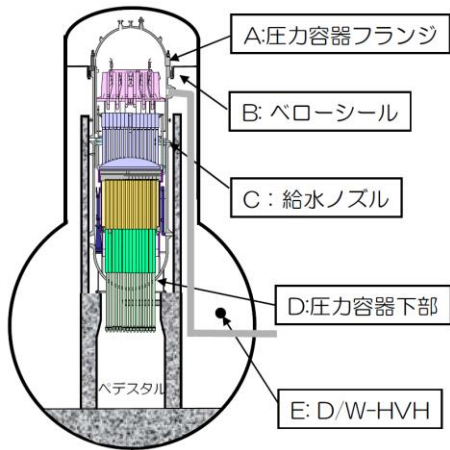


図 4.1.2-3 RPV・PCV 周りの温度変化^[2-1]

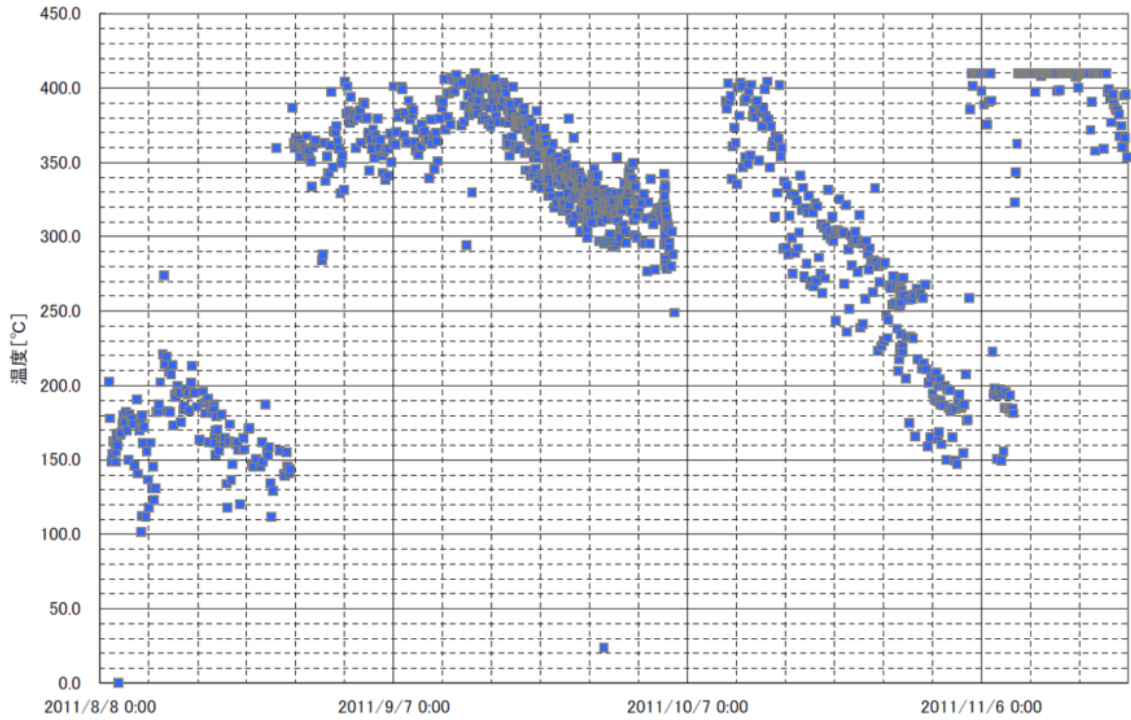


図 4.1.2-4 CRDハウジング温度トレンド^[2-1]

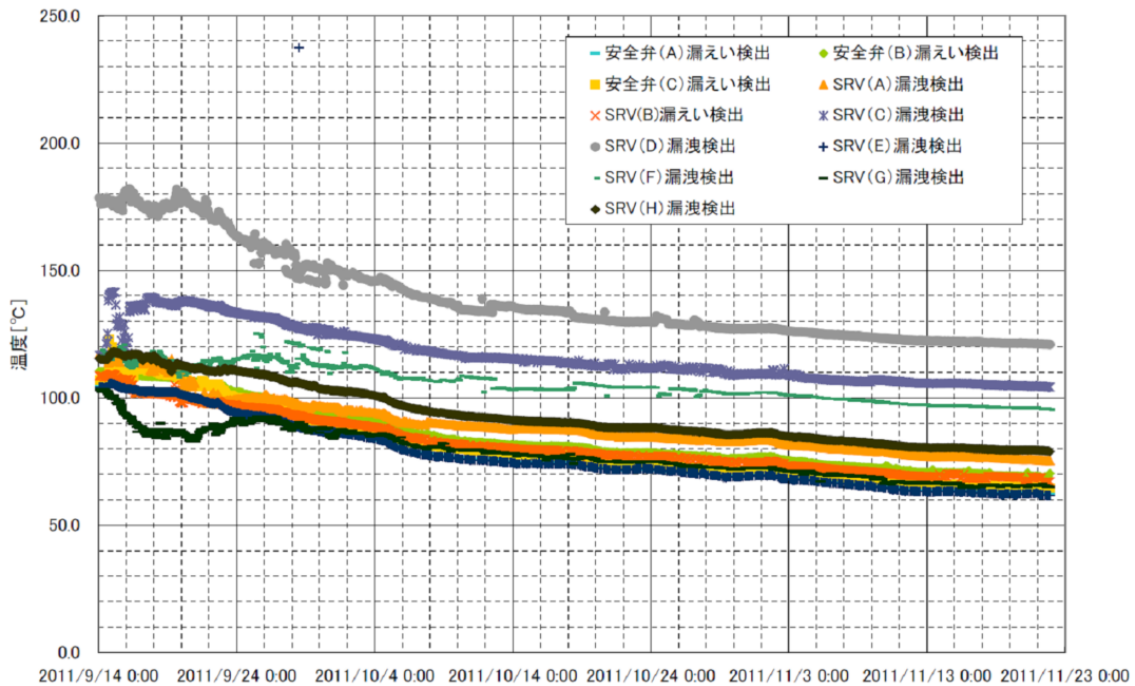


図 4.1.2-5 SV・SRV 漏えい検出温度トレンド [2-1]

2号機では、2011年9月14日から炉心部の直上部にあるCS系配管からの注水が実施された。その結果、以下の点が確認された。

- ・炉心部を直接通過するCS系からの注水により、RPV上部の計測温度が下降し、注水を増加することで飽和温度を下回った。
- ・PCV 雰囲気温度は、ほぼ飽和温度未満であるが、ごく一部（CRDハウジング、SRV）には2011年11月時点においてもなお高い温度（飽和温度以上）を示す温度計が存在した。

これらの観察事実から、RPV内の炉心部には、少量の燃料が存在するが、大部分はRPV下部にて燃料が十分に冷却されていると考えられる。また、RPV外部にも発熱体が存在し、十分に冷却されているが、一部において燃料が露出している部分（CRDハウジング付近）や、揮発性核分裂生成物等の付着により、緩やかな発熱をしている部分（SRV付近）が存在するものと考えられる。

・原子炉水位計の指示値

原子炉水位計は、図4.1.2-6に示すとおり、RPV外に設置された基準面器に水が溜まり一定水位を維持する構造となっており、この水柱による圧力と、原子炉内の水位に応じて発生する圧力の差（ $H_s - H_r$ ）を取ることで水位を求める構造となっている。しかしながら、事故時にはこれらの計装配管

内の水が蒸発してしまう可能性があり、例えば基準面器側の水が蒸発すると、比較対象の基準となる水位が低くなることから、原子炉の水位を高め指示してしまうこととなる（図 4.1.2-7）。

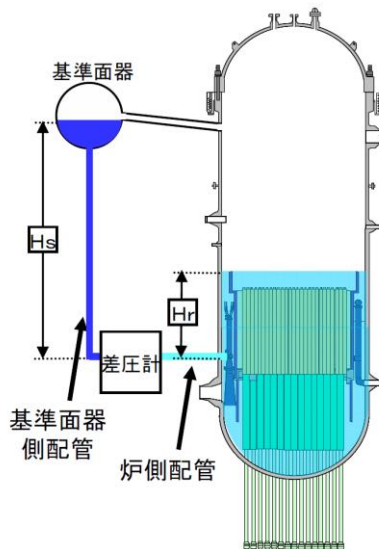


図 4.1.2-6 原子炉水位計の概略図[2-1]

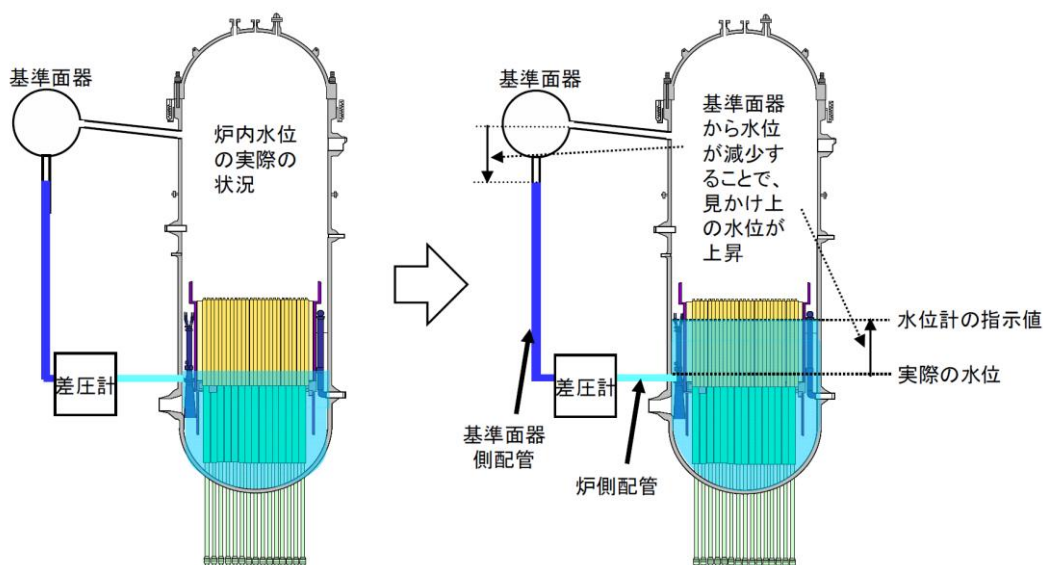


図 4.1.2-7 計装配管内の水位低下に伴う原子炉水位計の指示値について[2-1]

2号機では、線量が高く原子炉水位計の校正作業を実施していないが、事故後に設置した仮設の差圧計の瞬時値等から原子炉水位は燃料有効頂部マイナス5[m]以下であると推定した。ただし、2011年6月22日の水張り後には炉側、基準面器側両方の配管の水が短時間で蒸発する現象が確認され、2011年10月21日の水張り後には炉側配管の水がゆっくりと蒸発する現象が確認された。

したがって、元の燃料位置に水位が形成されておらず、燃料が形状を維持したまま元の位置に留まっている可能性は低いと考えられる。

- D/W の水位について

2号機では燃料の落下量も少ないと推定され、また冷却に十分な量の注水を行っていると考えられたこと、PCV 雰囲気計測温度も際だって高い箇所がないことから、PCV 内にある燃料は概ね水没状態にあると推定した。

4.1.3 3号機

2011年11月30日時点の推定図を図4.1.3-1に示す。

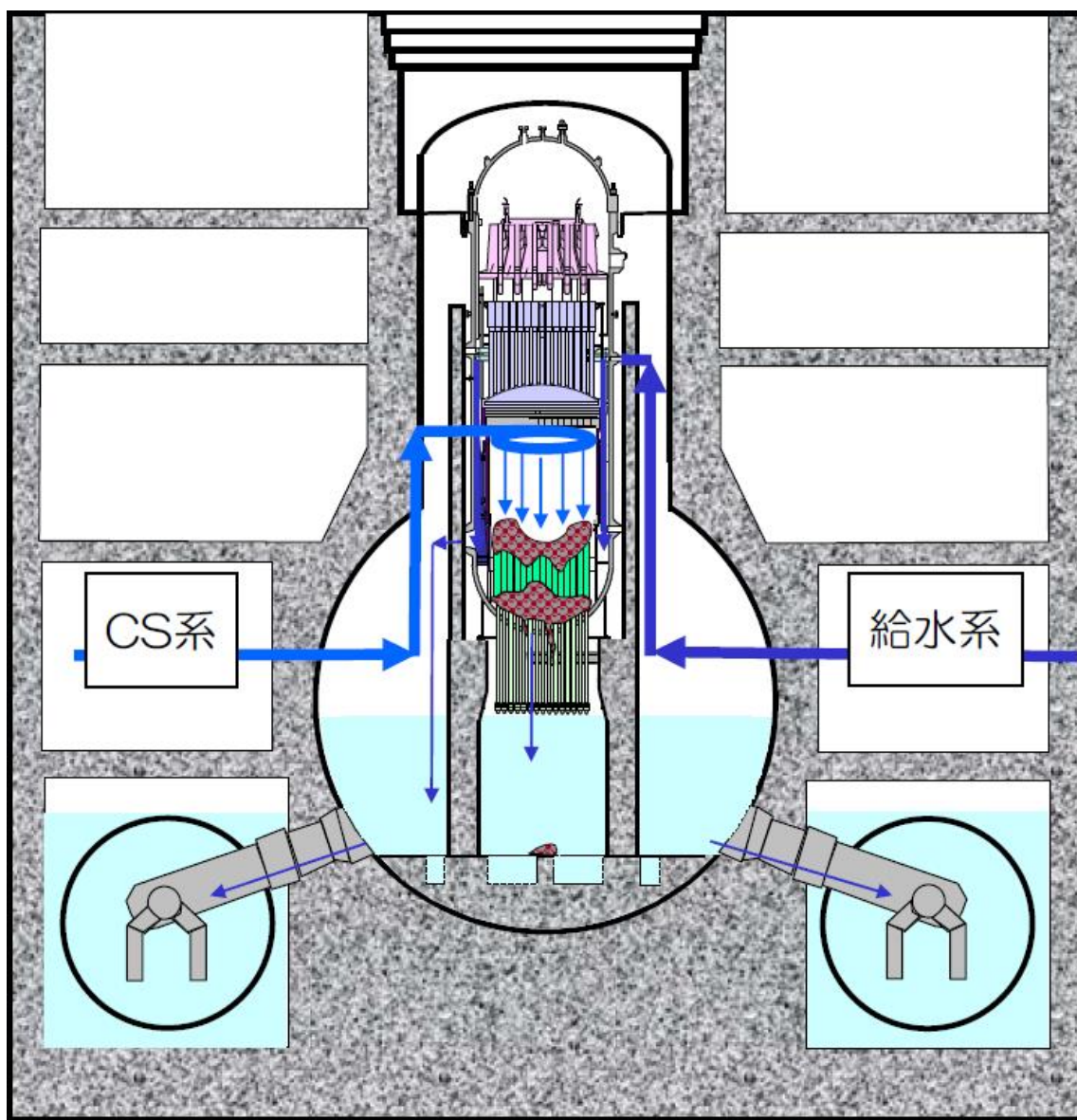


図4.1.3-1 3号機 2011年11月30日時点の推定図^[3-1]

図4.1.3-1の推定図について、推定の特徴、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部はRPV下部プレナムまたはPCV底部へ落下している。燃料の一部は元々の炉心部に残存していると推定。

D/Wの水位について、D/W床面から約6.5[m]～7.5[m]と推定。

○推定に役立った知見

図 4.1.3-1 の推定図については、図 4.1.3-2 に示す①～⑥のパターン化した原子炉の損傷状態から選定したものであり、3号機については④-(1)の状態と推定した。パターンを選定にあたり有用であった知見について、以下に記す。

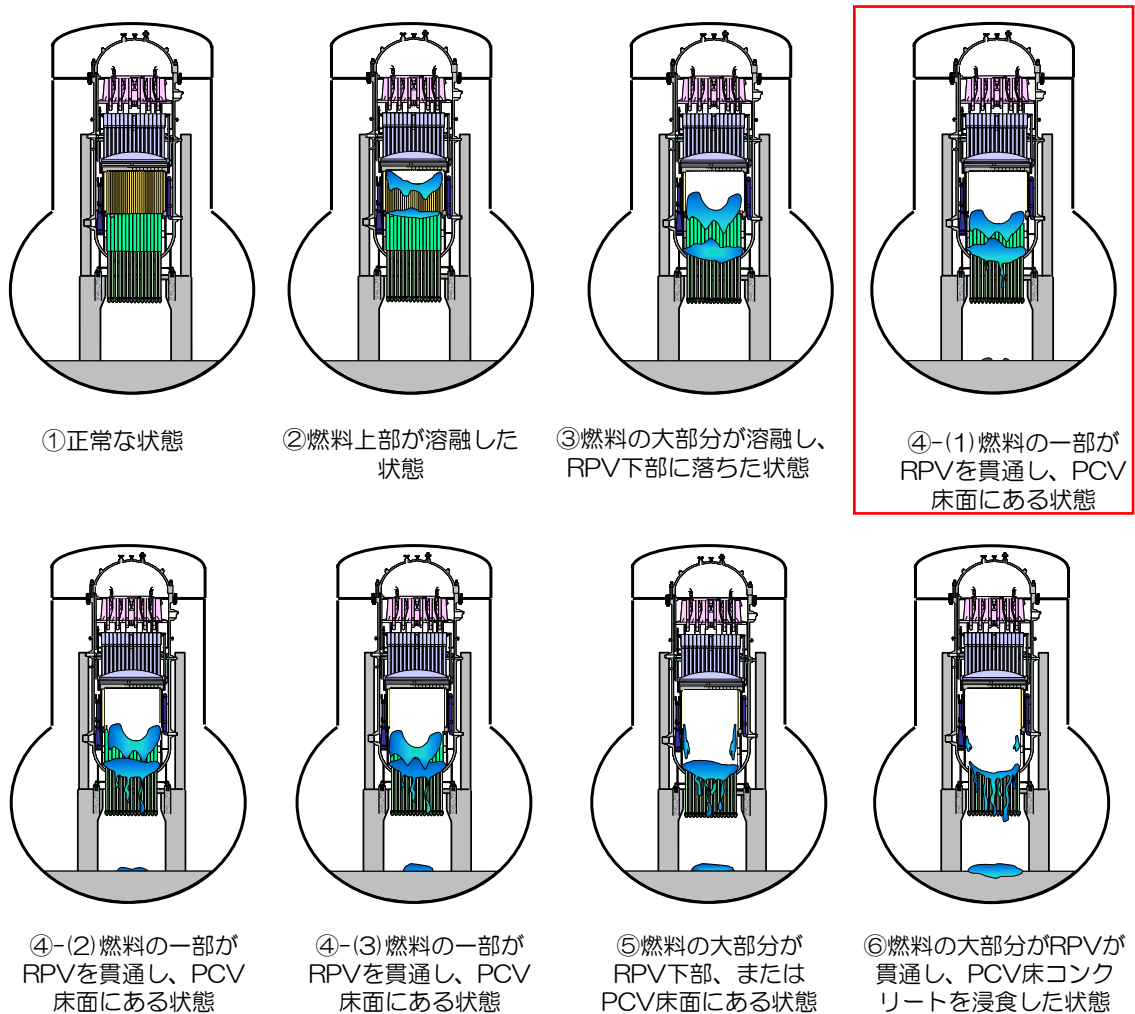


図 4.1.3-2 事故後の燃料デブリ分布に関するパターン

・観測された温度・圧力からの推定

温度計による計測を開始した 2011 年 3 月～11 月の RPV・PCV 周りの温度変化を図 4.1.3-3 に示す。

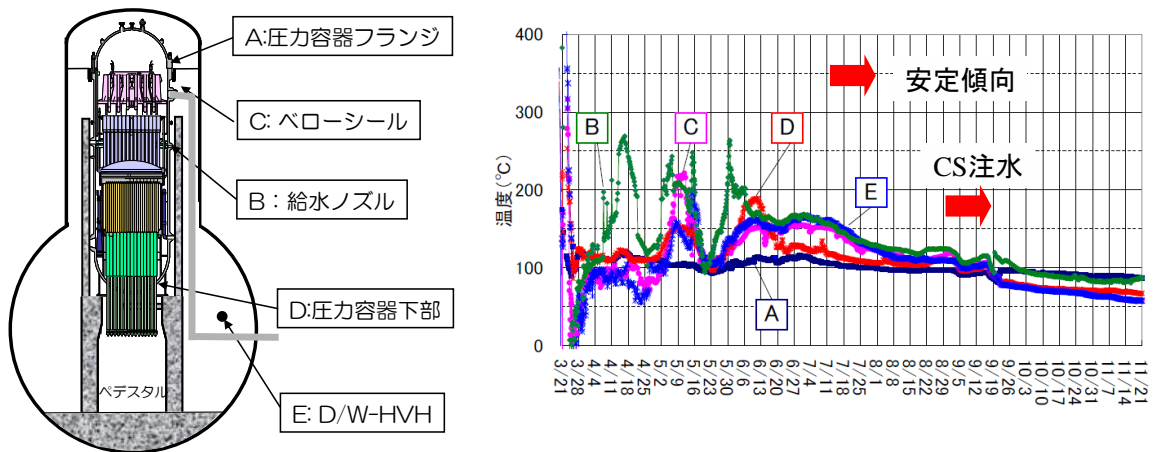


図 4.1.3-3 RPV・PCV 周りの温度変化 (2011 年) [3-1]

3号機では、2011年9月1日から実施した炉心部の直上部にあるCS系配管からの注水により、RPV・PCV周りの温度の低下が確認されている。直接炉心部を冷却する系統からの注水により、温度低下が進んだことから、この当時は、炉心部に燃料デブリが存在している可能性があるものと推定した。

・ D/W の水位について

図 4.1.3-4 に、2011年10月～11月のD/W圧力とS/C圧力のグラフを示す。D/WとS/Cは真空破壊弁を通じて連通しているため、基本的には同一の挙動を示すこととなる。ただし、S/C水位が上昇し真空破壊弁を超えた場合はこの関係が崩れ、D/W気相の圧力に加えてD/Wの水位に応じた水頭圧がS/C圧力に加わることとなるため、D/W圧力よりも高くなる。図 4.1.3-4でのD/W圧力とS/C圧力の推移を見ると、10月1日以降、常にS/C圧力がD/W圧力を上回る状態が続いている。この差圧から換算して、PCV(D/W)内の水位はD/W床面から6.5[m]～7.5[m]付近にあると推定した。3号機の燃料のPCVへの落下量について、この当時は少ないと推定しており、顕熱での冷却に十分な量の注水を行っていること、PCV雰囲気計測温度も際だって高い箇所がないことから、PCV内にある燃料は水没状態にあると推定した。

D/W圧力・S/C圧力

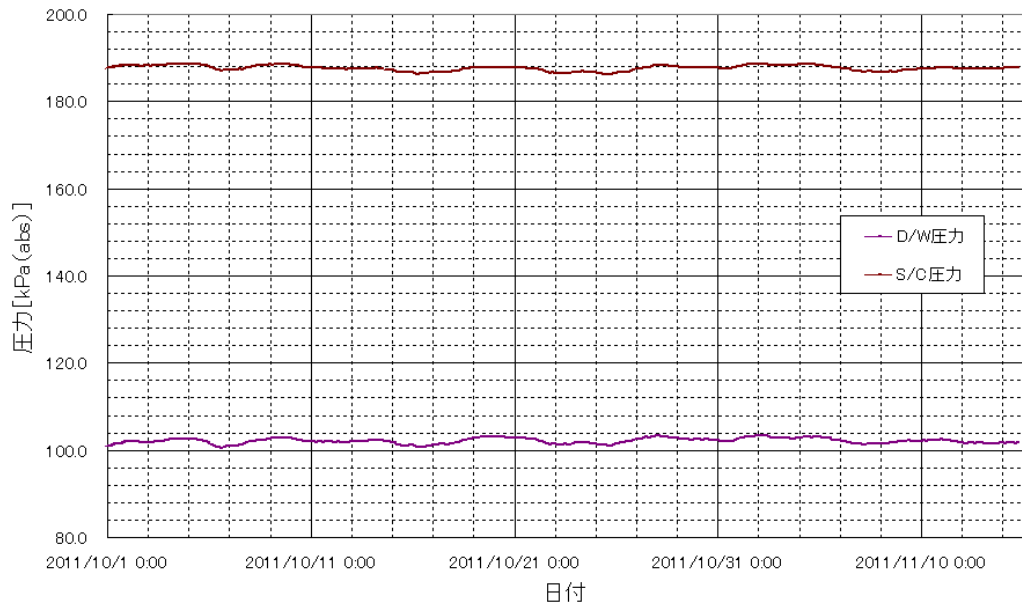


図 4.1.3-4 D/W 圧力と S/C 圧力の推移³⁻¹⁾

4.2 2回目の推定（2013年12月13日）

4.2.1 1号機

2013年12月13日時点の推定図を図4.2.1-1に示す。

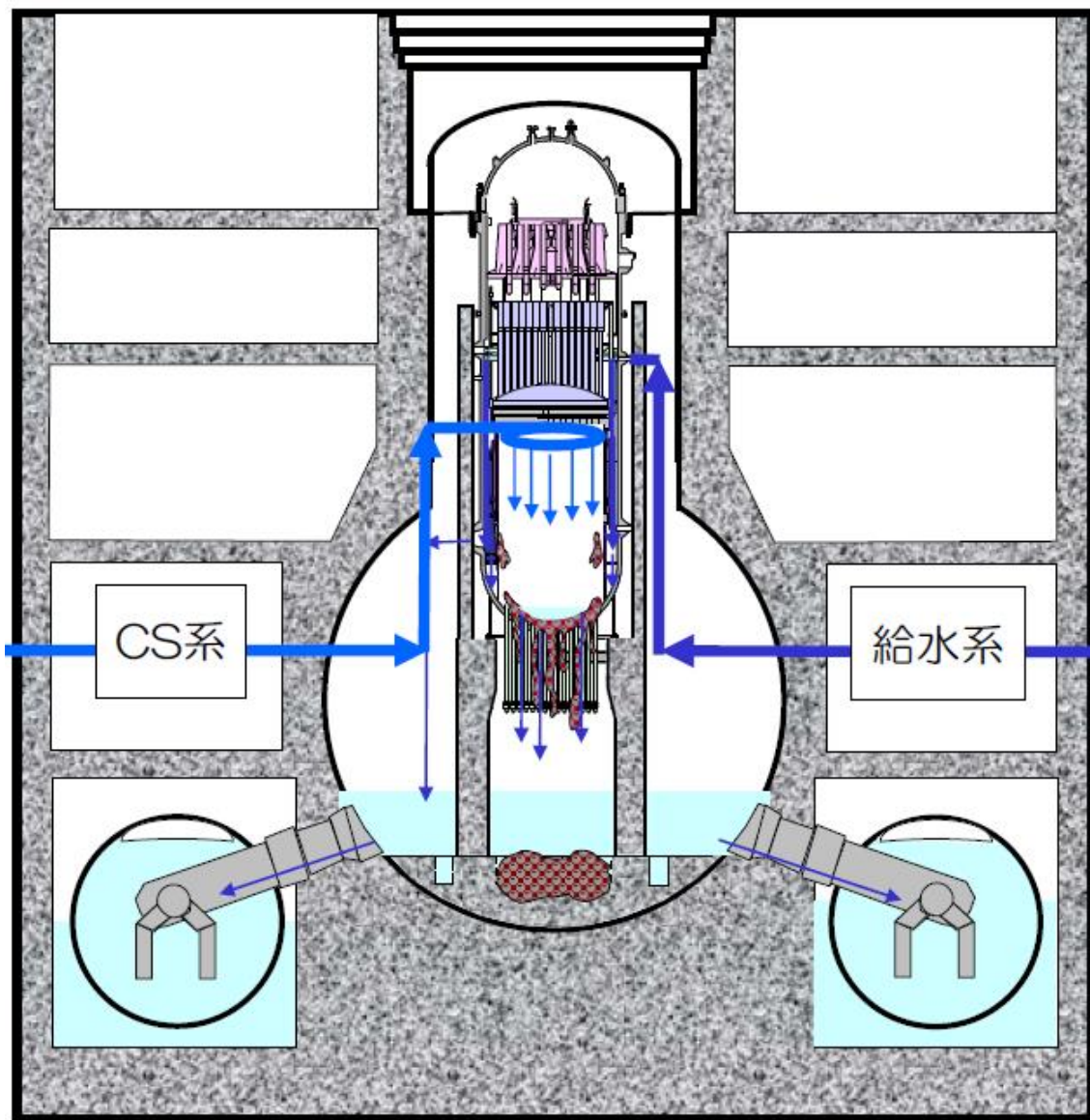


図 4.2.1-1 1号機 2013年12月13日時点の推定図^[1-3]

図 4.2.1-1 の推定図について、推定の特徴、初回の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は、ほぼ全量が RPV 下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部

プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。
D/W の水位について、D/W 床面から約 2.8 [m]であることが確認された。

○初回の推定から更新した内容

①D/W の水位を上昇させた。

○初回の推定から更新した理由

①D/W の水位を上昇させた。

2012 年 10 月に実施した 1 号機 PCV 内部調査では、原子炉建屋 1 階の PCV 貫通部(X-100B)に孔を開け、調査装置を挿入することにより、カメラによる内部撮影や、D/W 内滞留水水位の確認、線量率・温度測定、滞留水の採取・分析等を実施した。

ここで、D/W 内の滞留水水位は、CCD カメラがグレーチング上部から滞留水水面に接触するまでのケーブル送り長さにより測定し、D/W 床面から約 2.8[m]であることが確認された (図 4.2.1-2)。



図 4.2.1-2 1 号機 D/W 内滞留水の水位測定結果^[1-4]

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・ S/C への窒素封入試験結果

2012年9月に実施した S/C への窒素封入試験により、S/C 内の上部に事故初期の Kr85 と水素が残留し、S/C 内水位を押し下げると真空破壊装置管を経由して D/W に放出されるとした推定メカニズムを実証した。これにより、S/C 内の水位はほぼ満水（真空破壊装置管下端部付近）であることが確認された。（図 4.2.1-3）

当該試験は、2012年4月以降、1号機 PCV ガス管理設備で測定する水素濃度および Kr85 放射能濃度が間欠的に上昇する事象を受けて、メカニズム検証のため実施したものである。この間欠的上昇は、S/C 内水位が低下すると、S/C 上部の閉空間内に残留するガスが真空破壊装置管を経て D/W へ排出され、S/C 上部のガスが排出されると、再び S/C 内水位が上昇し、再度閉空間となって流出が止まることで発生しているものと推定した。ここで、Kr85 は長半減期の核分裂性生成物であり、自発核分裂等で新たに生成される量としては説明がつかない量であることから、事故初期の残留物由来であると考えられた。

メカニズム検証のため実施した試験では、S/C への窒素封入開始後、S/C 圧力（既設計器の測定値）が上昇したのち、時間遅れを伴って PCV ガス管理設備で測定する水素濃度および Kr85 放射能濃度が上昇を開始し、窒素封入を停止すると各濃度は低下を始めた。これは、S/C への窒素封入により、S/C 上部の閉空間内が加圧され S/C 内水位を押し下げ、真空破壊装置管から D/W へのガスの流れが形成されると、閉空間内の残留ガスが封入された窒素により D/W へ押し出されるという挙動を反映したものと考えられる。

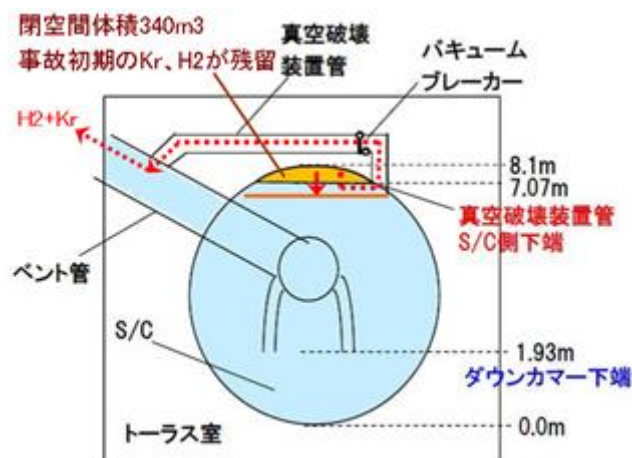


図 4.2.1-3 1号機 S/C 内気相部閉空間の状況^[1-5]

4.2.2 2号機

2013年12月13日時点の推定図を図4.2.2-1に示す。

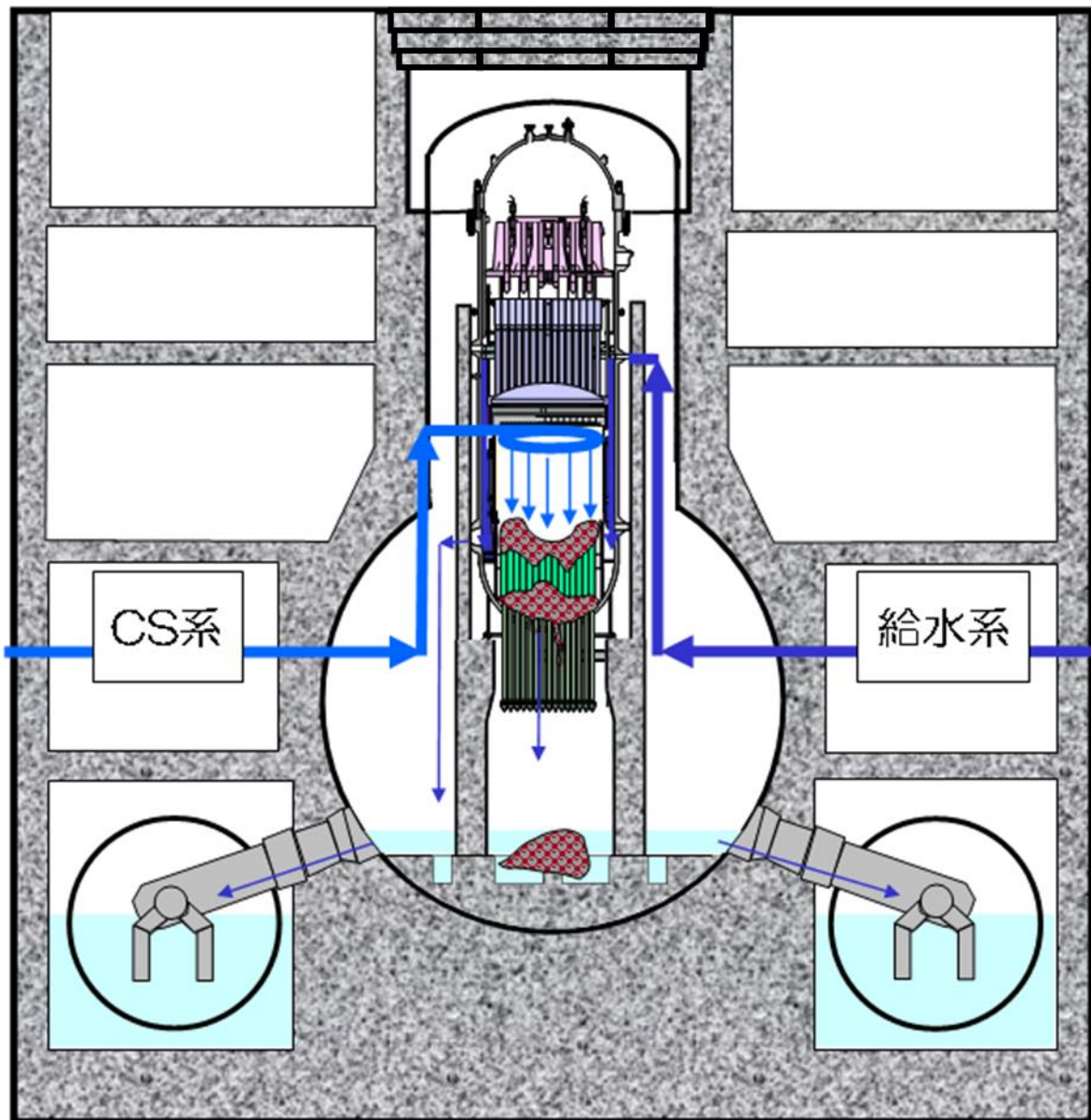


図4.2.2-1 2号機 2013年12月13日時点の推定図^[2-2]

図4.2.2-1の推定図について、推定の特徴、初回の推定から更新した内容、初回の推定から更新した理由、推定を裏付ける情報は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部はRPV下部プレナムまたはPCV底部へ落下している。燃料の一部は炉心部に残存して

していると推定。D/W シェルの破損の傾向を示す観測事実は確認されておらず、PCV 底部に落下した燃料デブリが MCCI を起こしていたとしても、その範囲は限定的であると推定。

D/W の水位について、D/W 床面から約 600[mm]であることが確認された。
S/C 内水位について、S/C 底部から約 6.3[m]程度であると推定。

○初回の推定から更新した内容

①燃料デブリの分布について、PCV に落下した燃料デブリの量を増加。

○初回の推定から更新した理由

①燃料デブリの分布について、PCV に落下した燃料デブリの量を増加。

初回の推定図では、PCV に落下した燃料デブリが小さく、RPV の破損が無いとの誤解を招く恐れがあったことから、燃料デブリを大きくし、図を修正した。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・ D/W 内水位の測定結果

2012 年 3 月に実施した 2 号機 PCV 内部調査では、PCV 貫通部(X-53(原子炉建屋 1 階))に孔を開け、調査装置を挿入することにより、カメラによる内部撮影や、D/W 内滞留水水位の確認、線量率・温度測定等を実施した。

ここで、滞留水水位は、ビデオイメージスコープにより、D/W 床面から約 600[mm] (2012 年 3 月 26 日時点) であることが確認された (図 4.2.2-2)。

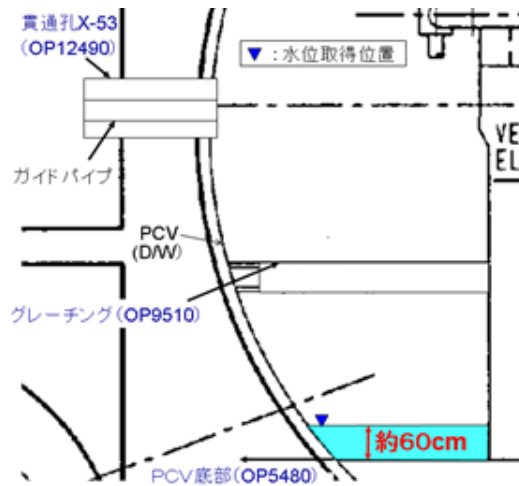


図 4.2.2-2 2号機 PCV 内滞留水水位測定結果^[2-3]

・ S/C への窒素封入試験結果

2013年5月に実施した S/C への窒素封入試験により、S/C 圧力が 3[kPa(gage)] (2013年5月14日時点) であることが確認された。S/C 内水位が満水に近い状況であれば相応の水頭圧がかかることから、S/C 内水位の正確な値は不明であるが、窒素封入口 (S/C 底部から約 6.3[m]) 程度であることが示された。D/W 内水位が低いことと合わせて、原子炉への注水は D/W からベント管を経由して S/C へ流入、S/C 下部から原子炉建屋へ漏えいしていると推定され、この場合、S/C 内水位はトラス室内の滞留水水位と同程度と考えられる (図 4.2.2-3)。

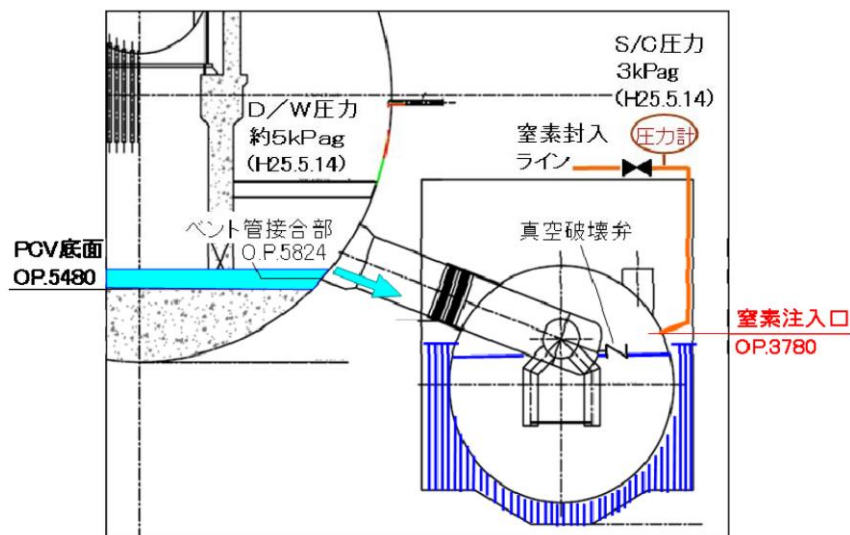
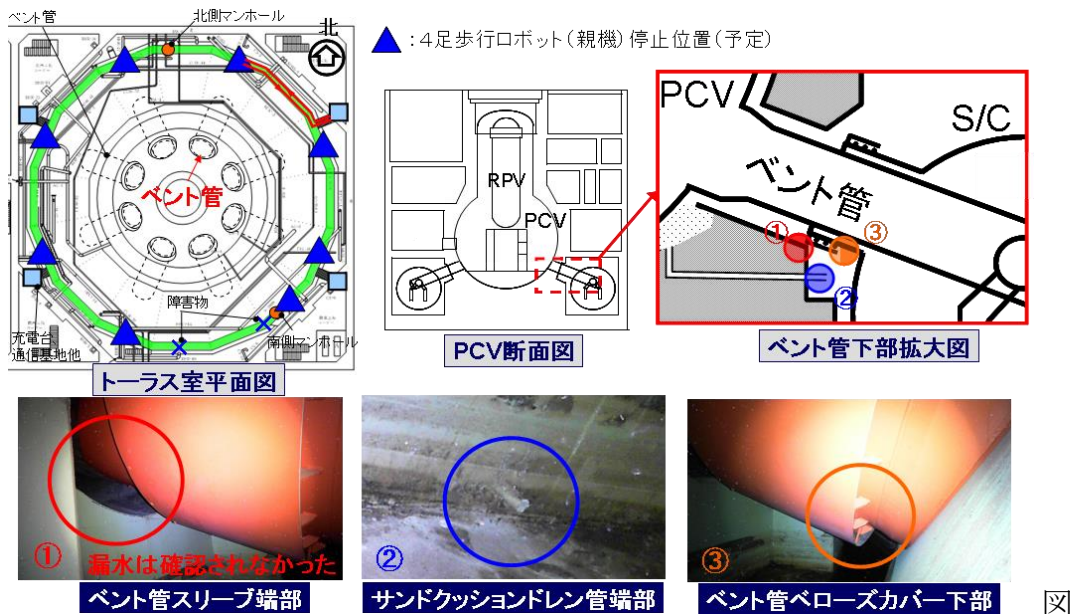


図 4.2.2-3 2号機 S/C 内気相部閉空間の推定状況^[2-2]

・ トーラス室ベント管下部調査結果

2012年12月、2013年3月に実施した2号機トーラス室調査では、ロボットによりベント管下部周辺の調査を行った。ここでは、4足歩行ロボットのアーム先端に取り付けた小型走行車をS/C上に着座させて、ベント管付近まで移動し、画像を取得している。

S/Cの液相漏えい箇所については特定されていないが、確認できる範囲内ではベント管下部からの漏水はないことが確認された(図4.2.2-4、図4.2.2-5)。



4.2.2-4 2号機トーラス室内ベント管下部カメラ映像(抜粋) [2-4]

番号	調査日	ベント管スリーブ端部	サンドクッションドレン管端部	ベント管ペロースカバー下部	※1 直接確認していないが下部コンクリートステージ上に流水等無し
①	H24.12.11	○	○	○	
②※2	H25.3.6	○	○	○	
③※2	H25.3.5		○※1	○	※2 音についても取得。現段階で漏水と思われる音は確認されていない
④※2	H25.3.5		○※1	○	
⑤※2	H25.3.13		○※1	○	
⑥※2	H25.3.13		○※1	○	
⑦※2	H25.3.14	○	○	○	
⑧※2	H25.3.15	○	○	○	

記号の説明: ○漏えい無し



図 4.2.2-5 2号機ベント管下部周辺の調査結果 [2-4]

以上のことから、D/W シェルの破損の傾向を示す観測事実は確認されておらず、PCV 底部に落下した燃料デブリがコンクリートと反応を起こしていたとしても、その範囲は限定的であったと考えられる。

4.2.3 3号機

2013年12月13日時点の推定図を図4.2.3-1に示す。

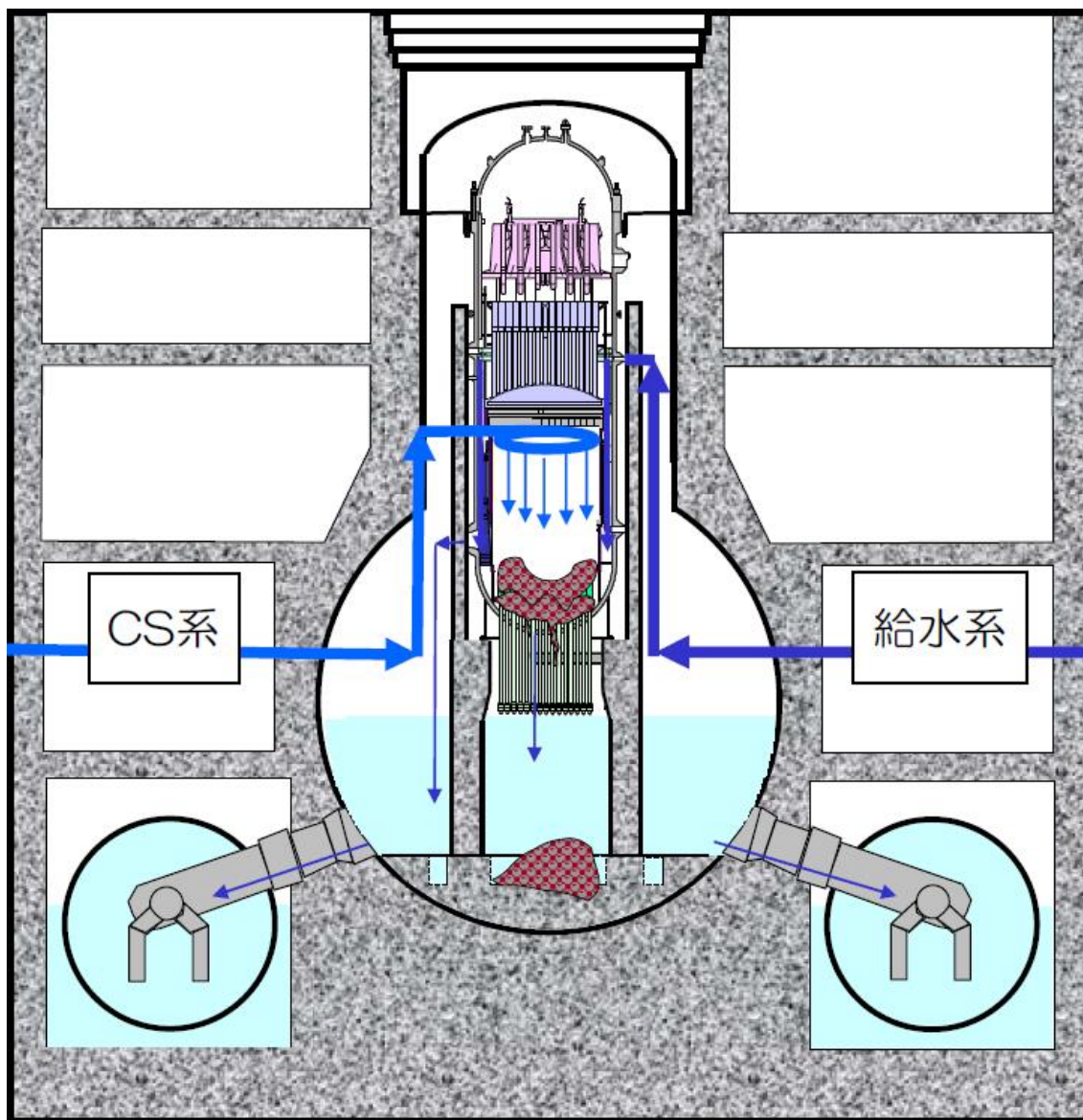


図4.2.3-1 3号機 2013年12月13日時点の推定図^[3-2]

図4.2.3-1の推定図について、推定の特徴、初回の推定から更新した内容、初回の推定から更新した理由は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部はRPV下部プレナムに落下し、さらに一部はPCV底部へ落下していると推定。

○初回の推定から更新した内容

①燃料デブリの分布について、RPV 内の下方に落下した燃料デブリの量を増やし、さらに PCV に落下した燃料デブリの量を増やした。

○初回の推定から更新した理由

①燃料デブリの分布について、RPV 内の下方に落下した燃料デブリの量を増やし、さらに PCV に落下した燃料デブリの量を増やした。

運転員が 2011 年 3 月 13 日 2 時 42 分に HPCI を手動停止する以前から原子炉に十分注水が出来ない状態になっていたことが判明したため、事故進展は以前の推定よりも早いものと考え、より多くの燃料が PCV に落下していると推定した。以下詳述する。

2011 年 3 月 12 日～13 日における、原子炉水位の測定値と解析値（2012 年 3 月 12 日に公表した解析の結果）を図 4.2.3-2 に示す。図に示す①～⑤のタイミングは以下の内容である。

- ①3/12 11:36 RCIC 自動停止
- ②3/12 12:35 HPCI 自動起動
- ③3/12 20:36 直流電源の枯渇により原子炉水位の測定が中断
- ④3/13 02:42 HPCI 手動停止
- ⑤3/13 04:00 燃料域水位計にバッテリーを繋いで原子炉水位の計測を再開

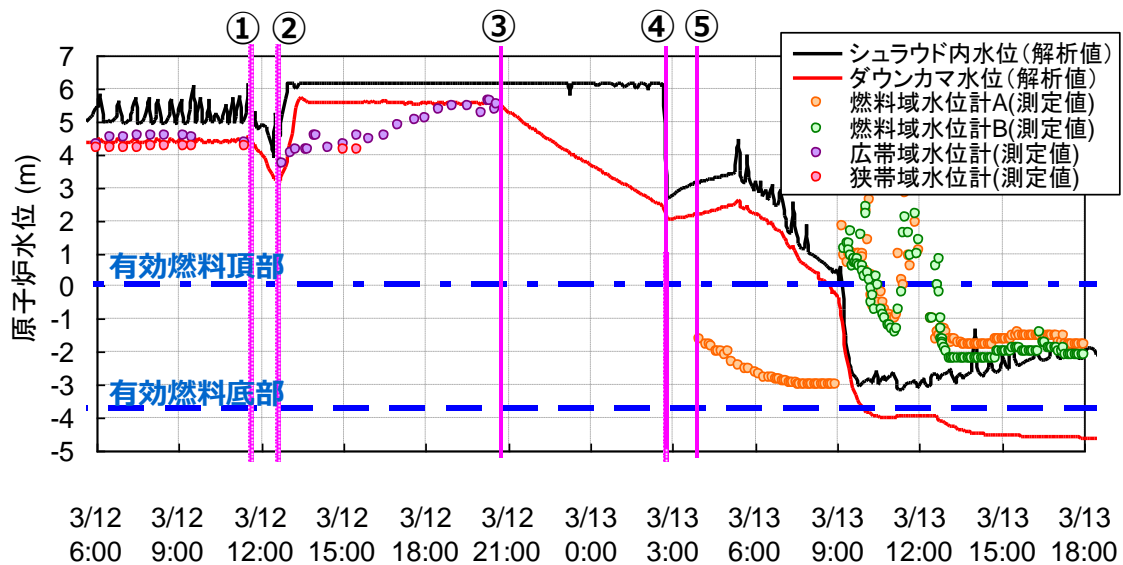


図 4.2.3-2 原子炉水位の測定値と解析値（2011 年）^[3-3]

原子炉への注水について、3月12日20時36分以降は原子炉水位が不明であったため、HPCIによる注水量を減らした解析を実施したものの、水位計の計測を再開した3月13日4時過ぎの原子炉水位について、解析値と測定値（燃料域水位計の値）に大きな乖離がみられた。このことから、3月13日2時42分にHPCIを手動停止する前から、原子炉への注水が十分でなかったことを意味していると考えた。

このように、事故の進展が従来の推定よりも早まっていると考え、従来の推定よりもより多くの燃料がPCVに落下しているものと推定した。

○推定を裏付ける情報

無し。

4.3 3回目の推定（2014年8月6日）

4.3.1 1号機

2014年8月6日時点の推定図を図4.3.1-1に示す。

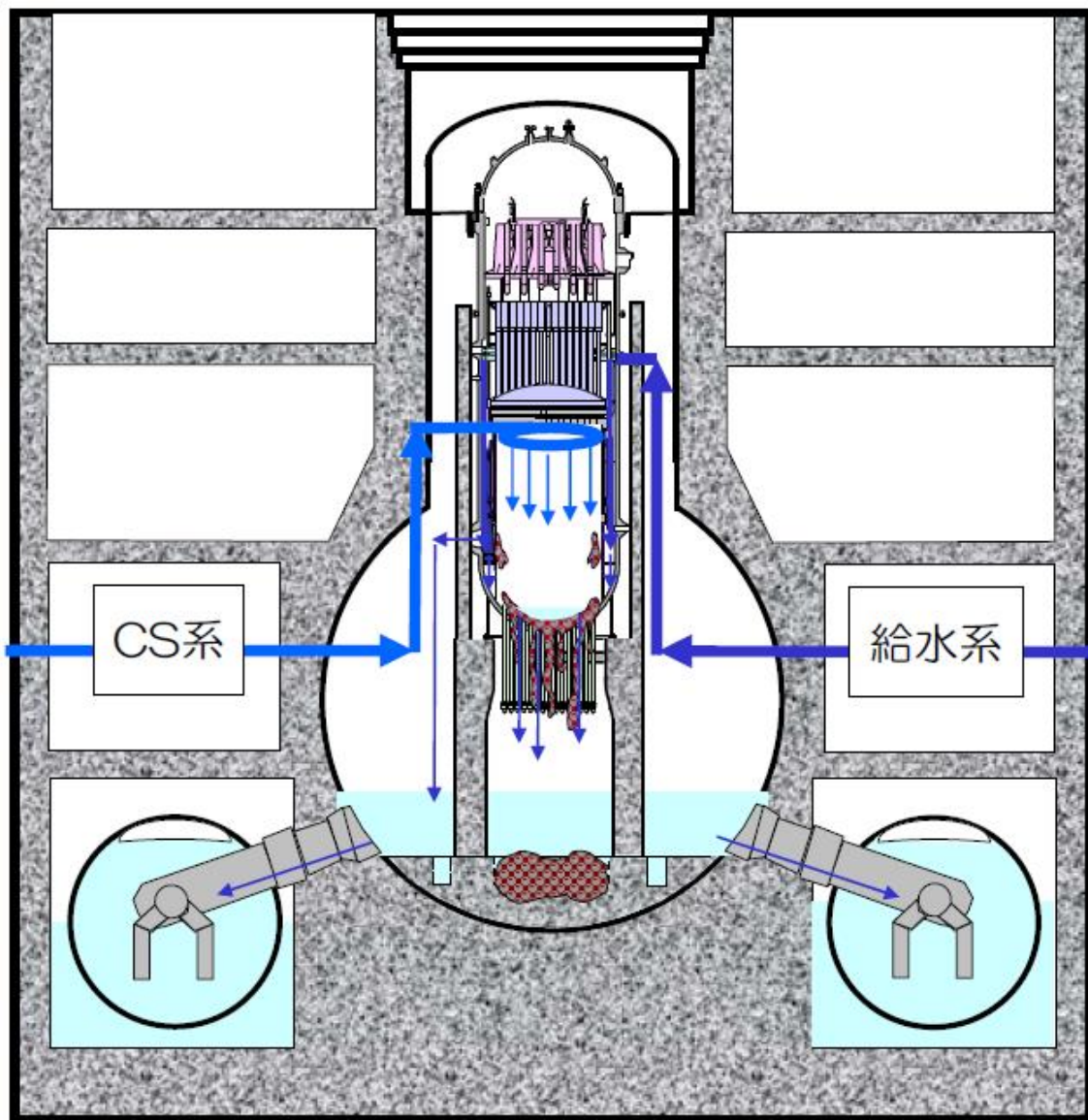


図 4.3.1-1 1号機 2014年8月6日時点の推定図^[1-6]

図4.3.1-1の推定図について、推定の特徴、2回目の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は、ほぼ全量がRPV下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部

プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

○2 回目の推定から更新した内容

無し。

○推定を裏付ける情報

推定図の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・ トーラス室ベント管下部調査結果

2013 年 11 月に実施した 1 号機トーラス室調査では、原子炉建屋 1 階北西床面にあけた直径 510[mm]の孔より、カメラ・線量計を搭載した小型ボートをトーラス室内に投下し、D/W と S/C を接続する箇所にあるベント管スリーブ端部からの水の流れの有無およびサンドクッションドレン管の外観確認、線量測定を実施した。

カメラ映像による確認の結果、以下の箇所からの流水を確認した(図 4.3.1-2)。

- ・ X-5B ベント管 (図中①) : 外れたサンドクッションドレン管※から水が流出
- ・ X-5E ベント管 (図中④) : ベント管の両脇から S/C 表面をつたって水が流下

※図中①のサンドクッションドレン管は塩化ビニル製の配管(ドレン管とドレンファンネルをつなぐ配管で、差込構造の継手にて接続されたもの)が外れていたため流水が確認できたが、②～⑧のドレン管では外れていなかったため流水の有無は判別できなかった。また、サンドクッションドレン配管下のコンクリート継目が全周に渡り濡れている様子が確認された。

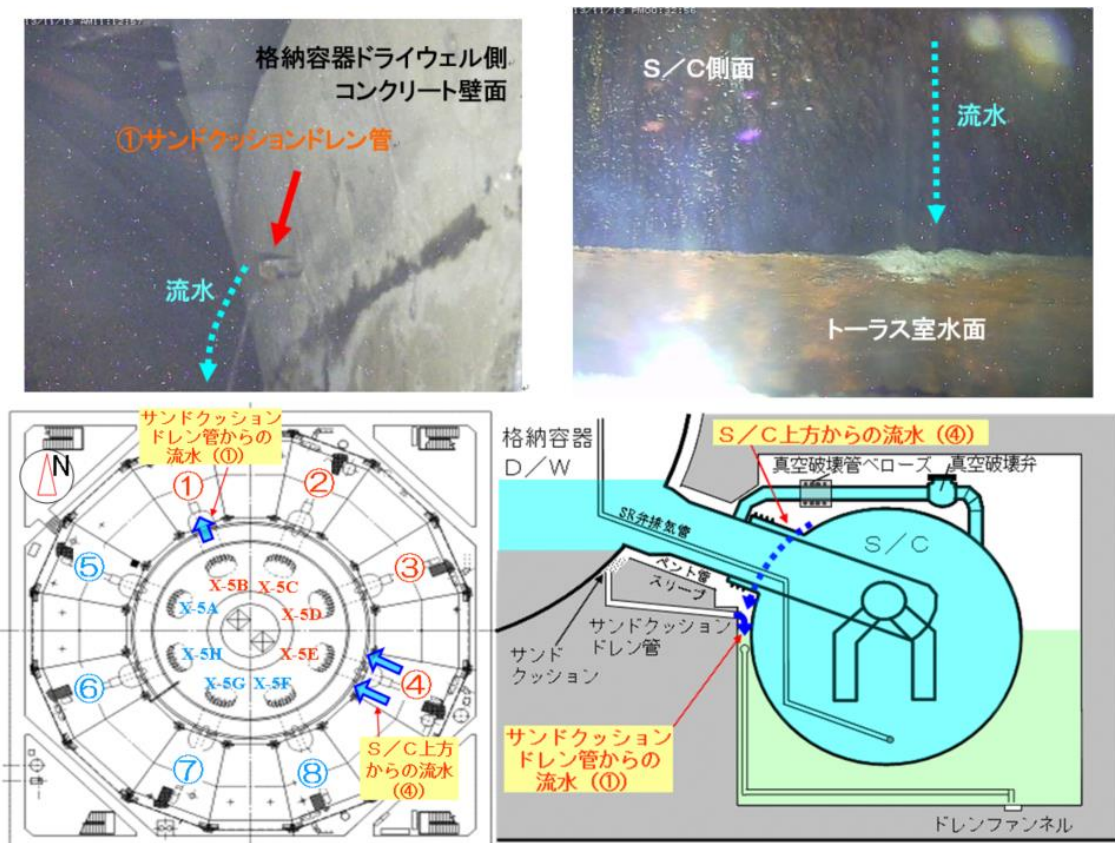


図 4.3.1-2 1号機トラス室ベント下部調査でのカメラ映像（抜粋） [1-7]

サンドクッション部へ水が浸入するのは D/W 部から直接の漏えいがある場合であり、その漏えい箇所は D/W の水面以下の低い位置（例えば D/W シェル部や配管貫通部など）にあると考えられる。D/W の低い位置に漏えい箇所があるということは、PCV に落下した燃料の影響を受けた可能性を示していると考えられることから、炉心・PCV の状態を推定する上で非常に重要な情報である。

また、X-5E ベント管の両脇から S/C 表面をつたって流水していることから、ベント管の真上にある真空破壊管（例えば真空破壊管ベローズなど）から漏えいしていることが推測される。なお、真空破壊管の下端高さは S/C 底部から約 8.2[m]であり、これは 2011 年 5 月に原子炉への注水量を増加させ D/W 内を冠水させようとした際に、窒素封入圧力から換算した D/W 水位の上昇が止まり横ばい傾向となった高さ、すなわち漏えい口が存在すると考えられていた高さ（S/C 底部から約 8.0[m]）ともほぼ一致している（図 4.3.1-3 における O.P.7500[mm]付近）。

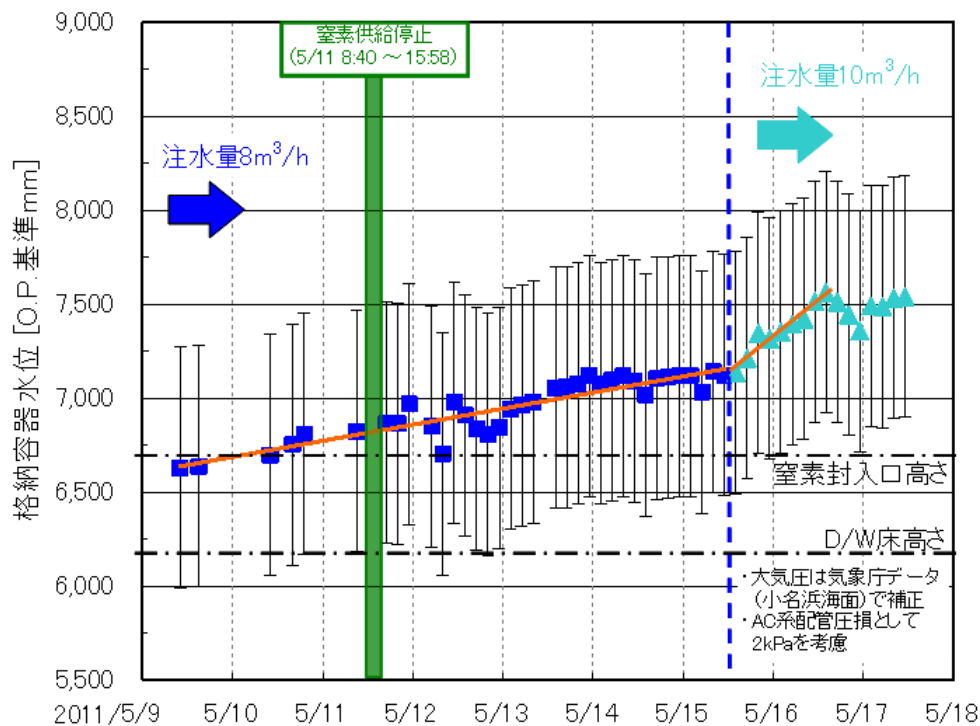


図 4.3.1-3 1号機 D/W 冠水操作時の D/W 水位 (推定) の推移^[1-6]

つづいて、2014年5月には、流水が確認されたベント管 X-5E 近傍の漏えい箇所の特定を行うため、S/C 上部調査装置を1号機原子炉建屋1階北西エリア穿孔箇所から投入し、外側キャットウォークを走行させベント管 X-5E 近傍の映像調査を実施したところ、真空破壊ラインの伸縮継手保護カバーのからの漏えいを確認した。また、当該ライン上の真空破壊弁、トラスハッチ、SHC 系配管、AC 系配管に漏えいは確認されなかった(図 4.3.1-4)。

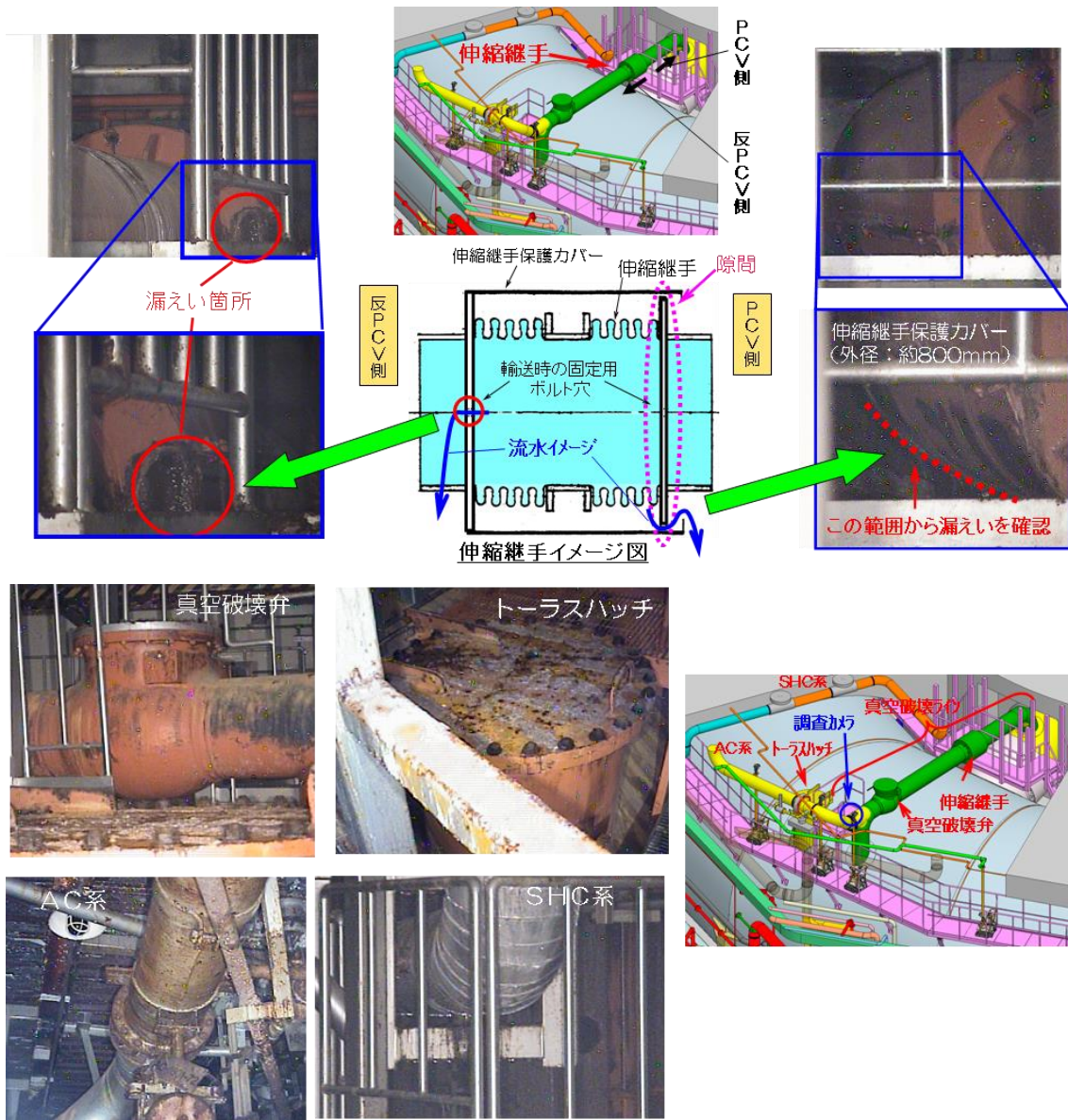


図 4.3.1-4 1号機 S/C 上部調査(ベント管 X-5E 周辺)でのカメラ映像(抜粋)^[1-8]

4.3.2 2号機

2014年8月6日時点の推定図を図4.3.2-1に示す。

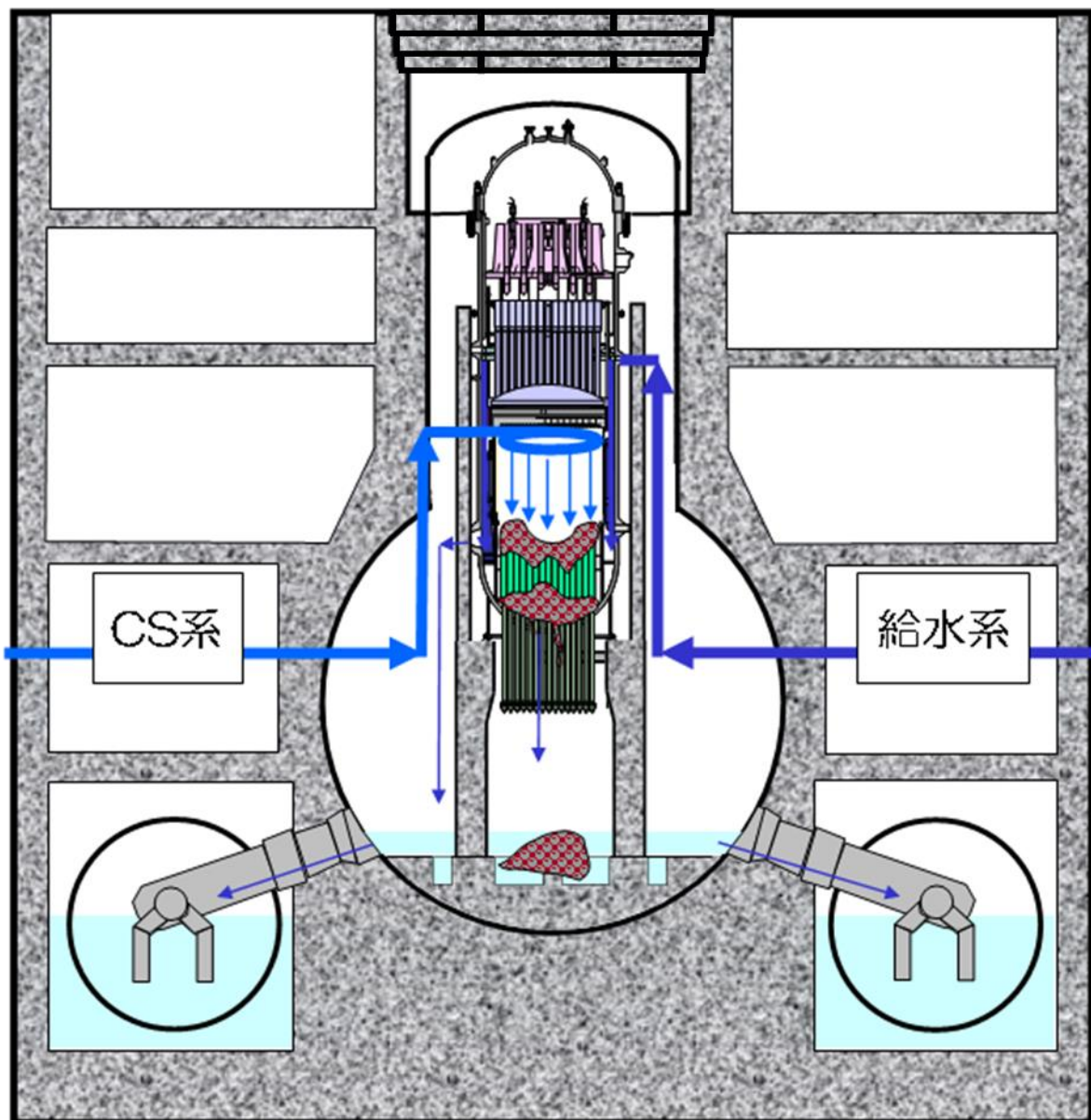


図 4.3.2-1 2号機 2014年8月6日時点の推定図^[2-5]

図4.3.2-1の推定図について、推定の特徴、推定を裏付ける情報は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部はRPV下部プレナムまたはPCV底部へ落下し、燃料の一部は炉心部に残存していると推定。D/Wシェルの破損の傾向を示す観測事実は確認されておらず、

PCV 底部に落下した燃料デブリが MCCI を起こしていたとしても、その範囲は限定的であると推定。

S/C 内水位について、S/C 底部より約 5.7[m]と推定。

○2 回目の推定から更新した内容

無し。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・ S/C への窒素封入試験結果

4.2.2 節で記載したとおり、2013 年 5 月に実施した S/C への窒素封入試験で S/C 内水位は窒素封入口 (S/C 底部から約 6.3[m]) 程度であることが示されたが、2013 年 7 月には追加の試験を実施している。D/W へ窒素を封入し、D/W 圧力の上昇とそれに追従して S/C 圧力が僅かに上昇することを確認した。また、2013 年 10 月には再度 S/C へ窒素を封入し、S/C 圧力が上昇し D/W 圧力と一致した後は、両圧力は連動して上昇する傾向を示した。また、S/C への窒素封入停止後に、S/C 圧力が D/W 圧力に追従して低下した (図 4.3.2-2、図 4.3.2-3)。

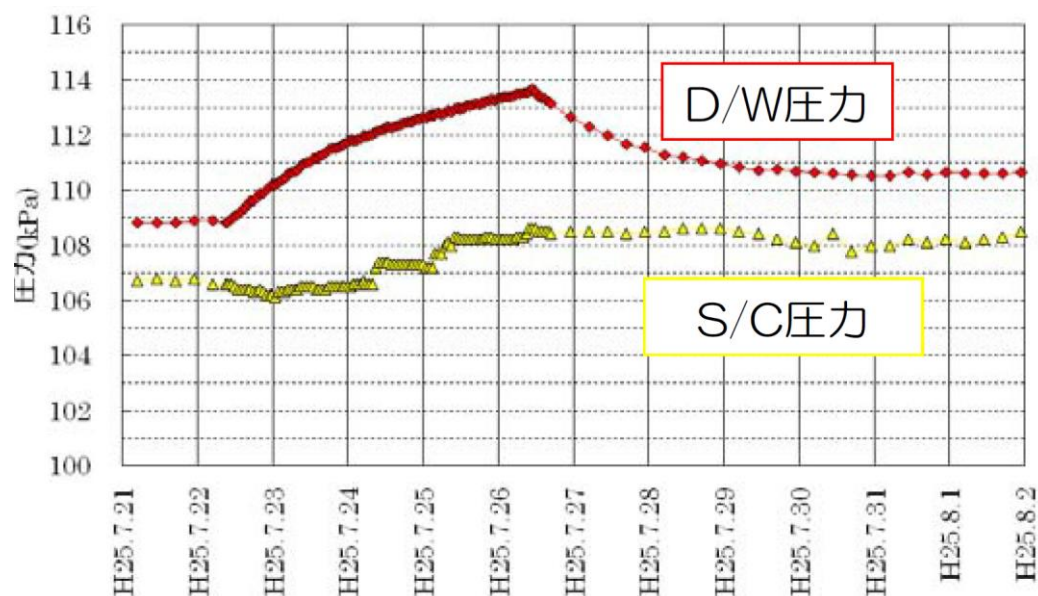


図 4.3.2-2 2013 年 7 月の窒素封入試験結果^[2-6]

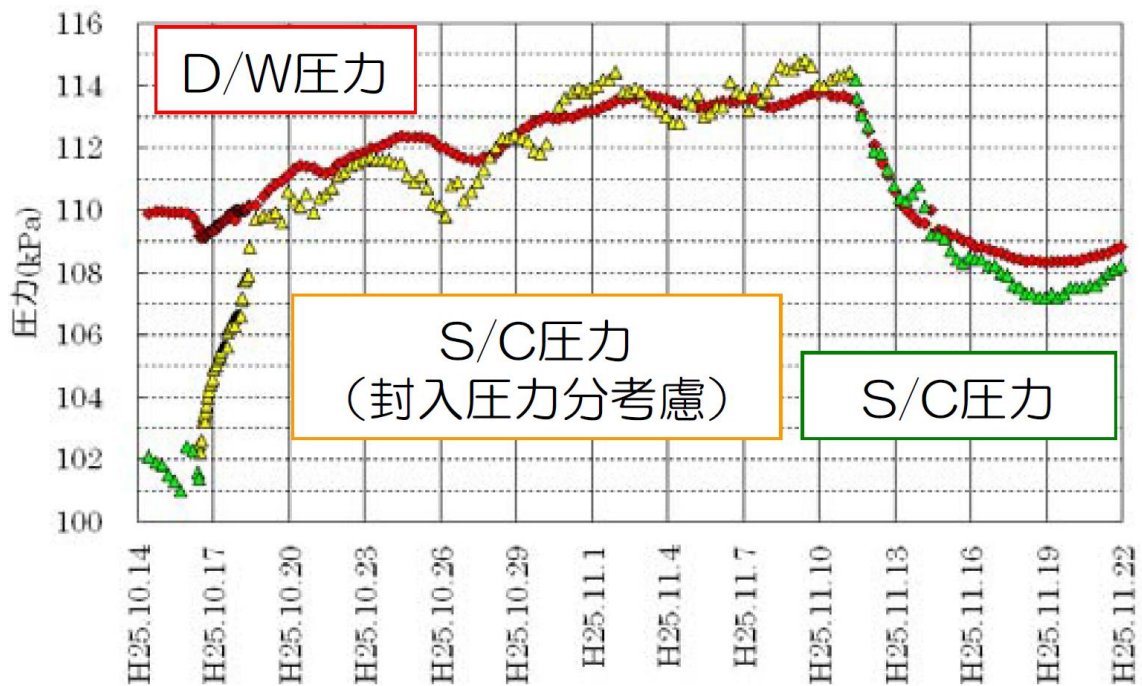


図 4.3.2-3 2013 年 10 月の窒素封入試験結果^[2-6]

以上から、S/C へ封入した窒素は D/W へ流れていること、一方 PCV ガス管理設備で測定する水素濃度には応答が見られなかったことから、既に S/C 内に水素は残留していないことを確認した。なお、試験期間中の原子炉建屋地階水位は S/C 底部から約 6.0[m]程度以下であり、S/C 内水位はトーラス室水位と連動（トーラス室水位－内圧押し込み分）すると考えられることから、この際、S/C 内の真空破壊弁（S/C 底部から約 5.9[m]）は水没しておらず、当該弁を経由して窒素が流れているものと推定した。

・ S/C 内水位測定結果

2013 年 1 月に、遠隔操作で S/C 内水位を S/C 外面より超音波で測定する技術を用いて、S/C 内部構造物（反対側壁面を含む）の反射波を連続的に測定し、その消失位置から水位を特定する方法により S/C 内水位を測定した（図 4.3.2-4）。

S/C 内水位は、S/C への窒素封入試験により推測されたとおり、トーラス室内滞留水とほぼ同レベルで連動しており、S/C 内の下部（配管含む）から液相漏えいが発生していることが確認された。

測定日	1月14日	1月15日	1月16日
S/C内水位	約OP3, 210	約OP3, 160	約OP3, 150
トラス室滞留水水位(参考)	約OP3, 230	約OP3, 190	約OP3, 160
水位差	約20mm	約30mm	約10mm
測定方法	水中構造物の直接距離計測		

【補足】S/C内の水位は、トラス室滞留水水位の変化の影響を受けると考えられる。



測定時の状況

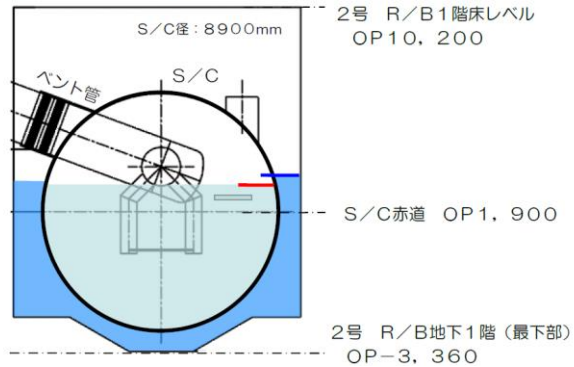


図 4.3.2-4 2号機 S/C 内水位測定結果^[2-7]

以上のことから、超音波測定により S/C 内水位が約 O.P.3150[mm]であること、つまり S/C 底部より約 5.7[m]であることが確認された。

4.3.3 3号機

2014年8月6日時点の推定図を図4.3.3-1に示す。

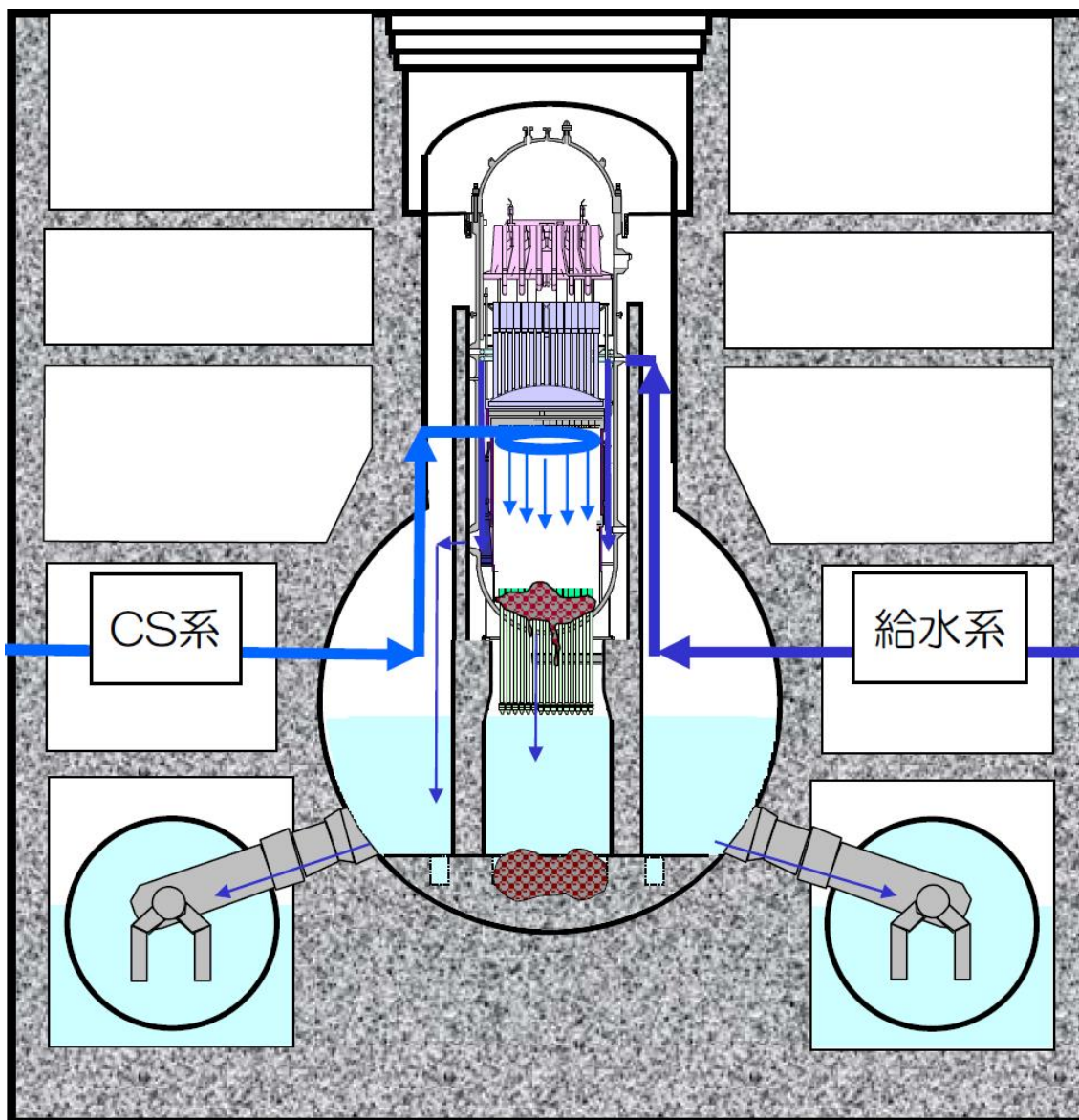


図 4.3.3-1 3号機 2014年8月6日時点の推定図^[3-4]

図 4.3.3-1 の推定図について、推定の特徴、2回目の推定から更新した内容、2回目の推定から更新した理由、推定を裏付ける情報は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、熔融した燃料は RPV 下部プレナムに落下し、その多くがさらに PCV 底部へ落下していると推定。

○2 回目の推定から更新した内容

- ①燃料デブリの分布について、RPV 内の下方に落下した燃料デブリの量を増やし、さらに PCV に落下した燃料デブリの量を増やした。

○2 回目の推定から更新した理由

- ①燃料デブリの分布について、RPV 内の下方に落下した燃料デブリの量を増やし、さらに PCV に落下した燃料デブリの量を増やした。

運転員が 2011 年 3 月 13 日 2 時 42 分に HPCI を手動停止する以前から原子炉に十分注水が出来ない状態になっていたことをふまえた解析を行い、その結果から、多くの燃料が PCV に落下していると推定した。以下詳述する。

直流電源の枯渇により原子炉水位の計測が中断した 3 月 12 日 20 時頃以降、HPCI による原子炉への注水がなかったものとして実施した解析について、原子炉水位の変化を図 4.3.3-2 に示す。図 4.2.3-2 でみられた 3 月 13 日 4 時過ぎ以降の解析値と測定値の乖離は減少する結果が得られた。

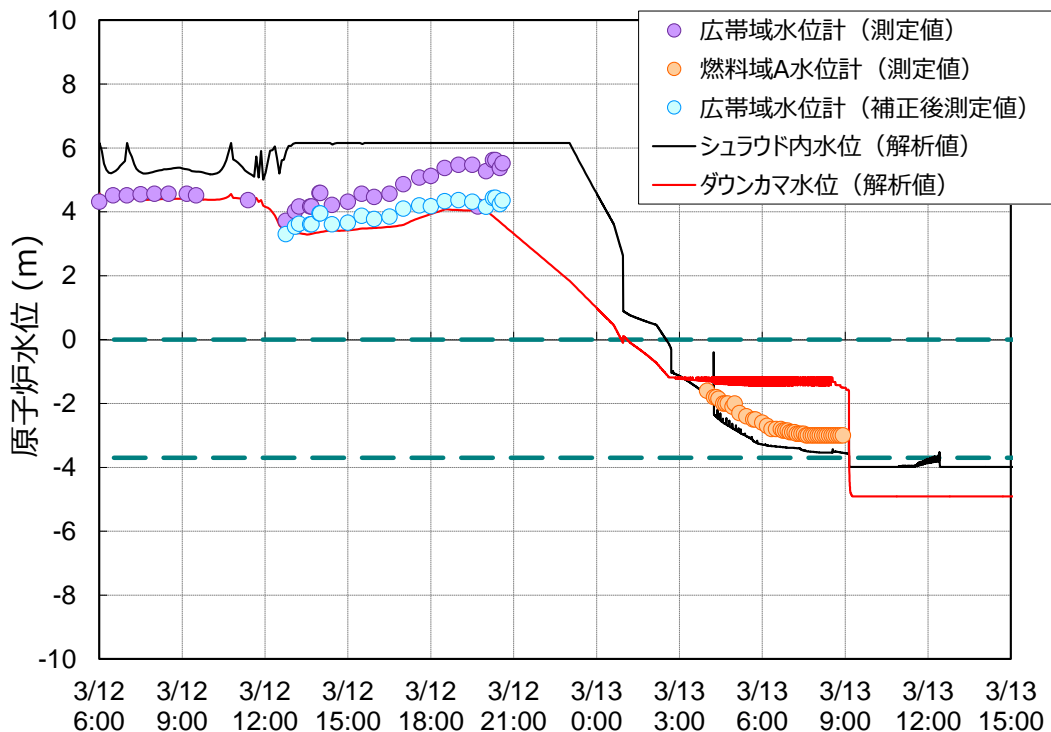


図 4.3.3-2 原子炉水位の測定値と解析値^[3-3]

このことから、原子炉水位の計測が中断して以降の HPCI による注水は限定的であったと考えられる。図 4.3.3-2 に示した解析における燃料デブリの分布の変化について、図 4.3.3-3 に示す。解析では、溶融した燃料の全量が PCV に落下する結果となった。

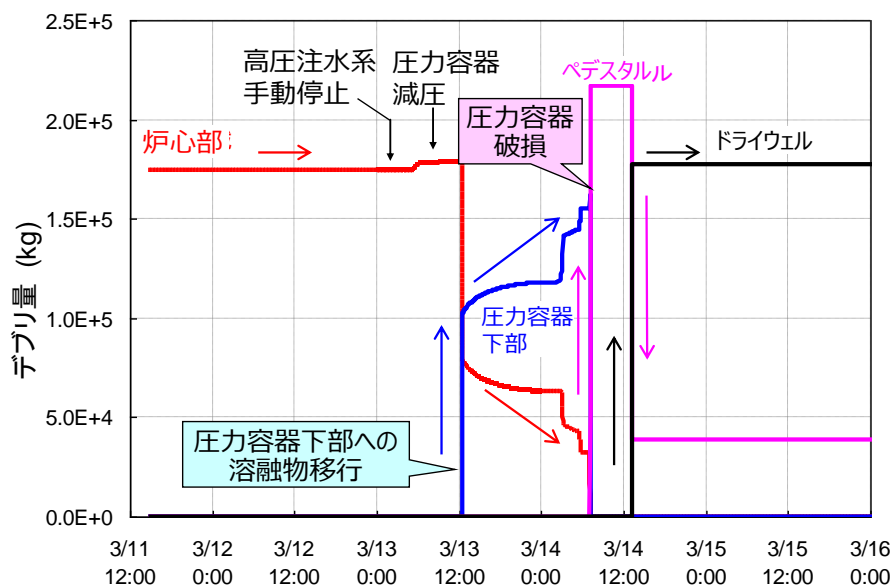


図 4.3.3-3 燃料デブリ分布の変化^[3-3]

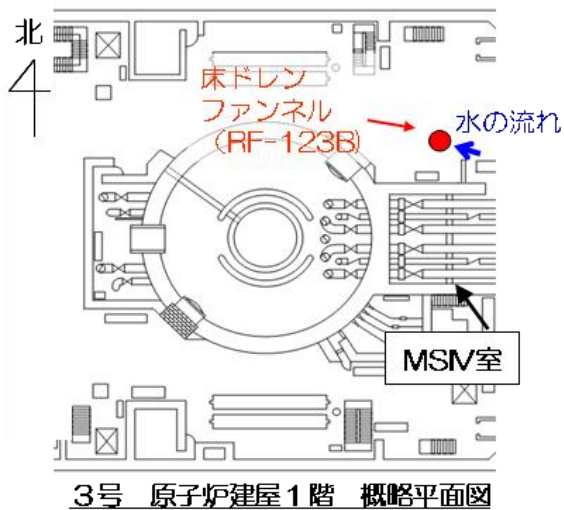
燃料溶融以降の事故進展、たとえば溶融した燃料の移行挙動などは、不確かさが大きく、またそれを扱う解析モデルにも不確かさがあるため、解析の結果はそのまま現実の状態を表しているものではない。ただし、今回の解析結果をふまえると、燃料は従来の推定よりも多くの量が溶融し、PCV に落下した可能性が考えられる。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・ PCV からの漏水の確認

2014 年 1 月に、3 号機原子炉建屋瓦礫撤去用ロボットのカメラ画像を確認していたところ、原子炉建屋 1 階北東エリアの MSIV 室の扉付近から、その近傍に設置されている床ドレンファンネルに向かって水が流れていることを確認した (図 4.3.3-4)。



(1月18日撮影)

図 4.3.3-4 3号機 MSIV 室扉付近からの漏水の確認^[3-5]

既設の S/C 圧力計の測定値を水頭圧に換算することで求めた PCV (D/W) 内水位はおよそ O.P.12[m] (原子炉建屋 1 階から 2[m]程度上) で、主蒸気配管の PCV 貫通部と同程度の高さであり、流水の発生源として MSIV 室内の PCV 貫通部からの液相漏えいの可能性が推定された。そこで、2014 年 4、5 月に、MSIV 室内の流水箇所の特定のため、上階に位置する原子炉建屋 2 階空調機室から装置を挿入し、室内のカメラ撮影および線量測定を実施したところ、主蒸気配管 D の伸縮継手周辺からの漏えいを確認した。また、主蒸気配管 A、B、C、主蒸気系ドレン配管からの漏えいは確認されず、床面の水の流れの状況から判断しても、漏えい箇所は主蒸気配管 D のみと推定した (図 4.3.3-5)。

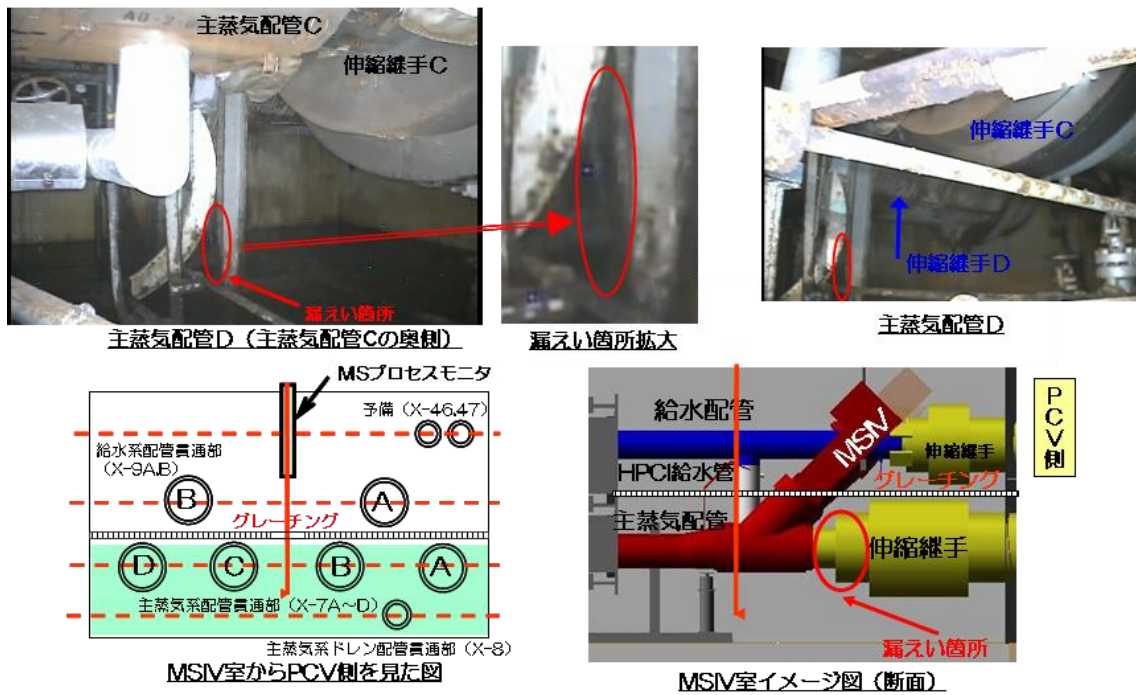


図 4.3.3-5 3号機 MSIV 室内主蒸気配管 D からの漏水の確認^[3-6]

3号機の D/W 水位の推定高さと同様に主蒸気配管 D の伸縮継手高さはおよそ一致しており、D/W 内部の水の主たる漏えい箇所になっているものと考えられる。

4.4 4回目の推定（2015年5月20日）

4.4.1 1号機

2015年5月20日時点の推定図を図4.4.1-1に示す。

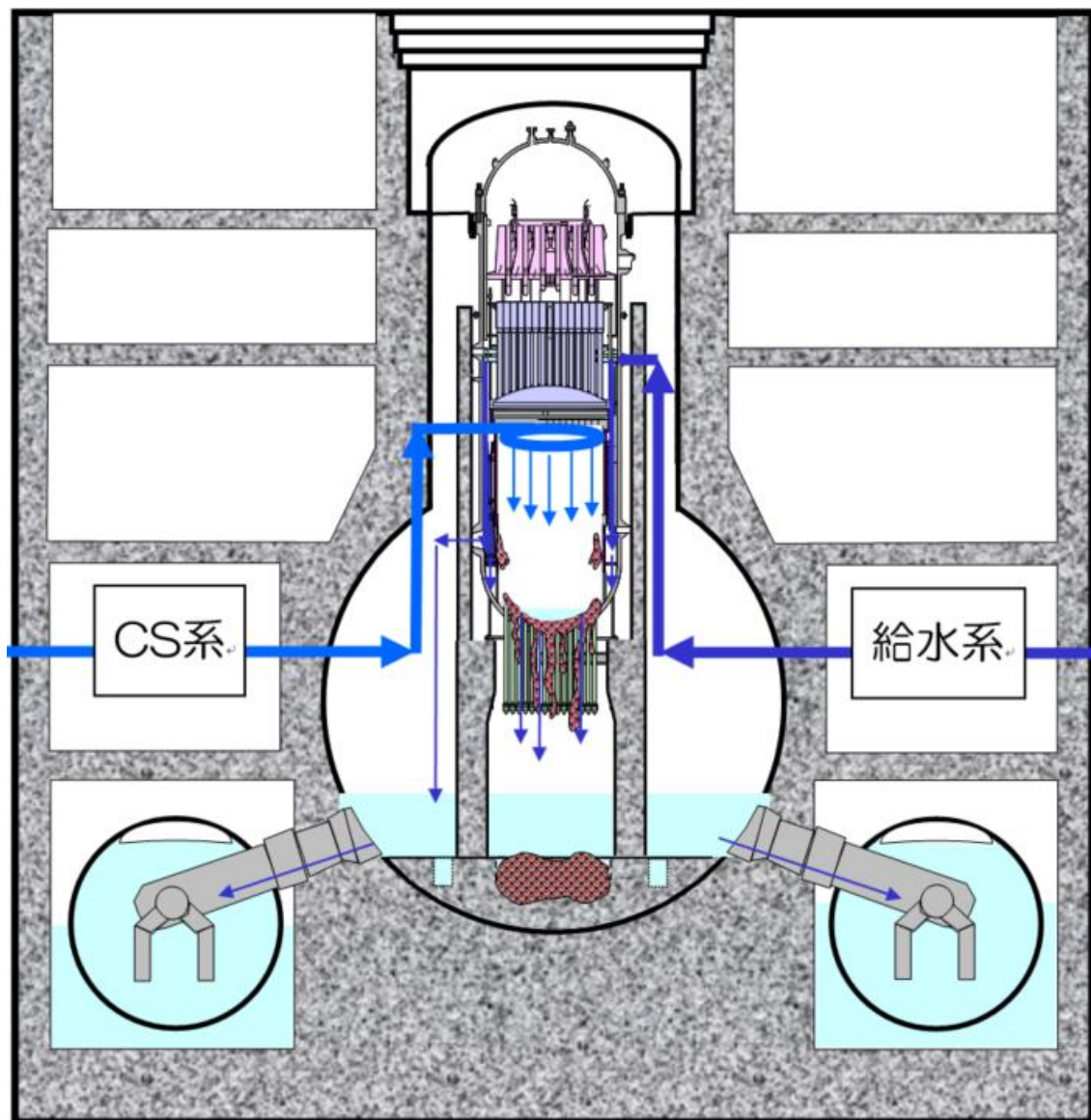


図 4.4.1-1 1号機 2015年5月20日時点の推定図^[1-9]

図 4.4.1-1 の推定図について、推定の特徴、3回目の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は、ほぼ全量が RPV 下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部

プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

○3 回目の推定から更新した内容

無し。

○推定を裏付ける情報

無し。

4.4.2 2号機

2015年5月20日時点の推定図を図4.4.2-1に示す。

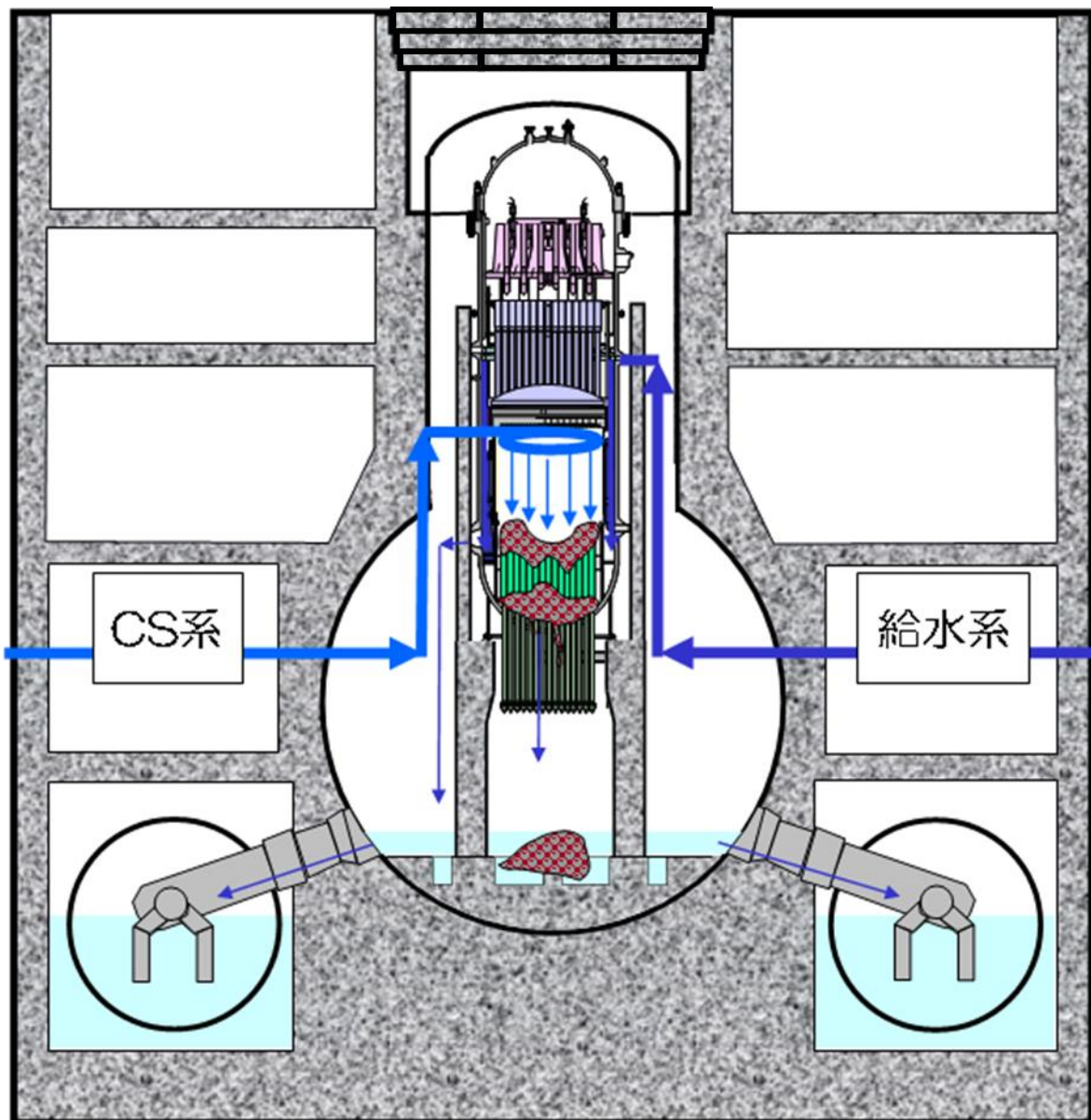


図 4.4.2-1 2号機 2015年5月20日時点の推定図^[2-8]

図 4.4.2-1 の推定図について、推定の特徴は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部はRPV下部プレナムに落下し、さらに一部はPCV底部へ落下していると推定。D/Wシェルの破損の傾向を示す観測事実は確認されておらず、PCV底部に

落下した燃料デブリが MCCI を起こしていたとしても、その範囲は限定的であると推定。

○3 回目の推定から更新した内容
無し。

○推定を裏付ける情報
無し。

4.4.3 3号機

2015年5月20日時点の推定図を図4.4.3-1に示す。

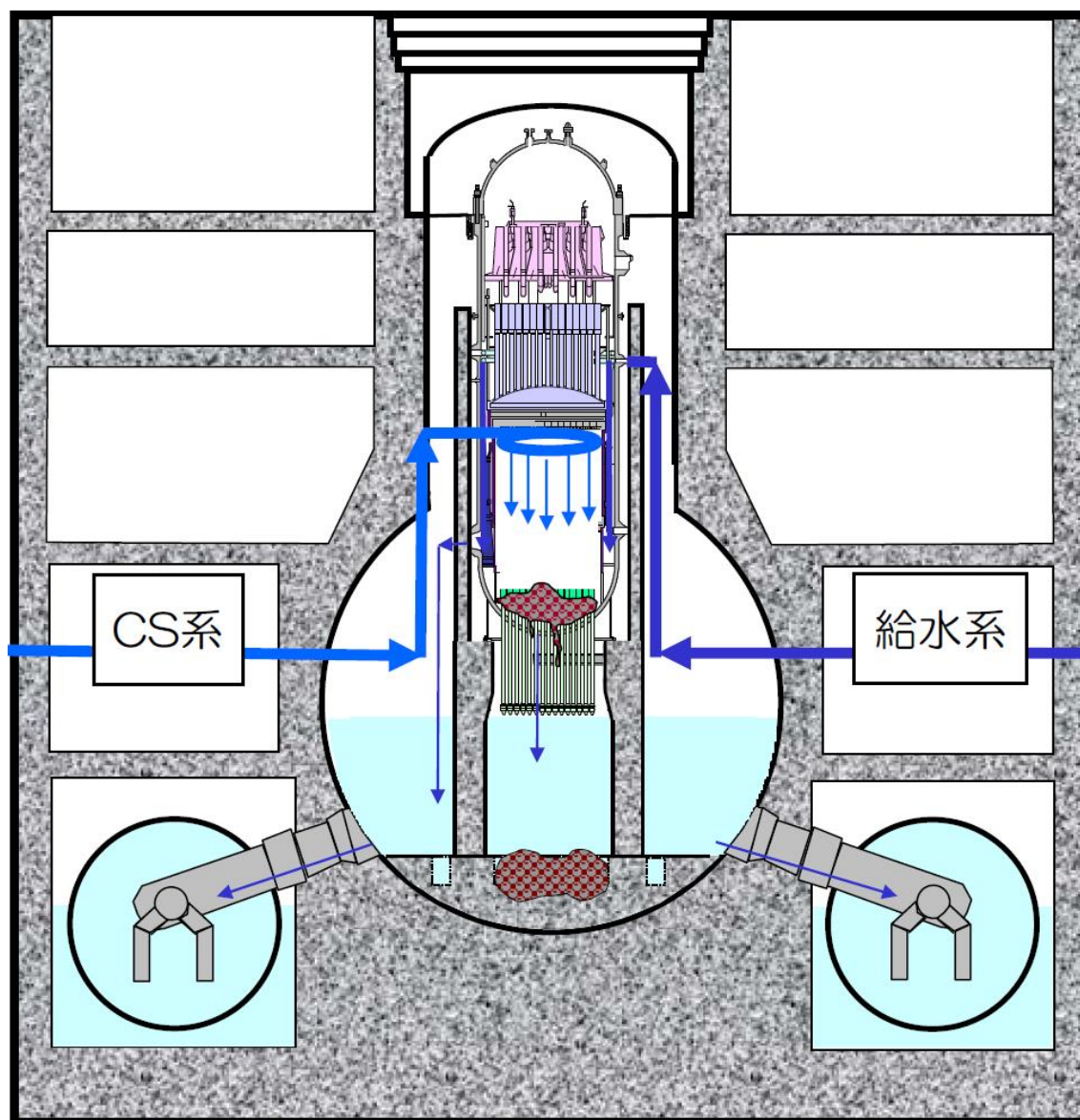


図 4.4.3-1 3号機 2015年5月20日時点の推定図^[3-7]

図 4.4.3-1 の推定図について、推定の特徴は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は RPV 下部プレナムに落下し、その多くがさらに PCV 底部へ落下していると推定。

○3回目の推定から更新した内容
無し。

○推定を裏付ける情報
無し。

4.5 5回目の推定（2015年12月17日）

4.5.1 1号機

2015年12月17日時点の推定図を図4.5.1-1に示す。

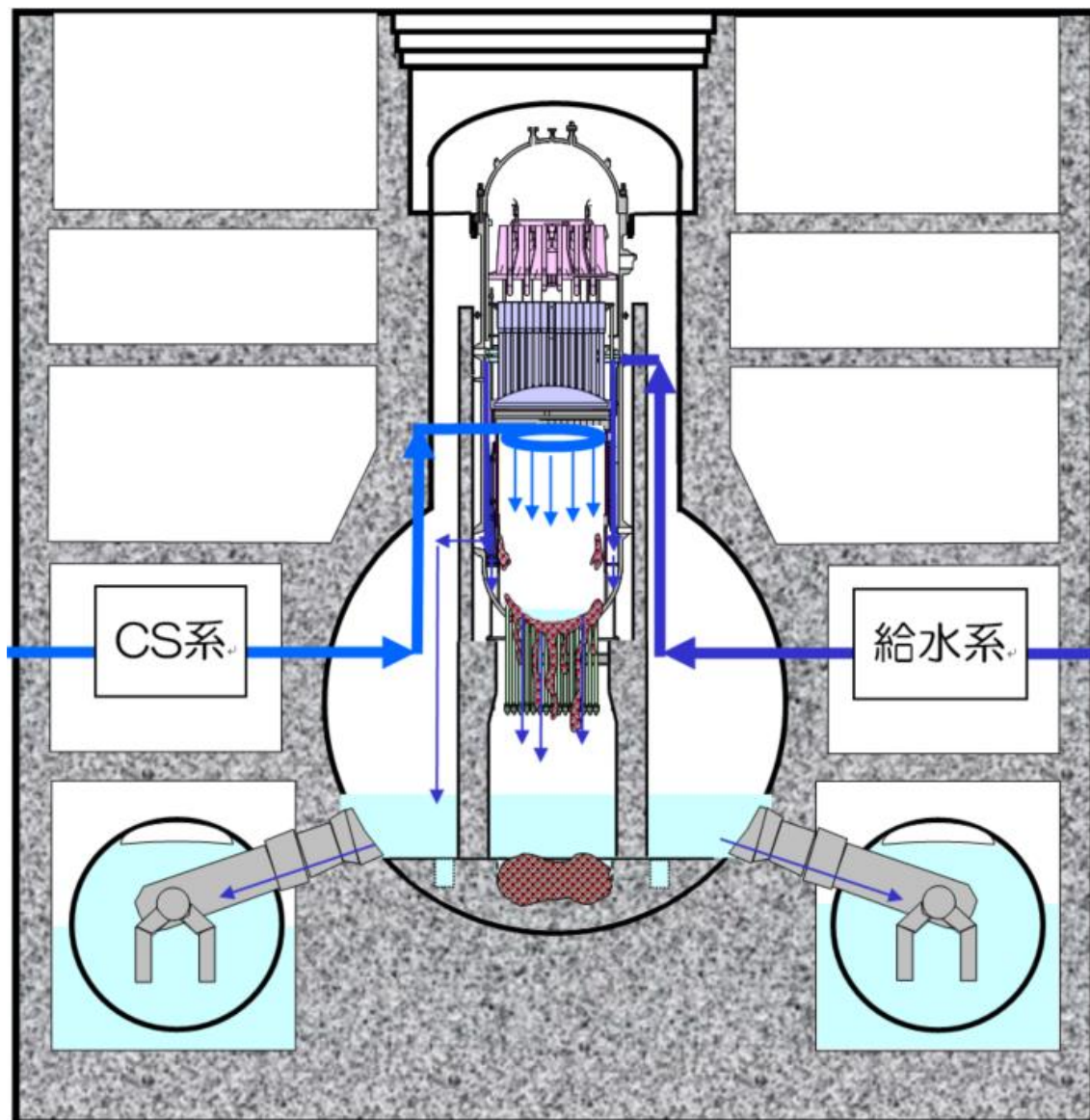


図4.5.1-1 1号機 2015年12月17日時点の推定図^[1-10]

図4.5.1-1の推定図について、推定の特徴、4回目の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は、ほぼ全量がRPV下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部

プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

○4 回目の推定から更新した内容

無し。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・1 号機ミュオン測定装置による調査

資源エネルギー庁の「平成 25 年度廃炉・汚染水対策事業費補助金」に係る補助事業（原子炉内燃料デブリ検知技術の開発）として、IRID および高エネルギー加速器研究機構による、ミュオンを用いた原子炉透視技術（透過法）の開発が進められ、2015 年 2 月 9 日～5 月 21 日の 96 日間にデータ収集を行い、原子炉内の状態についての評価を行った。

図 4.5.1-2 に設計図面による 1 台の測定器でのミュオン計測結果の推定画像と、96 日分のデータを用いた実際のミュオン測定画像を示す。ミュオン透過法による測定の基本的な原理はレントゲンと同じであり、密度の高い物質が存在するところで多くのミュオンが吸収されるため、当該部分は黒く表示される。燃料が健全と仮定した推定画像では、原子炉内の炉心位置に黒い部分が現れている。一方、実際に測定した画像では、燃料プールや非常用復水器など、見えることが期待される機器は確認されるものの、元々の炉心位置には高密度の物質、つまり燃料を確認することができなかった。

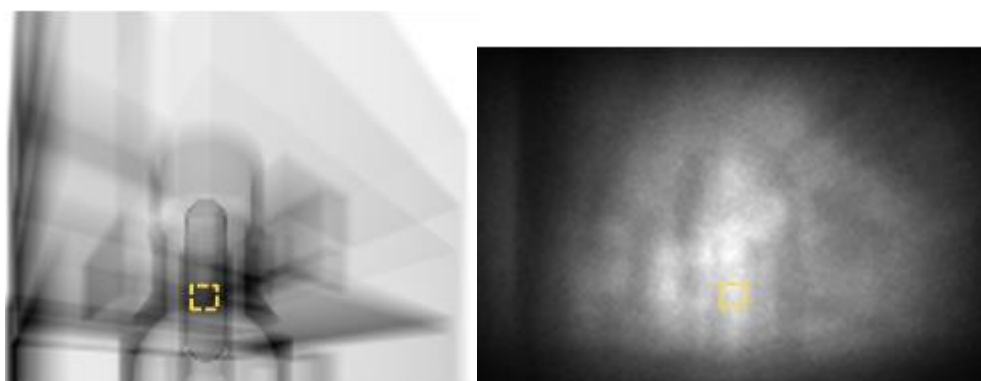


図 4.5.1-2 設計図面に基づくミュオン計測結果推定画像（左）と
96 日分のデータを用いたミュオン測定画像（右）
（破線部は炉心位置を示す） [1-11]

測定装置 2 台の測定結果を合成すると、3 次元的に再構成した情報が得られる。原子炉建屋の各高さ断面における高密度物質の分布図を図 4.5.1-3 に示す。分布図において、2 台ともに高密度と推定する場所は赤色を示している。分布図から、燃料プール位置には高密度物質の存在が確認できるが、炉心位置では確認できなかった。

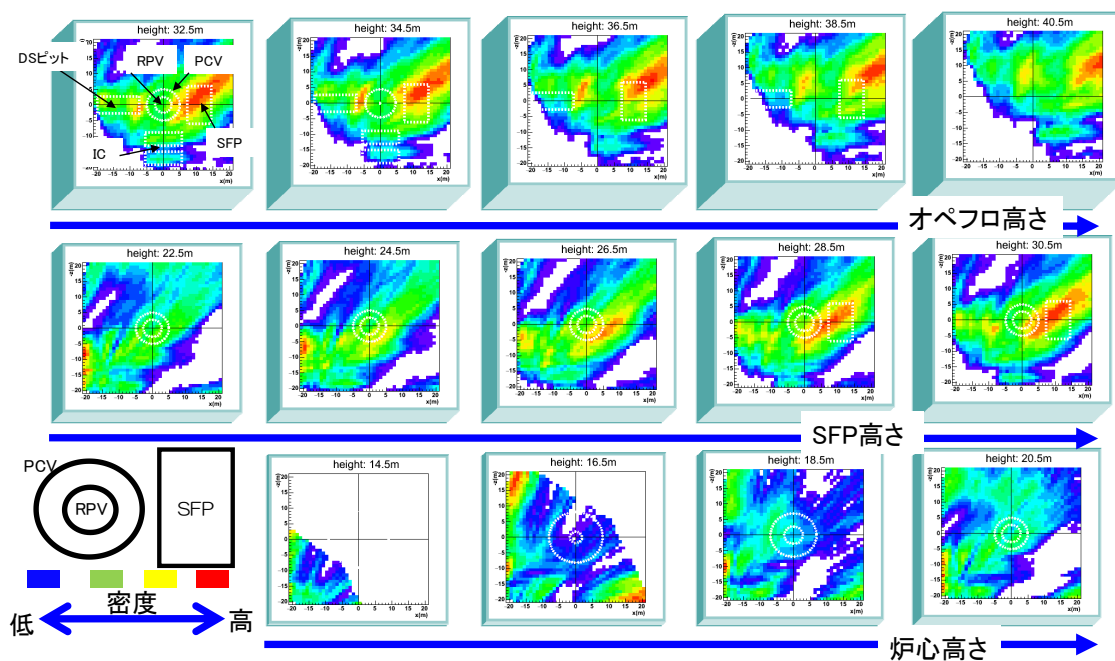


図 4.5.1-3 各高さ断面における高密度物質の分布図^[1-11]

これらの結果から、1号機の炉心部には燃料がほとんど残っていないものと推定され、従来の推定と基本的に一致していることが確認された。

4.5.2 2号機

2015年12月17日時点の推定図を図4.5.2-1に示す。

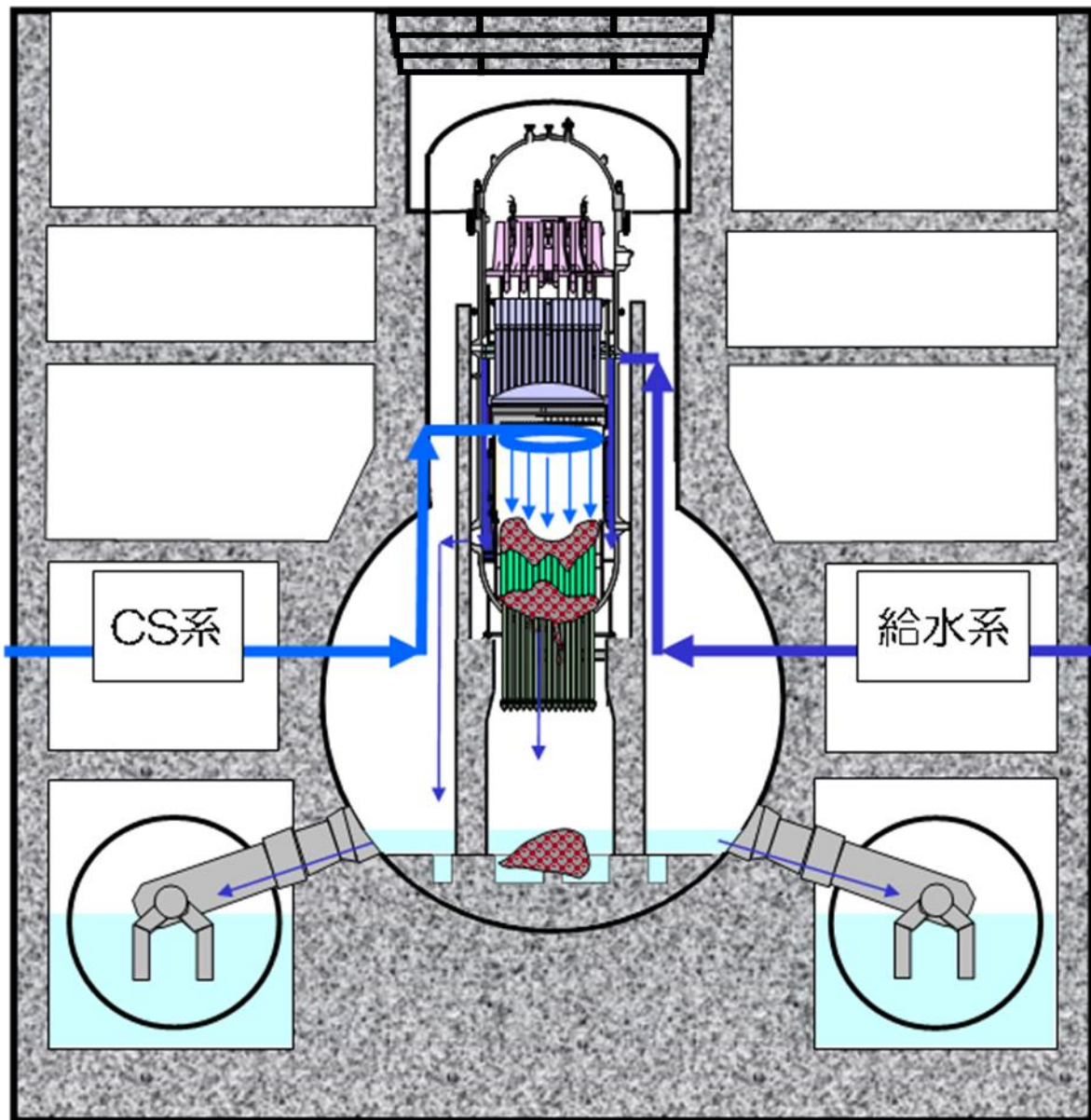


図 4.5.2-1 2号機 2015年12月17日時点の推定図^[2-9]

図4.5.2-1の推定図について、推定の特徴、推定を裏付ける情報は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、熔融した燃料のうち、一部はRPV下部プレナムに落下し、さらに一部はPCV底部へ落下していると推定。D/Wシェルの破損の傾向を示す観測事実は確認されておらず、PCV底部に

落下した燃料デブリが MCCI を起こしていたとしても、その範囲は限定的であると推定。

○4 回目の推定から更新した内容
無し。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・ S/C 底部の漏えい位置について

4.3.2 節で記載したとおり、S/C 内水位はトーラス室水位と連動すると考えられ、S/C 内の真空破壊弁は水没していないものと考えられる。

漏えい孔の位置と大きさについて、定量的な評価を行った結果、以下のとおり整理している。

- ・ S/C 下部にリーク孔を設定し、実測されたデータを元に S/C 水位変動を計算すると、S/C 水位は D/W 圧力・滞留水水位・注水量の影響を受けて変動していることが明らかになった。
- ・ 水位変動に伴う温度変化状況と実測温度データの整合が良くとれるリーク面積は約 9[cm²]であり、リーク孔の位置は O.P.512[mm] (S/C 底部より約 3[m]) 以下に存在する (図 4.5.2-2)。なお、上記リーク孔の位置以下の配管貫通部を表 4.5.2-1 に示す。

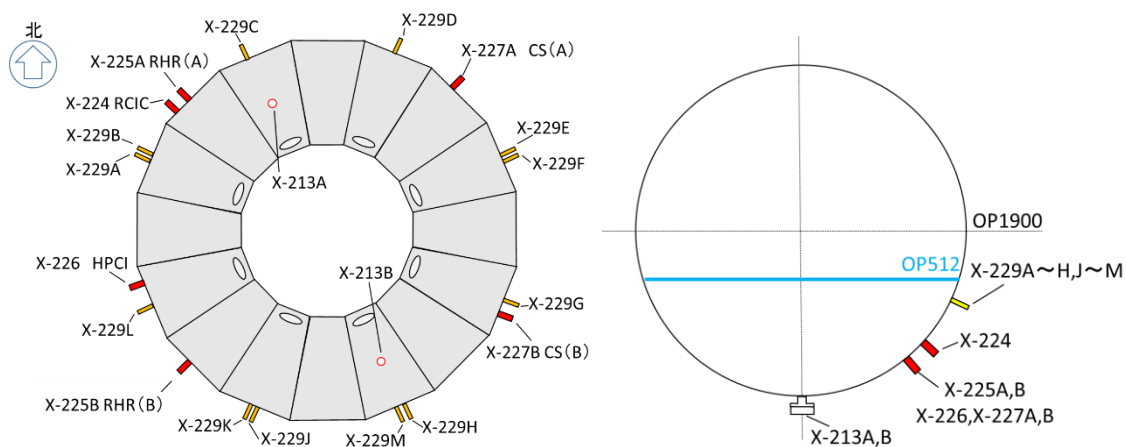


図 4.5.2-2 2 号機 S/C 構造図^[2-9]

貫通部番号	数量	名称	高さ[mm]
X-213A、B	2	ドレン用閉止板	O.P.-2550
X-224	1	RCIC ポンプサクシオン	O.P.-960
X-225A、B	8	RHR ポンプサクシオン	O.P.-1745
X-226	1	HPCI ポンプサクシオン	O.P.-1745
X-227A、B	2	CS ポンプサクシオン	O.P.-1745
X-229A～H、J～M	12	真空破壊弁駆動用空気系	O.P. 19

表 4.5.2-1 O.P.512[mm] (S/C 底部より約 3[m]) 以下の
2号機 S/C 配管貫通部^[2-9]

以上のことから、S/C リーク孔が存在する可能性のある S/C 接続ラインは、ドレン用閉止板、RCIC、RHR、HPCI、CS のポンプサクシオン、真空破壊弁駆動用空気系ラインであると考えられる。

それまでの窒素封入試験や S/C 内水位測定結果からも、S/C 水位はトラス室内滞留水とほぼ同レベルで連動しており、S/C 内の下部（配管含む）から液相漏えいが発生していることが確認されていた。2014 年 1 月時点で測定された S/C 水位（S/C 底部より約 5.7[m]）よりも低い S/C 底部より約 3[m]以下に漏えいがあるとの推定結果は、これを裏付けるものである。

4.5.3 3号機

2015年12月17日時点の推定図を図4.5.3-1に示す。

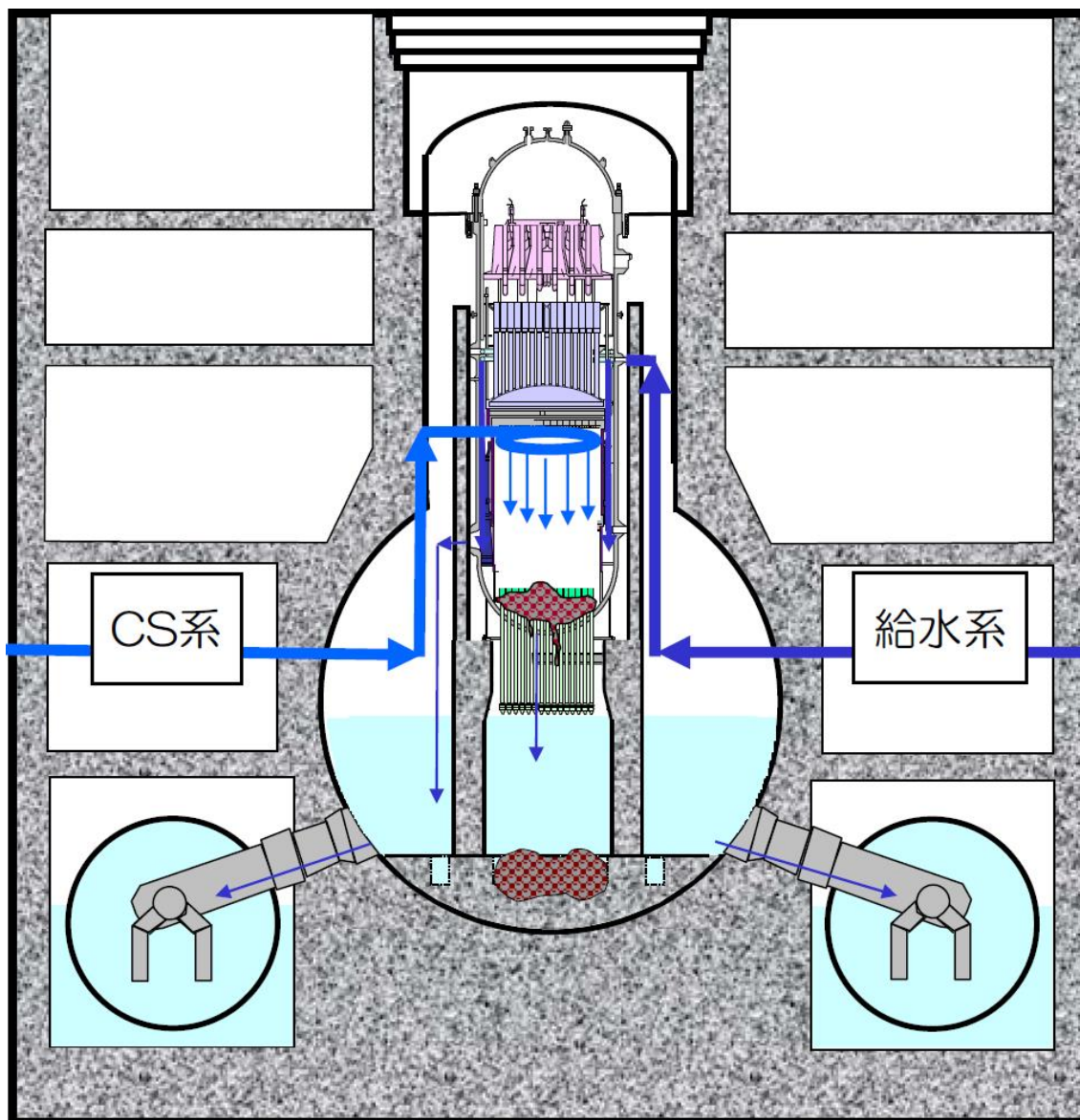


図4.5.3-1 3号機 2015年12月17日時点の推定図^[3-8]

図4.5.3-1の推定図について、推定の特徴、推定を裏付ける情報は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料はRPV下部プレナムに落下し、その多くがさらにPCV底部へ落下していると推定。

D/Wの水位について、D/W床面から約6.3[m]であることを確認した。

○4回目の推定から更新した内容
無し。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・D/Wの水位について

2015年10月20日、22日に実施したPCV内部調査ではX-53ペネトレーションより調査装置を挿入し、内部撮影、水位の確認、温度と線量の確認等を実施した。D/W内の滞留水の水位は、X-53ペネトレーションから70cm程度下方でD/W床面から約6.3[m]であり、4.1.3節で記載した格納容器の圧力から推定した値と概ね一致していた。

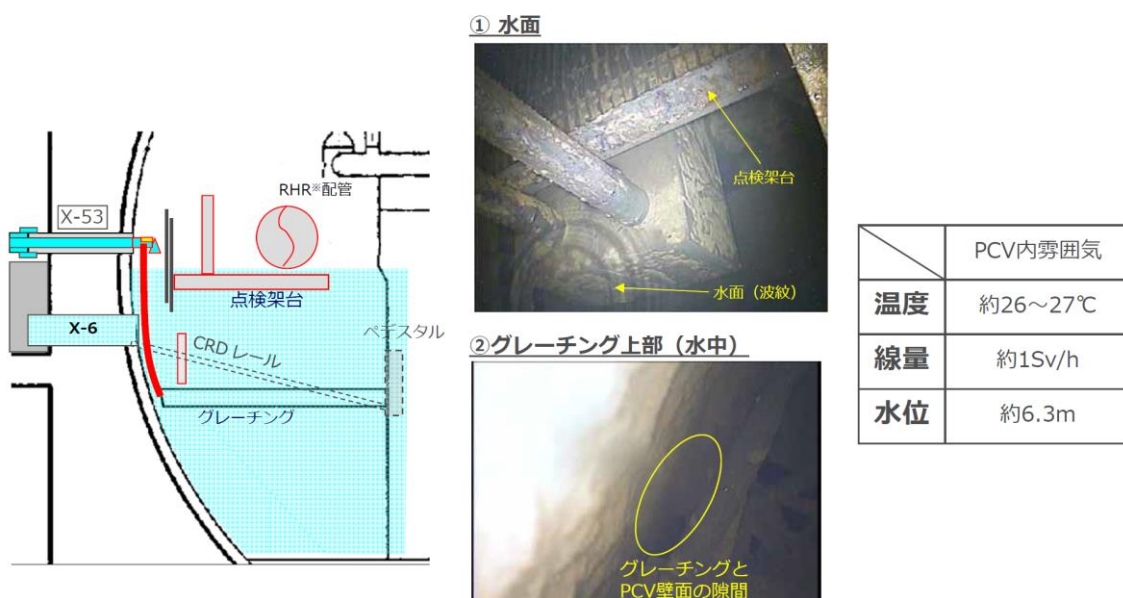


図 4.5.3.3 PCV 内部調査の結果[3-9]

4.6 6回目の推定（2016年7月）

4.6.1 1号機

2016年7月時点の推定図を図4.6.1-1に、拡大したものを図4.6.1-2に示す。

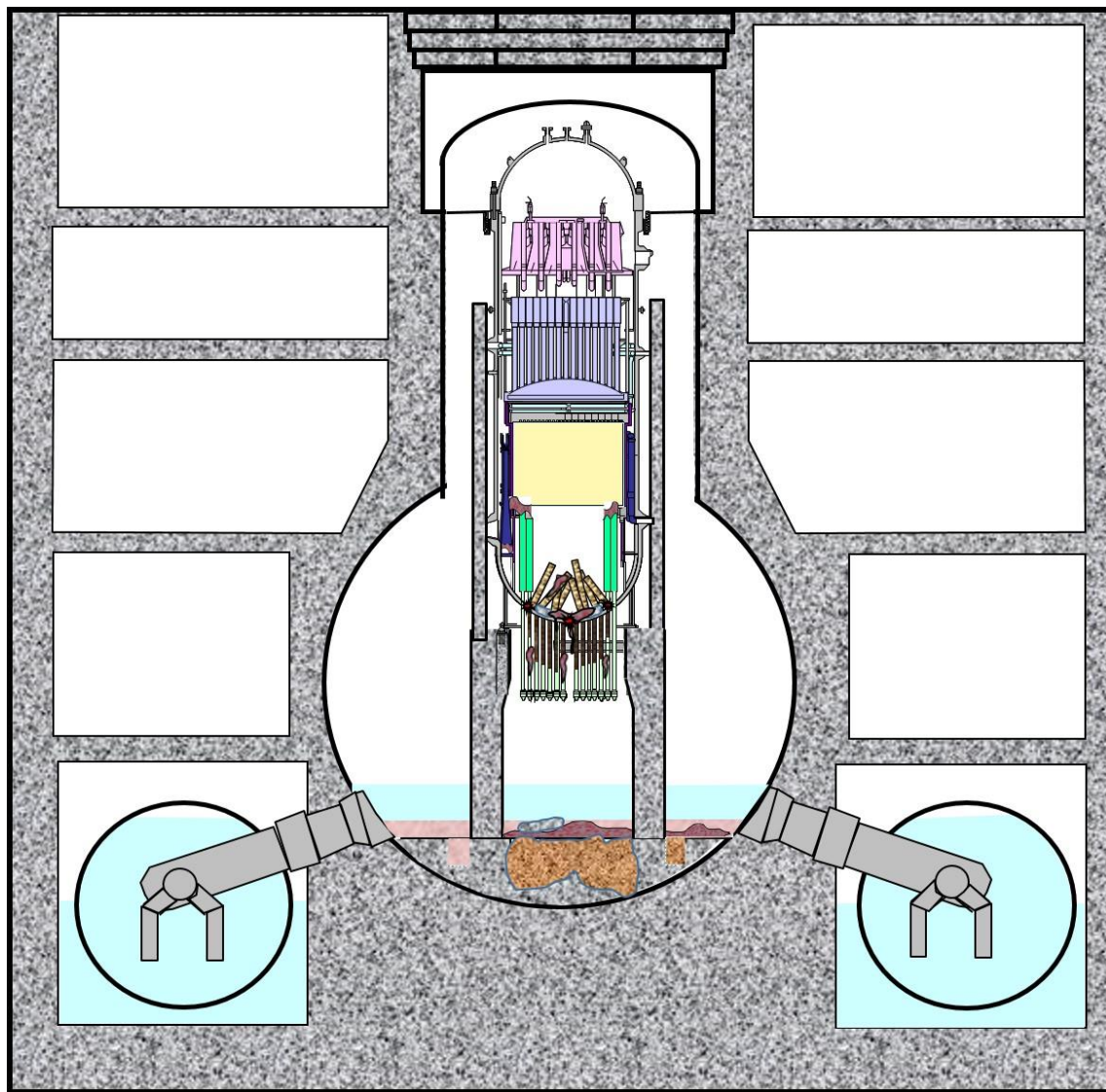


図 4.6.1-1 1号機 2016年7月時点の推定図^[1-12]

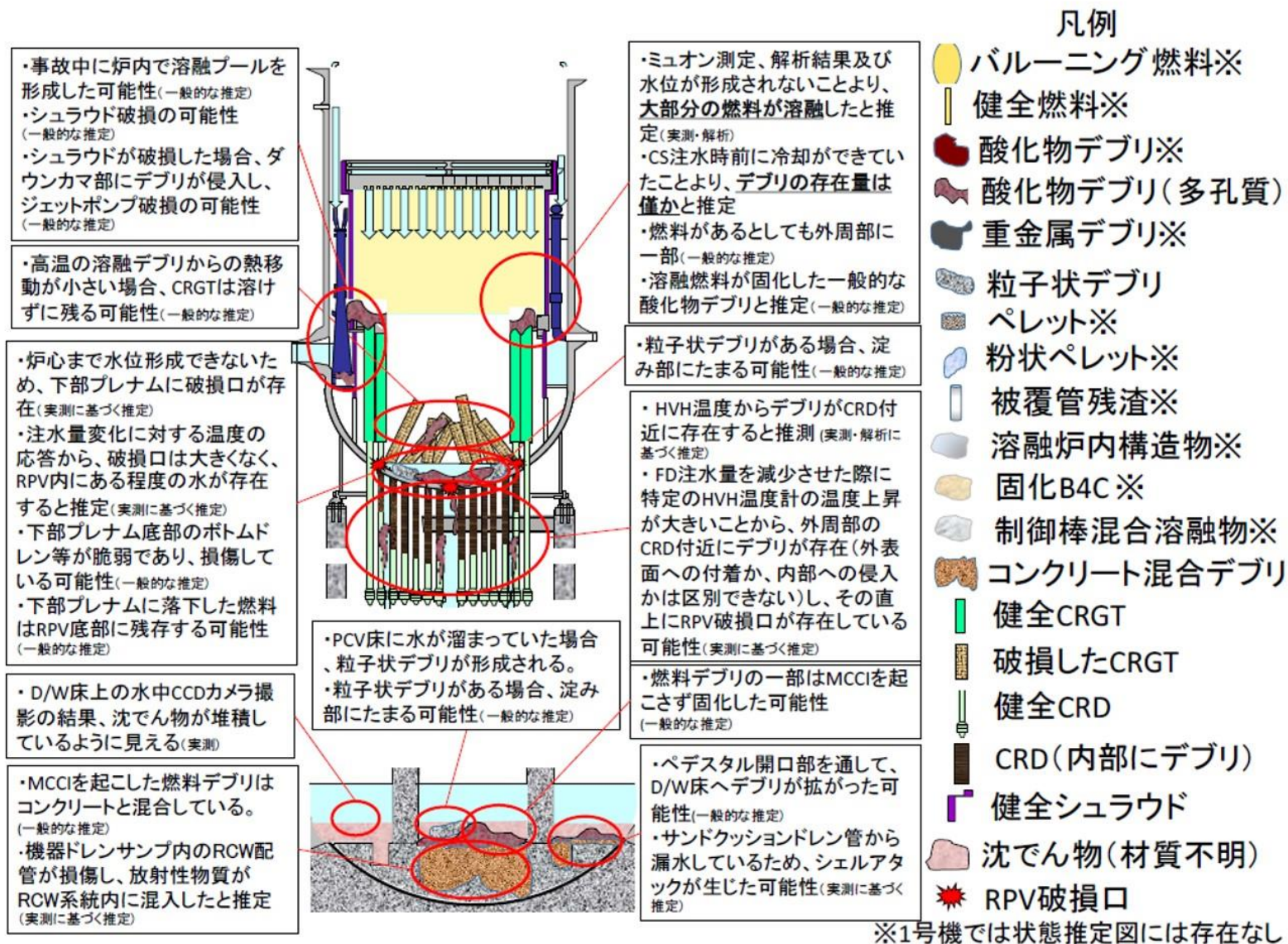


図 4.6.1-2 1号機 2016年7月時点の推定図(拡大) [1-13]

図 4.6.1-1、図 4.6.1-2 の推定図について、推定の特徴、5 回目の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、熔融した燃料は、ほぼ全量が RPV 下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が熔融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

PCV 底部には材質不明の沈殿物が堆積していると推定。

○5 回目の推定から更新した内容

RPV 内、PCV 底部に着目し、燃料デブリ分布に加え構造物の状態も推定することで、推定を精緻化した。

- ①燃料デブリの状態について、酸化したもの、粒子化したもの、PCV に落下しコンクリートと反応したものなど、様々な状態にあるものと推定。
- ②RPV 底部に、破損した CRGT があるものと推定。
- ③RPV 底部の外周部に CRGT が残存しているものと推定。
- ④RPV 下部プレナムに破損口が存在しているものと推定。
- ⑤RPV の下、CRDハウジングの状態について、中心部が損傷し、また CRDハウジング内部に燃料デブリが侵入しているものと推定。
- ⑥PCV 底部に、材質不明の沈殿物が堆積していると推定。

○5 回目の推定から更新した理由

- ①燃料デブリの状態について、酸化したもの、粒子化したもの、PCV に落下しコンクリートと反応したものなど、様々な状態にあるものと推定。

従来の知見から、事故時に熔融した燃料は、同じく熔融した被覆管や構造物と混ざり合っていると考えられる。また、被覆管や構造物の成分であるジルコニウムおよび鉄等は水蒸気-金属反応で酸化している可能性が高い。したがって、デブリの主成分は燃料の酸化ウランや被覆管の酸化ジルコニウム、および構造物の酸化鉄等と考えられる。

また、熔融物が下部に移行し水と接触する過程、あるいは酸化し脆化した構造材等が崩壊する過程等で粒子状のデブリが生成したものと考えられる。生成した粒子状デブリは RPV 内・PCV 内の淀み部（水の流れのない

箇所) に存在している可能性が考えられる。

さらに、PCV に落下した燃料デブリは PCV 床面、あるいはペDESTAL 壁面のコンクリートと反応 (MCCI) したものと考えられる。

②RPV 底部に、破損した CRGT があるものと推定。

従来の知見から、RPV 下部プレナムに林立している CRGT は、高温になり炉心部から下方へ移行してきた燃料の移行経路上にあるため、移行する過程で熔融、あるいは損傷したものと考えられる。したがって、損傷した CRGT が RPV 底部に残っている可能性が考えられる。

③RPV 底部の外周部に CRGT が残存しているものと推定。

従来の知見から、RPV 下部プレナムに林立している CRGT は、高温になり炉心部から下方へ移行してきた燃料の移行経路上にあるが、燃料デブリからの熱移動が小さい場合、ある程度溶けずに残っている可能性があると考えられる。炉心部の温度は中央部から上昇し、そこから燃料の熔融が進み、そのまま下方に移行するものと考えられるため、外周部に CRGT が残っている可能性が考えられる。

④RPV 下部プレナムに破損口が存在しているものと推定。

原子炉の冷却のために FDW 系および CS 系から RPV 内へ注水を実施しているにも関わらず、校正した原子炉水位計の指示値が燃料有効頂部よりマイナス 5[m]以下と指示する結果が得られたように、炉心部まで水位形成できていない状況である。したがって、下部プレナムに破損口が存在し、そこから水が流出していると推測される。

⑤RPV の下、CRDハウジングの状態について、中心部が損傷し、また CRDハウジング内部に燃料デブリが侵入しているものと推定。

従来の知見から、RPV 下部において CRGT およびその下部にある CRD が燃料デブリにより侵食を受けた場合、CRD 配管内部に燃料デブリが侵入している可能性があると考えられる。CRD 配管内部に侵入した燃料デブリは、配管内部で固化し留まっている可能性も考えられる。

⑦⑥PCV 底部に、材質不明の沈殿物が堆積していると推定。

2012年10月にPCV内部の状況把握のためX-100BペネからCCDカメラを挿入し内部の画像を取得した(図4.6.1-3)。底部に沈殿物が堆積していることが確認されたが、物質の特定は行われていない。また、堆積物の内に青色に見える破片形状のものが確認されており、これは溶融した鉛と推定される。

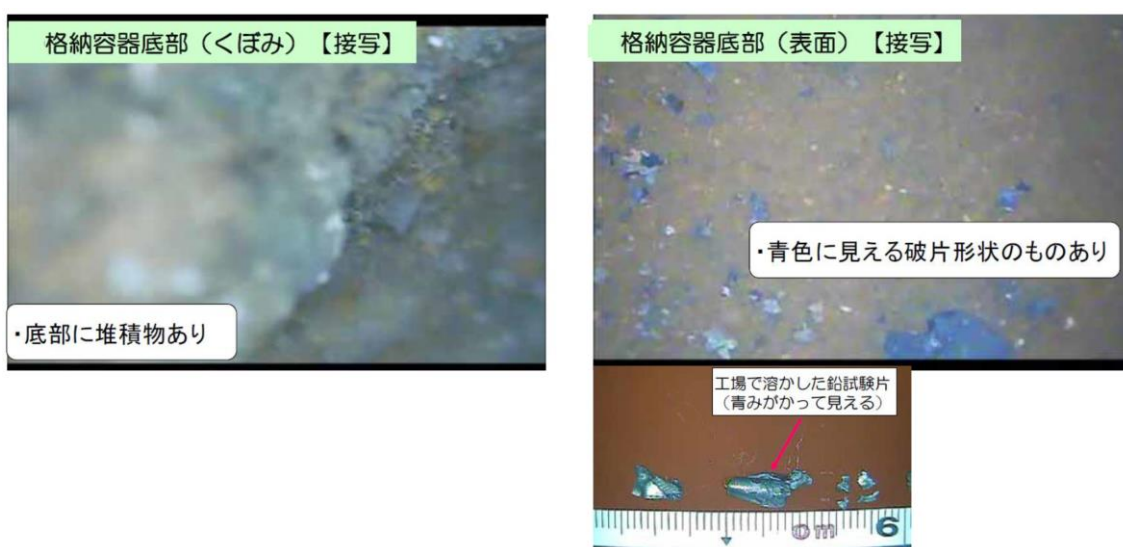


図 4.6.1-3 PCV 床土の撮影画像^[1-14]

○推定を裏付ける情報
無し。

4.6.2 2号機

2016年7月時点の推定図を図4.6.2-1に、拡大したものを図4.6.2-2に示す。

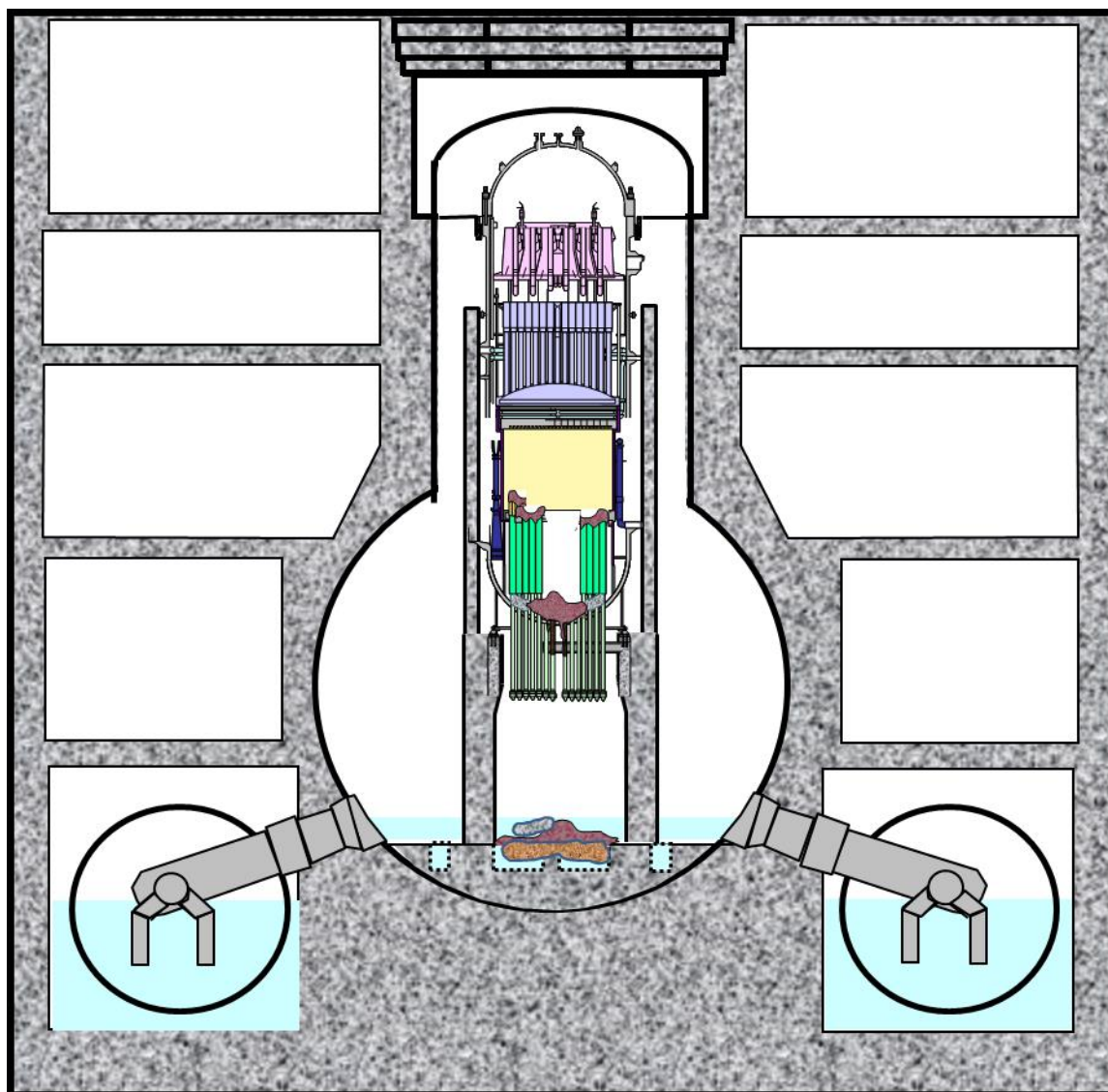


図 4.6.2-1 2号機 2016年7月時点の推定図^[2-10]

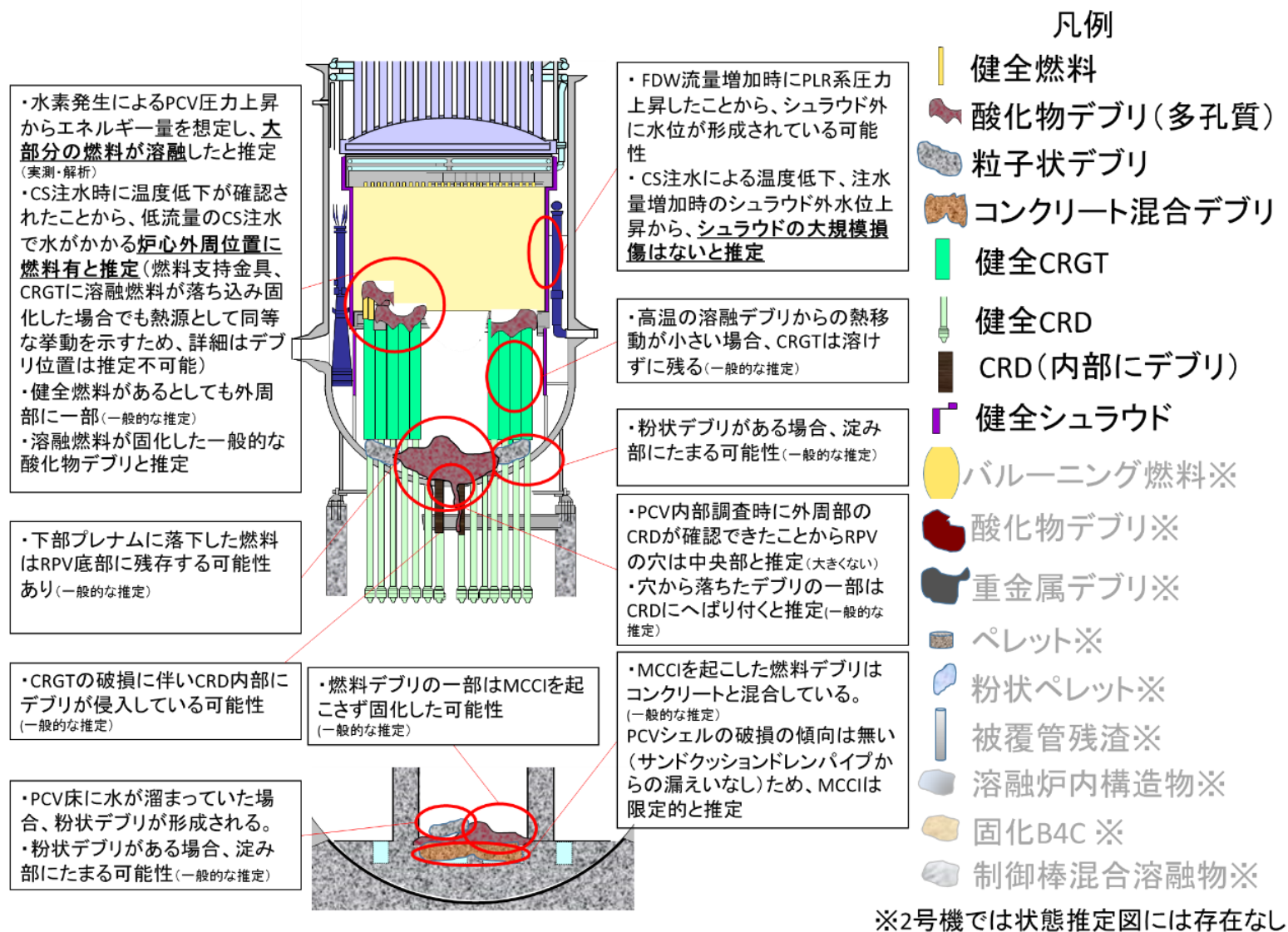


図 4.6.2-2 2号機 2016年7月時点の推定図(拡大) [2-10]

図 4.6.2-1、図 4.6.2-2 の推定図について、推定の特徴、5 回目の推定から更新した内容、5 回目の推定から更新した理由、推定を裏付ける情報は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部は RPV 下部プレナムに落下し、さらに一部は PCV 底部へ落下していると推定。RPV 内においては、燃料の一部は炉心部に残存しており、RPV 底部に多くが存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは少なく、MCCI は限定的であると推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV の下にある CRD ハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

○5 回目の推定から更新した内容

RPV 内、PCV 底部に着目し、燃料デブリ分布に加え構造物の状態も推定することで、推定を精緻化した。

- ①燃料デブリの状態について、酸化したもの、粒子化したもの、PCV に落下しコンクリートと反応したものなど、様々な状態にあるものと推定。
- ②炉心部の外周部に、溶け残った燃料が残存しているものと推定。
- ③RPV 底部の外周部に CRGT が残存しているものと推定。
- ④RPV の下、CRD ハウジングの状態について、中心部が損傷し、また CRD ハウジング内部に燃料デブリが侵入しているものと推定。

○5 回目の推定から更新した理由

- ①燃料デブリの状態について、酸化したもの、粒子化したもの、PCV に落下しコンクリートと反応したものなど、様々な状態にあるものと推定。

従来の知見から、事故時に溶融した燃料は、同じく溶融した被覆管や構造物と混ざり合っていると考えられる。また、被覆管や構造物の成分であるジルコニウムおよび鉄等は水蒸気-金属反応で酸化している可能性が高い。したがって、デブリの主成分は燃料の酸化ウランや被覆管の酸化ジルコニウム、および構造物の酸化鉄等と考えられる。

また、溶融物が下部に移行し水と接触する過程、あるいは酸化し脆化した構造物等が崩壊する過程等で粒子状のデブリが生成したものと考えられる。生成した粒子状デブリは RPV 内・PCV 内の淀み部（水の流れのない箇所）に存在している可能性が考えられる。

さらに、PCV に落下した燃料デブリは PCV 床面、あるいはペDESTAL

壁面のコンクリートと反応（MCCI）したものと考えられる。

②炉心部の外周部に、溶け残った燃料が残存しているものと推定。

図 4.6.2-3 に示すとおり、2011 年 9 月 14 日に CS 系からの注水を開始して以降、RPV および PCV 内の各部の温度は低下している。ただし、CS 系による注水開始以降で図 4.6.2-3 に示す期間において、最大の注水量は 7.2[m³/h]であり、CS 系の設計流量 1141[m³/h]に比べてかなり少ない流量である。低流量であれば、スプレー水はそれほど広がらないと考えられ、つまりは、低流量の CS 系からの注水でも水がかかる部分、例えば炉心外周位置に燃料がある可能性が考えられる。ただし、この情報では、外周位置に熱源がある可能性を示唆しているものの、炉心部の外周位置に燃料デブリが残存しているか、あるいは燃料支持金具や CRGT に溶融燃料が落ち込み固化した燃料デブリが熱源となっているのかは区別できず、垂直方向の詳細な燃料デブリ分布は判断できない。

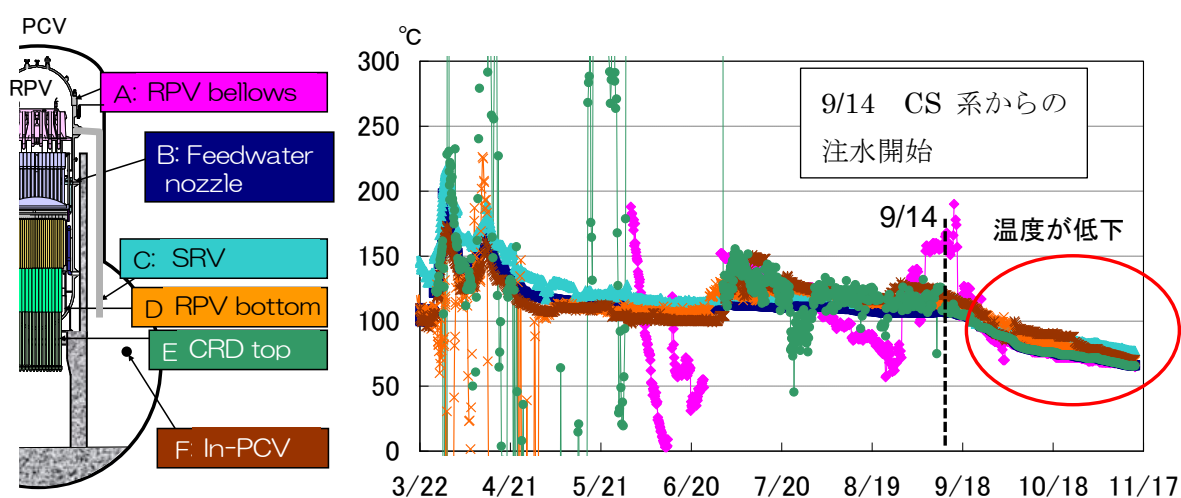


図 4.6.2-3 2号機 PCV 各部の温度 (2011 年) [2-11]

従来の知見から、炉心部の温度は中央部から上昇し、そこから燃料の溶融が進むと考えられる。RPV 内外周部の垂直方向において燃料デブリの詳細な位置を判断することはできないものの、溶け残った燃料が炉心の外周部に一部残っているものと推定した。

③RPV 底部の外周部に CRGT が残存しているものと推定。

従来の知見から、RPV 下部プレナムに林立している CRGT は高温になり炉心部から下方へ移行してきた燃料の移行経路上にあるが、燃料デブリからの熱移動が小さい場合、ある程度溶けずに残っている可能性があると考えられる。炉心部の温度は中央部から上昇し、そこから燃料の溶融が進み、そのまま下方に移行するものと考えられるため、外周部に CRGT が残っている可能性が考えられる。

④RPV の下、CRD ハウジングの状態について、中心部が損傷し、また CRD ハウジング内部に燃料デブリが侵入しているものと推定。

図 4.6.2-4 に示すように、2013 年 8 月に X-53 ペネから調査装置を投入し、CRD 交換レールおよび RPV ペDESTAL 開口部近傍の調査が実施されている。図 4.6.2-4 中(3)のポイントからペDESTAL 内に向けて撮影された写真には、U 字型のケーブルが観察できる。次に、図 4.6.2-5 は 5 号機のペDESTAL 内部の様子を表しているが、左側の写真は図 4.6.2-4 中の写真と同じアングルで撮影されたものであり、2 号機同様に U 字型のケーブルがあるのが確認できる。したがって、確認された外周部では CRD ハウジングが損傷している様子は確認できないことから、中央部が損傷しているものと推定した。

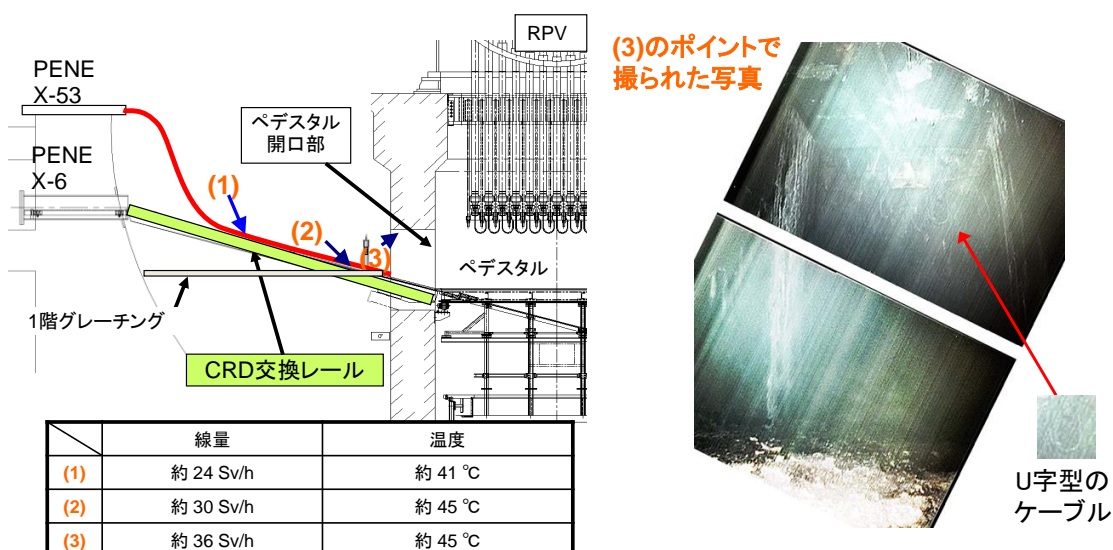


図 4.6.2-4 2 号機ペDESTAL 内部の画像[2-9][2-12]



ペDESTアル開口部から中を覗いた様子



RPV下部を見上げた様子

図 4.6.2-5 5号機ペDESTアル内部の画像^[2-12]

また、従来の知見から、RPV 下部において CRGT、および、その下部にある CRD が燃料デブリにより侵食を受けた場合、CRD 配管内部に燃料デブリが侵入している可能性があると考えられる。CRD 配管内部に侵入した燃料デブリは、配管内部で固化し留まっている可能性も考えられる。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・水素発生に伴う PCV 圧力上昇

2号機では、2011年3月14日18時にSRV強制開に伴う原子炉の減圧に成功しているが、その後夜から翌未明にかけて、3度の原子炉圧力の上昇が発生している(図4.6.2-6)。この挙動について、記録上はSRVの開操作に伴うもの(圧力上昇=SRV閉、圧力低下=SRV開)とされている。ただし、SRVの開閉状態を直接確認できていたわけではない。

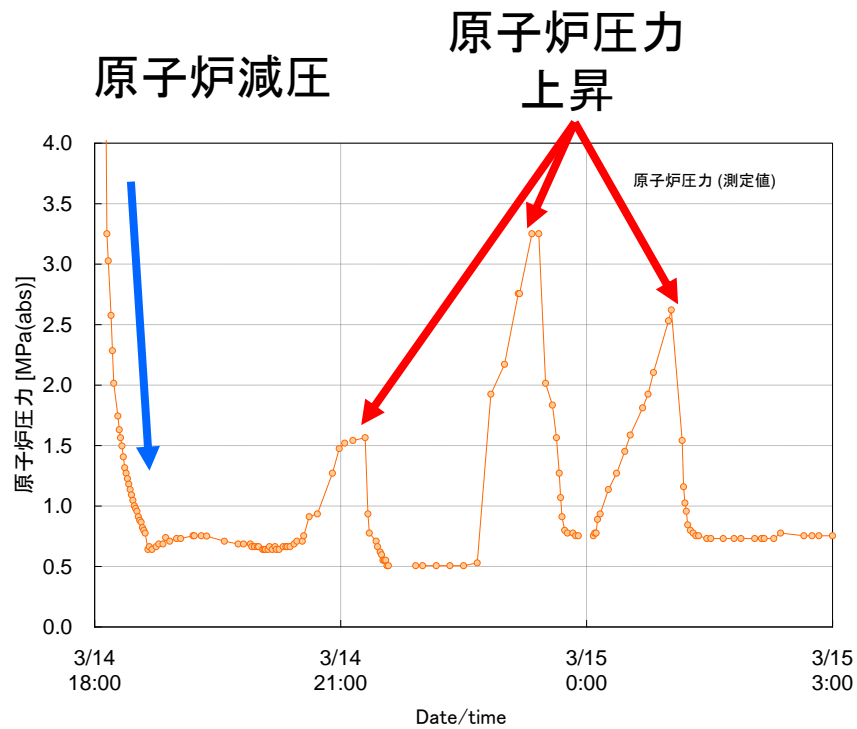


図 4.6.2-6 RPV 減圧後の原子炉圧力の上昇^[2-13]

この圧力上昇にあわせて、大量の水素発生に伴うと考えられる PCV 圧力の上昇が確認されており、この圧力上昇は 2 号機の事故進展と大きく関連していると考えられる。それは、水-ジルコニウム反応に伴う水素の発生は発熱反応であり、水素の発生量が大きいということは、エネルギーの発生量が大きいということになり、その分燃料の溶融が進んだと考えられるためである。

この原子炉圧力の挙動について、未解明問題に関する検討では、汎用の熱流動解析コードである GOTHIC (Generation of Thermal-Hydraulic Information for Containments) を用いて、蒸気および水素の発生量を調整することで原子炉圧力と D/W 圧力の実測値の再現を試みている (図 4.6.2-7)。

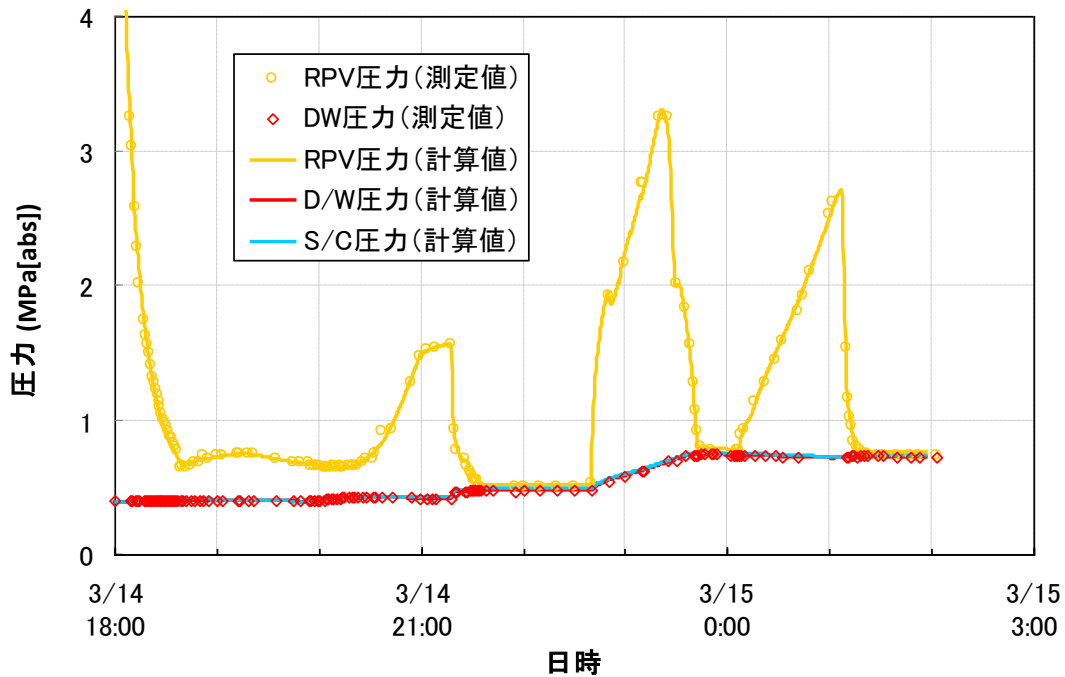


図 4.6.2-7 原子炉圧力および PCV 圧力の実測値と GOTHIC による解析結果の比較^[2-13]

圧力の実測値を再現し、かつ現実的な蒸気および水素の発生量としては、図 4.6.2-8 に示すような発生量を想定する必要がある、2 回目のピークのところまでに炉内のジルコニウムの多くが反応し、2 回目のピークのところで水素の発生量が特に顕著となる結果が得られた。

したがって、水-ジルコニウム反応に伴う水素発生とエネルギー発生の関係から、2 つ目のピークのところで大部分の燃料が溶融したものと考えられる。これは、炉心部の大部分が RPV 下部に移行しているとの従来の推定を裏付けるものである。

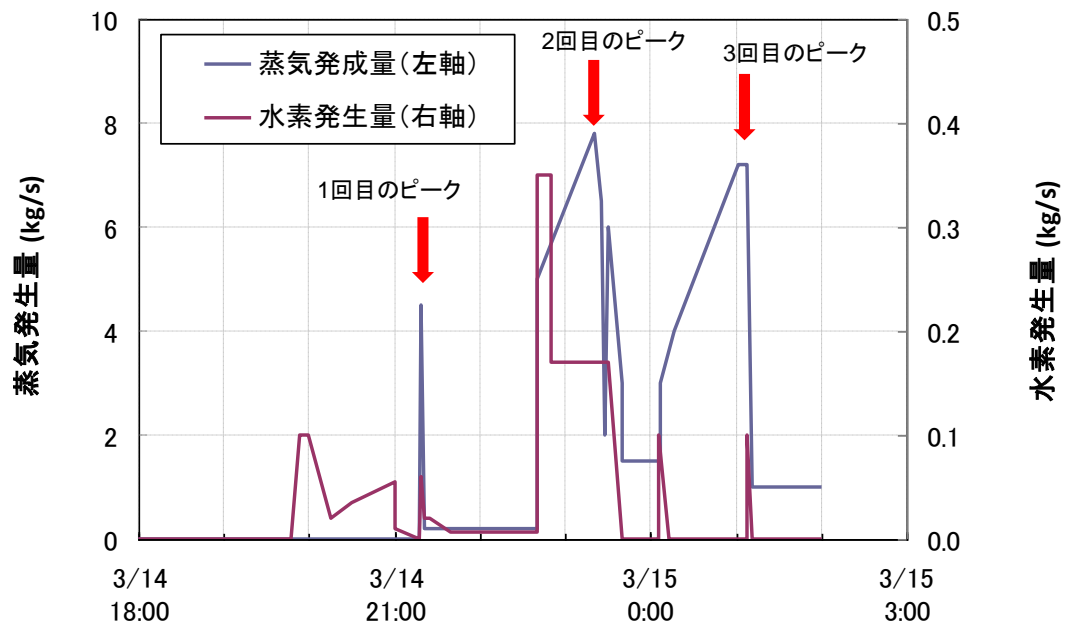


図 4.6.2-8 GOTHIC 解析における蒸気および水素の発生量の設定^[2-13]

・シュラウド部について

図 4.6.2-9 は、2011 年 12 月～2012 年 2 月までの FDW 系からの注水量と PLR 入口圧力から推定したアニュラス部の水位の関係を表している。FDW 系からの注水量が変化するに応じて、PLR 入口圧力から想定されるアニュラス部の水位、すなわちシュラウド外の水位が上昇している様子が確認できる。

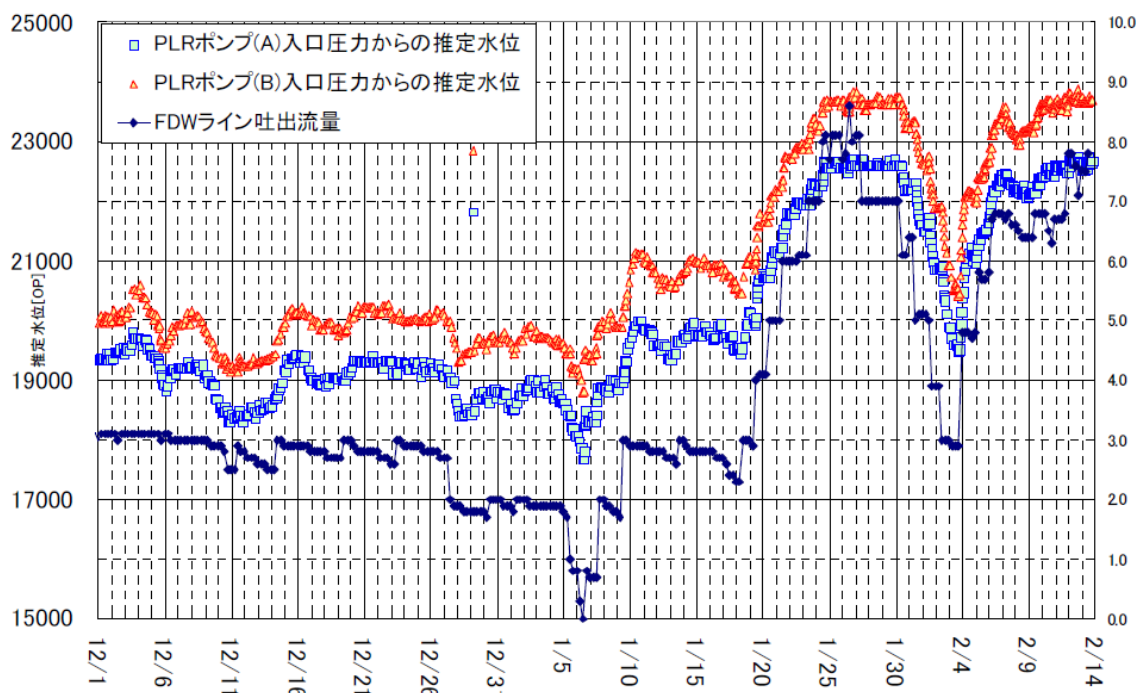
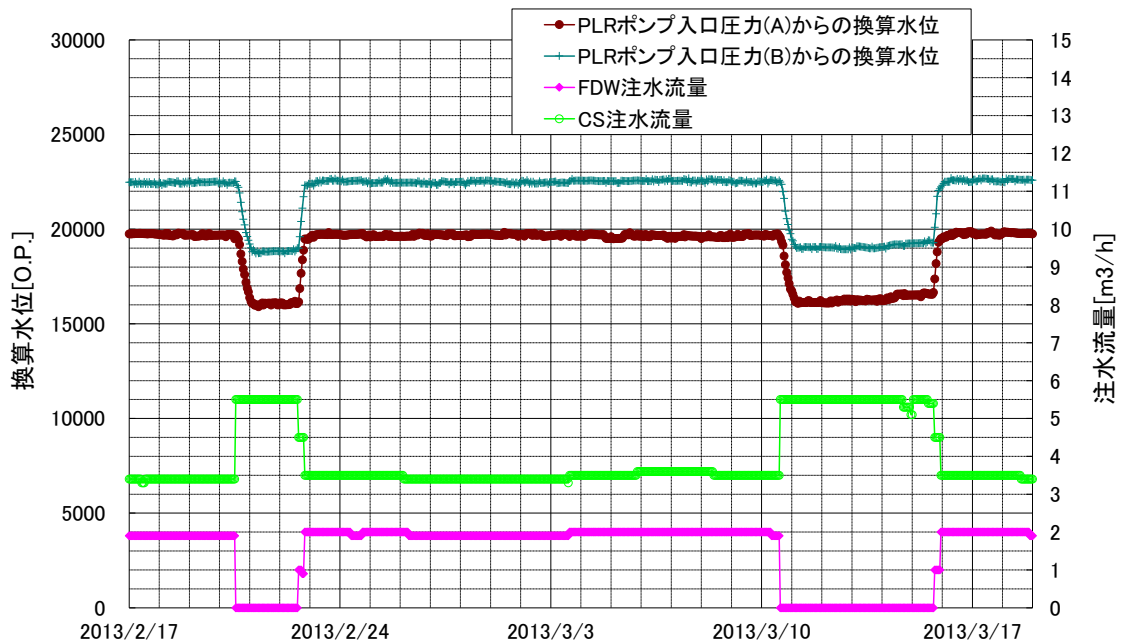


図 4.6.2-9 FDW 系からの注水量と PLR 入口圧力から推定したアニュラス部の水位の関係 (2011 年 12 月～2012 年 2 月) [2-13]

このことから次の 2 つの可能性が考えられる。一つ目はシュラウドの損傷程度は小さく、シュラウド外に水位が形成されている可能性であり、二つ目は FDW 系からの注水量が増加しているため、シュラウドは損傷しているものの RPV 内の水位が上昇している可能性である。

図 4.6.2-10 は、同様に 2013 年 2 月～2013 年 3 月の FDW 系からの注水量と PLR 入口圧力から推定したアニュラス部の水位の関係を表している。グラフで示している期間には、FDW 系からの注水量と CS 系からの注水量の合計は変えずに、FDW 系からの注水量をゼロにしている期間が 2 箇所ある。このタイミングでちょうど、PLR 入口圧力から推定したアニュラス部の水位は低下している。この挙動は、シュラウド外には水位がある程度形成されていることに起因すると考えられ、上述の 2 つの可能性のうち前者の状況である可能性が高い。したがって、シュラウドが大きく損傷している可能性は小さいと考えられる。



4.6.2-10 FDW系、CS系からの注水量とPLR入口圧力から推定したアニュラス部の水位の関係（2013年2月～2013年3月）^[2-10]

また、図 4.6.2-3 に示すように、2011 年 9 月 14 日から開始した CS 系からの注水に伴って、PCV 各部の温度が一様に低下している。なお、この時の FDW 系からの注水量は CS 系開始前後において、同程度の流量である。

このことから、熱源は CS 系からの注水で冷却される箇所にあると考えられ、シュラウドが損傷しシュラウド外に熱源が移行している可能性は小さく、つまり、シュラウドが大きく損傷している可能性は小さいと考えられる。

4.6.3 3号機

2016年7月時点の推定図を図4.6.3-1に、拡大したものを図4.6.3-2に示す。

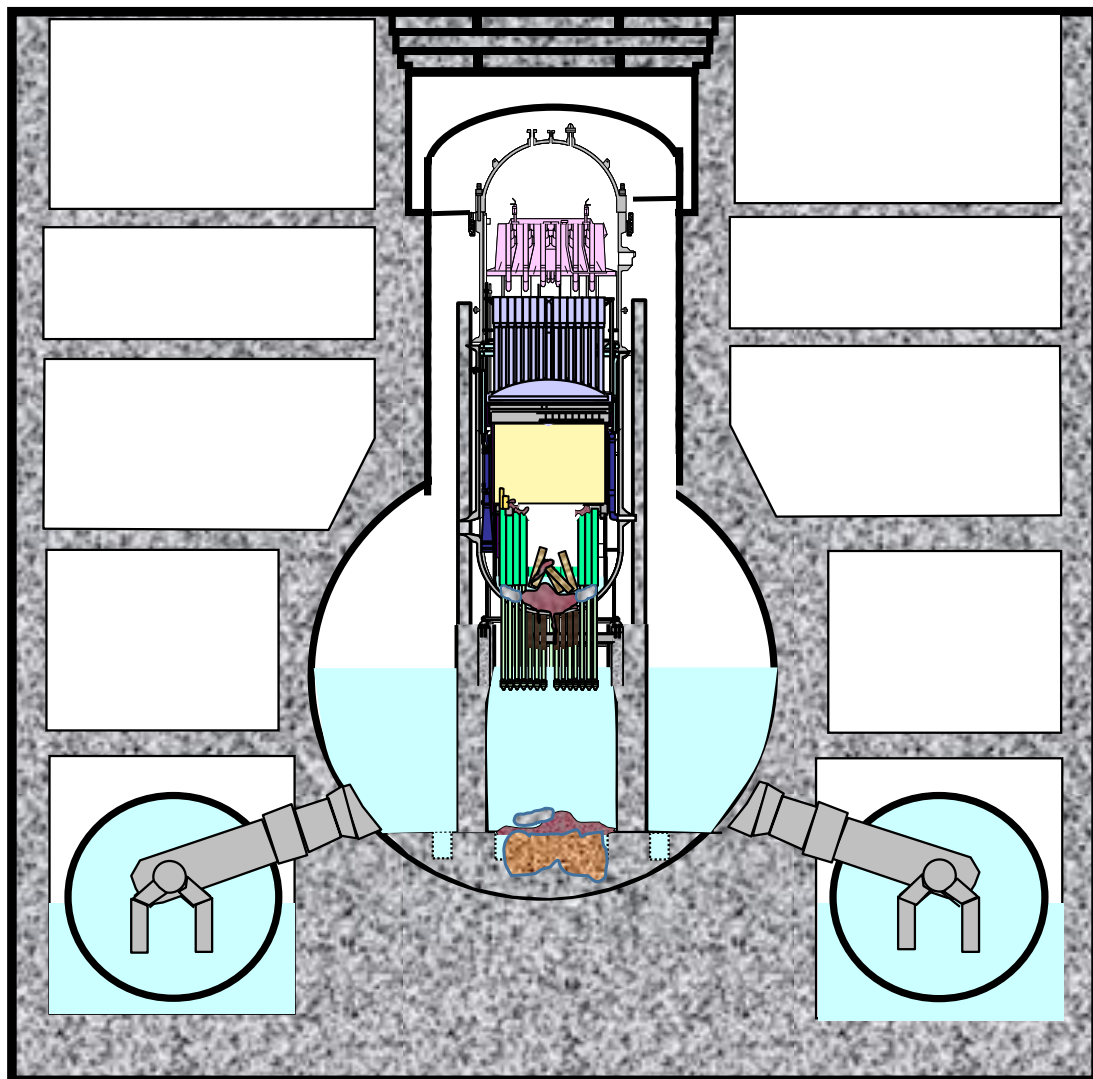
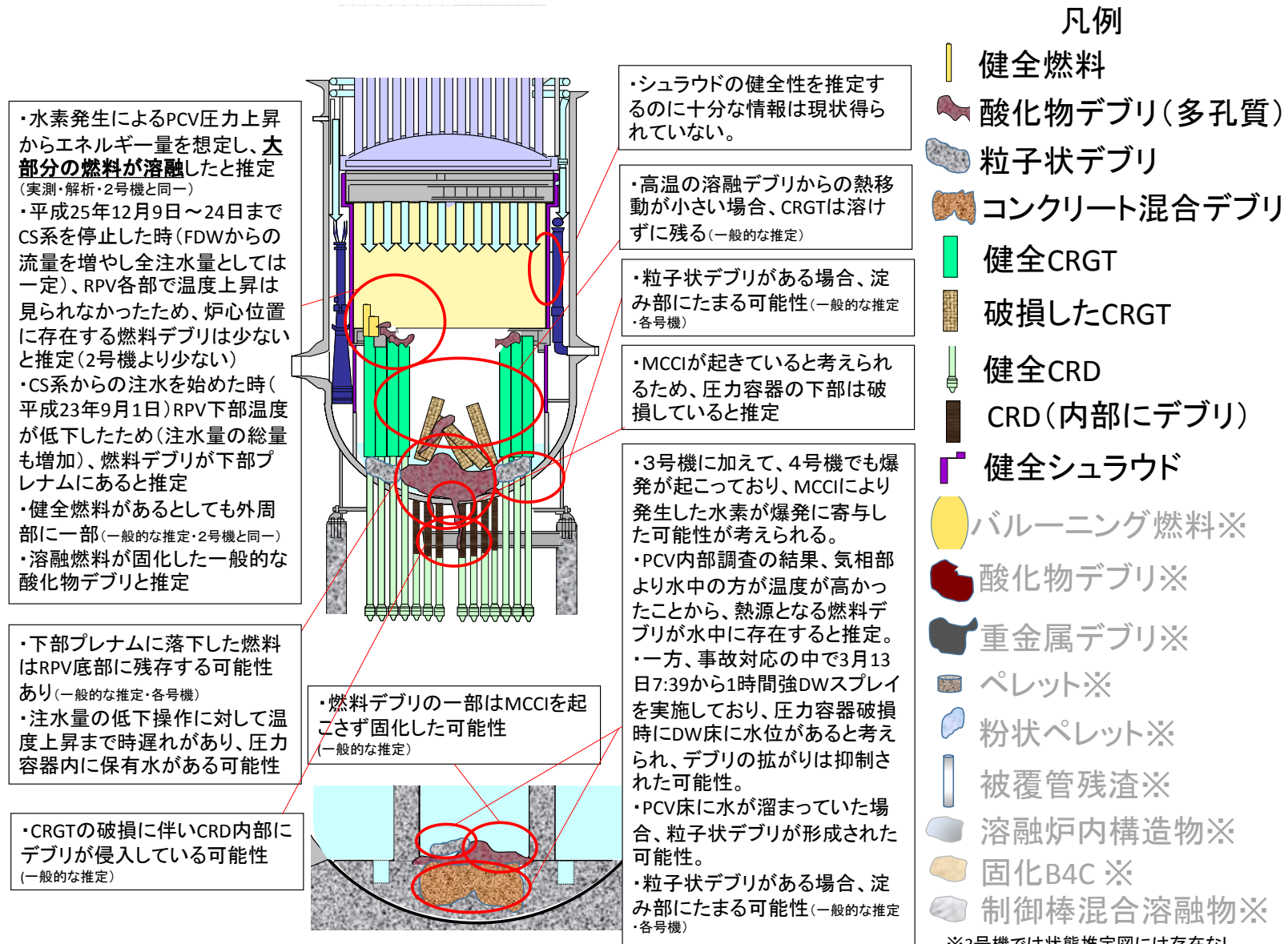


図 4.6.3-1 3号機 2016年7月時点の推定図^[3-10]



・水素発生によるPCV圧力上昇からエネルギー量を想定し、**大部分の燃料が溶融したと推定**
(実測・解析・2号機と同一)

・平成25年12月9日～24日までCS系を停止した時(FDWからの流量を増やし全注水量としては一定)、RPV各部で温度上昇は見られなかったため、炉心位置に存在する燃料デブリは少ないと推定(2号機より少ない)

・CS系からの注水を始めた時(平成23年9月1日)RPV下部温度が低下したため(注水量の総量も増加)、燃料デブリが下部プレナムにあると推定

・健全燃料があるとしても外周部に一部(一般的な推定・2号機と同一)

・溶融燃料が固化した一般的な酸化物デブリと推定

・下部プレナムに落下した燃料はRPV底部に残存する可能性あり(一般的な推定・各号機)

・注水量の低下操作に対して温度上昇まで時遅れがあり、压力容器内に保有水がある可能性

・CRGTの破損に伴いCRD内部にデブリが侵入している可能性(一般的な推定)

・燃料デブリの一部はMCCIを起こさず固化した可能性(一般的な推定)

・シュラウドの健全性を推定するのに十分な情報は現状得られていない。

・高温の溶融デブリからの熱移動が小さい場合、CRGTは溶けずに残る(一般的な推定)

・粒子状デブリがある場合、淀み部にたまる可能性(一般的な推定・各号機)

・MCCIが起きていると考えられるため、压力容器の下部は破損していると推定

・3号機に加えて、4号機でも爆発が起こっており、MCCIにより発生した水素が爆発に寄与した可能性が考えられる。

・PCV内部調査の結果、気相部より水中の方が温度が高かったことから、熱源となる燃料デブリが水中に存在すると推定。

・一方、事故対応の中で3月13日7:39から1時間強DWスプレイを実施しており、压力容器破損時にDW床に水位があると考えられ、デブリの拡がりは抑制された可能性。

・PCV床に水が溜まっていた場合、粒子状デブリが形成された可能性。

・粒子状デブリがある場合、淀み部にたまる可能性(一般的な推定・各号機)

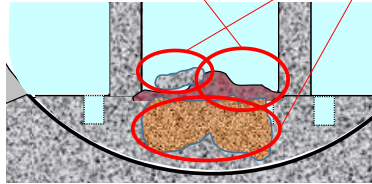


図 4.6.3-2 3号機 2016年7月時点の推定図(拡大) [3-10]

図 4.6.3-1、図 4.6.3-2 の推定図について、推定の特徴、5 回目の推定から更新した内容、5 回目の推定から更新した理由、推定を裏付ける情報は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は RPV 下部プレナムに落下し、その多くがさらに PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、炉心部に残る燃料デブリは少なく、RPV 底部に一部存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは多いものの、床一面に広がっている状況にはないものと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

○5 回目の推定から更新した内容

RPV 内、PCV 底部に着目し、燃料デブリ分布に加えて構造物の状態も推定することで、推定を精緻化した。

- ①燃料デブリの状態について、酸化したもの、粒子化したもの、PCV に落下してコンクリートと反応したものなど、様々な状態にあるものと推定。
- ②炉心部の外周部に、溶け残った燃料が残存しているものと推定。
- ③RPV 底部に、破損した CRGT があるものと推定。
- ④RPV 底部の外周部に CRGT が残存しているものと推定。
- ⑤RPV 底部に水が溜まっているものと推定。
- ⑥RPV の下、CRDハウジングの状態について、中心部が損傷し、また CRDハウジング内部に燃料デブリが侵入しているものと推定。

○5 回目の推定から更新した理由

- ①燃料デブリの状態について、酸化したもの、粒子化したもの、PCV に落下してコンクリートと反応したものなど、様々な状態にあるものと推定。

従来の知見から、事故時に溶融した燃料は、同じく溶融した被覆管や構造物と混ざり合っていると考えられる。また、被覆管や構造物の成分であるジルコニウムおよび鉄等は水蒸気-金属反応で酸化している可能性が高い。したがって、デブリの主成分は燃料の酸化ウランや被覆管の酸化ジルコニウム、および構造物の酸化鉄等と考えられる。

また、溶融物が下部に移行し水と接触する過程、あるいは酸化し脆化した構造物等が崩壊する過程等で粒子状のデブリが生成したものと考えられ

る。生成した粒子状デブリは RPV 内・PCV 内の淀み部（水の流れのない箇所）に存在している可能性が考えられる。

さらに、PCV に落下した燃料デブリは PCV 床面、あるいはペデスタル壁面のコンクリートと反応（MCCI）したものと考えられる。

②炉心部の外周部に、溶け残った燃料が残存しているものと推定。

従来の知見から、炉心部の温度は中央部から上昇し、そこから燃料の溶融が進むと考えられ、この当時は、溶け残った燃料が外周部に一部残っているものと推定した。

③RPV 底部に、破損した CRGT があるものと推定。

従来の知見から、RPV 下部プレナムに林立している CRGT は、高温になり炉心部から下方へ移行してきた燃料の移行経路上にあるため、移行する過程で溶融、あるいは損傷したものと考えられる。したがって、損傷した CRGT が RPV 底部に残っている可能性が考えられる。

④RPV 底部の外周部に CRGT が残存しているものと推定。

従来の知見から、RPV 下部プレナムに林立している CRGT は、高温になり炉心部から下方へ移行してきた燃料の移行経路上にあるが、燃料デブリからの熱移動が小さい場合、ある程度溶けずに残っている可能性があると考えられる。また、炉心部の温度は中央部から上昇し、そこから燃料の溶融が進み、そのまま下方に移行するものと考えられるため、外周部に CRGT が残っている可能性が考えられる。

⑤RPV 底部に水が溜まっているものと推定。

2012 年 2 月に CS 系および FDW 系からの注水量を低下させた際、時間遅れをもって緩やかに温度変化している様子が確認された（図 4.6.3-3）。明確な温度上昇が確認できるまでおよそ 12 時間程度を要し、その後およそ 7 日程度で温度が安定した。したがって、この当時は、この時間遅れの要因として、RPV 底部にある程度水がある可能性があるものと推定した。

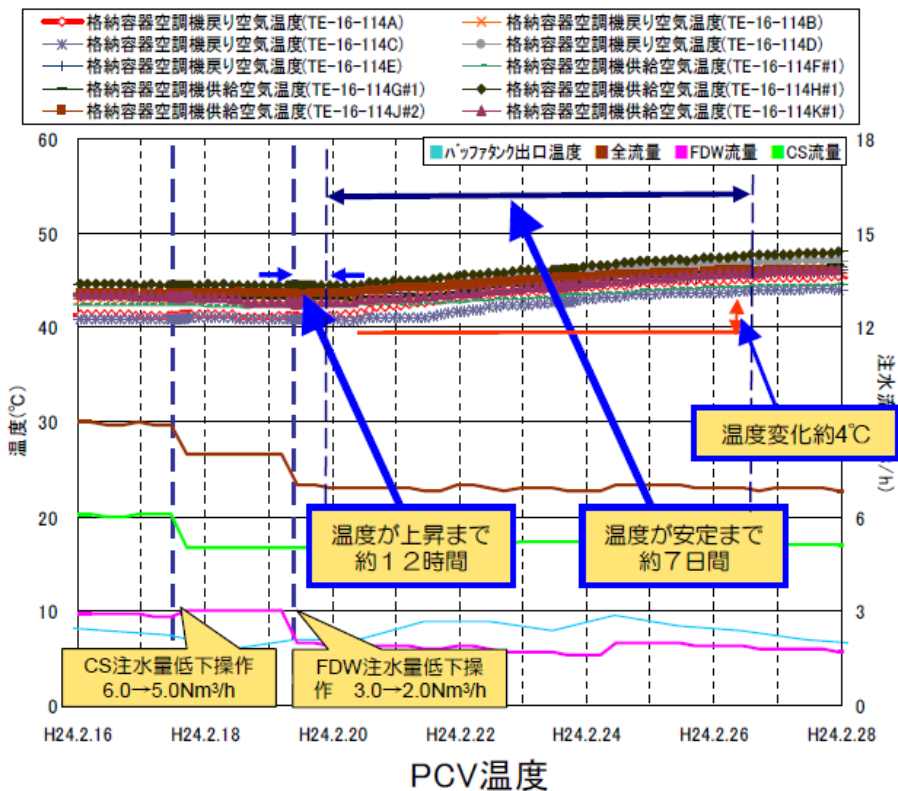
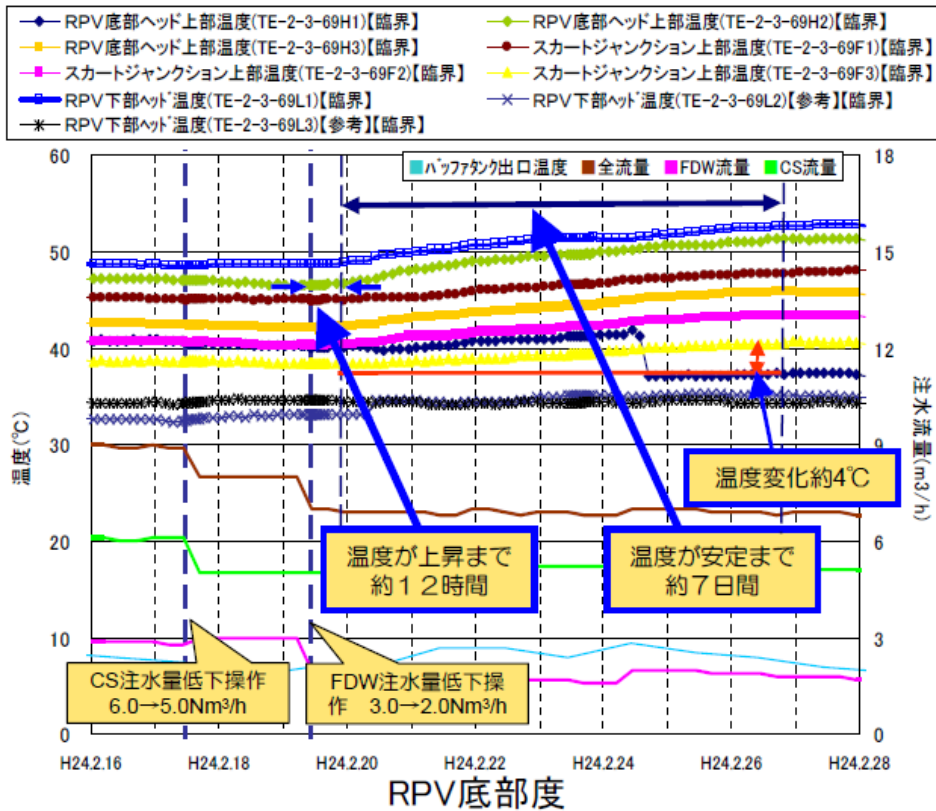


図 4.6.3-3 注水量低下時の各部温度の挙動^[3-11]

⑥RPVの下、CRDハウジングの状態について、中心部が損傷し、またCRDハウジング内部に燃料デブリが侵入しているものと推定。

従来の知見から、RPV下部においてCRGTおよびその下部にあるCRDが燃料デブリにより侵食を受けた場合、CRDハウジング内部に燃料デブリが侵入している可能性があると考えられる。CRDハウジング内部に侵入した燃料デブリは、内部で固化し、留まっている可能性も考えられる。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・水素発生に伴うPCV圧力の上昇

2011年3月13日9時頃と12時過ぎ、PCV圧力が大きく上昇している(図4.6.3-4)。この圧力上昇は、大量の水素が発生したことが原因と考えられ、大部分の燃料が溶融したものと考えられる。この時まで実施した解析含め、蓄積してきた検討の結果から、炉心部には燃料がほとんど残っていないものと考えられる。

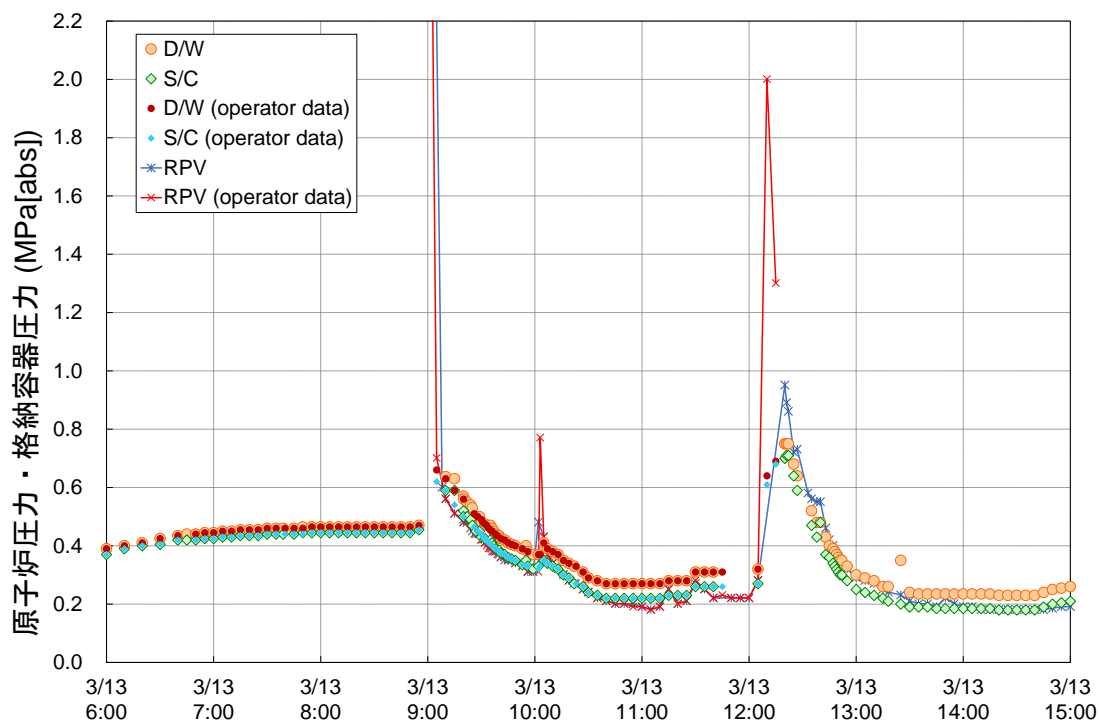
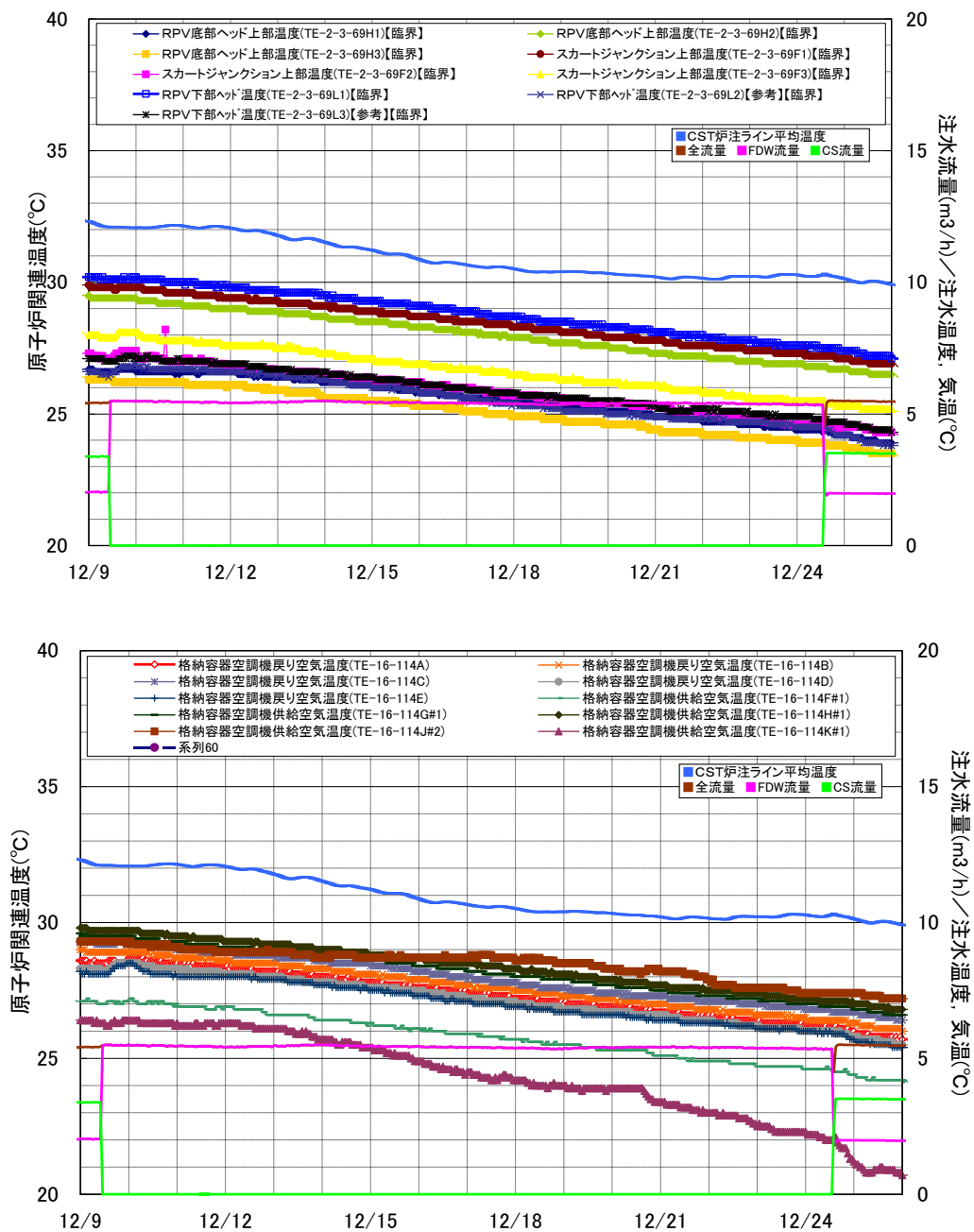


図 4.6.3-4 PCV 圧力の変化 (2011 年) [3-10]

・ CS系およびFDW系からの注水について

2013年12月9日～24日の15日間、CS系からの注水を停止し、FDW系からのみ注水（総注水量は変化なし）を実施している。図4.6.3-5に示すとおり、CS系注水停止に伴う温度上昇等は観測されず、原子炉の冷却状態に目立った影響はみられなかった。このように、CS系からの注水を停止しても各部の冷却状態が変わらないことから、炉心位置に存在する燃料デブリは少ないものと考えられる。



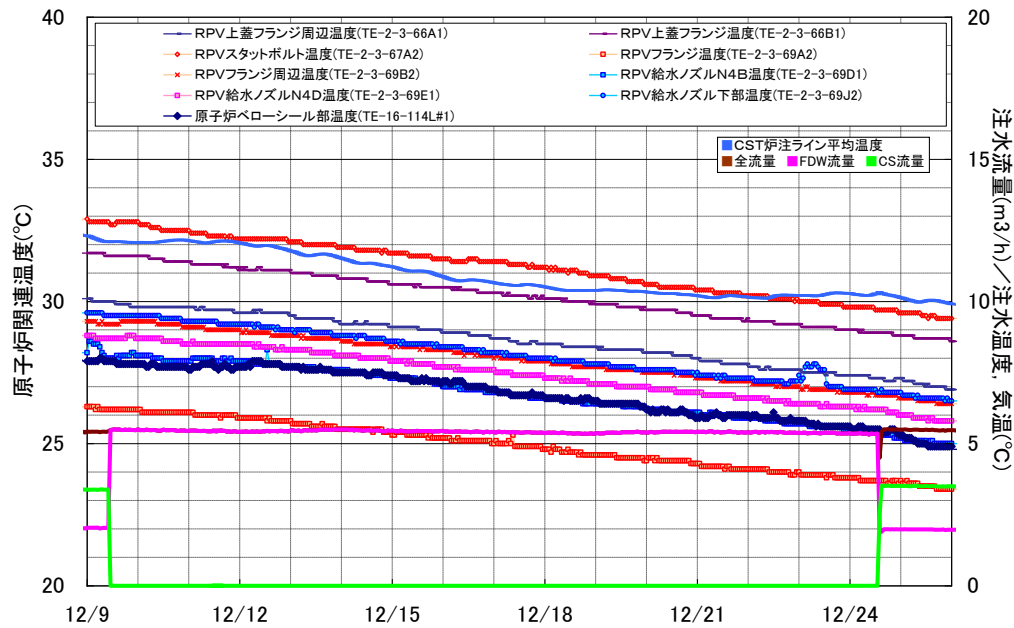


図 4.6.3-5 CS 系注水停止期間の温度変化 (2013 年) [3-10]

なお、CS 系からの注水を始めた時 (2011 年 9 月 1 日)、RPV 下部温度が低下している (図 4.6.3-6)。この時、注水量の総量も増加している。前述のとおり、炉心位置に存在する燃料デブリが少ないということを考えると、この温度低下の主要因は、CS 注水開始に伴って、それまで十分冷やせていなかった炉心部の燃料デブリが冷やせたということ (4.1.3 節参照) ではなく、注水量の総量が増加したことで、RPV 下部に存在する燃料デブリの冷却が進んだことによるものと推定した。したがって、燃料デブリがある程度下部プレナムに存在していると考えられる。

原子炉压力容器監視温度計
【保安規定138条、143条関連】

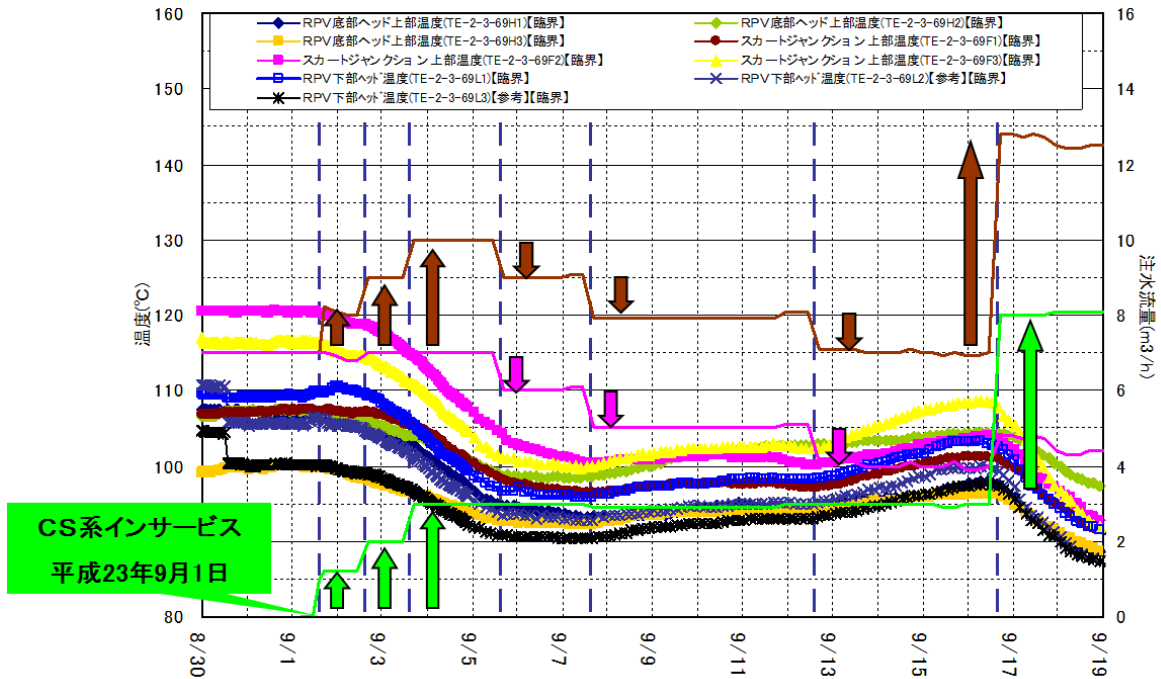


図 4.6.3-6 CS 系注水停止後の温度変化 (2011 年) [3-10]

・ 事故時の PCV の状態について

3号機では、PCVを除熱するため、2011年3月13日7時39分から1時間強D/Wスプレーを実施している。したがって、その後RPVが損傷した段階では、D/W床に水が蓄積されていたものと考えられるため、燃料デブリがPCVに落下した際に、広がり限定された可能性が考えられる。

・ 4号機の水素爆発の原因について

3号機ではPCVベントを複数回実施しているが、最初の2回(2011年3月13日9時過ぎ、13日12時過ぎ)についてはPCV圧力および現場で撮影された写真の情報から、成功したものと考えられる。4号機の原子炉建屋が3月15日6時14分頃に爆発した原因については、この3号機のベントガスがSGTS配管を逆流して、4号機原子炉建屋内部に水素が移行したためと考えられる。

4号機のSGTSフィルタトレインの線量測定結果では、出口側(排気筒側)の線量が高くなっており、逆流したことを裏付ける証拠と考えられる(図4.6.3-7)。また、4号機の爆発に寄与した水素は、3号機の事故進展を考えると、3号機の炉内で発生した水-ジルコニウム反応で発生した水素が

寄与したものと考えられる。したがって、ベントに伴いそれまでに発生した水素の大半が PCV から排気されたものと考え、3号機の爆発に寄与した水素については、MCCIに伴い発生した水素が寄与した可能性があると推定した。つまり、3号機ではMCCIが発生している可能性があるものと推定した。

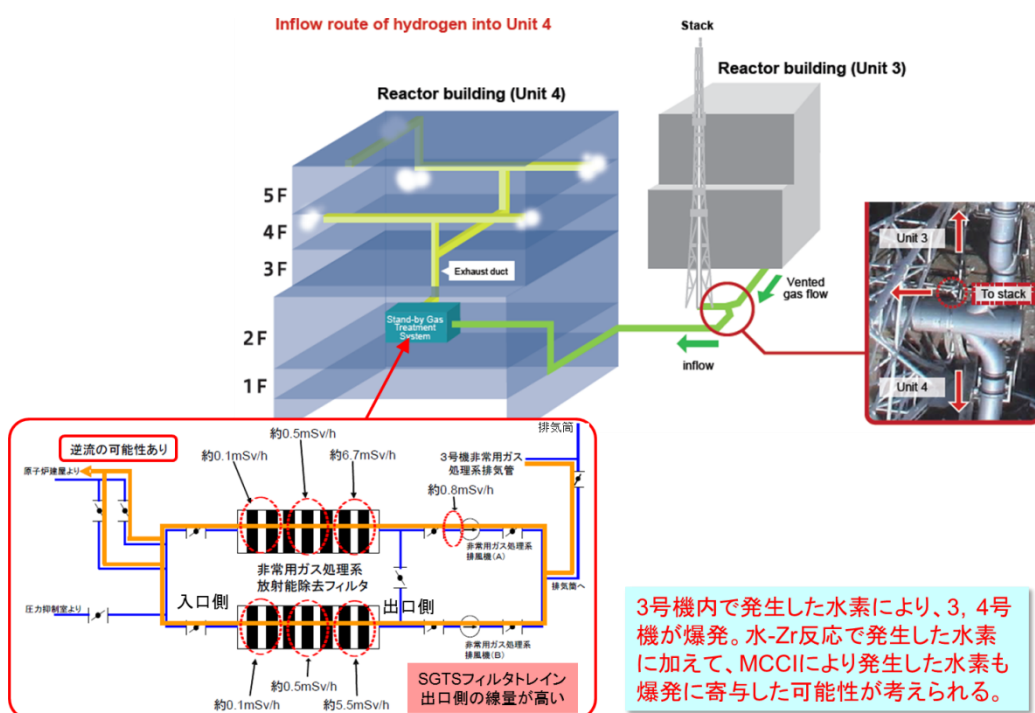


図 4.6.3-7 4号機 SGTS フィルタトレイン線量測定結果^[3-10]

・ 3号機 PCV 内部調査（2015年10月実施）の結果

3号機では、2015年10月にPCV貫通部（X-53）より調査装置（カメラ、温度計、線量計）を挿入し、PCV内の冷却状態の確認を主体とした調査を実施した。その際に取り得た情報として、気相部温度よりも液相部温度の方が高い結果が得られた（図4.6.3-8）。したがって、熱源となる燃料デブリが水中に存在するものと推定した。

- PCV内の水位は、OP：約11800であり、推定値※と概ね一致していた。
※推定値：圧力換算値 OP：約11970mm（10月20日 5：00）
- PCV内部の温度は、気相部で約26～27℃、水中で約33～35℃であった。

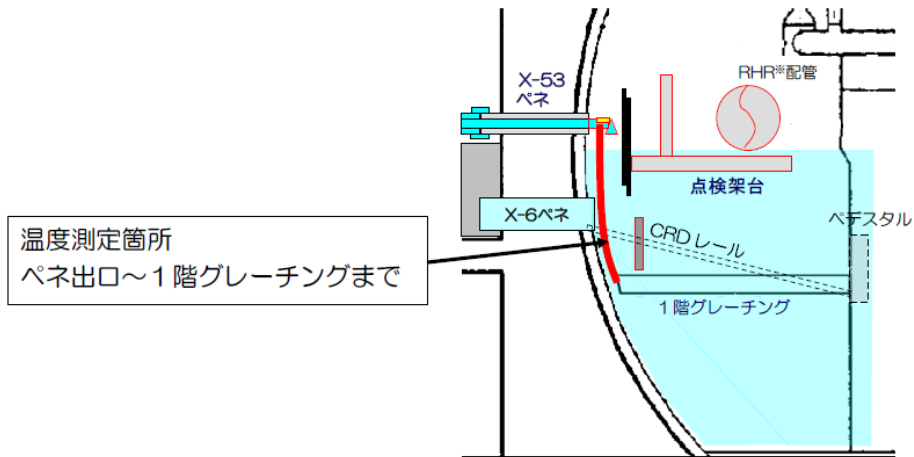


図 4.6.3-8 PCV 内部調査結果（2015 年 10 月実施） [3-12]

4.7 7回目の推定（2017年3月）

4.7.1 1号機

2017年3月時点の推定図を図4.7.1-1に、拡大したものを図4.7.1-2に示す。

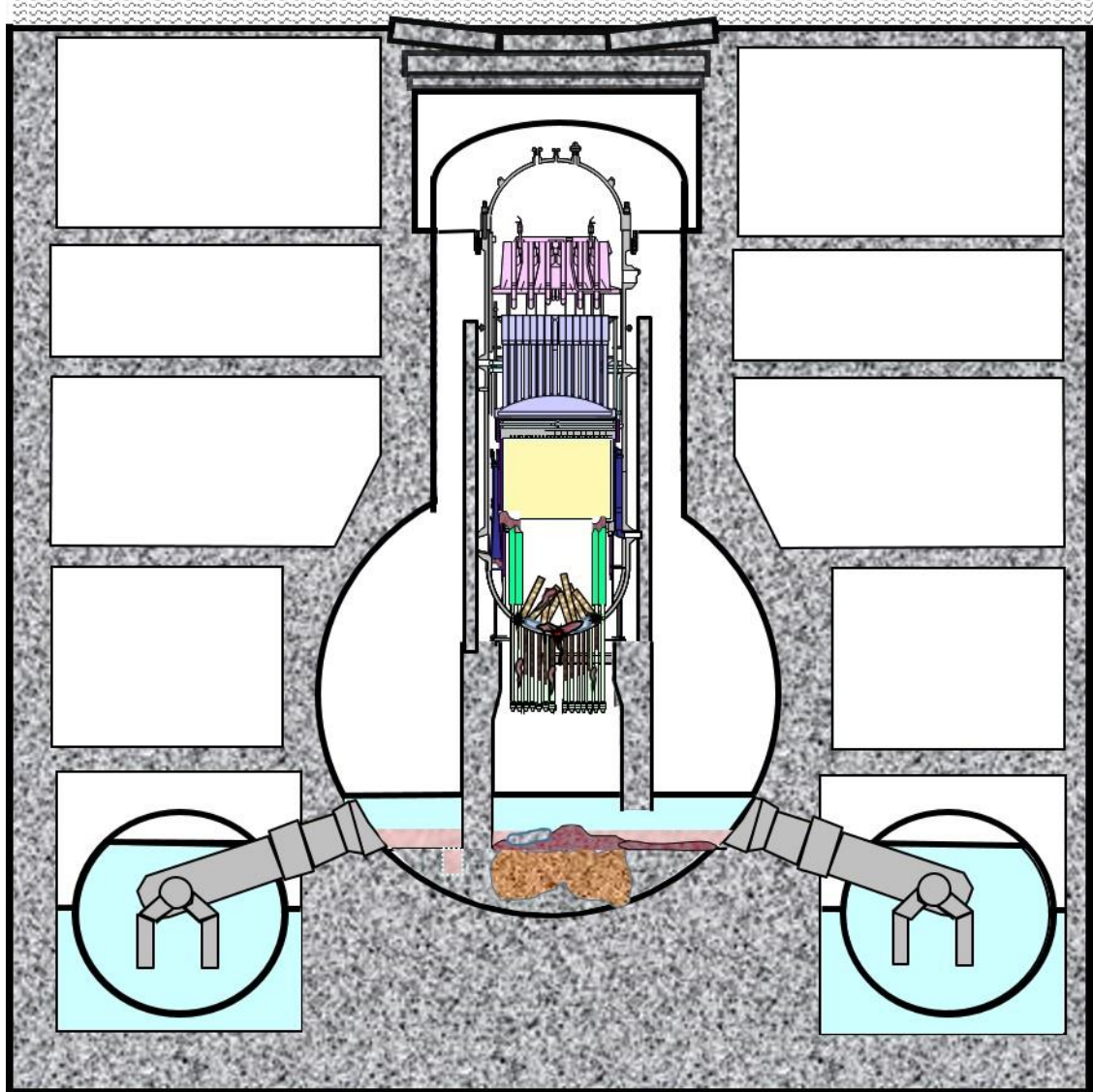


図 4.7.1-1 1号機 2017年3月時点の推定図^[1-13]

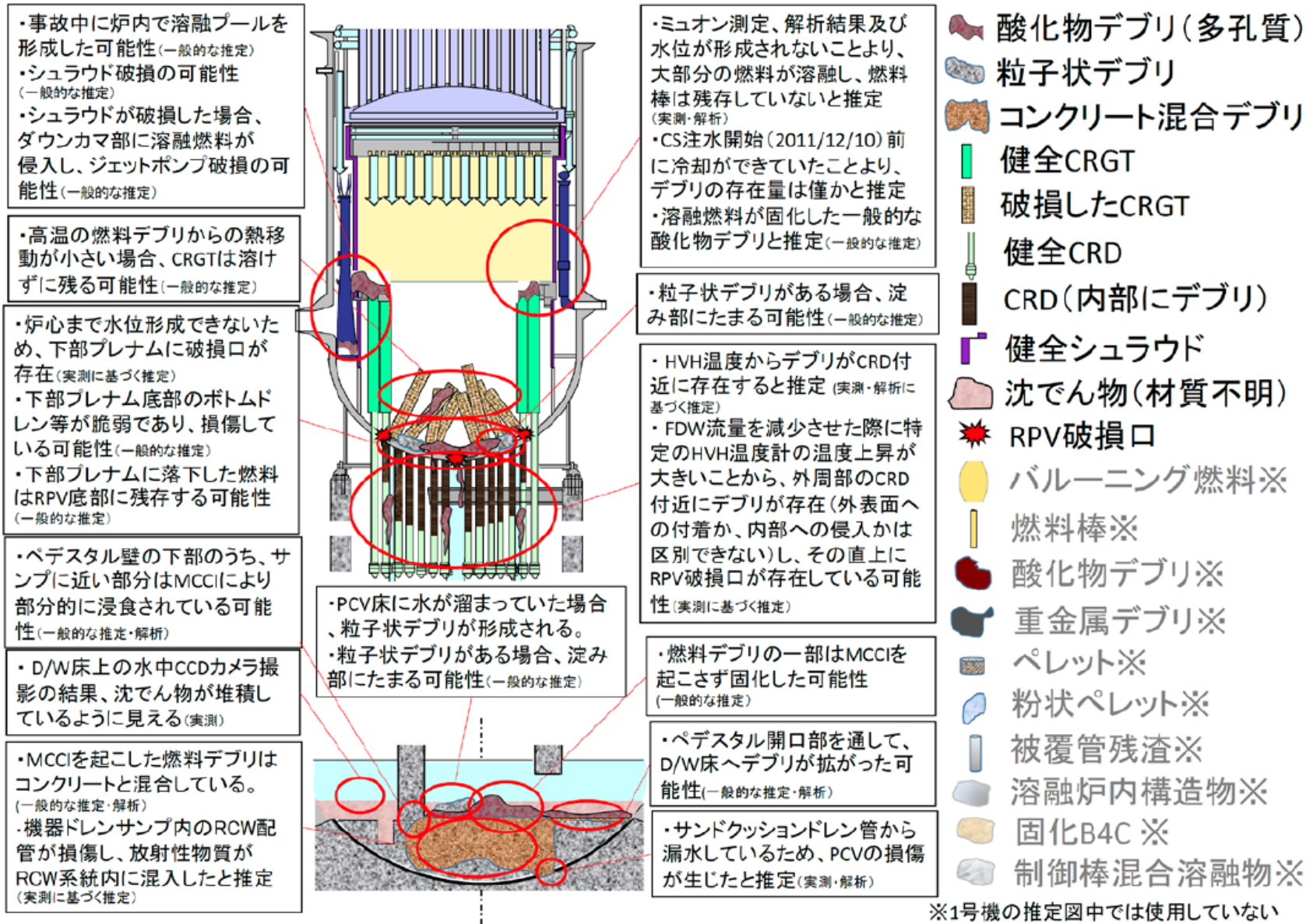


図 4.7.1-2 1号機 2017年3月時点の推定図(拡大) [1-13]

図 4.7.1-1、図 4.7.1-2 の推定図について、推定の特徴、6 回目の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は、ほぼ全量が RPV 下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 下部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

PCV 底部には材質不明の沈殿物が堆積していると推定。

○6 回目の推定から更新した内容

- ①オペレーティングフロア（オペフロ）の瓦礫やウェルプラグのずれ・浮き上がりを明示。
- ②PCV 床面における燃料デブリの広がり表現するため、RPV ペDESTALの開口部を描写。

○6 回目の推定から更新した理由

- ①オペフロの瓦礫やウェルプラグのずれ・浮き上がりを明示。

2014 年にオペフロの建屋カバーを設置する目的で撮影した写真から、崩落した屋根が面上に近い形状のまま落下し、瓦礫化していることを確認した。

(図 4.7.1-3) また、原子炉ウェルプラグのずれや浮き上がりも確認されたため、これらの確認結果を推定図に反映した。(図 4.7.1-4)

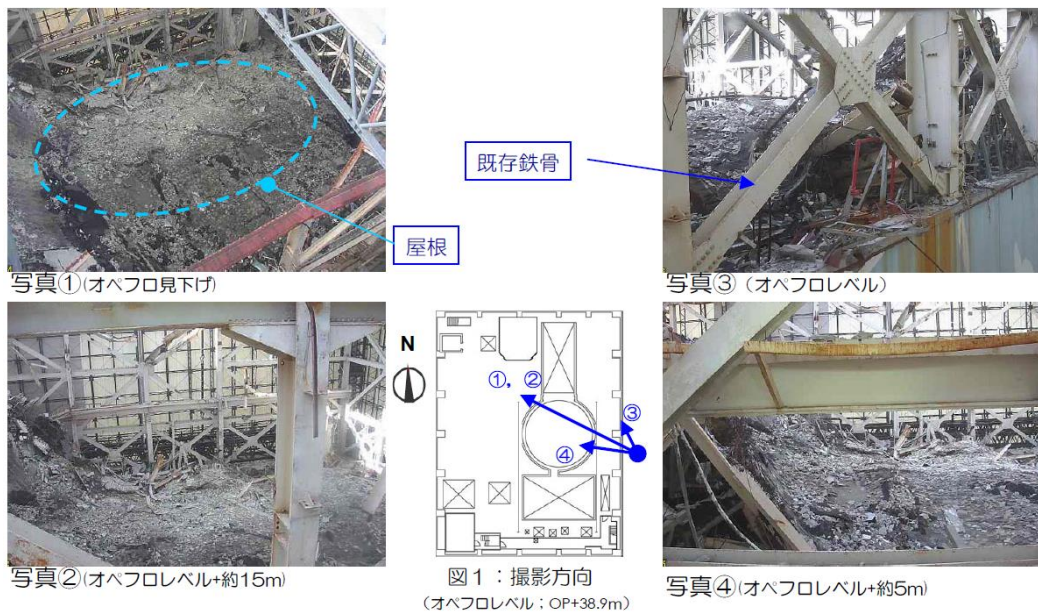


図 4.7.1-3 オペフロ確認画像[1-15]

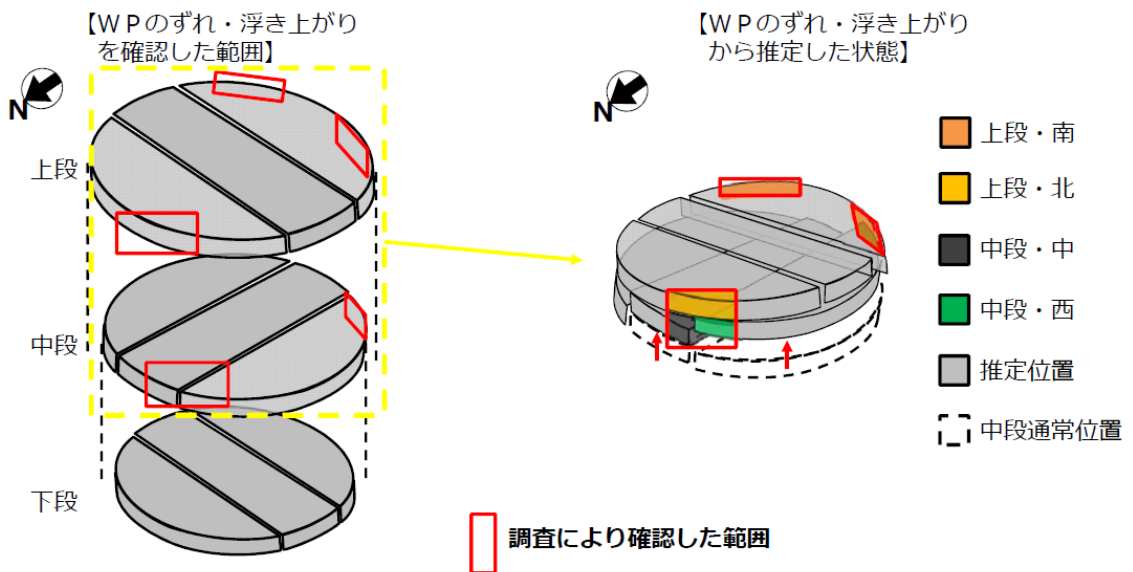


図 4.7.1-4 ウェルプラグのずれ・浮き上がり [1-16]

②PCV 床面における燃料デブリの広がり表現するため、RPV ペDESTALの開口部を描写。

PCV 底部には、RPV を支えるペDESTALが筒状に立っており、作業員がアクセスするための開口部が設けられている。PCV に落下した燃料デブリが、作業員アクセス口から D/W 床に広がっている可能性も考えられるた

め、推定図において開口部を描写し、PCVに落下した燃料デブリの横方向への広がりを推定することとした。

○推定を裏付ける情報
無し。

4.7.2 2号機

2017年3月時点の推定図を図4.7.2-1に、拡大したものを図4.7.2-2に示す。

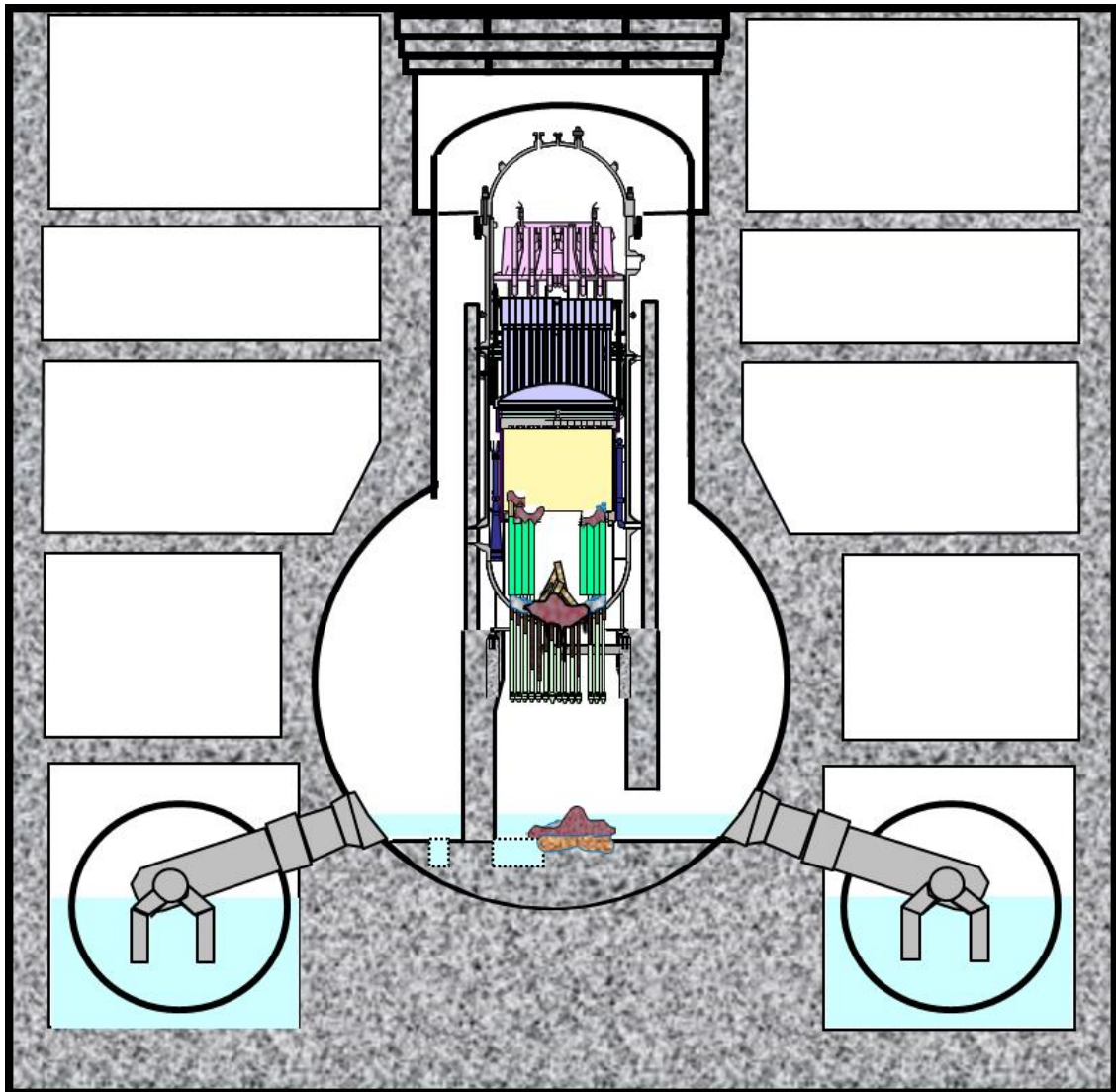


図 4.7.2-1 2号機 2017年3月時点の推定図^[2-10]

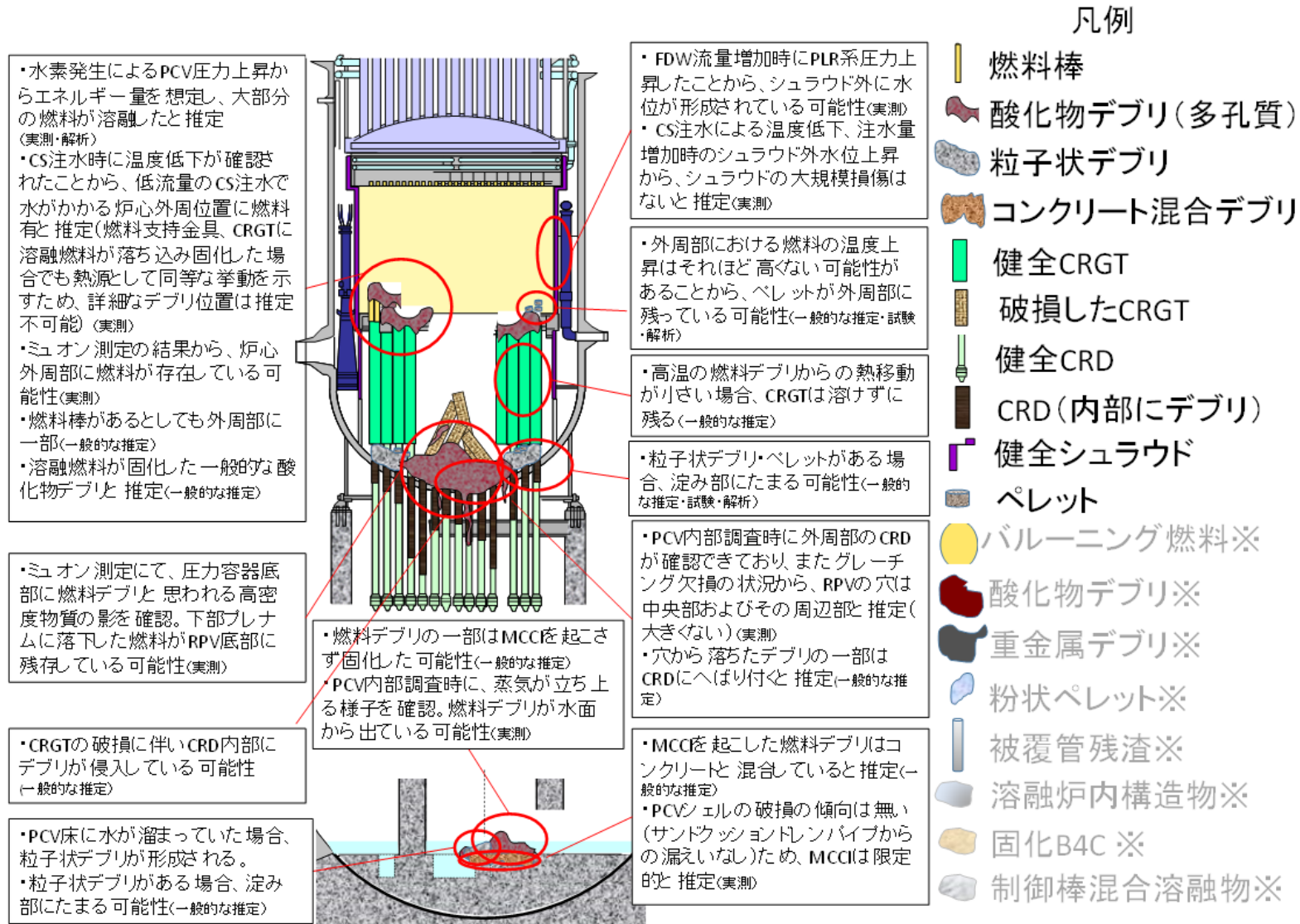


図 4.7.2-2 2号機 2017年3月時点の推定図(拡大) [2-10]

図 4.7.2-1、図 4.7.2-2 の推定図について、推定の特徴、6 回目の推定から更新した内容、6 回目の推定から更新した理由は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部は RPV 下部プレナムに落下し、さらに一部は PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、燃料の一部は炉心部に残存しており、RPV 底部に多くが存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは少なく、MCCI は限定的であると推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、溶融した燃料が落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

○6 回目の推定から更新した内容

- ①RPV 内にペレット形状の燃料が外周部に残存しているものと推定。
- ②RPV 底部に破損した CRGT があるものと推定。
- ③CRDハウジング内部に侵入している燃料デブリの量がより多いものと推定。
- ④CRD の損傷箇所は中心部およびその周辺部と推定。
- ⑤PCV 底部の燃料デブリの量を減少させ、一部水面から露出していると推定。
- ⑥PCV 床面における燃料デブリの広がり表現するため、RPV ペDESTAL の開口部を描写。

○6 回目の推定から更新した理由

- ①RPV 内にペレット形状の燃料が外周部に残存しているものと推定。

「総合的な炉内状況把握の高度化」事業では、燃料が溶融し下部に移行する挙動に関する知見を得るため、制御棒ブレードの両側にチャンネルボックスと模擬燃料 (ZrO_2) を配した試験体をプラズマトーチによって加熱する試験を実施した (図 4.7.2-3)。試験では試験体系の外部に熱が逃げやすい影響もあり、図 4.7.2-3 に示すように、加熱後も燃料棒がある程度形状を維持する結果が得られた。炉心外周部のように輻射伝熱が大きい領域においては、高温が維持されないことから十分に燃料が溶けきらず、燃料ペレット等が形状を保った形で落下もしくは残っている可能性が考えられる。



図 4.7.2-3 模擬燃料集合体破損試験^[2-14]

また、2016年3月～7月にミュオン透過法による測定を実施し、RPV内における燃料デブリの位置を分析・評価している（図 4.7.2-4、図 4.7.2-5）。図 4.7.2-6 は、①炉心上部、②炉心下部、③RPV 下部、④RPV 底部におけるシミュレーションの結果と測定されたミュオン計測数を比較し、RPV 内の物質の量の分布を評価した結果である。②炉心下部に着目し、実測の結果と「燃料無し」を想定したシミュレーションの結果とを比較すると、炉心外周部において「燃料有り」を想定したシミュレーションの結果に近いことがわかる。したがって、炉心外周部に燃料が残存している可能性が考えられる。



ミュオン測定装置設置
(小型装置, 約1m×1m×高さ1.3m)

図 4.7.2-4 ミュオン測定装置^[2-15]

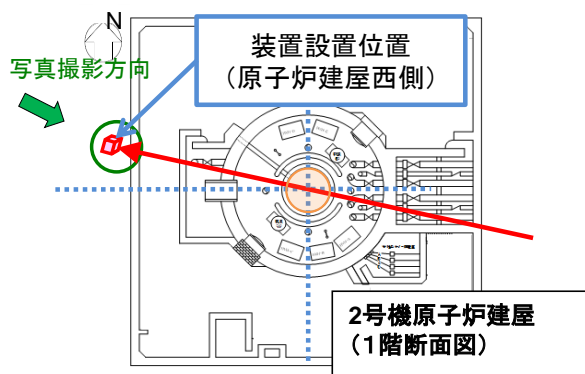
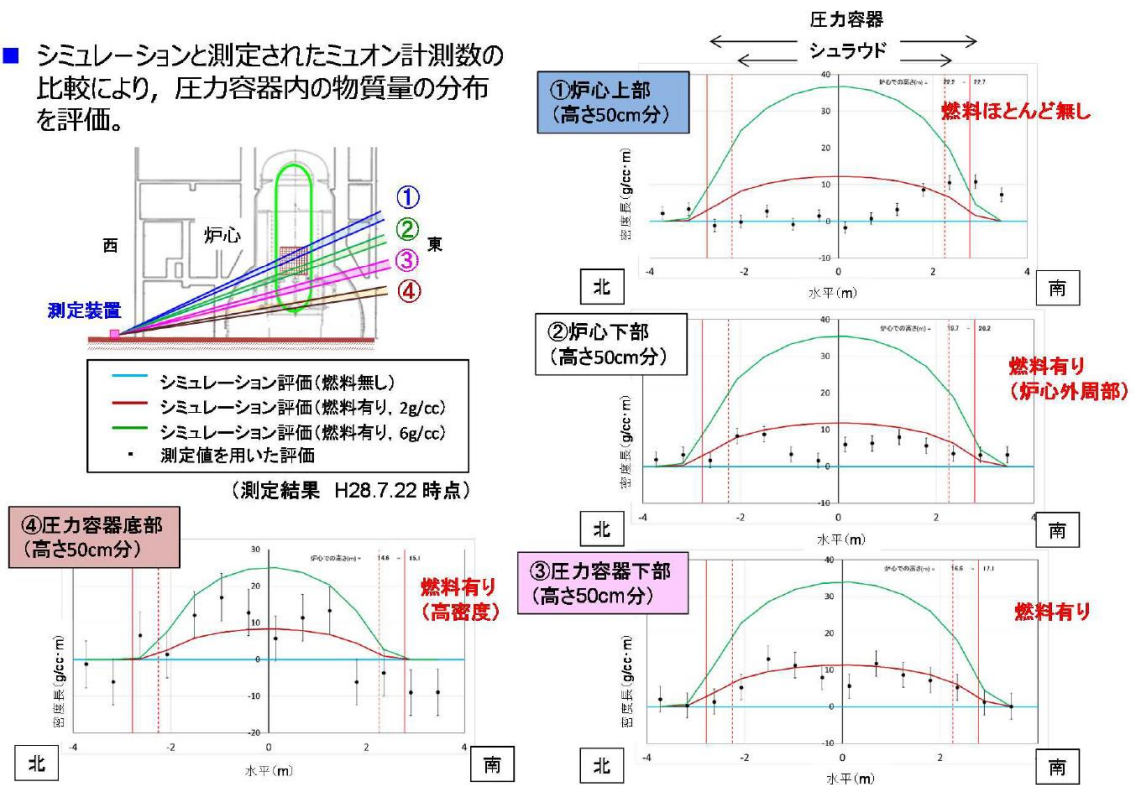


図 4.7.2-5 測定装置設置位置^[2-15]

- シミュレーションと測定されたミュオン計測数の比較により、圧力容器内の物質量の分布を評価。



- ②RPV 底部に破損した CRGT があるものと推定。

従来の知見から、RPV 下部プレナムに林立している CRGT は、高温になり炉心部から下方へ移行してきた燃料の移行経路上にあるため、移行する過程で溶融、あるいは損傷したものと考えられる。したがって、損傷した CRGT が RPV 底部に残っている可能性が考えられる。

- ③CRD ハウジング内部に侵入している燃料デブリの量がより多いものと推定。

「総合的な炉内状況把握の高度化」事業では、燃料デブリが CRD 内部への侵入に関する知見を得るため、KAERI (韓国原子力研究所) での「貫通管溶融試験」の知見をふまえた検討を行った。

KAERI の「貫通管溶融試験」では、IRM/SRM および CRD の実機模擬貫通管を用いて、RPV 内で発生したコリウムによる貫通管の溶融、貫通管からのコリウムの落下挙動を実験によって調べている。この試験体は実機に比べ短尺であるが、IRM/SRM 試験では、粒子状のコリウムが配管下端から放出されており、CRD 試験では、コリウムが試験体下端まで到達していた。

実機の配管長さを考慮すると RPV 外に突出している配管部までコリウムが侵入することになる。また、コリウムが配管を満たしながら落下することを仮定している SAMPSON のモデルによる感度解析では、貫通管破損時のコリウム温度が高い程、配管内部のコリウムの侵入長が増大する傾向がみられた。そして、コリウムが完全に融解するほど温度が高ければ、RPV 外に突出している配管部まで侵入する評価となった。

2号機では、RPV 下部ヘッドが破損し、PCV にデブリが移行していると推定される。RPV の破損口の位置はまだ特定できていないが、破損口付近ではコリウムの温度が完全に融解するほど上昇していたと考えられ、その付近の CRDハウジング内部にも燃料デブリが存在すると推定した。

2号機は事故進展が遅く、代替注水も少なくとも一部は炉内に届いていたと考えられるため、CRDハウジング内部への燃料デブリの侵入は比較的抑制された可能性がある。しかし、2017年1月に実施されたガイドパイプによる PCV 内部調査において、開口部から一番近い位置の LPRM 等が見当たらないことから（図 4.7.2-8、図 4.7.2-9）、周辺部で計装管および溶接部が破損していると推定される。KAERI での「貫通管溶融試験」では溶接部が健全であり、配管の脱落が起こっていないにも関わらず、配管内部にコリウムが侵入したことを考慮し、2号機で LPRM 等が確認できない位置周辺の CRDハウジング内部には、燃料デブリが存在していると推定した。

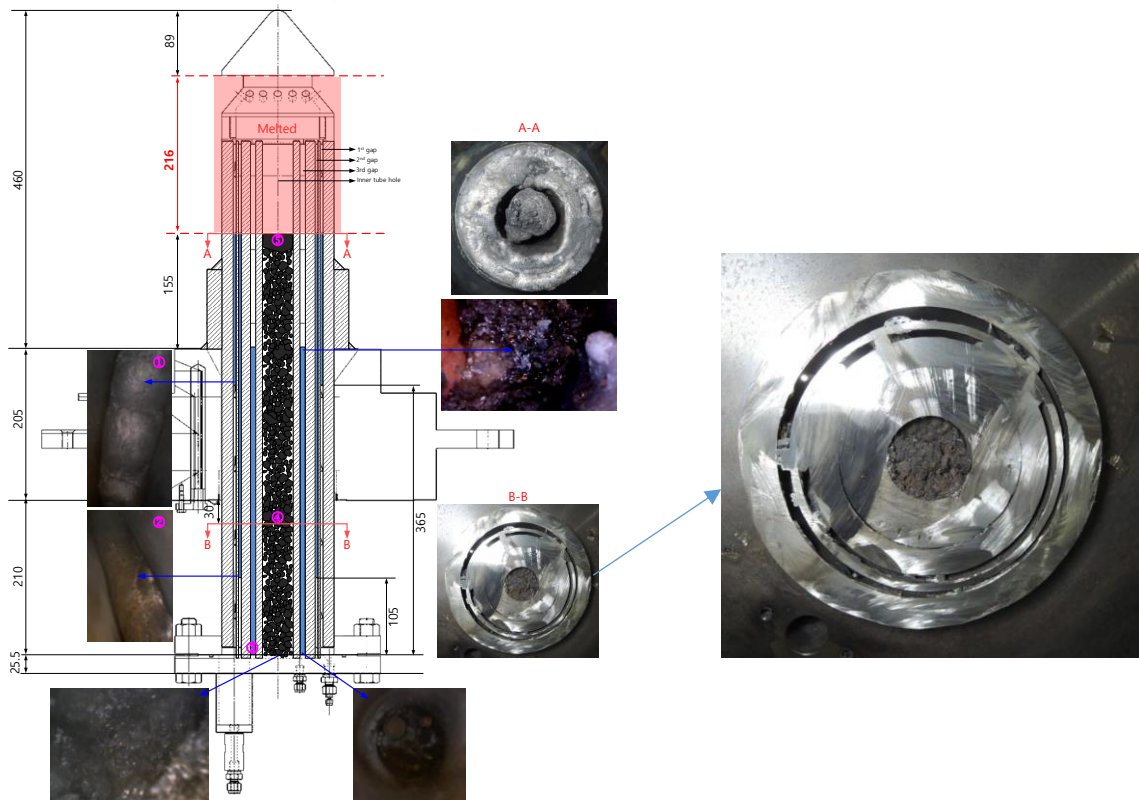


図 4.7.2-7 KAERI 試験「貫通部溶融試験」体の切断検査の結果[2-10]

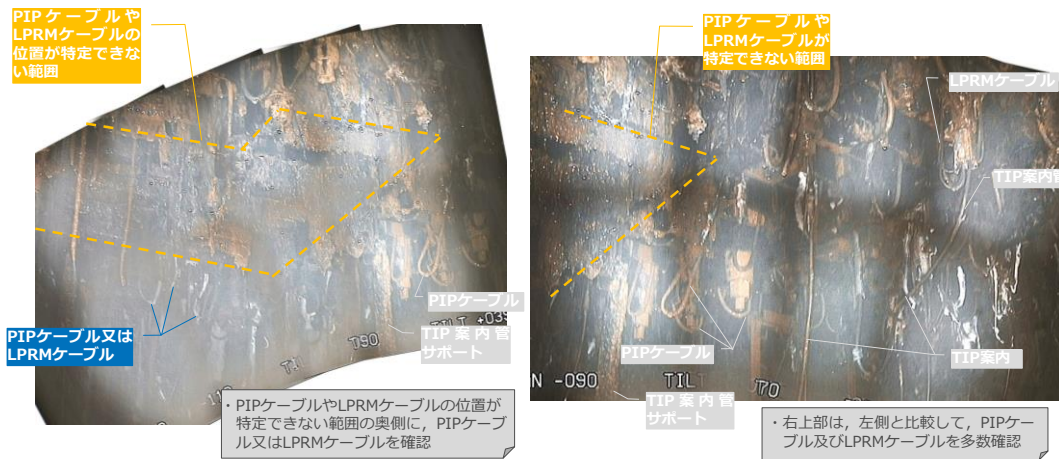


図 4.7.2-8 ペDESTAL内確認結果（上部） [2-16]

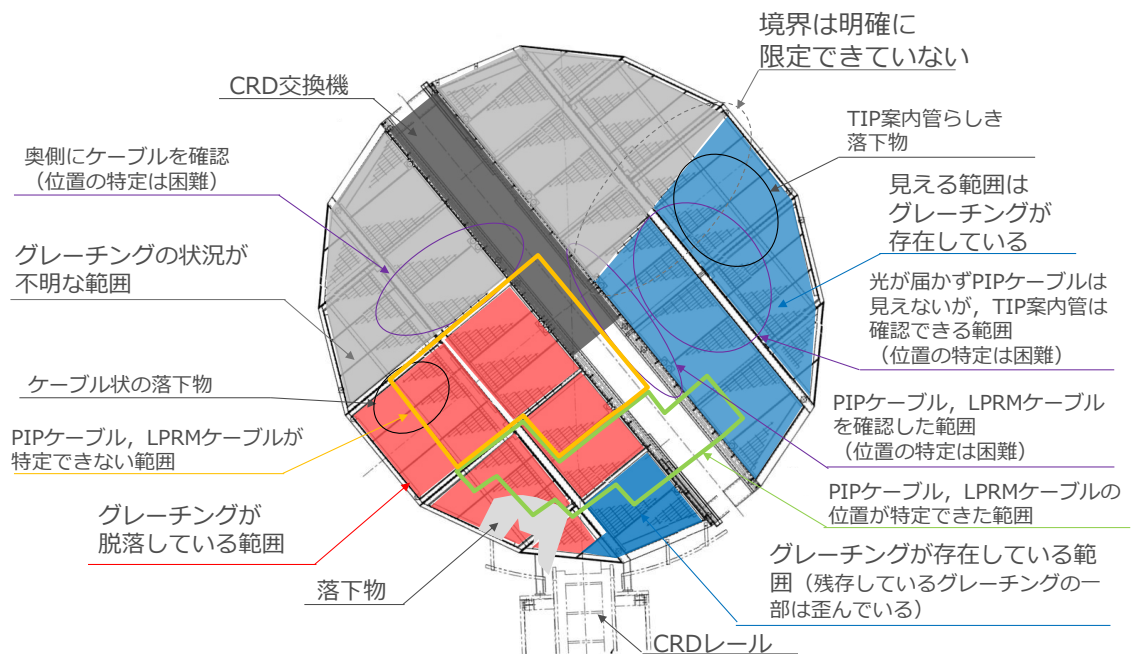


図 4.7.2-9 ペデスタル内確認結果 (集約) [2-16]

以上より、CRDハウジングに侵入している燃料デブリの量が6回目推定時より多いものと推定した。

④CRDの損傷箇所は中心部およびその周辺部と推定。

2017年1月に実施されたガイドパイプによるPCV内部調査において取得された画像(図4.7.2-8、図4.7.2-10、図4.7.2-11)および調査結果の集約(図4.7.2-9)から、ペデスタル内周辺部よりやや内側に(中央ではない位置)堆積物とともに脱落しかかっているグレーチングが確認できる。また、上方に視点に移した際に、ケーブルの被覆が形状を保っていることから、当該位置に比較的温度の低い燃料デブリが落下した可能性が考えられる。これらの情報から、RPVの穴は中心部およびその周辺部に存在する可能性が考えられ、内部調査時の画像から大きくないものと推定した。

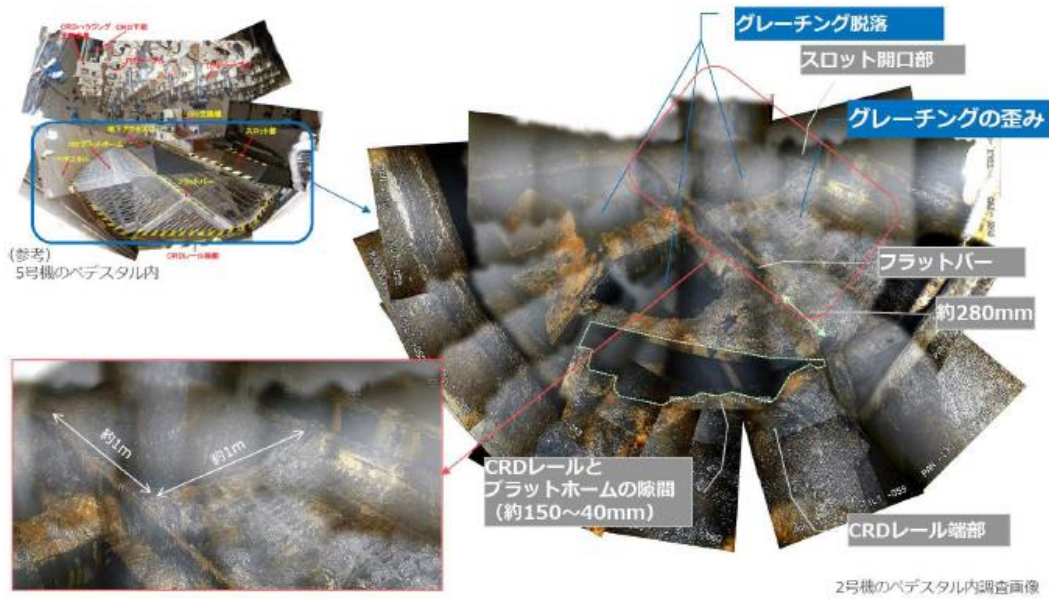


図 4.7.2-10 2号機ペDESTAL内部の画像 (1/2) [2-17]

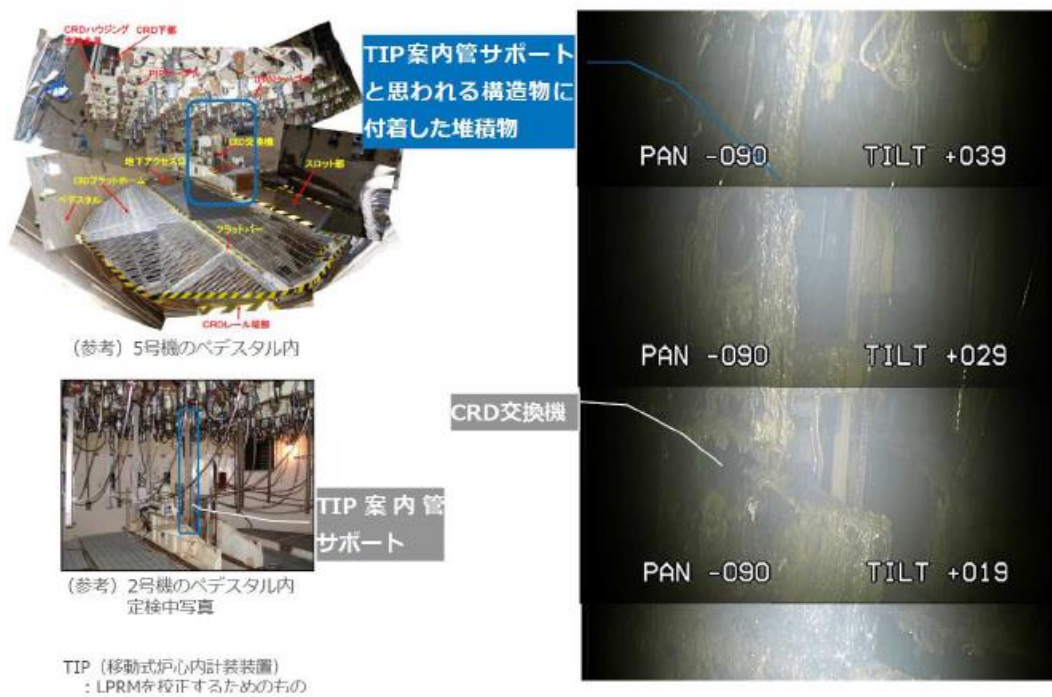


図 4.7.2-11 2号機ペDESTAL内部の画像 (2/2) [2-17]

⑤PCV 底部の燃料デブリの量を減少させ、一部水面から露出していると推定。

2017年1月PCV内部調査時の画像において、蒸気の立ち上り方は場所による偏りが認められた。4.1.2節では、PCV内の燃料は概ね水没状態にあ

ると推定していたが、ペデスタル内において燃料デブリが冠水していれば、蒸気はペデスタル内で一様に立ち上るものと考えられるため、燃料デブリは冠水しているのではなく、一部は水面から出ている可能性が考えられる。

また、図 4.7.2-12、図 4.7.2-13 に示すように、2016 年 3 月～7 月に実施されたミュオン測定の結果、RPV 底部に燃料デブリと思われる高密度物質の影が確認されている。

したがって、下部プレナムに落下した燃料デブリが RPV 底部に残存していると考えられ、PCV 底部のデブリは従来の想定よりも少ないと推定した。

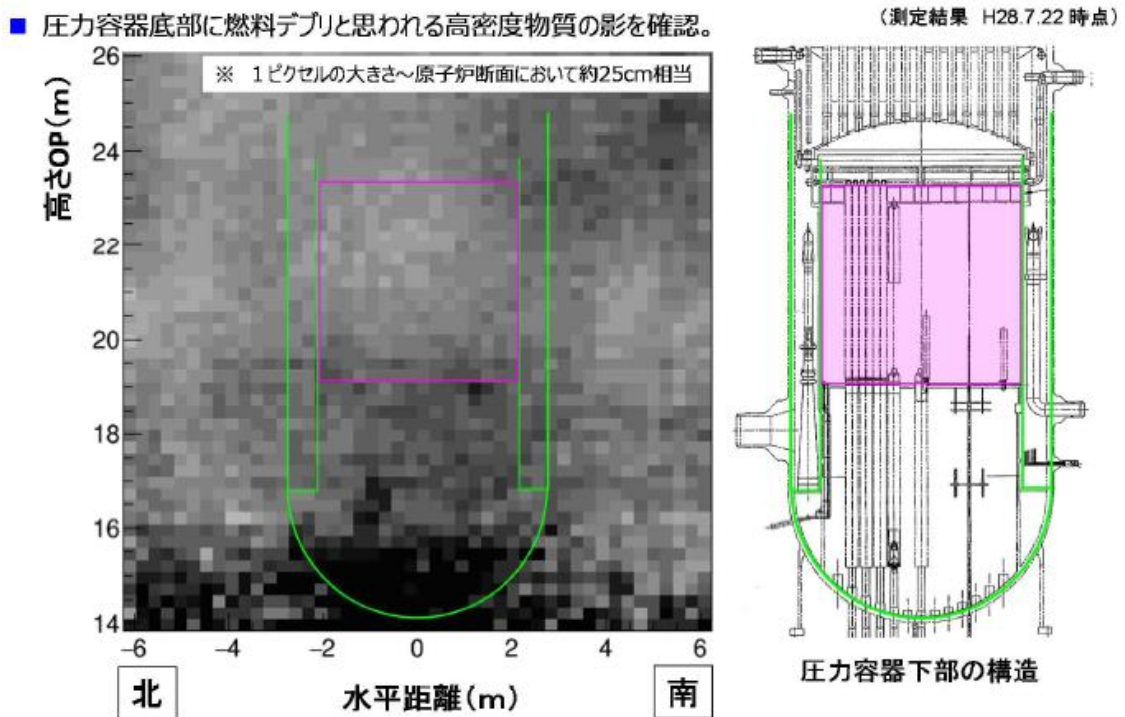


図 4.7.2-12 2号機ミュオン測定結果^[2-15]

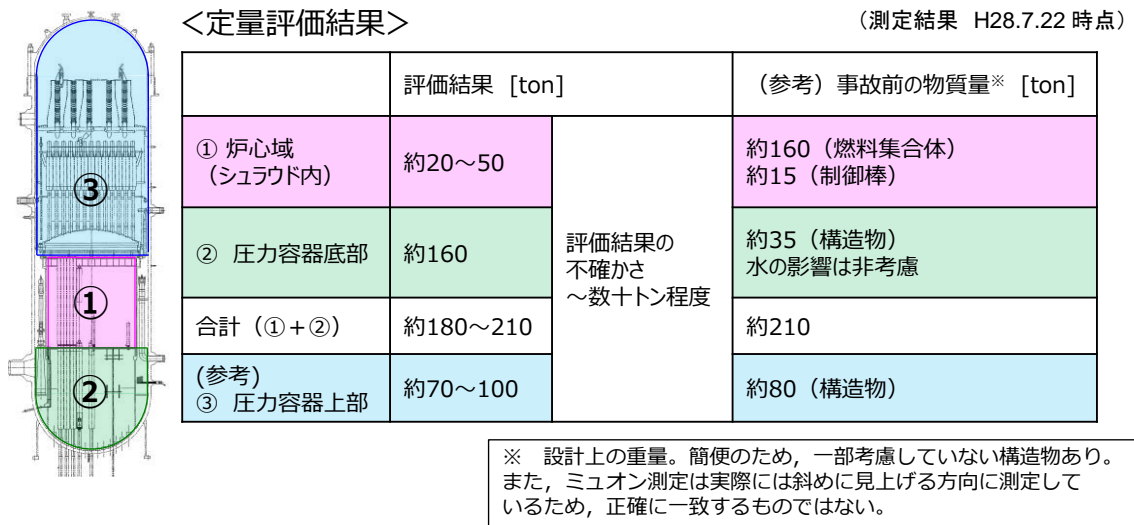


図 4.7.2-13 RPV 内における物質の量の定量評価結果^[2-15]

⑥PCV 床面における燃料デブリの広がり表現するため、RPV ペDESTALの開口部を描写。

PCV 底部には、RPV を支えるペDESTALが筒状に立っており、作業員がアクセスするための開口部が設けられている。PCV に落下した燃料デブリが、作業員アクセス口から D/W 床に広がっている可能性も考えられるため、推定図において開口部を描写し、PCV に落下した燃料デブリの横方向への広がりを推定することとした。

○推定を裏付ける情報
無し。

4.7.3 3号機

2017年3月時点の推定図を図4.7.3-1に、拡大したものを図4.7.3-2に示す。

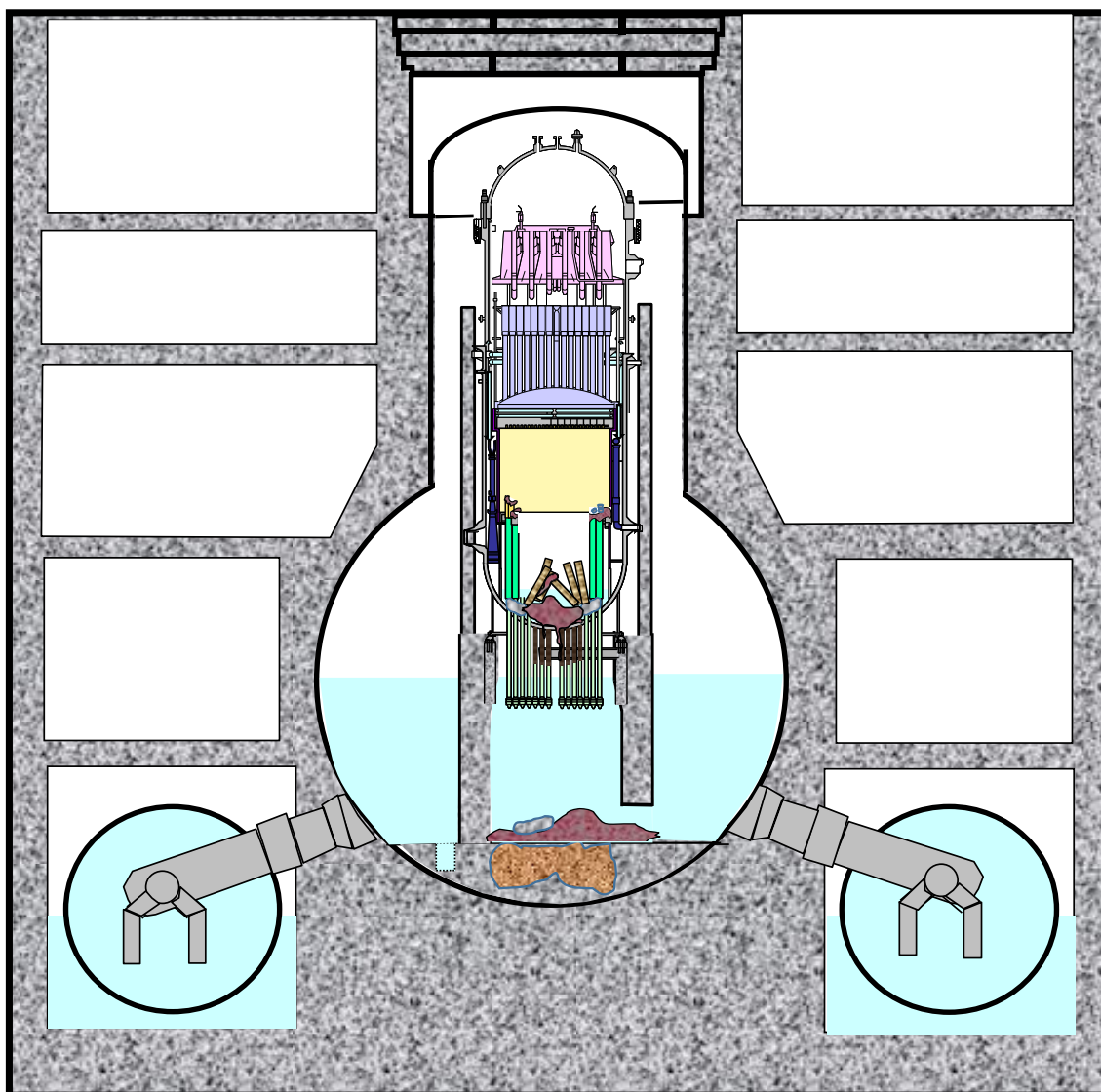


図 4.7.3-1 3号機 2017年3月時点の推定図^[3-10]

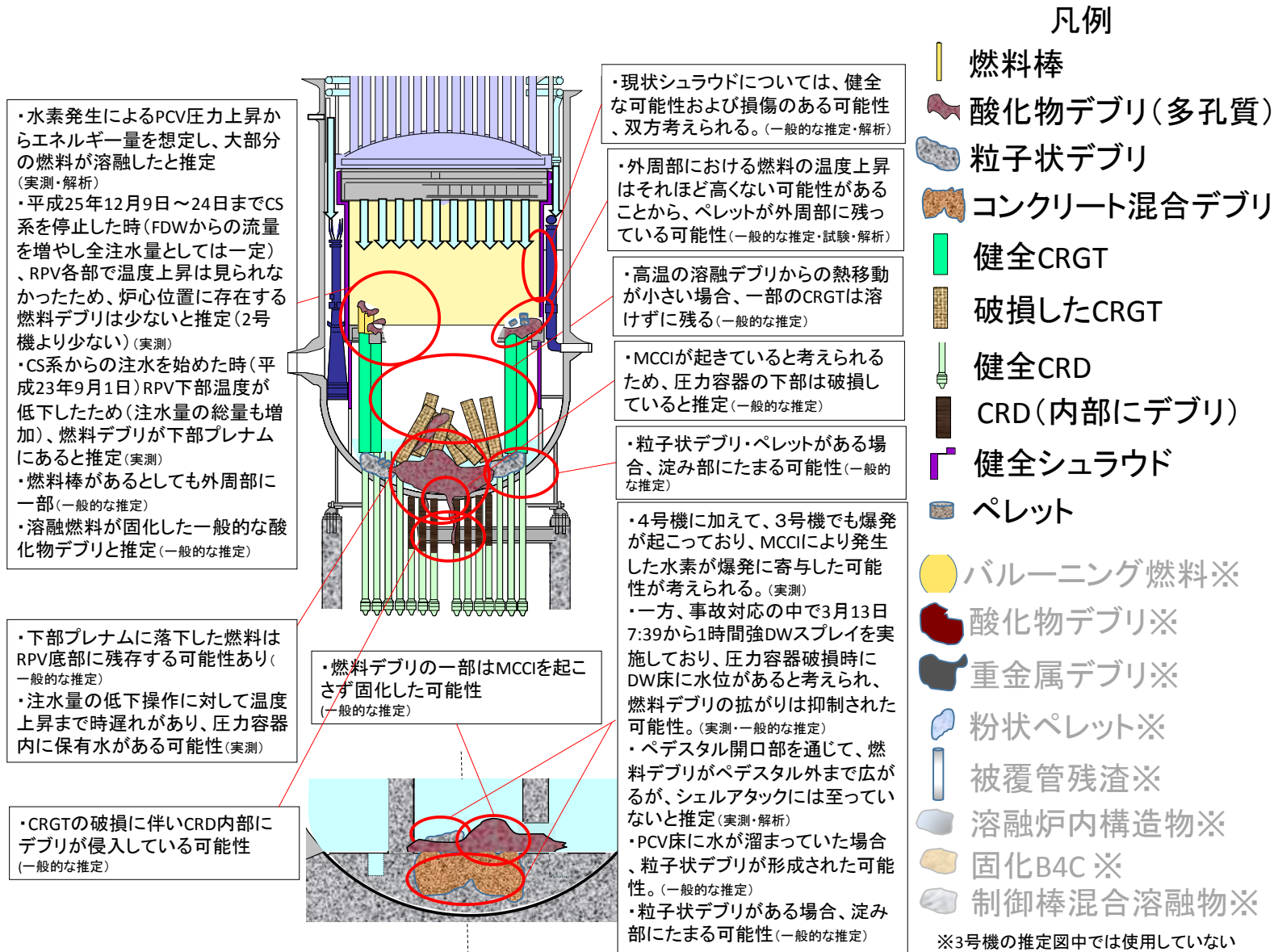


図 4.7.3-2 3号機 2017年3月時点の推定図(拡大) [3-10]

図 4.7.3-1、図 4.7.3-2 の推定図について、推定の特徴、6 回目の推定から更新した内容、6 回目の推定から更新した理由は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は RPV 下部プレナムに落下し、その多くがさらに PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、炉心部に残る燃料デブリは少なく、RPV 底部に一部存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは多いものの、床一面に広がっている状況にはないものと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

○6 回目の推定から更新した内容

- ①炉心の外周部や、RPV 底部の淀み部に燃料ペレットが残存している可能性があるものと推定。
- ②RPV 底部の外周部に残る CRGT の数を減少。
- ③PCV 床面における燃料デブリの広がり表現するため、RPV ペDESTALの開口部を描写。
- ④ペDESTAL開口部を通じて、燃料デブリがペDESTAL外まで広がるが、シェルアタックには至っていないと推定。

○6 回目の推定から更新した理由

- ①炉心の外周部や、RPV 底部の淀み部に燃料ペレットが残存している可能性があるものと推定。

廃炉・汚染水対策事業費補助金「総合的な炉内状況把握の高度化」事業では、燃料が溶融し下部に移行する挙動に関する知見を得るため、制御棒ブレードの両側にチャンネルボックスと模擬燃料 (ZrO_2) を配した試験体をプラズマトーチによって加熱する試験を実施した (図 4.7.3-3)。試験では試験体系の外部に熱が逃げやすい影響もあり、図 4.7.3-3 に示すように、加熱後も燃料棒がある程度形状を維持する結果が得られた。3号機において、2号機のようなシュラウドの形状維持に関する情報 (4.6.2 参照) は無いが、炉心外周部のように輻射伝熱が大きい領域においては、高温が維持されないことから十分に燃料が溶けきらず、燃料がペレットの形状を保った形で落下もしくは残っている可能性が考えられる。



図 4.7.3-3 模擬燃料集合体破損試験^[3-3]

②RPV 底部の外周部に残る CRGT の数を減少。

1～3号機について、燃料が溶融しシビアアクシデントに至った点は共通であるものの、観測データや現場調査等により、RPV内・PCV内の状態が異なっていることが分かっている。状態の相違は、事故進展の違いによるものと考えられる。事故進展の違いは、およそ、発災以降の燃料の冷却状態の違いに表れている。各号機、既設の冷却設備で燃料を冷却することができなくなったタイミングは以下のとおりである（図 4.7.3-4）。なお、各号機とも原子炉を減圧して以降、消防車による低圧注水に移行しているが、原子炉以外への経路へバイパスした影響もあり、原子炉へ実際に届いた量は消防車の吐出流量よりも少ないものと考えられる。

- ・ 1号機：11日15時36分頃に襲来した津波の影響により、ICによる冷却が停止
- ・ 2号機：14日9時頃に、RCICの注水機能が喪失
- ・ 3号機：12日20時36分頃に原子炉水位の計測が途絶えて以降、13日2時42分にHPCIを手動停止する前のいずれかのタイミングで、HPCIの注水機能が喪失

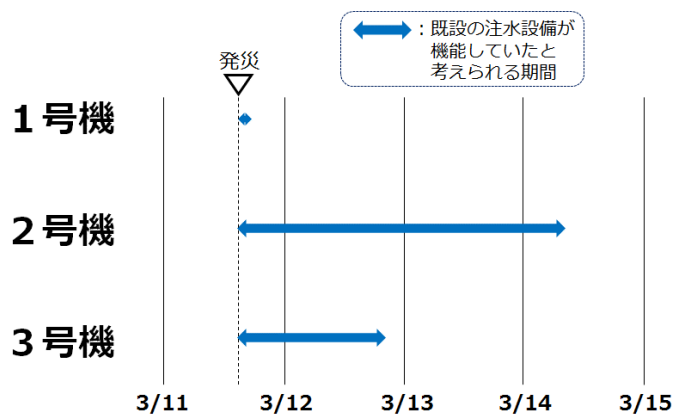


図 4.7.3-4 既設の冷却設備による燃料の冷却期間^[3-3]

上述のとおり、事故初期の冷却期間は1号機が一番短く、次いで3号機、2号機という順番であり、したがって、1号機が一番損傷の程度が大きく、次いで3号機、2号機という順番と考えられる。

以上のことから、3号機のRPV内に残る構造物は2号機よりも少ないと考えられ、RPV底部の外周部に残るCRGTの数は2号機よりも少ないものとした(図4.7.3-5)。

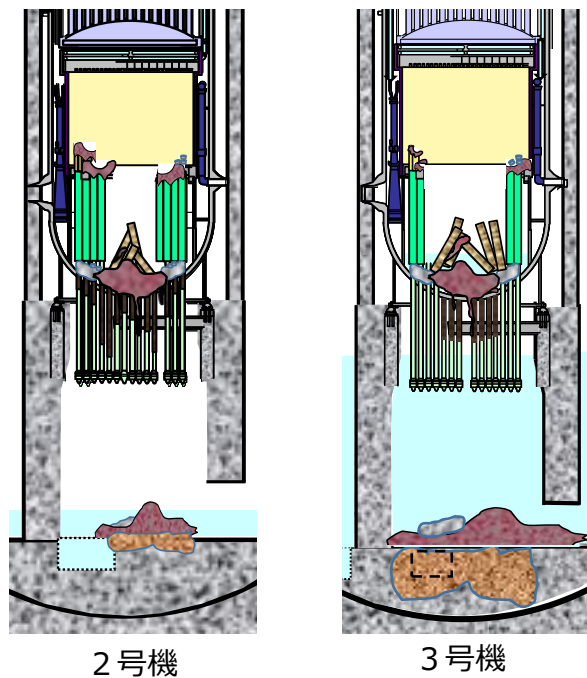


図 4.7.3-5 RPV内に残る構造物の状態の比較(2号機と3号機)

- ③PCV 床面における燃料デブリの広がりを表現するため、RPV ペデスタルの開口部を描写。

PCV 底部には、RPV を支えるペデスタルが筒状に立っており、作業員がアクセスするための開口部が設けられている。PCV に落下した燃料デブリが、作業員アクセス口から D/W 床に広がっている可能性も考えられるため、推定図において開口部を描写し、PCV に落下した燃料デブリの横方向への広がりを推定することとした。

- ④ペデスタル開口部を通じて、燃料デブリがペデスタル外まで広がるが、シェルアタックには至っていないと推定。

4.6.3 節に記載したとおり、D/W スプレイによる蓄水の影響で、3号機における PCV 内での燃料デブリの広がりは抑制されたものと考えられる。一方で、同じく 4.6.3 節に記載したとおり、蓄水による燃料デブリの冷却は十分ではなく、ある程度コンクリートとの反応は進行したのと考えられ、一部の燃料は溶融状態にあり、作業員アクセス口を通じてペデスタル外まで広がった可能性が考えられる。ただし、3号機では PCV 水位が高く、4.3.3 節に記載したとおり MSIV 室から漏水が確認されている状況であることから、PCV 下部に大規模な液相の漏えい箇所はないものと考えられる。すなわち、燃料デブリによるシェルアタックは起こっていないものと考えられる。

- 推定を裏付ける情報
無し。

4.8 8回目の推定（2017年12月25日）

4.8.1 1号機

2017年12月25日時点の推定図を図4.8.1-1に、拡大したものを図4.8.1-2に示す。

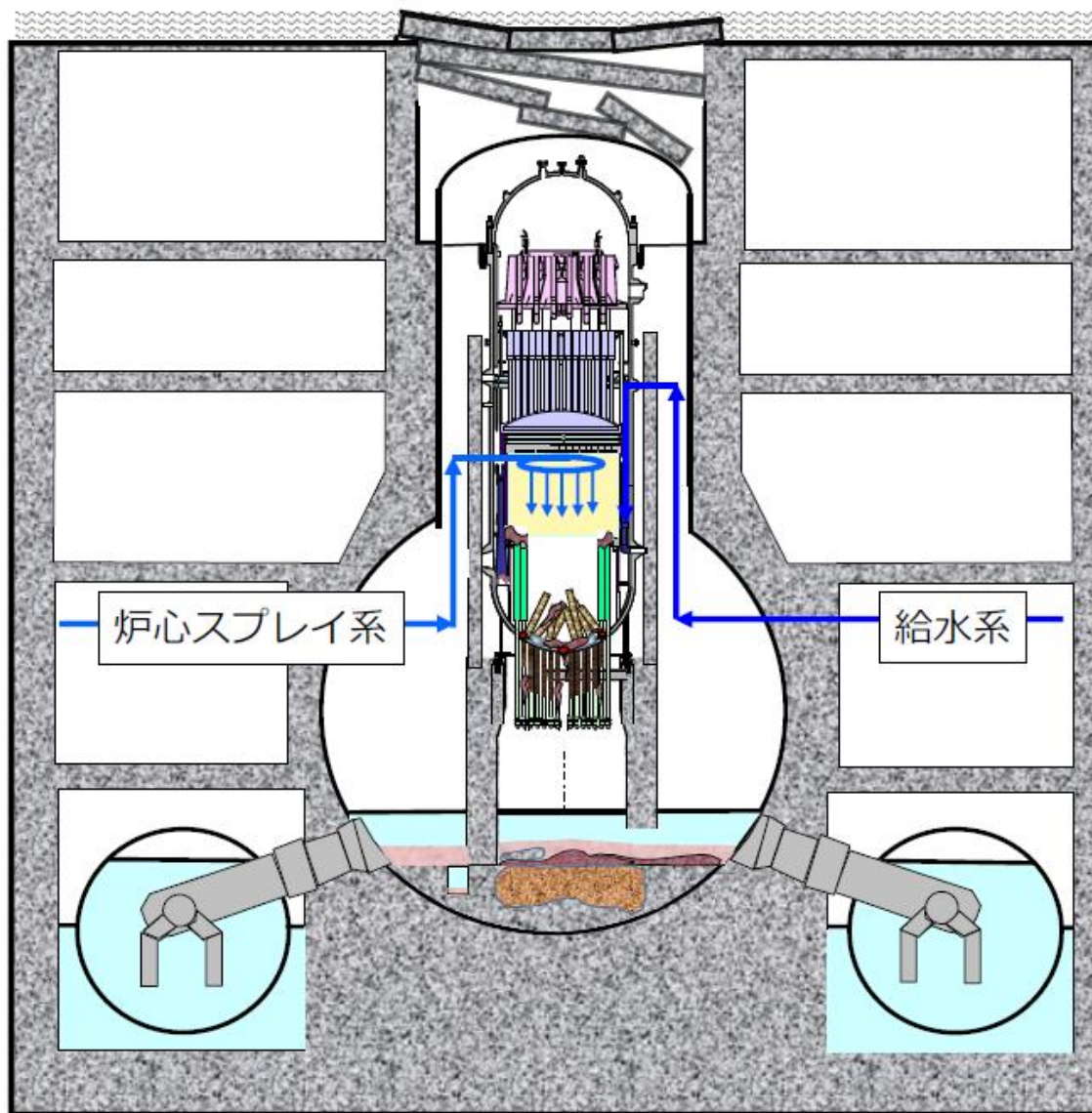


図 4.8.1-1 1号機 2017年12月25日時点の推定図^[1-17]

図 4.8.1-1、図 4.8.1-2 の推定図について、推定の特徴、7 回目の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は、ほぼ全量が RPV 下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRD ハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

PCV 底部には材質不明の沈殿物が堆積していると推定。

○7 回目の推定から更新した内容

①中段、下段のウェルプラグの落下を明示。

○7 回目の推定から更新した理由

①中段、下段のウェルプラグの落下を明示。

2016 年 11 月よりオペレーティングフロア北側の調査において原子炉ウェルプラグの調査を実施した。ウェルプラグは上段、中段、下段の 3 層構造であり、各層は 3 枚のコンクリート製の板で構成されている。

オペレーティングフロア上でのウェルプラグ損傷状況の確認結果を図 4.8.1-3 に示す。調査で取得した画像を分析した結果、各ウェルプラグは、図 4.8.1-4 のように移動していると推定した。図 4.8.1-5 のとおり、ウェルプラグ上段北が西よりに 720[mm]移動していることが確認された。また上段中央のウェルプラグが最大 155[mm]、上段北側のウェルプラグが最大 84[mm] 下側へたわんでいることが確認された。

推定図において、確認したウェルプラグの状態を表現した。

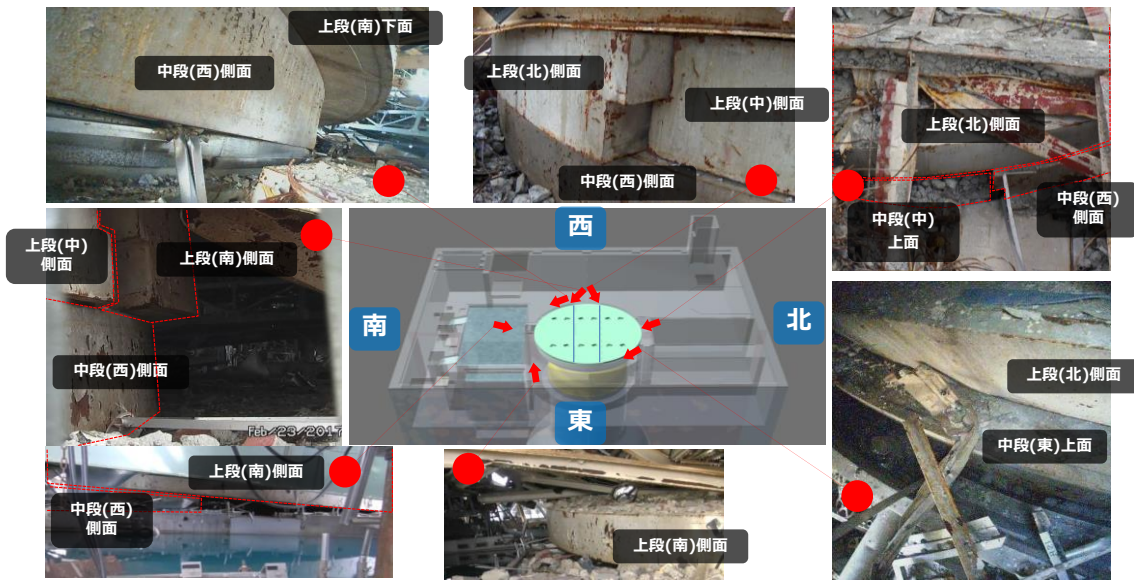


図 4.8.1-3 オペレーティングフロア上でのウェルプラグ状況確認結果^[1-19]



図 4.8.1-4 調査結果を元に作成したイメージ図^[1-20]

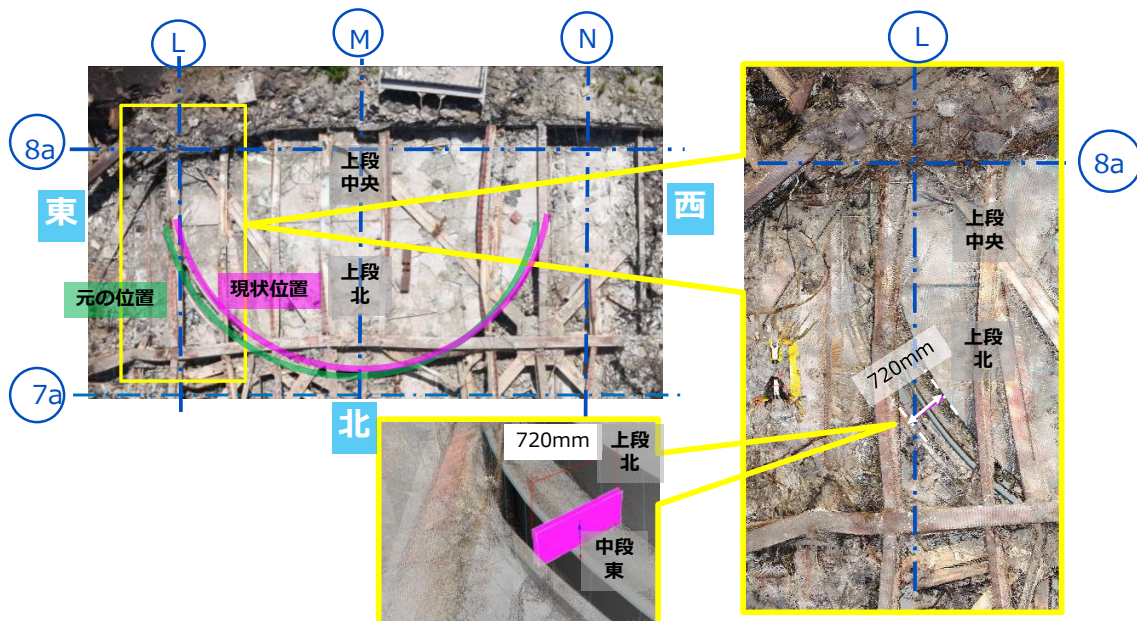


図 4.8.1-5 ウェルプラグのずれの確認状況^[1-20]

○推定を裏付ける情報
無し。

4.8.2 2号機

2017年12月25日時点の推定図を図4.8.2-1に、拡大したものを図4.8.2-2に示す。

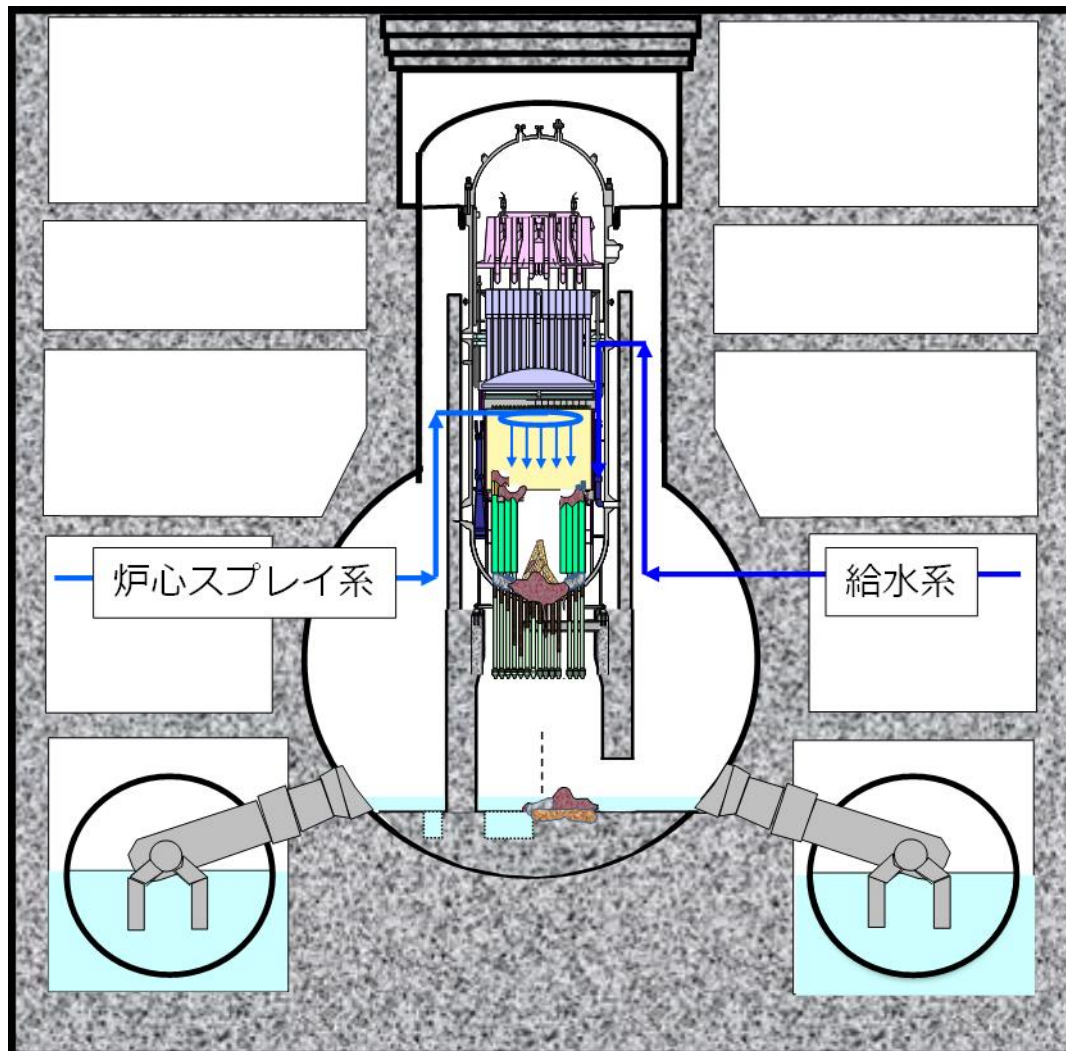


図 4.8.2-1 2号機 2017年12月25日時点の推定図^[2-18]

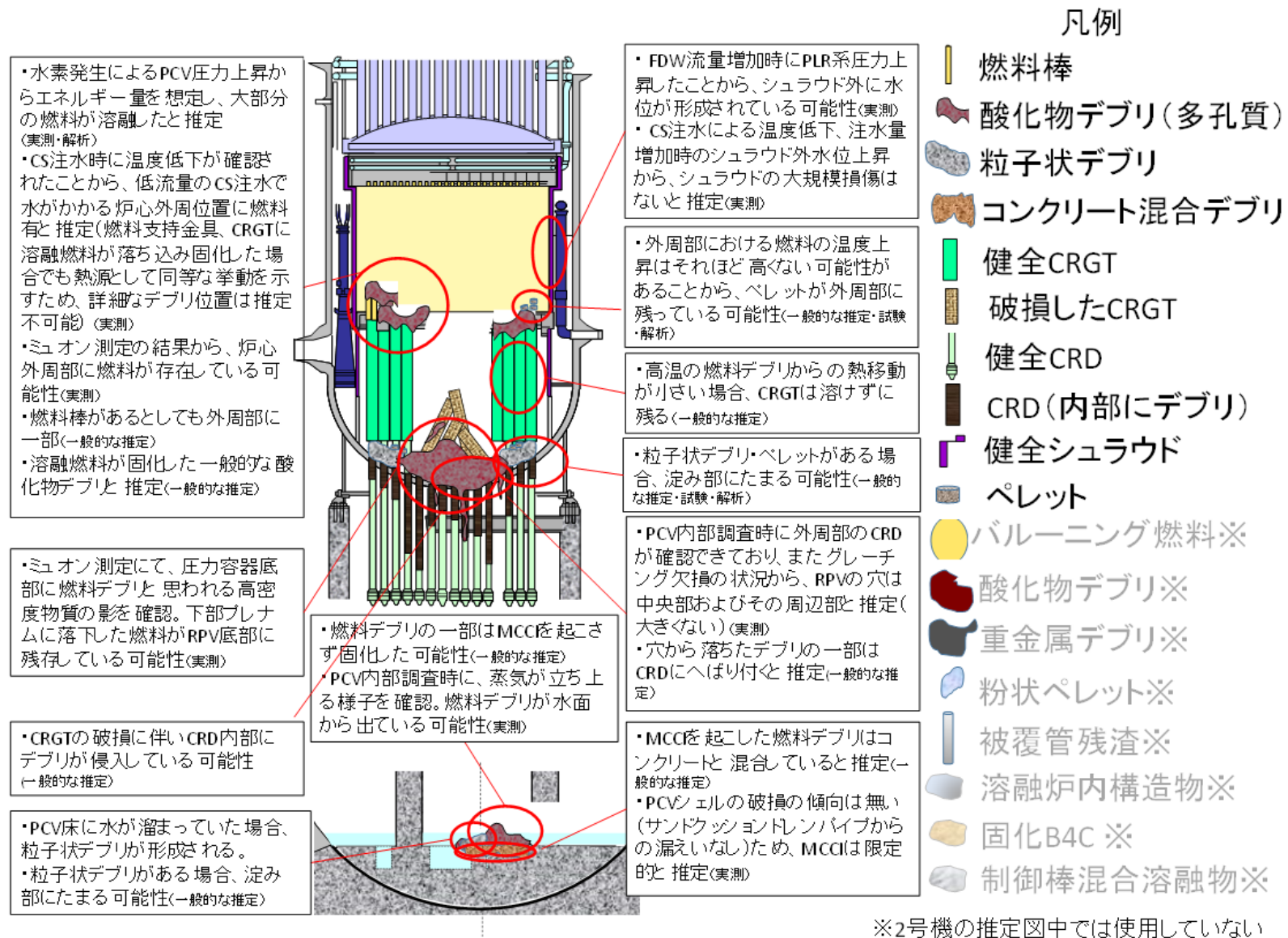


図 4.8.2-2 2号機 2017年12月25日時点の推定図(拡大) [2-19]

図 4.8.2-1、図 4.8.2-2 の推定図について、推定の特徴、7 回目の推定から更新した内容、7 回目の推定から更新した理由は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、熔融した燃料のうち、一部は RPV 下部プレナムに落下し、さらに一部は PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、燃料の一部は炉心部に残存しており、RPV 底部に多くが存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは少なく、MCCI は限定的であると推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、熔融した燃料が落下する過程で破損し、RPV の下にある CRD ハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

D/W の水位について、D/W 床面から約 300[mm]であることが確認された。

○7 回目の推定から更新した内容

①PCV 水位を低下。

○7 回目の推定から更新した理由

①PCV 水位を低下。

2012 年 3 月に実施した PCV 内部調査におけるビデオスコープでの水位確認では、D/W 床上約 600[mm]であった。これは、大まかな水面の位置の把握が主目的であったことから、2014 年 6 月に実施した PCV 内部の監視計器設置作業にて、滞留水の水位を再度確認した。計器先端の着水・着底をカメラで確認、ケーブル挿入量の差から水位を測定した結果、D/W 床上約 300[mm]であることが確認された（図 4.8.2-3、図 4.8.2-4）。

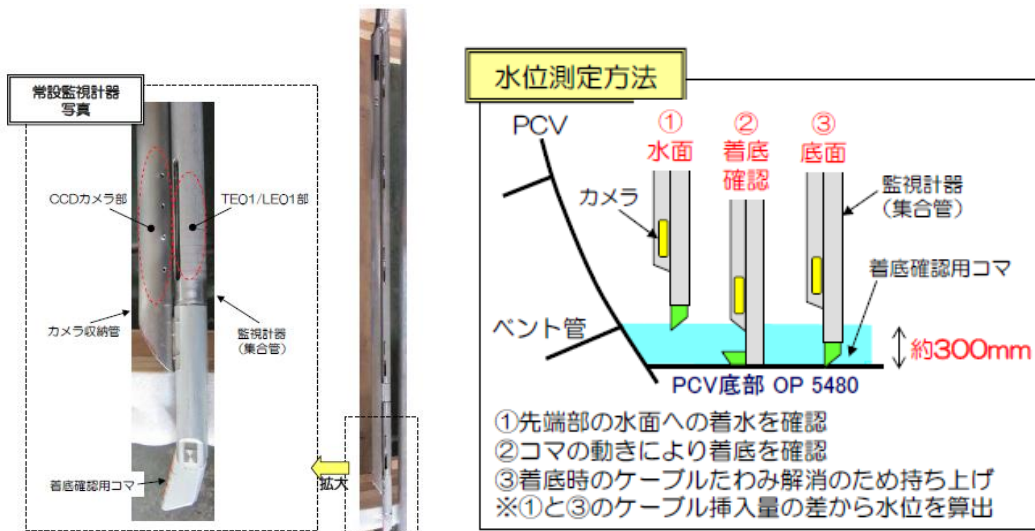


図 4.8.2-3 2号機 PCV 内監視計器再設置作業での PCV 水位測定結果^[2-20]

実施日	H26年6月6日 (今回)	H24年3月26日 (前回)
概要		
方法	<ul style="list-style-type: none"> 監視計器（カメラ付き）を垂直に挿入。 計器先端の着水位置及び着底位置をカメラにて確認し、挿入量の差から水位を算出。 ⇒水面-底部の約300mmの範囲を測定 挿入量はPCV貫通部外側でメジャーにて測定。 	<ul style="list-style-type: none"> 内視鏡をPCV壁に沿わせて挿入。 内視鏡のグレーチング通過位置及び先端着水位置を内視鏡にて確認し、挿入量の差から水位を算出。 ⇒グレーチング-水面の約3700mmの範囲を測定 挿入量は500mmピッチのケーブルマーキングを目安に推定。
ケーブルたわみ	<ul style="list-style-type: none"> 底面着座後にたわみ解消のため再度引上げを実施 	<ul style="list-style-type: none"> ケーブルたわみへの考慮なし
備考		<ul style="list-style-type: none"> 着水時よりグレーチング通過時のケーブルたわみが大きい場合、水位が大きめに算出される可能性あり 水面算出時にはPCV壁の局率を補正

図 4.8.2-4 2012年3月と2014年6月のPCV水位測定の比較^[2-20]

○推定を裏付ける情報
無し。

4.8.3 3号機

2017年12月15日時点の推定図を図4.8.3-1に、拡大したものを図4.8.3-2に示す。

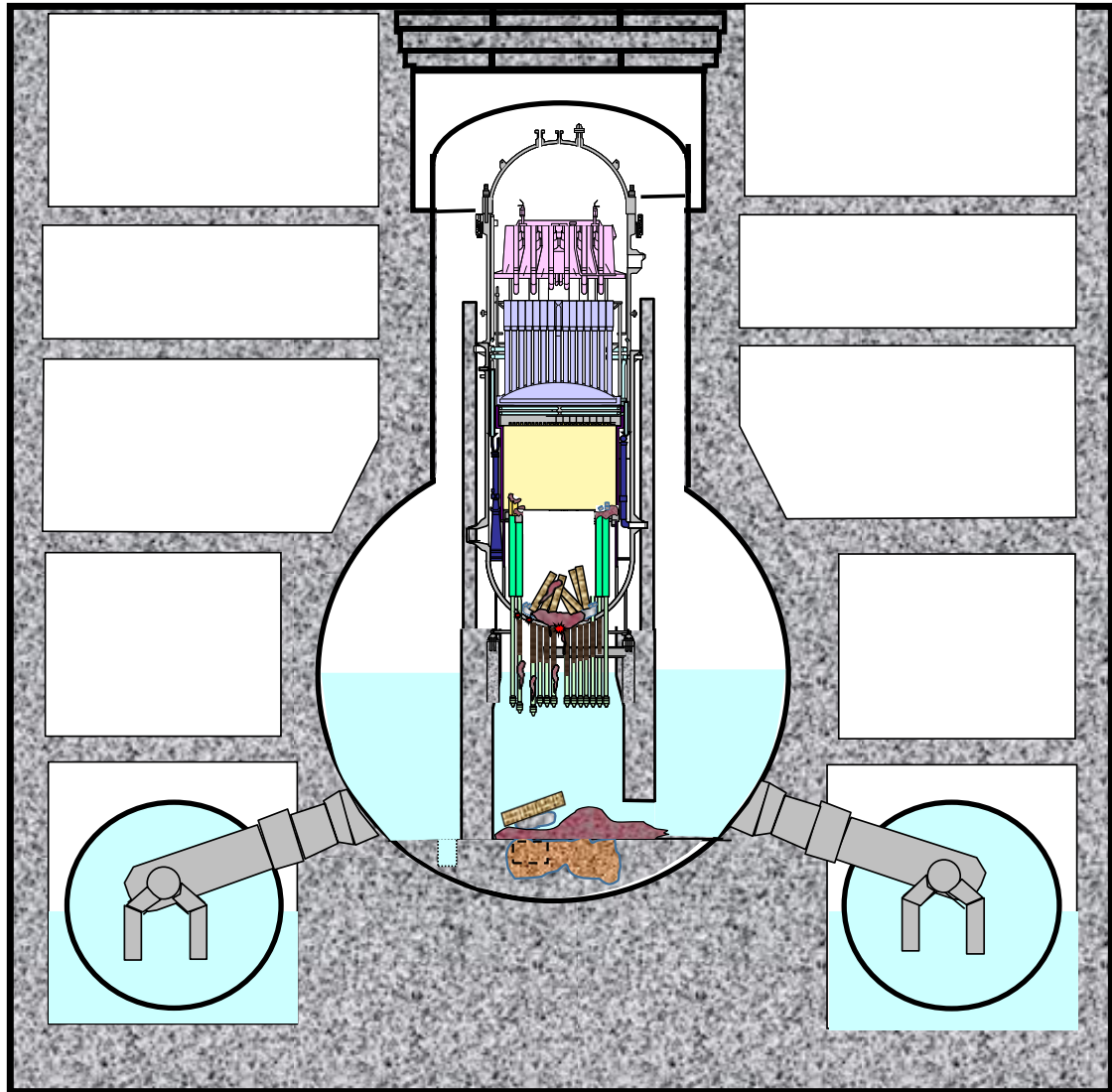


図 4.8.3-1 3号機 2017年12月25日時点の推定図^[3-13]

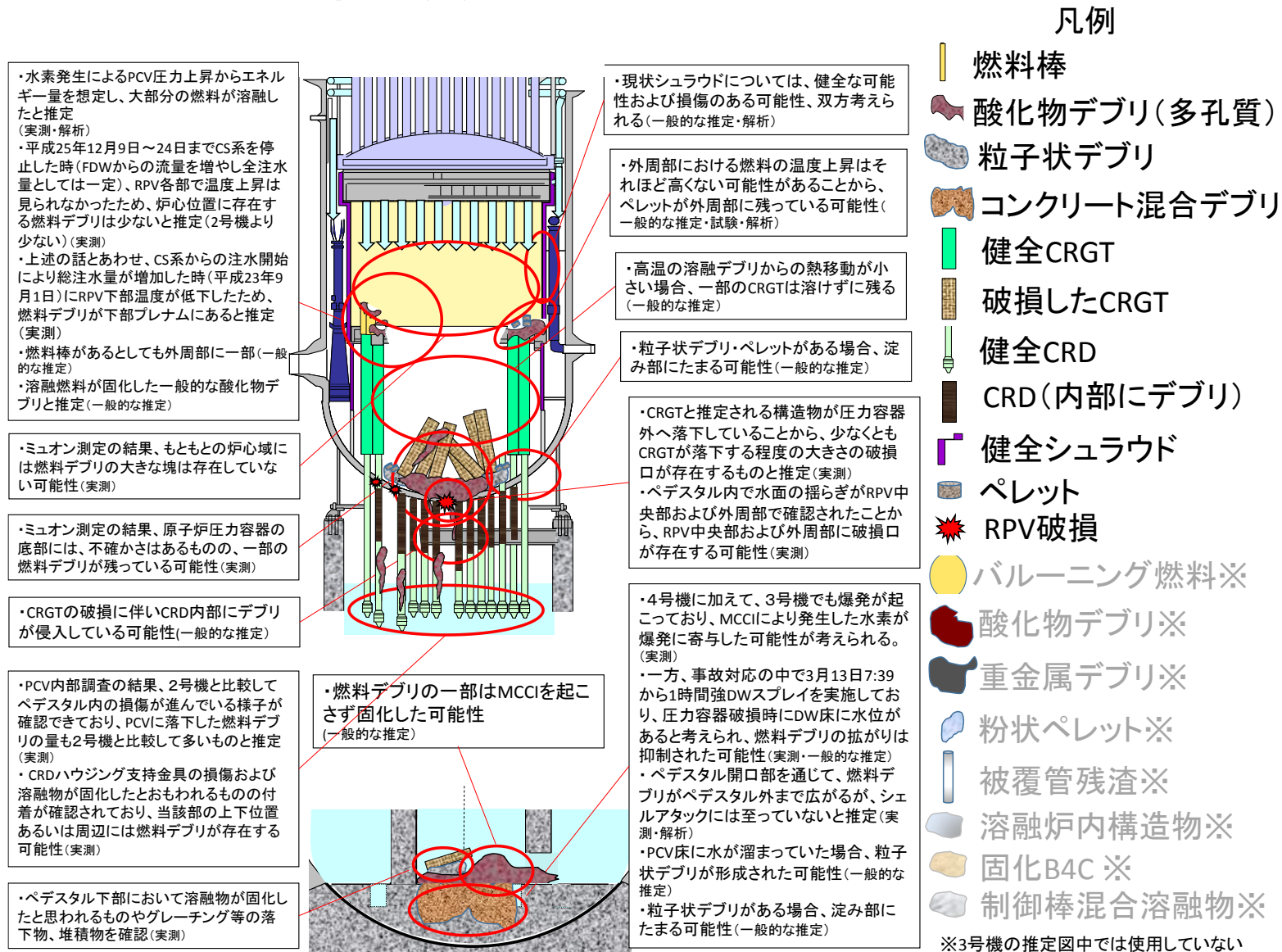


図 4.8.3-2 3号機 2017年12月25日時点の推定図(拡大) [3-14]

図 4.8.3-1、図 4.8.3-2 の推定図について、推定の特徴、7 回目の推定から更新した内容、7 回目の推定から更新した理由、推定を裏付ける情報は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は RPV 下部プレナムに落下し、その多くがさらに PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、炉心部に残る燃料デブリは少なく、RPV 底部に一部存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは多いものの、床一面に広がっている状況にはないものと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。また、PCV に、損傷した CRGT と考えられる構造物が落下してきていることを確認。

○7 回目の推定から更新した内容

- ①推定図に RPV の破損口を明示。
- ②RPV 内にあった保有水を削除。
- ③CRDハウジングの損傷程度を更新し、CRDハウジングに燃料デブリが附着している様子を描写。
- ④PCV 底部に、破損した CRGT を描写。

○7 回目の推定から更新した理由

- ①推定図に RPV の破損口を明示。

従来、事故の過程で RPV 底部に穴があき、PCV 底部に燃料デブリが落下したものと推定していたが、2017 年 7 月に実施した PCV 内部調査により得られた情報から、穴の位置や大きさの推定に繋がる情報が得られたため、RPV 底部に破損口を描写した。

PCV 内部調査により得られた具体的な知見について、以下に示す。

3 号機では、PCV の水位が高いため、水中遊泳型ロボットを用いて、PCV 内の調査を実施した。水中から RPV 底部に向かって見上げると、本来であれば、図 4.8.3-3 の右下の写真に示すように CRDハウジングおよびその支持金具が均一に並んでいる状況にあるが、調査時の状況として左側の写真 2 枚に示すように、CRD フランジには溶融物の凝固したものが附着し、また本来は同一であるはずのフランジ面の高さレベルや間隔が異な

っている状況が確認できた。この時 CRDハウジングの隙間から見えた水面には揺らぎが確認できており、これは RPV 内に注水している水が水面に滴下している様子をとらえた可能性がある。つまり、水面が滴下している上部に RPV の破損口が存在する可能性が考えられる。この水面が揺らいでいる箇所について、水中ロボットがペDESTAL内全域の水面を調査したものではないものの、図 4.8.3-4 に示すように、中央付近以外にもペDESTAL内の端の方でも確認されている。このことから、RPV 底部には、複数の破損口が存在する可能性が考えられる。

また、図 4.8.3-5 に示すように、中央付近で RPV 底部を見上げた画像において、円筒状の構造物が確認されており、その内部には棒状の構造物が存在している。棒状構造物には一定間隔に見えるノッチ加工が確認できる。事故時は CR 全挿入であり、CRGT 内に CRD インデックスチューブが格納されている状況にあった。これらのことから、円筒状の構造物は CRGT、棒状の構造物は CRD インデックスチューブと考えられる。また、大きさについて、CRD インデックスチューブのノッチ間隔は約 15[cm]であることを基準に、円筒状構造物の外径を画像から推定した結果、CRGT 外径の設計値約 28[cm]に対して推定値は約 28[cm]と概ね一致した。図 4.8.3-6 に円筒状の構造物と、CRGT の構造を比較した様子を示す。

CRGT は本来であれば RPV 底部に存在するものであり、PCV に落下してきているということは、直径約 28[cm]ある CRGT が落下できるほどの大きさの穴が事故進展の過程で RPV 底部に開いたものと考えられる。

以上の情報等に基づき、推定図の RPV 底部に破損口を明示した。



図 4.8.3-3 RPV 底部の様子^[3-15]

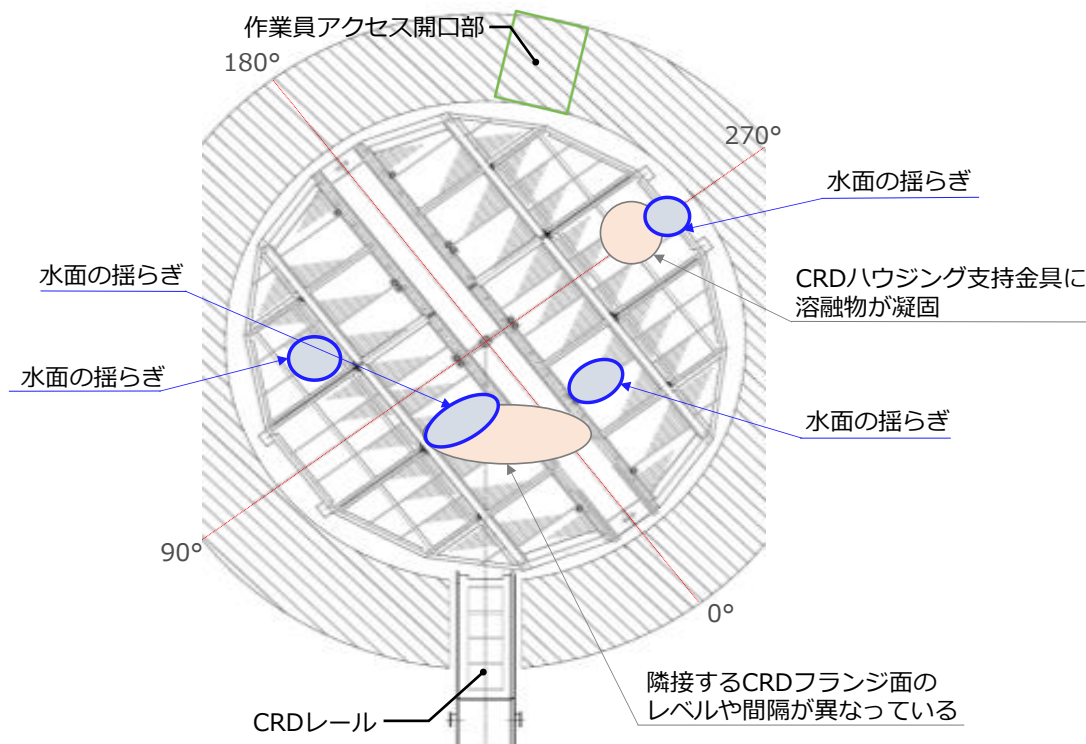


図 4.8.3-4 水面の揺らぎが確認された箇所^[3-15]

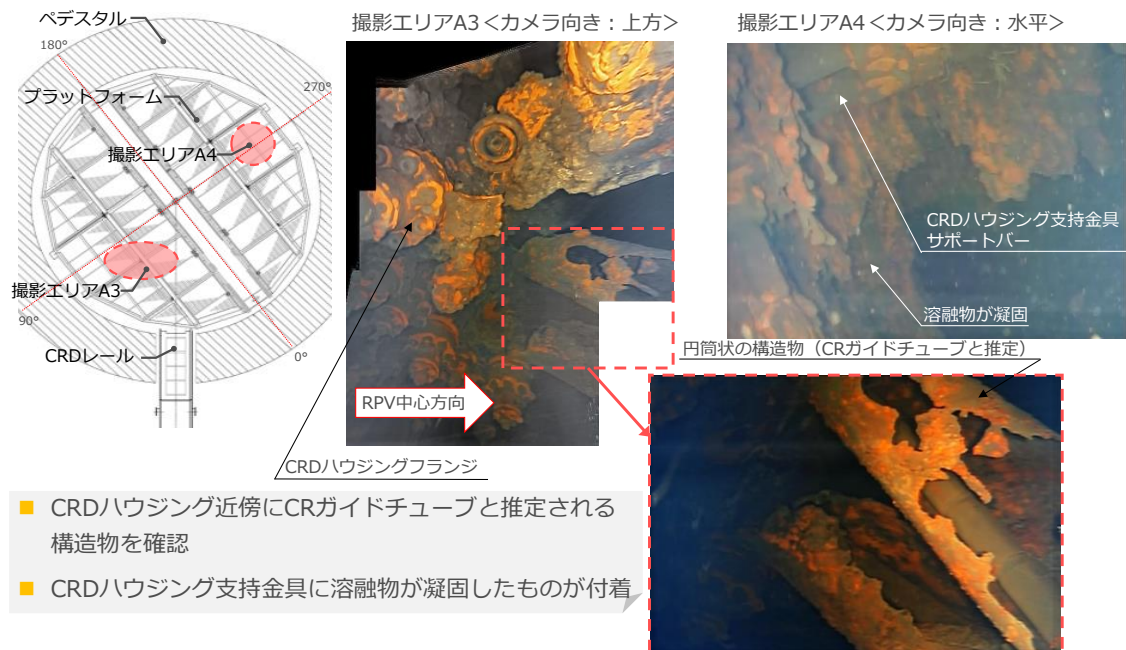


図 4.8.3-5 中心近傍で確認された CRGT と考えられる構造物^[3-15]

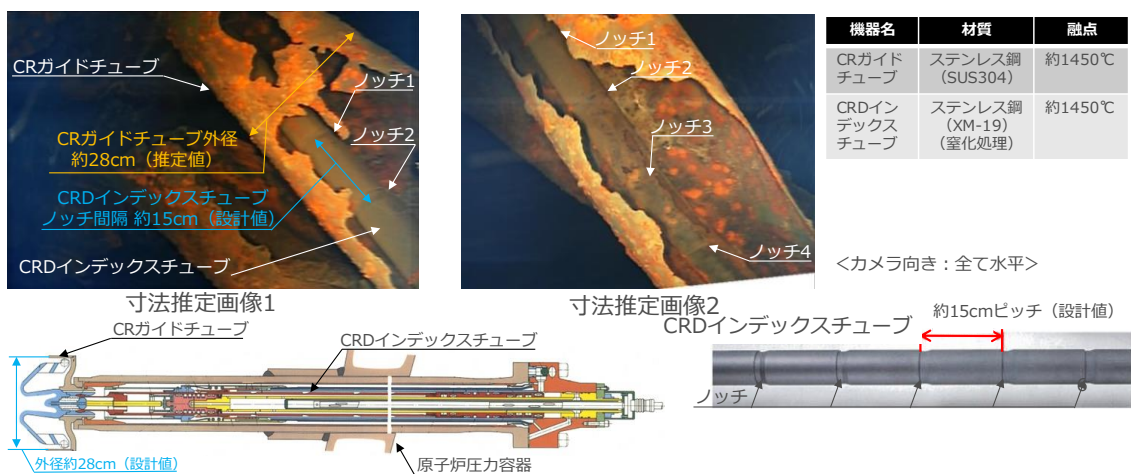


図 4.8.3-6 CRD ハウジング近傍の構造物と CRGT の比較^[3-15]

②RPV 内にあった保有水を削除。

①で記載したように、直径約 28[cm]ある CRGT と考えられる構造物が落下できるほどの大きさの穴が RPV 底部に開いたものと考えられ、また、破損口は複数あると考えられる。原子炉への注水量は 2017 年 7 月時点で FDW 系から約 1.5[m³/h]、CS 系から約 1.5[m³/h]の合計約 3[m³/h]であり、中央付近にあると考えられる穴の大きさや、複数破損口がある可能性

をふまえると、RPV 底部に蓄水されている状況にないものと考えられるため、4.6.3 節で記載した RPV 底部に水が存在している可能性があるとの推定を更新した。

③CRDハウジングの損傷程度を更新し、CRDハウジングに燃料デブリが付着している様子を描写。

①で記載した、図 4.8.3-3 および図 4.8.3-5 に示す RPV 底部を見上げた際に確認できた CRD ハウジングの損傷の様子を、推定図に反映した。

また、図 4.8.3-5 の右上の画像に示すように、CRD ハウジング近傍ではつらら状の凝固物が確認された。画像からこれら凝固物の物質を同定することは困難であるが、燃料デブリで加熱されたことにより RPV 底部の破損が起これ、破損口を通じて燃料デブリが落下したと考えられるため、CRD ハウジング周辺には燃料デブリが存在する可能性が考えられる。

④PCV 底部に、破損した CRGT を描写。

図 4.8.3-5 に示すように、PCV に CRGT と考えられる構造物が落下している状況が確認できており、その様子を推定図に反映した。

○推定を裏付ける情報

推定の内容が確からしいと考えられる情報を以下に示す。

・ミュオン測定による RPV 内の燃料デブリ分布調査

3号機では、2017年5月から9月にかけて、ミュオン透過法により RPV 内の燃料デブリの分布について調査を行った。調査の結果について、炉心部の様子を図 4.8.3-7 に、RPV 底部の様子を図 4.8.3-8 に示す。両図において、左側のコンター図は、RPV 内に何も物質が無い状況と比較した場合の、RPV 内部の物質の量の大小を、色で表現したものである。

図 4.8.3-7 において、右側のグラフは炉心部の上部と下部、それぞれの断面において、物質がどの程度存在しているかの分布を示している。燃料が健全な場合、上のグラフの黄色い線上に評価値がプロットされることとなるが、評価値はそれより低く、炉心部の物質量は大きく減少していることがわかる。これは、大部分燃料が熔融し下方に移動したと考える従来の推定を裏付けるものである。

また、図 4.8.3-8 において、右側のグラフは、RPV 底部の上部と下部、

それぞれの断面における物質の分布を示している。通常であれば、RPV 底部には CRGT が林立している状況にあり、その密度はおおよそ $0.3[\text{g}/\text{cm}^3]$ である。下のグラフにおいて、一部で CRGT の密度を表す黄緑色の線を超える密度が測定された。これは、RPV の底部に燃料デブリが残ると考える従来の推定を裏付けるものである。

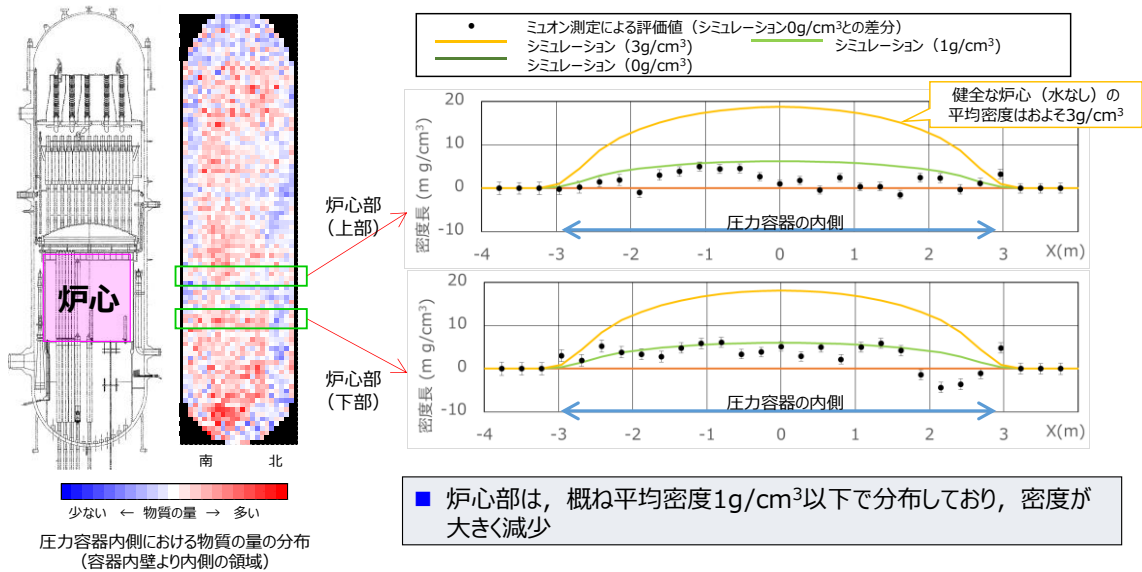


図 4.8.3-7 ミュオン測定結果 (炉心部) [3-16]

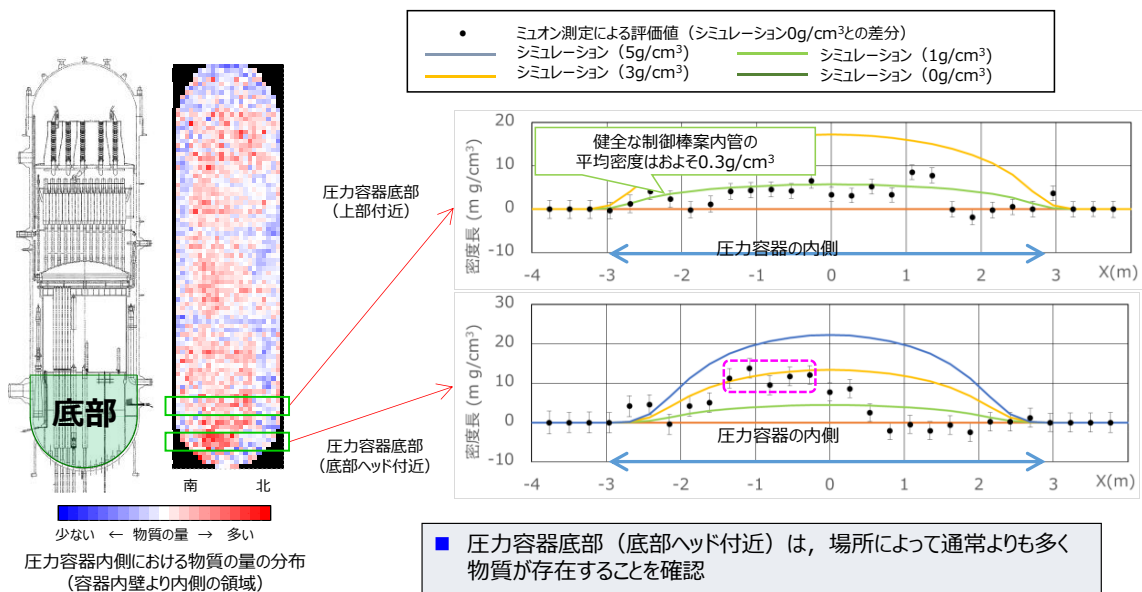


図 4.8.3-8 ミュオン測定結果 (RPV 底部) [3-16]

・2号機と3号機のPCV内部調査結果の比較

図4.8.3-9に2017年1、2月に実施した2号機のPCV内部調査により得られた映像を示す。CRD レールから続くペデスタル開口部からペデスタル内部を見込んだ映像になっており、プラットフォームと呼ばれる作業スペースが広がっている場所である。一部グレーチングの変形や脱落が確認できたものの、CRD レール近傍のグレーチングの一部は崩落せずに本来の位置に存在していた。図4.8.3-10に3号機におけるプラットフォーム近傍の写真を示す。3号機では、同様の位置のグレーチングは崩落し、プラットフォームの崩落も一部確認できている。その他、3号機のCRD フランジ周辺の状態は2号機に比べて損傷が進んでいた。これらの損傷状況から、2号機よりも多くの燃料デブリがPCVへ落下したと考えられ、従来の推定を裏付ける情報が得られた。

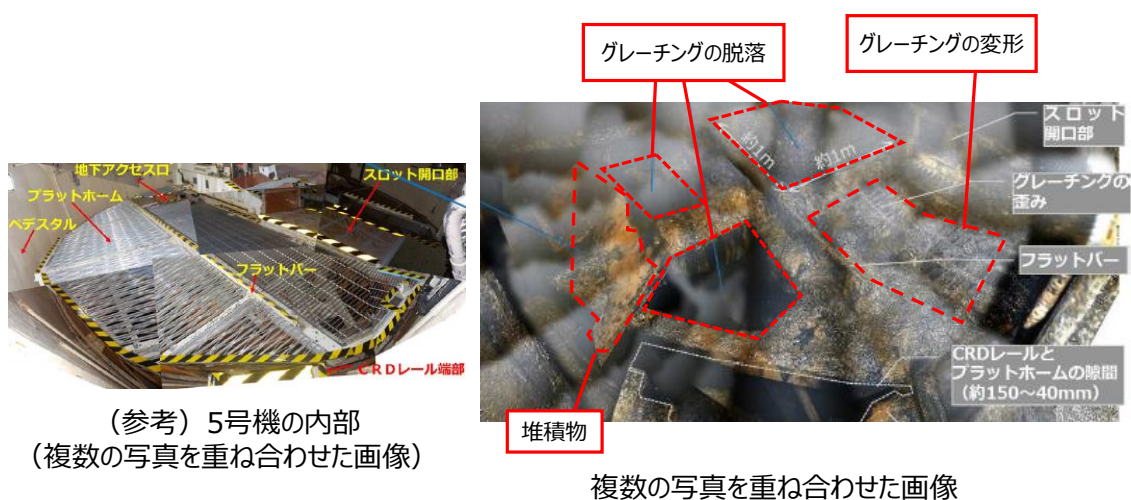


図 4.8.3-9 2号機 PCV 内部調査で撮影したプラットフォーム近傍^[3-17]

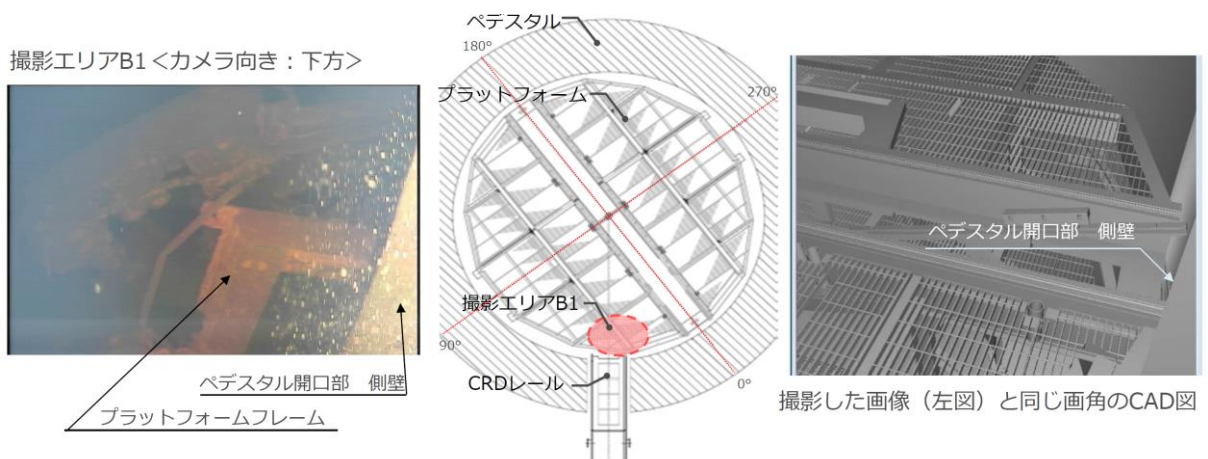


図 4.8.3-10 3号機 PCV 内部調査で撮影したプラットフォーム近傍^[3-15]

・ PCV 内部調査で確認した PCV 底部の状態

図 4.8.3-11 に PCV 内部調査に際し、撮影した PCV 底部の写真を示す。底部には砂状、小石状や塊状の堆積物が確認された。作業員アクセス開口部は視認できなかったが、近傍に堆積物を確認した。加えて、左下の画像に示すようにプラットフォームから落下したと考えられるグレーチング等の構造物や、制御棒速度リミッタの可能性のある構造物を確認した。こうした状況からも、3号機では燃料デブリが PCV に落下してきているものと考えられる。

なお、撮影エリア C4 は PCV 底部の中央付近の様子をとらえたものであるが、中央付近は CRGT と考えられる構造物が落下してきている場所であり、写真に映る塊状の凝固物は燃料成分を多く含むものである可能性が考えられる。



図 4.8.3-11 PCV 内部調査で撮影したペDESTAL底部^[3・15]

4.9 9回目の推定（2018年3月）

4.9.1 1号機

2018年3月時点の推定図を図4.9.1-1に、拡大したものを図4.9.1-2に示す。

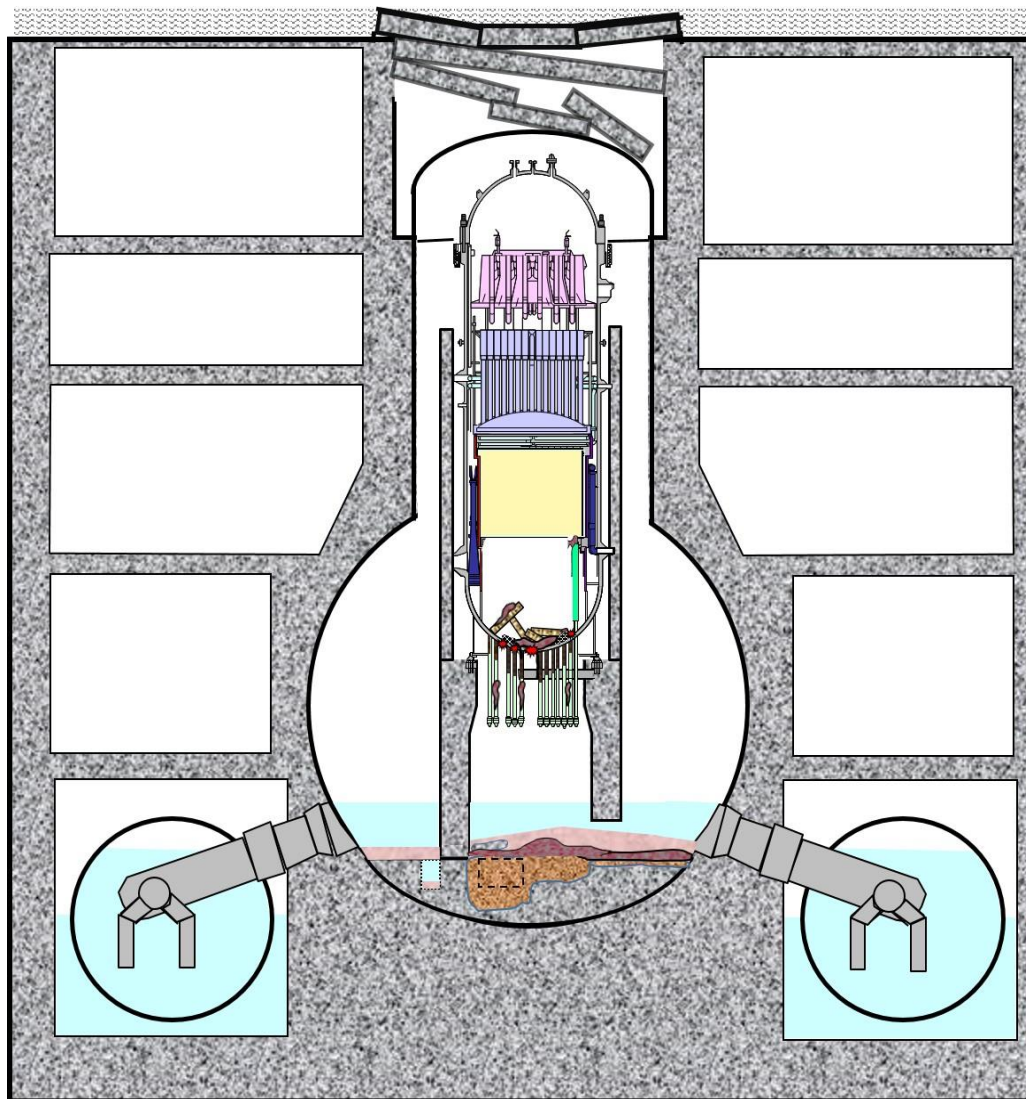


図 4.9.1-1 1号機 2018年3月時点の推定図^[1-18]

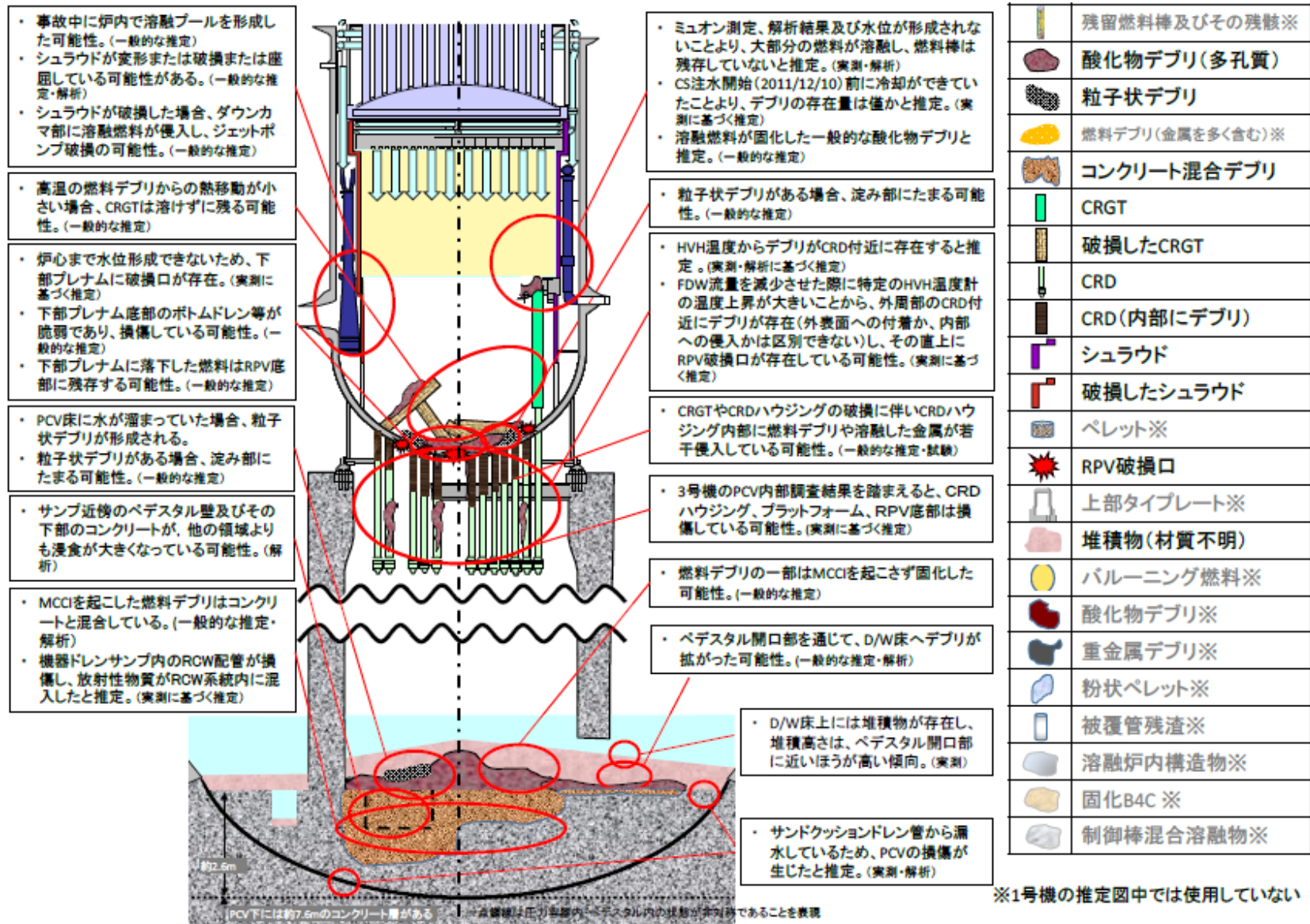


図 4.9.1-2 1号機 2018年3月時点の推定図(拡大) [1-18]

図 4.9.1-1、図 4.9.1-2 の推定図について、推定の特徴、8 回目の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は、ほぼ全量が RPV 下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

PCV 底部には材質不明の沈殿物が堆積していると推定。

○8 回目の推定から更新した内容

- ①RPV 内・PCV 内の状態が非対称であることをふまえた描写に更新 (RPV 内に残る CRGT を減少、コンクリート混合デブリの描写を更新)。
- ②シュラウドの破損の可能性を明示。
- ③CRDハウジング内への燃料デブリの侵入量を減少。
- ④堆積物の高さを変更。

○8 回目の推定から更新した理由

- ①RPV 内・PCV 内の状態が非対称であることをふまえた描写に更新 (RPV 内に残る CRGT を減少、コンクリート混合デブリの描写を更新)。

1 号機を含め他号機の PCV 内部調査の結果やミュオン測定の結果からもわかるとおり、RPV 内および PCV 内の状態は非対称の状況となっている。推定図においても、その状況を反映するため、RPV 内部において、外周部に CRGT が残る場所、残らない場所があるものと考え、推定図を更新した。また、PCV 底部における燃料デブリのコンクリートの侵食状況についても、底部にあるサンプル周辺の侵食が特に進むものと推定していることをふまえ、描写を更新した。

- ②シュラウドの破損の可能性を明示。

図 4.9.1-3 に SAMPSON コードで評価したシュラウドの温度変化を示す。シュラウド外の水位は、崩壊熱および水-ジルコニウム反応による反応熱によってすぐに低下する結果が得られた。このため、シュラウドは燃料デブリ

からの輻射熱により、溶融する温度まで達する結果となっている。

1号機においては、燃料の損傷、溶融のタイミングにおいて消防車による注水が実施できなかったため、実機においてもシュラウドは、シュラウド外の水により冷却されず、温度上昇した燃料、または、溶融した燃料からの伝熱の影響により高温になったと考えられる。鋼材は温度の上昇とともに強度が低下するため、温度上昇によりシュラウドが変形または破損または座屈している可能性があるかと推定した。

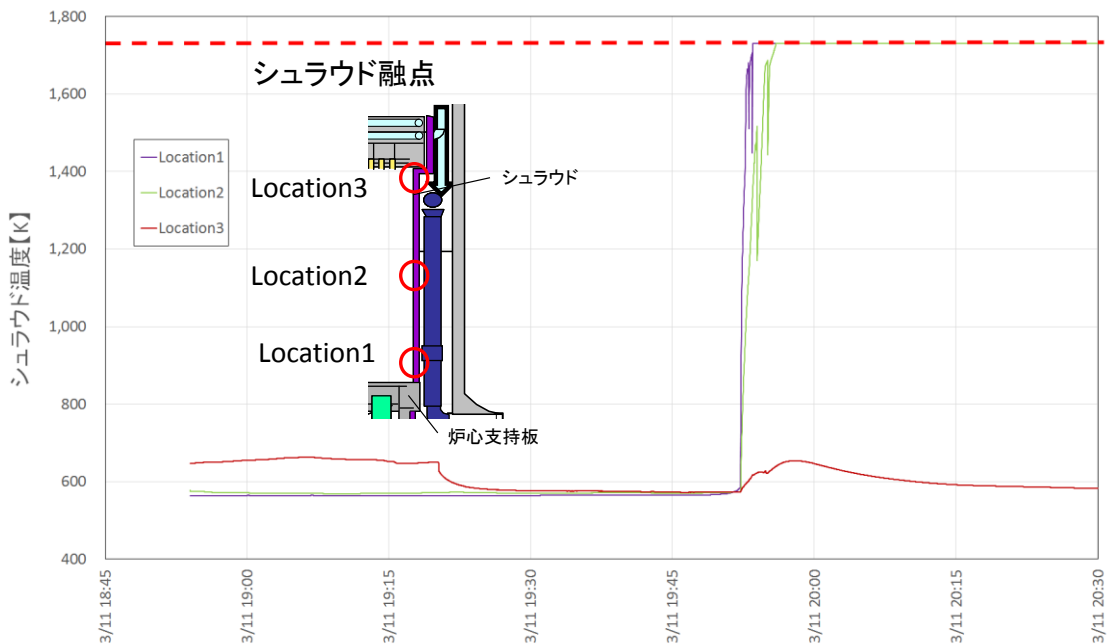


図 4.9.1-3 SAMPSON コードによるシュラウドの温度変化^[1-18]

③CRDハウジング内への燃料デブリの侵入量を減少。

RPV下部においてCRGTやCRDハウジングが燃料デブリにより侵食を受けた場合、CRD配管内部に燃料デブリが侵入している可能性が考えられる。4.7.2節で記載したKAERI試験の結果では、燃料デブリがCRD配管内部に、侵入する前に溶融したCRDハウジング自体が配管内部に侵入した。加えて、CRDハウジングは垂直方向の熱伝導が小さく放熱し難い形状であるため、高温の溶融燃料が接触した場合、容易に侵食されると考えられる。

溶融した燃料デブリは温度が高いほど流動性を保ち易く、CRD配管内部へより長く侵入すると考えられる。また内部へ侵入した燃料デブリの崩壊

熱が高い場合は、CRD 配管を溶融しながらより深く侵入する可能性がある。一方、CRD 配管内部に水が残存していた場合、その水と燃料デブリが接触すると、燃料が冷却されて流動性が低下し、内部への侵入は進行しにくくなると考えられる。

また、金属成分を含んでいる、もしくは、揮発性 FP を放出しているなどの要因で燃料デブリの体積あたりの崩壊熱が小さくなると、CRD 配管内部の容積は小さいため発熱量も限定的になり、CRDハウジングからの放熱量とのバランスによって燃料デブリが配管内部で固化し留まっている可能性もある。

上述の内容をふまえ、4.9.2 節で記載する 2 号機で燃料デブリの CRD ハウジング内への侵入量を減らしたことにあわせて、1 号機でも燃料デブリの侵入量を減らした。

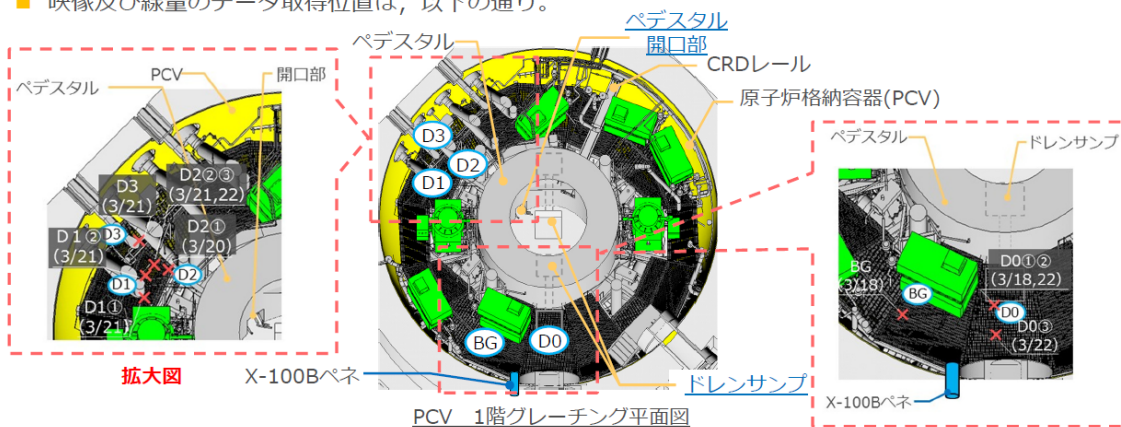
なお、1 号機では、他号機よりも事故進展が早く崩壊熱が高い状態で下部プレナムへ燃料デブリが移行したこと、および、炉心溶融から RPV 破損までの間に消防車からの注水などによる冷却が実施できなかったことから、下部プレナム内の燃料デブリが蓄えたエネルギーが大きかったと推定されるため、他号機よりも燃料デブリが CRD 配管内部へ侵入し易いと考えられる。

したがって、1～3 号機の中で 1 番侵入量を多くなるよう描写した。

④堆積物の高さを変更。

2017 年 3 月 18 日から 3 月 22 日にかけて、X-100B ペネから調査用ロボットを投入し、D/W 床面の調査が実施された。図 4.9.1-4 に測定点、図 4.9.1-5 に各調査点における最下点撮影画像を示す。2015 年 10 月 11 日の調査の際に、X-100B ペネから CCD カメラを挿入した際に確認された堆積物が再度、ペDESTAL 開口部と反対側に位置する床ドレンサンプ近傍でも確認された。また、同様の堆積物が、ペDESTAL 開口部近くでも確認された。図 4.9.1-6 に各調査点における堆積物表面高さの推定結果を示す。表面高さは、ペDESTAL 開口部の反対側では約 0.3[m]程度であったが、ペDESTAL 開口部に近い PLR 配管近傍で最大約 1.0[m]の堆積物が確認された。

- 2017年3月PCV内部調査で取得した映像の鮮明化を行い、新たな知見が得られないかを確認するとともに、取得した線量のデータより、ペDESTAL開口部からのデブリの拡がり有無について推定を行った。
- 映像及び線量のデータ取得位置は、以下の通り。



測定ポイント	測定点の設定目的
D0①～③	ドレンサンプルからの燃料デブリの拡散有無の推定
BG	D0～D3の測定に対するバックグラウンドレベルの把握
D1①②, D2①～③	ペDESTAL開口部からの燃料デブリの拡散有無の推定
D3	PCVシエルに燃料デブリが到達している可能性があるかの推定

拡大図
凡例：測定日 (O/O)

図 4.9.1-4 PCV 内部調査点[1-21]

- D0②ポイント以外の映像データに対しても鮮明化を実施。
- D2③ポイントにて新たに落下物を確認したが、D0,D1ポイントでは新たな情報は得られなかった。

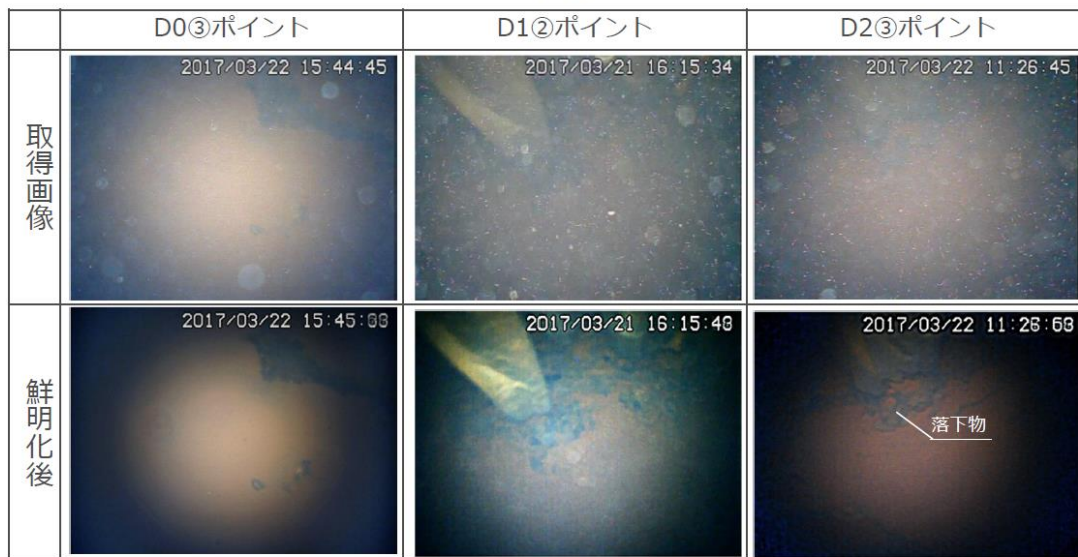
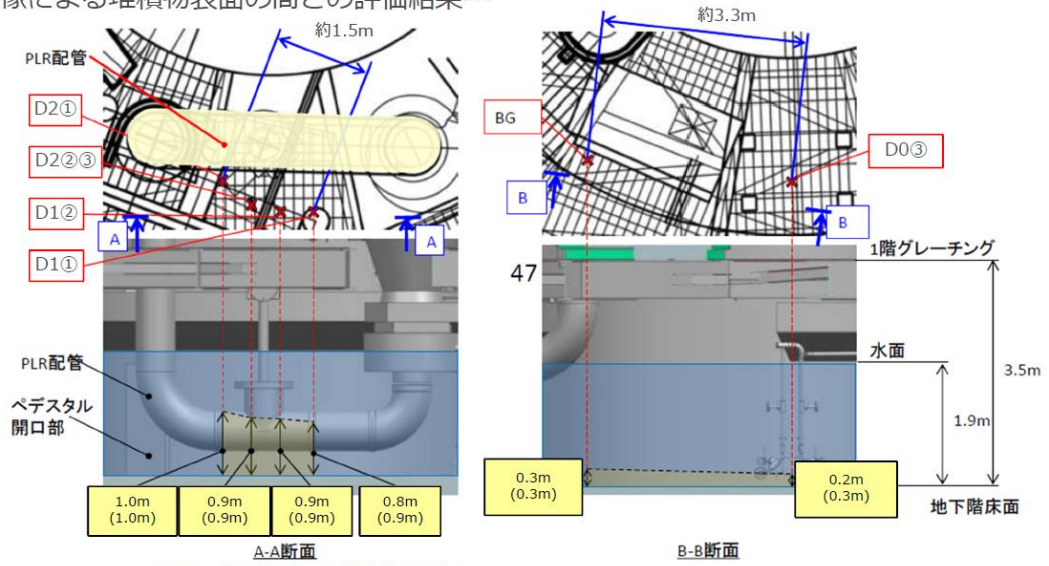


図 4.9.1-5 各調査点における最下点撮影画像[1-21]

■ 映像による堆積物表面の高さの評価結果※1



※センサの接近により計測した高さ

- ※1：SFM(Structure from Motion)により、センサと堆積物表面間の距離を算出し、センサ降下量を合わせて堆積物表面の高さを評価。
- ・黄色枠内の数値は画像解析により算出した堆積物表面の推定高さ
 - ・()内の数値はセンサの吊下げ最下点高さ
 - ・なお、堆積物表面より下の堆積物厚さについては確認できていない

10

図 4.9.1-6 各調査点における堆積物表面高さの推定結果^[1-21]

○推定を裏付ける情報
無し。

4.9.2 2号機

2018年3月時点の推定図を図4.9.2-1に、拡大したものを図4.9.2-2に示す。

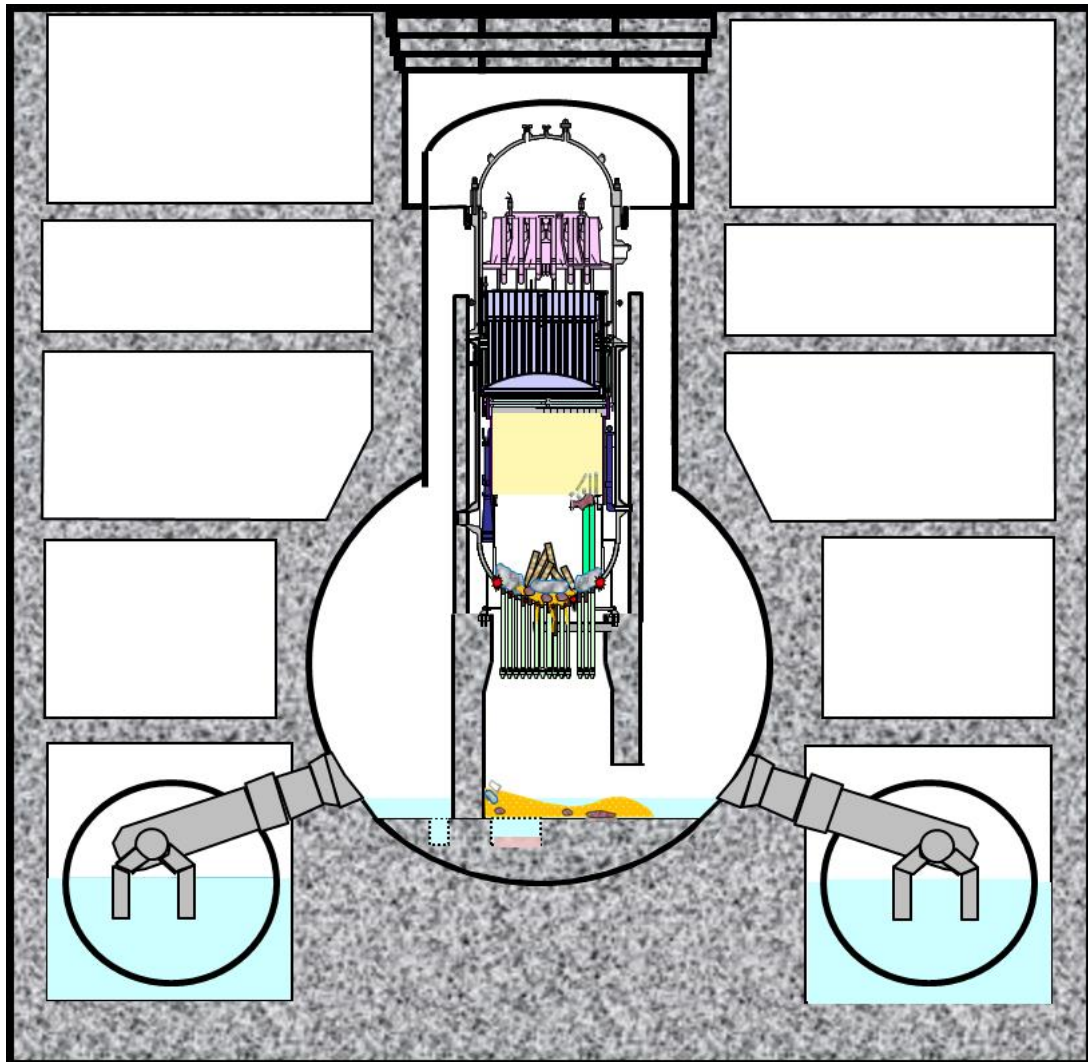
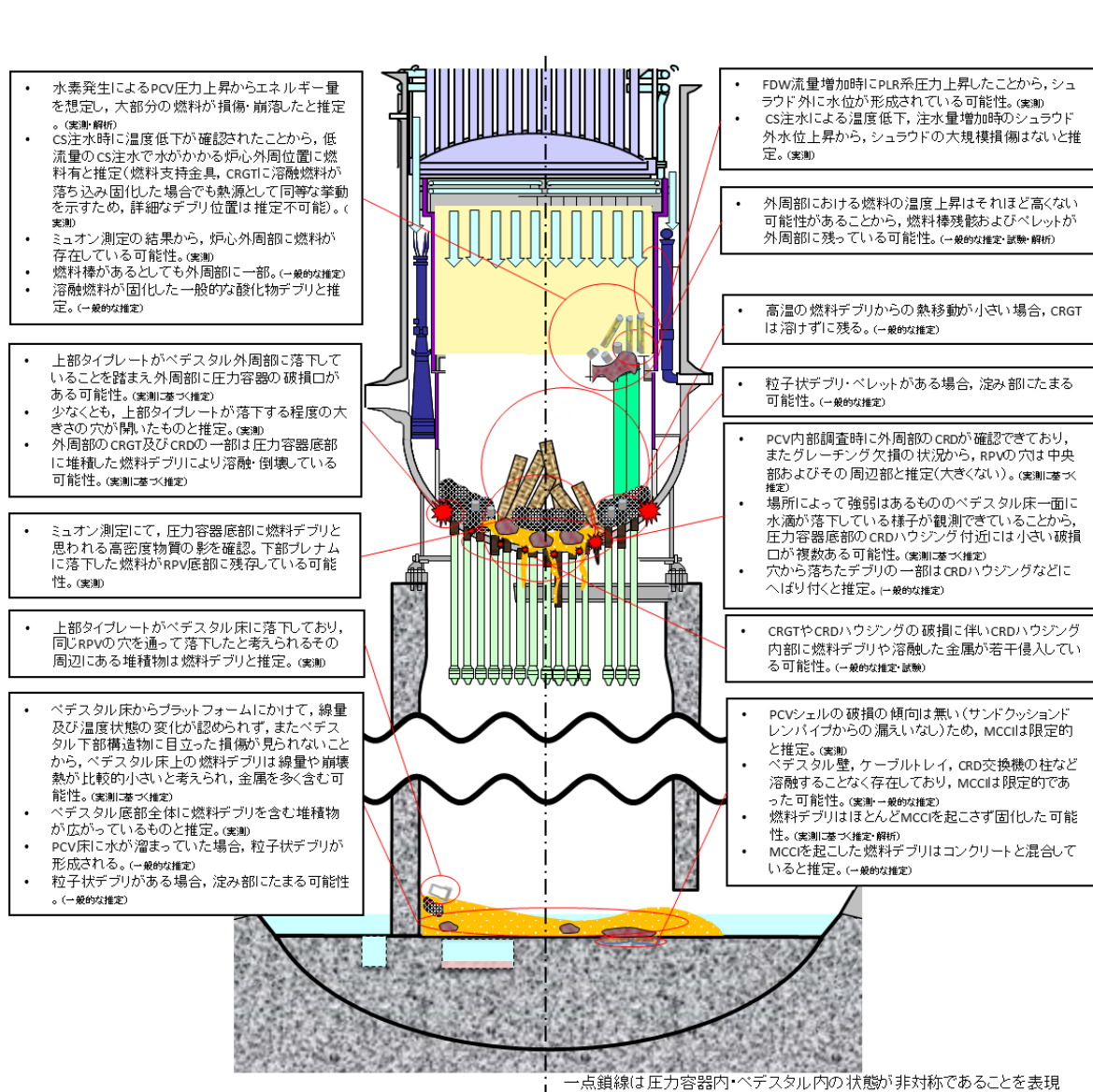


図 4.9.2-1 2号機 2018年3月時点の推定図^[2-19]



凡例

	残留燃料棒及びその残骸
	酸化物デブリ(多孔質)
	粒子状デブリ
	燃料デブリ(金属を多く含む)
	コンクリート混合デブリ
	CRGT
	破損したCRGT
	CRD
	CRD(内部にデブリ)
	シュラウド
	破損したシュラウド※
	ペレット
	RPV破損口
	上部タイプレート
	堆積物(材質不明)
	バルーニング燃料※
	酸化物デブリ※
	重金属デブリ※
	粉状ペレット※
	被覆管残渣※
	溶融炉内構造物※
	固化B4C ※
	制御棒混合溶融物※

※2号機の推定図中では使用していない

図 4.9.2-2 2号機 2018年3月時点の推定図(拡大) [2-19]

図 4.9.2-1、図 4.9.2-2 の推定図について、推定の特徴、8 回目の推定から更新した内容、8 回目の推定から更新した理由は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、熔融した燃料のうち、一部は RPV 下部プレナムに落下し、さらに一部は PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、燃料の一部は炉心部に残存しており、RPV 底部に多くが存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは少なく、MCCI は限定的であると推定。

PCV 底部に落下した燃料デブリについては、RPV 内および PCV 内の金属製の構造物が融け固まったものを含むものと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、熔融した燃料が落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

○8 回目の推定から更新した内容

- ①RPV 内・PCV 内の状態が非対称であることをふまえた描写に更新 (RPV 内に残る CRGT を減少)。
- ②炉心部に残る燃料の描写を変更。
- ③RPV 底部の CRDハウジング付近および外周部に破損口を追記。
- ④外周部の CRGT および CRDの一部は RPV 底部に蓄積したデブリにより熔融・倒壊している可能性。
- ⑤RPV 内および PCV 底部に金属を多く含む燃料デブリを追記。
- ⑥CRDハウジング内への燃料デブリの侵入量を減少。
- ⑦PCV 底部の燃料デブリ分布を更新し、炉内構造物を追加。
- ⑧燃料デブリは MCCI をほとんど起こさず固化した可能性が考えられ、MCCI によるコンクリートの侵食程度を縮小。

○8 回目の推定から更新した理由

- ①RPV 内・PCV 内の状態が非対称であることをふまえた描写に更新 (RPV 内に残る CRGT を減少)。

4.7.2 節で記載した PCV 内部調査の結果やミュオン測定の結果からもわかるとおり、RPV 内および PCV 内の状態は非対称の状況となっている。推定図においても、その状況を反映するため、RPV 内部において、外周部に CRGT が残る場所、残らない場所があるものと考え、推定図を更新し

た。

②炉心部に残る燃料の描写を変更。

図 4.6.2-2 に記載のように、炉心の外周部には、完全に健全な状態ではないものの、損傷を全く受けていない状態の燃料が残っている可能性がある描写としていたが、炉心の外周部に残る燃料については、4.7.2 節で記載した模擬燃料集合体破損試験の結果のように熱的な影響等により原型を留めている可能性は低いものと考え、使用する凡例の表現も「残留燃料棒及びその残骸」と変更し、描写することとした。

③RPV 底部の CRD ハウジング付近および外周部に破損口を追記。

2018 年 1 月の PCV 内部調査において取得された画像（図 4.9.2-3）から、ペDESTAL 内床一面に水滴が落下している様子が確認されている。また、4.7.2 節のミュオン測定の結果から、燃料デブリの多くは下部プレナムに落下し留まっていると考えられることから、RPV 底部が燃料デブリからの熱の影響によって損傷している可能性は十分に考えられる。

これらの情報から、RPV 底部の CRD が林立している範囲では、小さな破損口が複数ある可能性が考えられる。

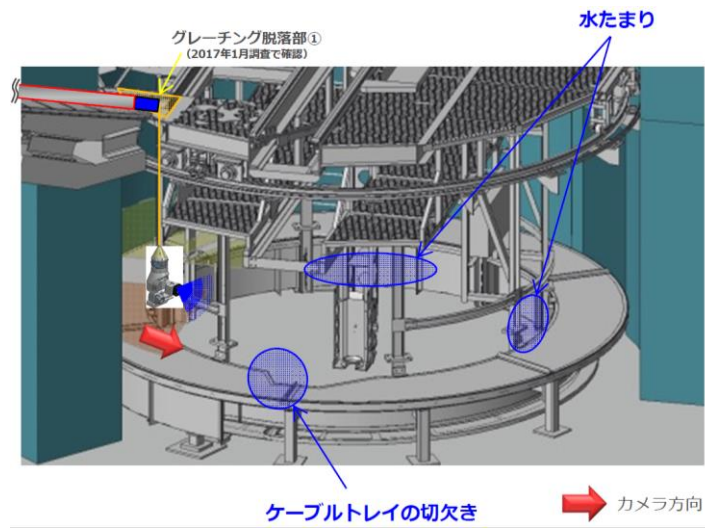


図 4.9.2-3 2号機ペDESTAL内部の画像 (1/3) [2-21][2-22]

また、2018年1月に実施されたガイドパイプおよびテレスコピック式調査装置を用いたPCV内部調査において取得された画像（図4.9.2-4、図4.9.2-5）から、燃料集合体の上部タイププレートがペデスタル内床面に落下しているのが確認できる。したがって、少なくとも上部タイププレートが落下する程度の大きさの穴がRPVに開いたものと考えられる。また、落下場所がペデスタル内壁近傍であること、および、4.7.2節に示すペデスタル内上部の確認結果では外周部のCRDが残存していることから、上部タイププレートは、RPV底部のCRDが林立する範囲の外側に形成された破損口から落下した可能性が考えられる。

以上をふまえ、RPV底部のCRDハウジング付近および外周部に破損口を追加した。

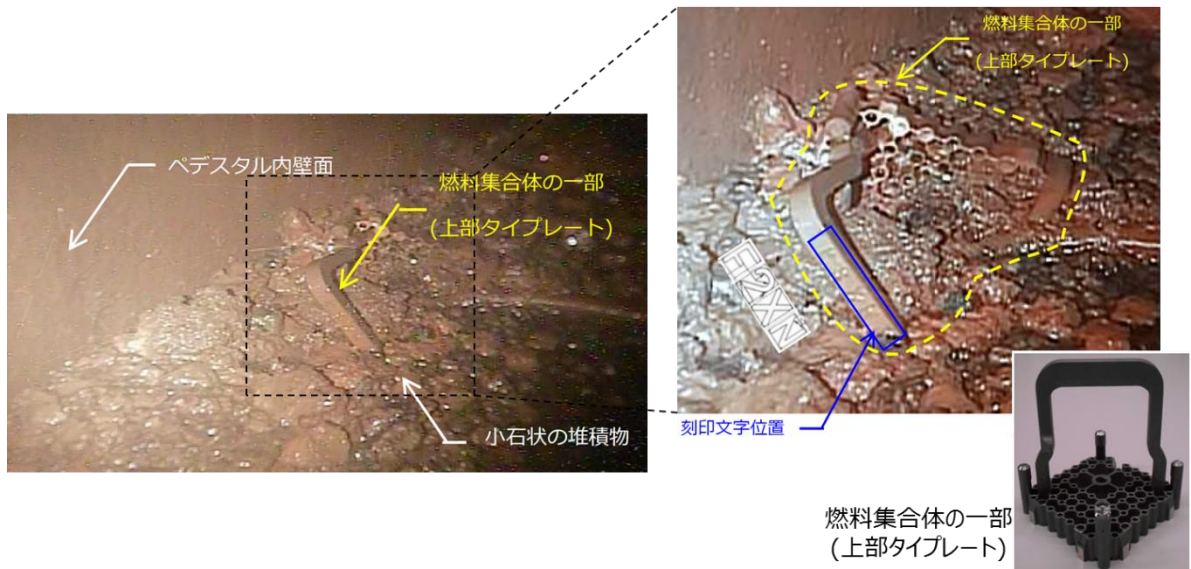


図 4.9.2-4 2号機ペデスタル内部の画像 (2/3) [2-21]

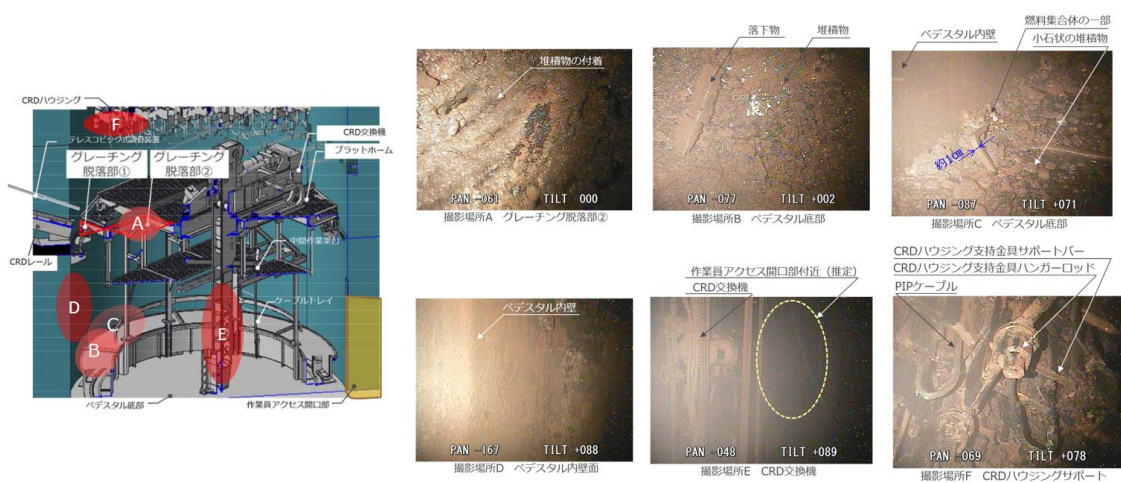


図 4.9.2-5 2号機ペデスタル内部の画像 (3/3) [2-23]

- ④外周部の CRGT および CRD の一部は RPV 底部に蓄積したデブリにより溶融・倒壊している可能性。

2018 年 1 月に実施された PCV 内部調査において取得された知見から、ペDESTAL 内床一面にデブリが広がっており、デブリ堆積高さには分布があることが確認された。特に、堆積高さの高い位置には相対的に多量のデブリが落下し、その後、ペDESTAL 内床面に広がった可能性がある。デブリ堆積高さの分布をみると、ペDESTAL 内周辺部に堆積が偏っていること、また、ペDESTAL 内に燃料集合体上部タイププレートが確認されたことから、その上方となる RPV 底部の外周部に、少なくとも上部タイププレートが通過可能な開口が形成されたと推定される。

また、上部タイププレートが破損口に到達する経路は、外周部の CRGT および CRD の溶融・倒壊によって形成された可能性が考えられる。

以上をふまえ、外周部（図の左側）の CRGT および CRD を削除した。

- ⑤RPV 内および PCV 底部に金属を多く含む燃料デブリを追記。

2018 年 1 月に実施されたガイドパイプおよびテレスコピック式調査装置を用いた PCV 内部調査において取得された画像（図 4.9.2-4、図 4.9.2-5）から、燃料集合体の上部タイププレートがペDESTAL 内床面に落下しているのが確認できた。上部タイププレートが落下してきた穴を通して燃料デブリも落下したとすると、ペDESTAL 内床面に落下した上部タイププレート付近の堆積物は燃料デブリと考えられる。2018 年 1 月の同調査では、線量率および温度の計測も実施された。測定結果を図 4.9.2-6 に示す。測定の結果、ペDESTAL 内床面からプラットフォームにかけて、線量および温度状態にほとんど変化がなく、比較的小さい値（線量：7~8 [Gy/h]、温度：21.0[°C]）であることを確認した。すなわち、ペDESTAL 内床面に落下した燃料デブリからの線量の寄与、あるいは熱源としての寄与は小さいものと考えられる。また、ケーブルトレイをはじめとするペDESTAL 内構造物に目立った損傷が見られず、堆積高さの一部局所性は見られるものの、堆積物はペDESTAL 内床一面に広がっている。このことから、燃料デブリは温度が低くある程度流動性を持った状態で落下したものと考えられる。また、ペDESTAL 内においてほとんどの燃料デブリは露出しているにもかかわらず冷却されていることから、崩壊熱は比較的低い可能性がある。以上より、ペDESTAL 内床面に堆積している燃料デブリは、金属を多く含み、融点が低い物質である可能性が考えられる。

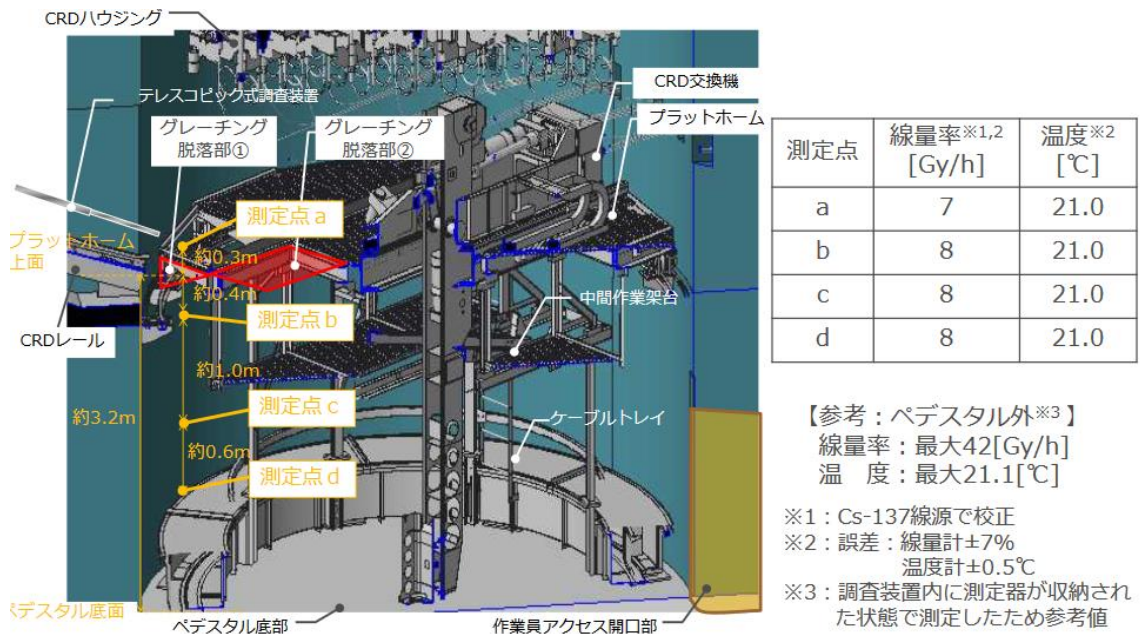


図 4.9.2-6 2号機ペDESTAL内部の線量率および温度計測結果^[2-21]

⑥CRD ハウジング内への燃料デブリの侵入量を減少。

4.7.2 節で記載した KAERI 試験では、燃料デブリが内部に侵入する前に、溶融した CRD ハウジング自体が配管内部に侵入した。加えて、CRD ハウジングは垂直方向の熱伝導が小さく放熱し難い形状であるため、高温の溶融燃料が接触した場合、容易に侵食されると考えられる。

溶融した燃料デブリは温度が高いほど流動性を保ち易く、CRD 配管内部へより長く侵入すると考えられる。また、内部へ侵入した燃料デブリの崩壊熱が高い場合は、CRD 配管を溶融しながらより深く侵入する可能性がある。

一方、CRD 配管内部に水が残存していた場合、その水と燃料デブリが接触すると、燃料が冷却されて流動性が低下し、内部への侵入は進行しにくくなると考えられる。

また、金属成分を含んでいる、もしくは、揮発性 FP を放出しているなどの要因で燃料デブリの体積あたりの崩壊熱が小さくなると、CRD 配管内部の容積は小さいため発熱量も限定的になり、CRD ハウジングからの放熱量とのバランスによって燃料デブリが配管内部で固化し留まっている可能性もある。

2号機では、RCIC の作動により約 3 日間にわたり燃料を冷却できていた。したがって、下部プレナムへ燃料デブリが移行したときには、他号機と比べて崩壊熱は減少しており、かつ、代替注水も実施されていたため、他号機よ

りも燃料デブリが CRD 配管内部へ侵入し難いと考えられることから、CRDハウジング内への燃料デブリの侵入量を減らした。

⑦PCV 底部の燃料デブリ分布を更新し、炉内構造物を追加。

2018 年 1 月に実施されたガイドパイプおよびテレスコピック式調査装置を用いた PCV 内部調査において取得された画像（図 4.9.2-3）から、ペDESTAL 内床面全体に堆積物が広がっている様子が確認できる。この堆積物は燃料デブリを含んでいると考えられる。また、図 4.9.2.4、図 4.9.2-5 から、燃料集合体の上部タイププレートがペDESTAL 内床面に落下しているのが確認できる。上部タイププレートが落下してきた穴を通して燃料デブリも落下したとすると、ペDESTAL 内床面に落下した上部タイププレート付近の堆積物は燃料デブリと考えられる。これらをふまえ、PCV 底部の燃料デブリ分布を更新し、炉内構造物を追加した。

⑧燃料デブリは MCCI をほとんど起こさず固化した可能性が考えられ、MCCI によるコンクリートの侵食程度を縮小。

2018 年 1 月に実施したガイドパイプおよびテレスコピック式調査装置を用いた PCV 内部調査において取得された画像（図 4.9.2-3）から、ペDESTAL 壁、壁際にあるケーブルトレイ、CRD 交換機の柱など熔融することなく存在していることが確認できる。

特に、ステンレス鋼製で厚さ 4[mm]と薄いケーブルトレイが熔融せずに残存している様子から、燃料デブリは落下した時点での温度が低く、また発熱密度は低いものと考えられる。この原因として、2 号機は 1、3 号機と比べて事故進展が遅く、PCV 床面に落下した時点で燃料デブリの崩壊熱が低下していたことや、⑤にて記載したように、落下した燃料デブリは金属成分が主体であった可能性が考えられる。PCV 床面に落下した燃料デブリが MCCI を起こすためには、コンクリートを融点以上に昇温させる必要があるが、上述のような状況から、燃料デブリは MCCI をほとんど起こさず固化した可能性がある。

したがって、MCCI によるコンクリートの侵食程度を縮小した。

○推定を裏付ける情報

無し。

4.9.3 3号機

2018年3月時点の推定図を図4.9.3-1に、拡大したものを図4.9.3-2に示す。

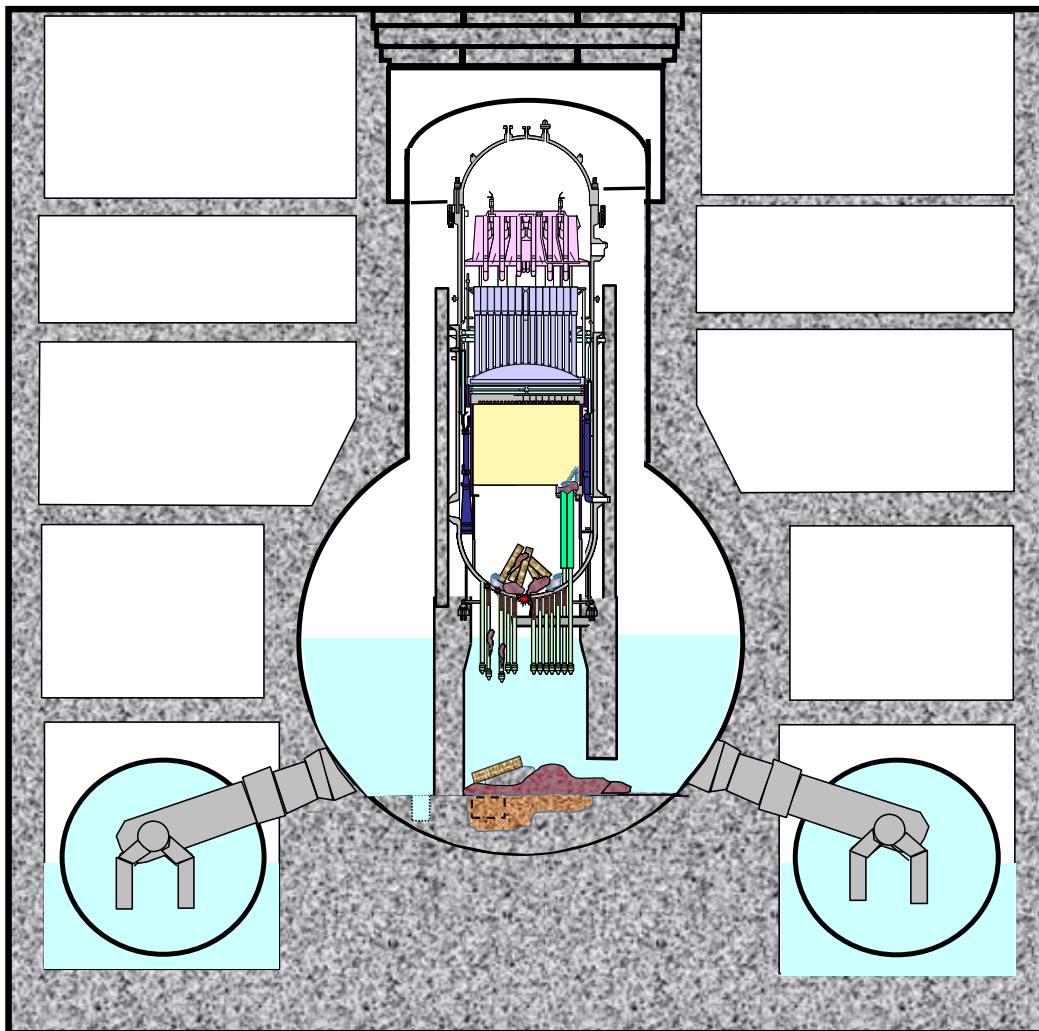
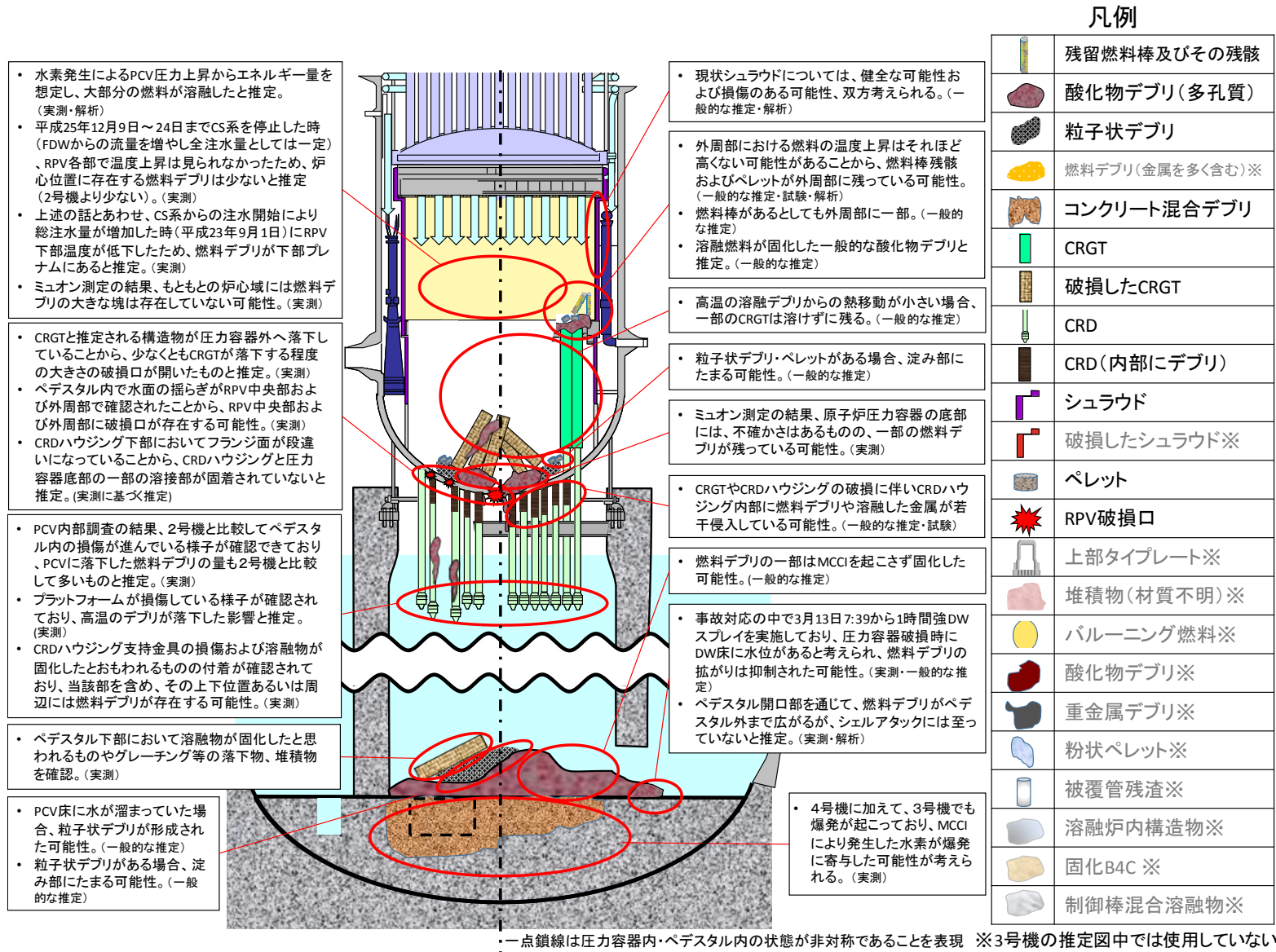


図 4.9.3-1 3号機 2018年3月時点の推定図^[3-14]



凡例

	残留燃料棒及びその残骸
	酸化物デブリ(多孔質)
	粒子状デブリ
	燃料デブリ(金属を多く含む)※
	コンクリート混合デブリ
	CRGT
	破損したCRGT
	CRD
	CRD(内部にデブリ)
	シュラウド
	破損したシュラウド※
	ペレット
	RPV破損口
	上部タイプレート※
	堆積物(材質不明)※
	バルーニング燃料※
	酸化物デブリ※
	重金属デブリ※
	粉状ペレット※
	被覆管残渣※
	溶融炉内構造物※
	固化B4C ※
	制御棒混合溶融物※

図 4.9.3-2 3号機 2018年3月時点の推定図(拡大) [3-14]

図 4.9.3-1、図 4.9.3-2 の推定図について、推定の特徴、8 回目の推定から更新した内容、8 回目の推定から更新した理由は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は RPV 下部プレナムに落下し、その多くがさらに PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、炉心部に残る燃料デブリは少なく、RPV 底部に一部存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは多いものの、床一面に広がっている状況にはないものと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

○8 回目の推定から更新した内容

- ①RPV 内・PCV 内の状態が非対称であることをふまえた描写に更新 (RPV 内に残る CRGT を減少、コンクリート混合デブリの描写を更新)。
- ②炉心部に残る燃料の描写を変更。
- ③CRDハウジング内への燃料デブリの侵入量を減少。

○8 回目の推定から更新した理由

- ①RPV 内・PCV 内の状態が非対称であることをふまえた描写に更新 (RPV 内に残る CRGT を減少、コンクリート混合デブリの描写を更新)。

4.8.3 節で記載した PCV 内部調査の結果やミュオン測定の結果からもわかるとおり、RPV および PCV の状態は非対称の状況となっている。推定図においても、その状況を反映するため、RPV 内部において、外周部に CRGT が残る場所、残らない場所があるものと考え、推定図を更新した。また、PCV 底部における燃料デブリのコンクリートの侵食状況についても、底部にあるサンプル周辺の侵食が特に進むものと推定していることをふまえて、描写を更新した。

- ②炉心部に残る燃料の描写を変更。

図 4.6.3-2 に記載のように、炉心の外周部には、完全に健全な状態ではないものの、損傷を全く受けていない状態の燃料が残っている可能性がある描写としていたが、炉心の外周部に残る燃料については、4.7.3 節で記載し

た模擬燃料集合体破損試験の結果のように熱的な影響等により原型を留めている可能性は低いものと考え、使用する凡例の表現も「残留燃料棒及びその残骸」と変更し、描写することとした。

③CRDハウジング内への燃料デブリの侵入量を減少。

RPV下部においてCRGTやCRDハウジングが燃料デブリにより侵食を受けた場合、CRD配管内部に燃料デブリが侵入している可能性が考えられる。4.7.2節で記載したKAERI試験の結果では、燃料デブリがCRD配管内部に、侵入する前に溶融したCRDハウジング自体が配管内部に侵入した。加えて、CRDハウジングは垂直方向の熱伝導が小さく放熱し難い形状であるため、高温の溶融燃料が接触した場合、容易に侵食されると考えられる。

溶融した燃料デブリは温度が高いほど流動性を保ち易く、CRD配管内部へより長く侵入すると考えられる。また内部へ侵入した燃料デブリの崩壊熱が高い場合は、CRD配管を溶融しながらより深く侵入する可能性がある。一方、CRD配管内部に水が残存していた場合、その水と燃料デブリが接触すると、燃料が冷却されて流動性が低下し、内部への侵入は進行しにくくなると考えられる。

また、金属成分を含んでいる、もしくは、揮発性FPを放出しているなどの要因で燃料デブリの体積あたりの崩壊熱が小さくなると、CRD配管内部の容積は小さいため発熱量も限定的になり、CRDハウジングからの放熱量とのバランスによって燃料デブリが配管内部で固化し留まっている可能性もある。

上述の内容をふまえ、4.9.2節で記載した2号機で燃料デブリのCRDハウジング内への侵入量を減らしたことにあわせて、3号機でも燃料デブリの侵入量を減らした。

3号機ではRCICとHPCIの作動により約1.5日間にわたり燃料を冷却できていた。下部プレナムへの燃料デブリの移行のタイミングは1号機と2号機の間であったと考えられる。したがって、下部プレナム内で燃料デブリが蓄えたエネルギーは2号機よりも大きく1号機よりも小さいと推定され、燃料デブリのCRD配管内部への侵入し易さも両号機の間だと考えられる。

したがって、侵入量を1、2号機の間となるよう描写した。

○推定を裏付ける情報
無し。

4.10 10回目の推定（2018年9月）

4.10.1 1号機

2018年9月時点の推定図を図4.10.1-1に、拡大したものを図4.10.1-2に示す。

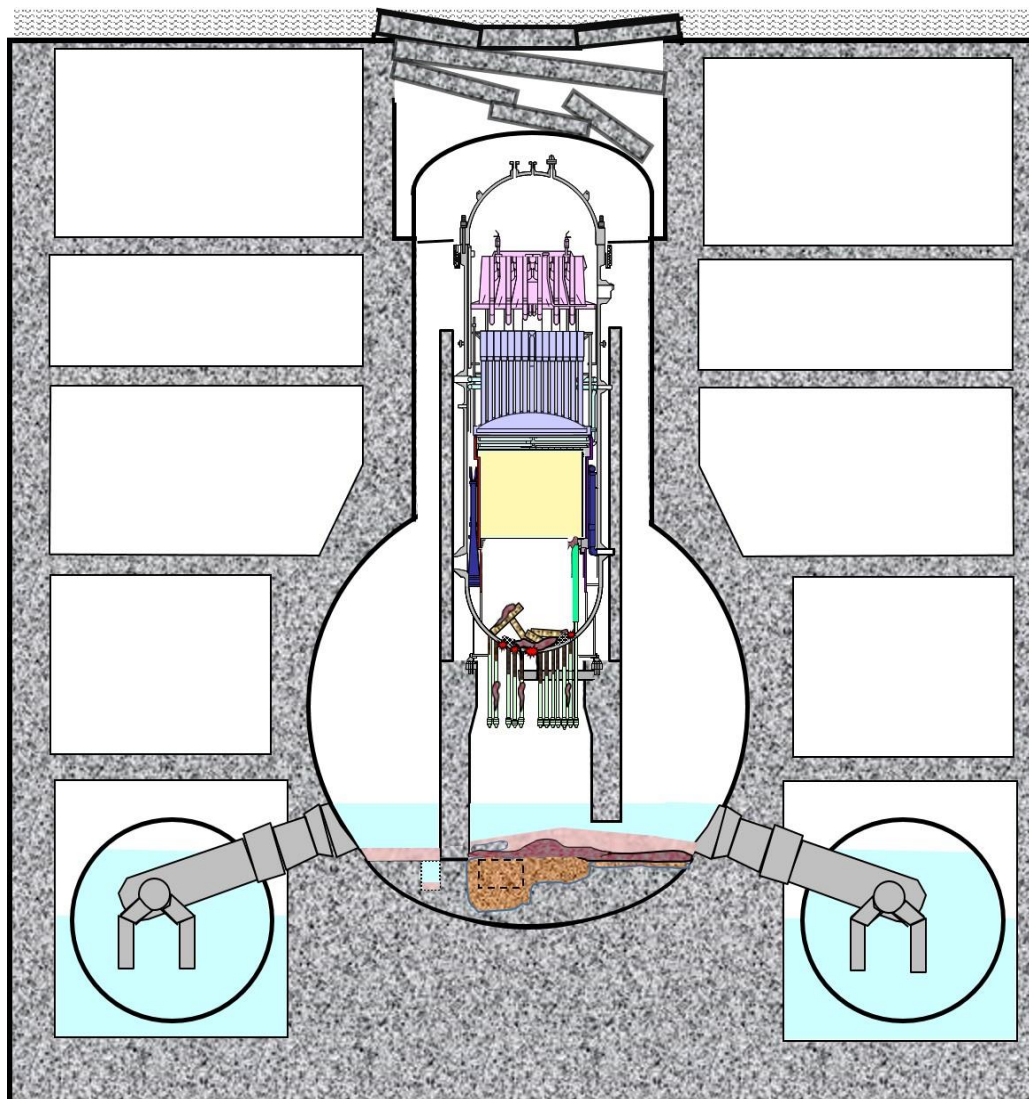
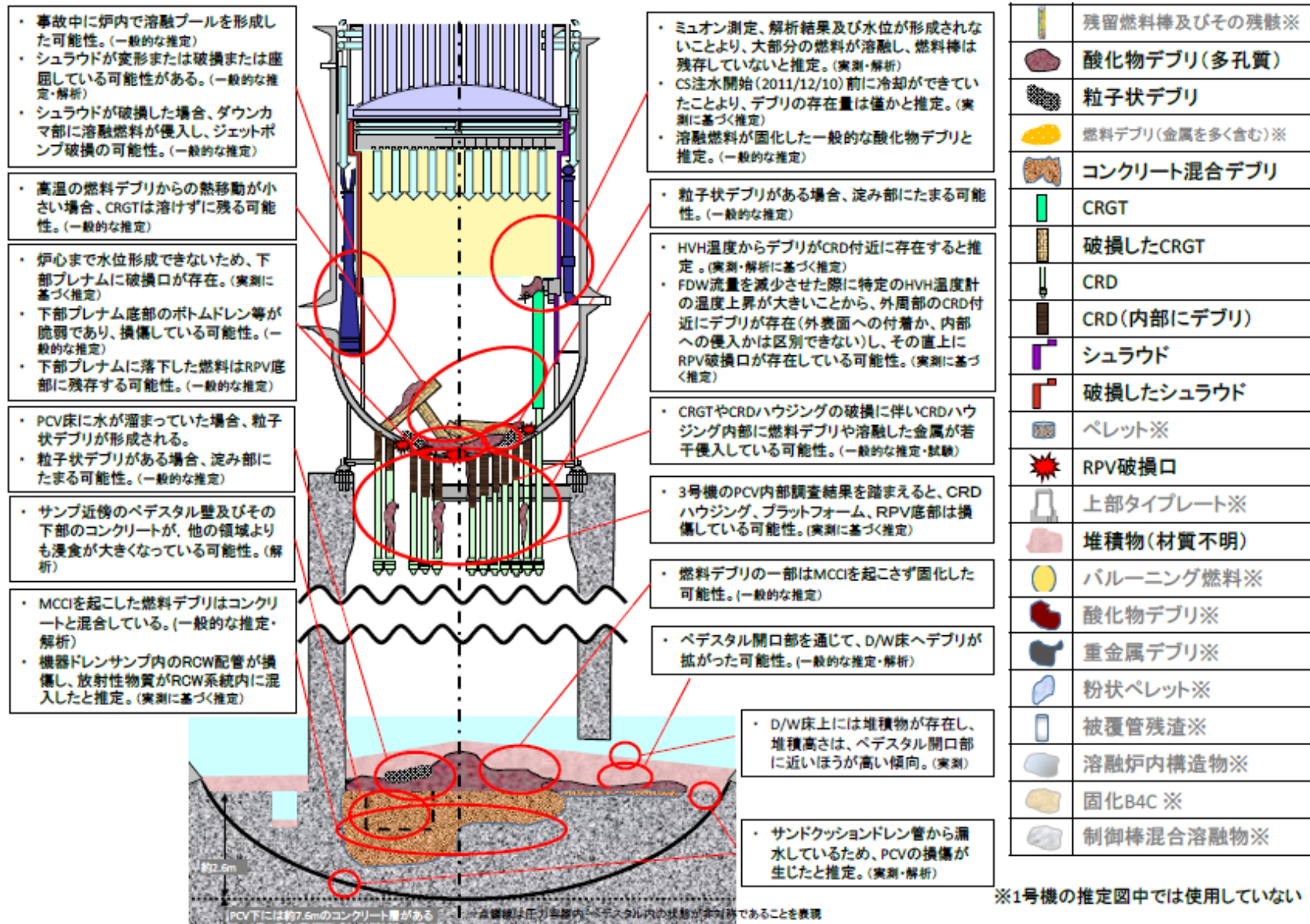


図 4.10.1-1 1号機 2018年9月時点の推定図^[1-22]



- ・事故中に炉内で溶融プールを形成した可能性。(一般的な推定)
- ・シュラウドが変形または破損または座屈している可能性がある。(一般的な推定・解析)
- ・シュラウドが破損した場合、ダウンカマ部に溶融燃料が侵入し、ジェットポンプ破損の可能性。(一般的な推定)

- ・高温の燃料デブリからの熱移動が小さい場合、CRGTは溶けずに残る可能性。(一般的な推定)

- ・炉心まで水位形成できないため、下部プレナムに破損口が存在。(実測に基づく推定)
- ・下部プレナム底部のボトムドレン等が脆弱であり、損傷している可能性。(一般的な推定)
- ・下部プレナムに落下した燃料はRPV底部に残存する可能性。(一般的な推定)

- ・PCV床に水が溜まっていた場合、粒子状デブリが形成される。
- ・粒子状デブリがある場合、淀み部にたまる可能性。(一般的な推定)

- ・サンプル近傍のベデスタル壁及びその下部のコンクリートが、他の領域よりも浸食が大きくなっている可能性。(解析)

- ・MCCIを起こした燃料デブリはコンクリートと混合している。(一般的な推定・解析)
- ・機器ドレンサンプル内のRCW配管が損傷し、放射性物質がRCW系統内に混入したと推定。(実測に基づく推定)

- ・ミュオン測定、解析結果及び水位が形成されないことより、大部分の燃料が溶融し、燃料棒は残存していないと推定。(実測・解析)
- ・CS注水開始(2011/12/10)前に冷却ができていたことより、デブリの存在量は僅かと推定。(実測に基づく推定)
- ・溶融燃料が固化した一般的な酸化デブリと推定。(一般的な推定)

- ・粒子状デブリがある場合、淀み部にたまる可能性。(一般的な推定)

- ・HVH温度からデブリがCRD付近に存在すると推定。(実測・解析に基づく推定)
- ・FDW流量を減少させた際に特定のHVH温度計の温度上昇が大きいため、外周部のCRD付近にデブリが存在(外表面への付着か、内部への侵入かは区別できない)し、その直上にRPV破損口が存在している可能性。(実測に基づく推定)

- ・CRGTやCRDハウジングの破損に伴いCRDハウジング内部に燃料デブリや溶融した金属が若干侵入している可能性。(一般的な推定・試験)

- ・3号機のPCV内部調査結果を踏まえると、CRDハウジング、プラットフォーム、RPV底部は損傷している可能性。(実測に基づく推定)

- ・燃料デブリの一部はMCCIを起こさず固化した可能性。(一般的な推定)

- ・ベデスタル開口部を通じて、D/W床へデブリが拡がった可能性。(一般的な推定・解析)

- ・D/W床には堆積物が存在し、堆積高さは、ベデスタル開口部に近いほうが高い傾向。(実測)

- ・サンドクッションドレン管から漏水しているため、PCVの損傷が生じたと推定。(実測・解析)

	残留燃料棒及びその残骸※
	酸化デブリ(多孔質)
	粒子状デブリ
	燃料デブリ(金属を多く含む)※
	コンクリート混合デブリ
	CRGT
	破損したCRGT
	CRD
	CRD(内部にデブリ)
	シュラウド
	破損したシュラウド
	ペレット※
	RPV破損口
	上部タイプレート※
	堆積物(材質不明)
	バルーニング燃料※
	酸化デブリ※
	重金属デブリ※
	粉状ペレット※
	被覆管残渣※
	溶融炉内構造物※
	固化B4C ※
	制御棒混合溶融物※

図 4.10.1-2 1号機 2018年9月時点の推定図(拡大) [1-22]

図 4.10.1-1、図 4.10.1-2 の推定図について、推定の特徴、9 回目の推定から更新した内容、推定に役立った知見は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は、ほぼ全量が RPV 下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど残存していない。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が PCV 底部に落下したと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

PCV 底部には材質不明の沈殿物が堆積していると推定。

○9 回目の推定から更新した内容

無し。

○推定を裏付ける情報

無し。

4.10.2 2号機

2018年9月時点の推定図を図4.10.2-1に、拡大したものを図4.10.2-2に示す。

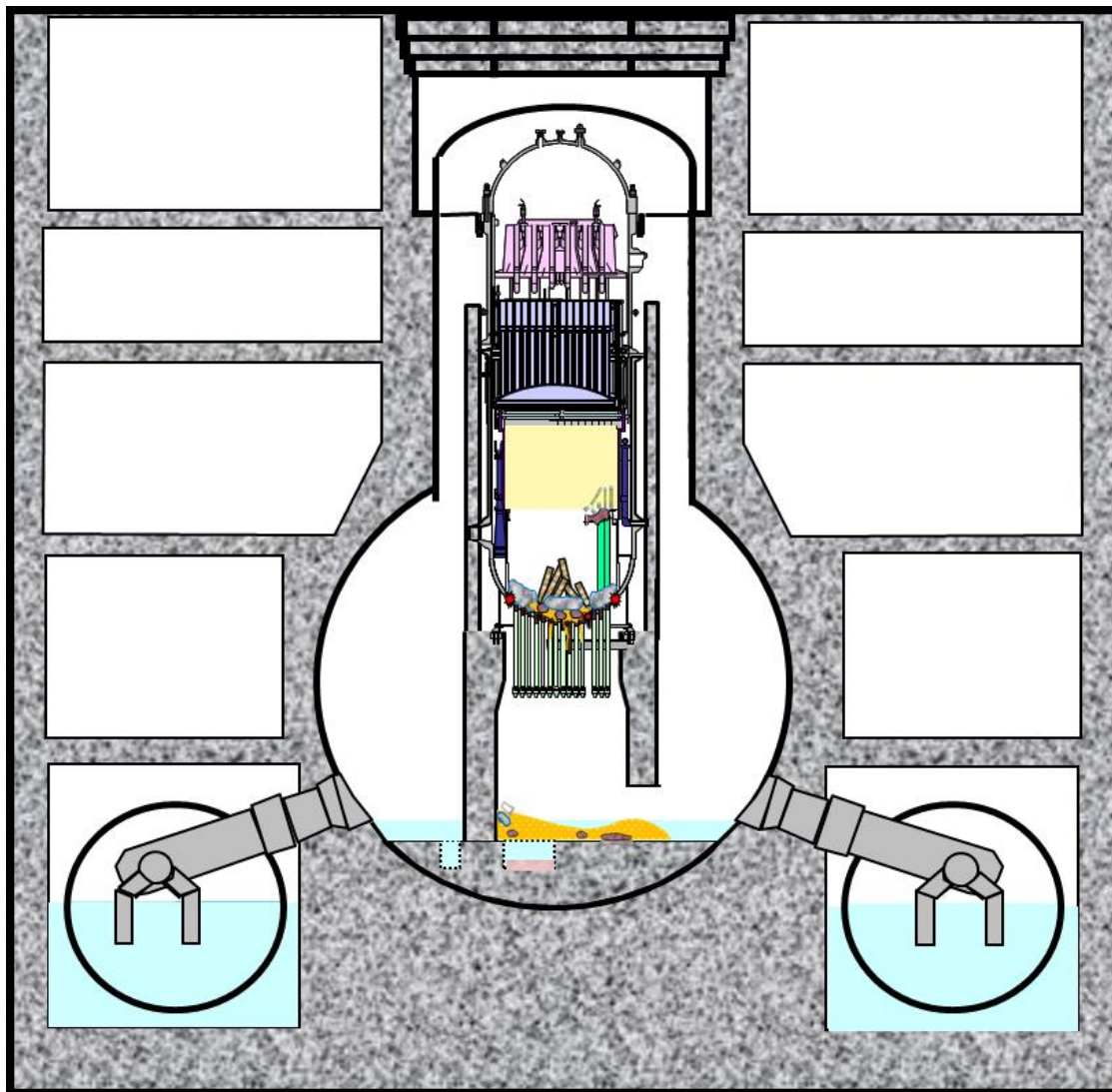
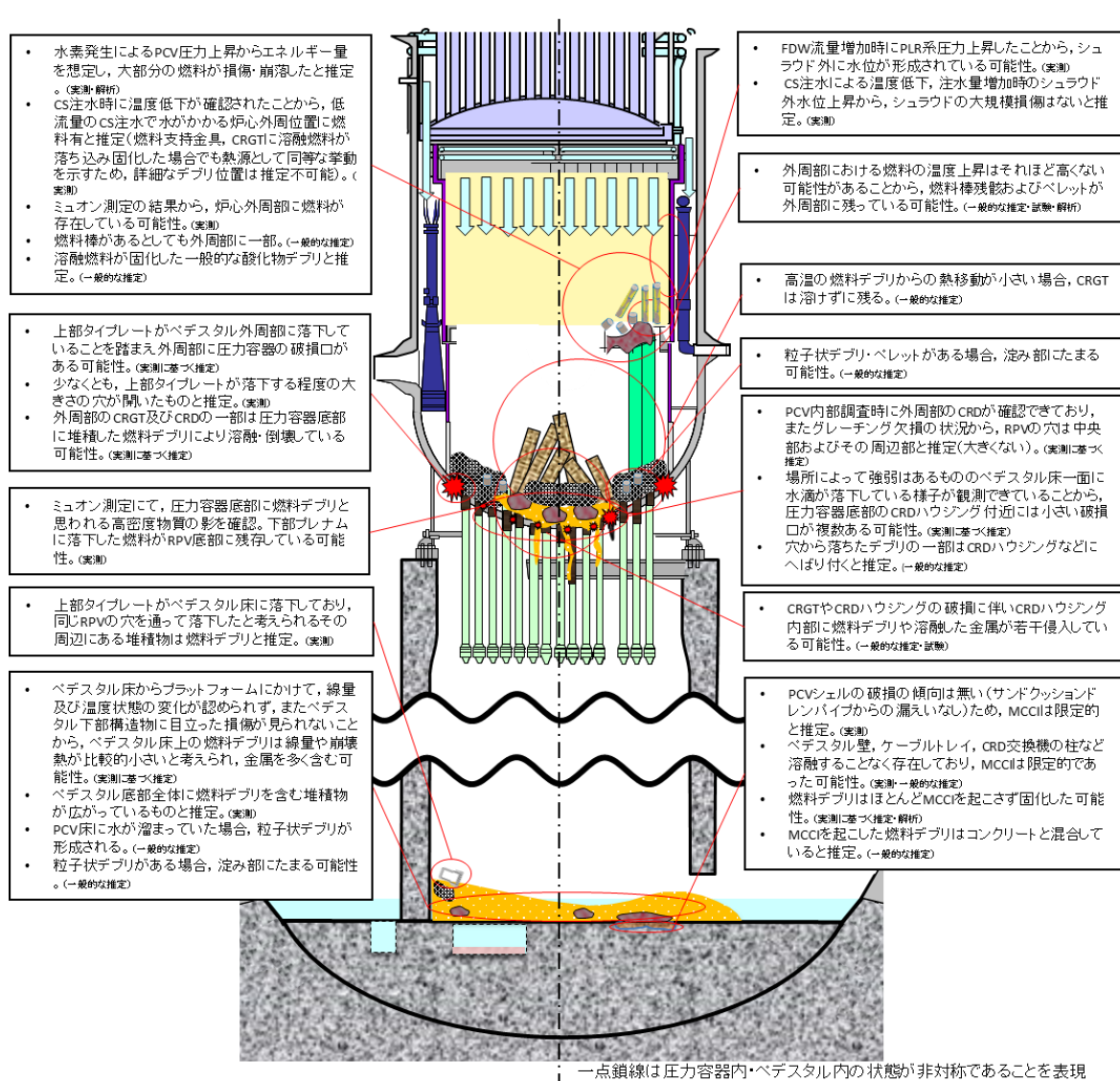


図 4.10.2-1 2号機 2018年9月時点の推定図^[2-24]



凡例

	残留燃料棒及びその残骸
	酸化物デブリ(多孔質)
	粒子状デブリ
	燃料デブリ(金属を多く含む)
	コンクリート混合デブリ
	CRGT
	破損したCRGT
	CRD
	CRD(内部にデブリ)
	シュラウド
	破損したシュラウド※
	ペレット
	RPV破損口
	上部タイプレート
	堆積物(材質不明)
	バルーニング燃料※
	酸化物デブリ※
	重金属デブリ※
	粉状ペレット※
	被覆管残渣※
	溶融炉内構造物※
	固化B4C ※
	制御棒混合溶融物※

※2号機の推定図中では使用していない

図 4.10.2-2 2号機 2018年9月時点の推定図(拡大) [2-24]

図 4.10.2-1、図 4.10.2-2 の推定図について、推定の特徴は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料のうち、一部は RPV 下部プレナムに落下し、さらに一部は PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、燃料の一部は炉心部に残存しており、RPV 底部に多くが存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは少なく、MCCI は限定的であると推定。

PCV 底部に落下した燃料デブリについては、RPV 内および PCV 内の金属製の構造物が融け固まったものを含むものと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、溶融した燃料が落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

○9 回目の推定から更新した内容

無し。

○推定を裏付ける情報

無し。

4.10.3 3号機

2018年9月時点の推定図を図4.10.3-1に、拡大したものを図4.10.3-2に示す。

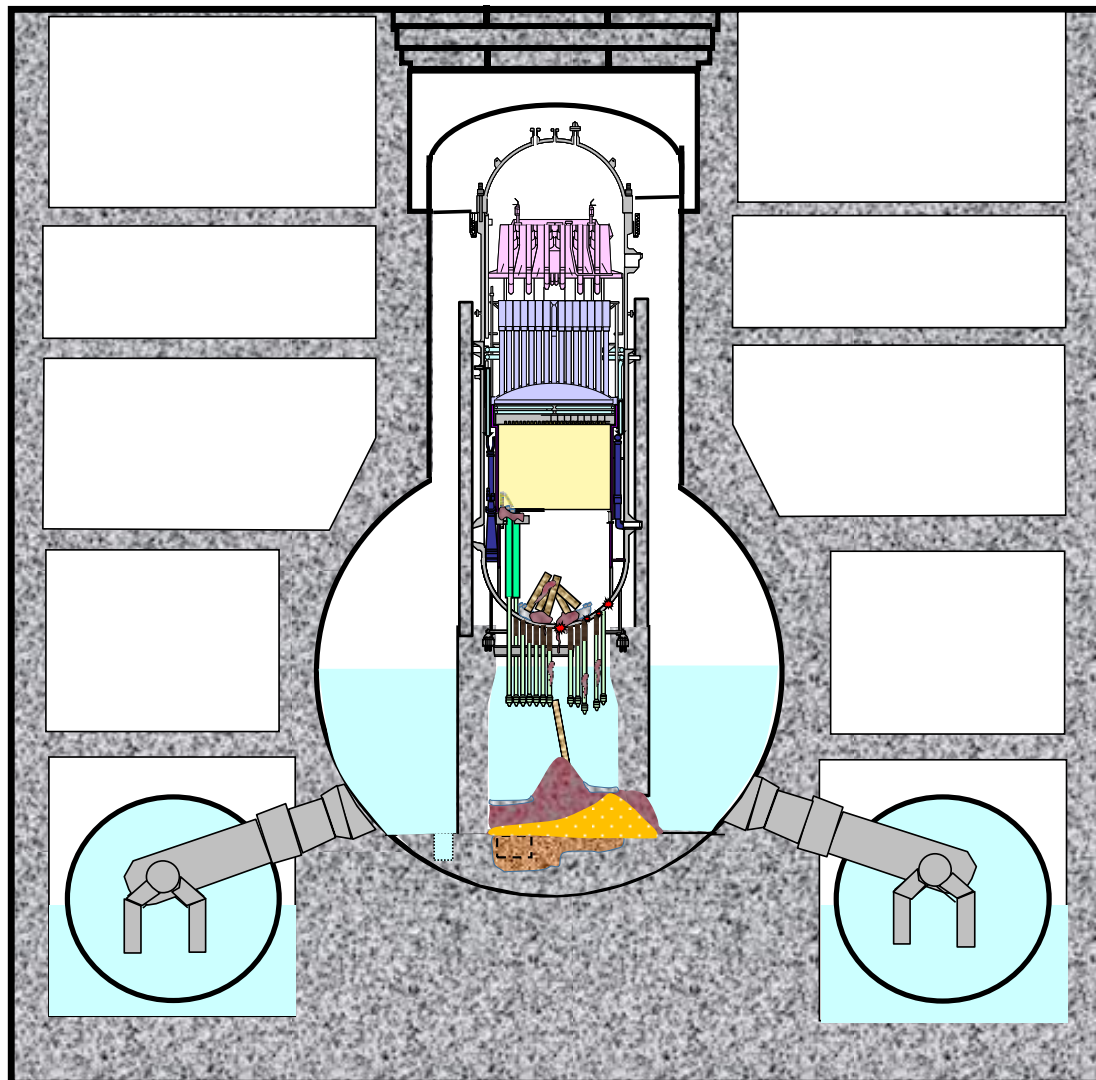


図 4.10.3-1 3号機 2018年9月時点の推定図^[3-18]

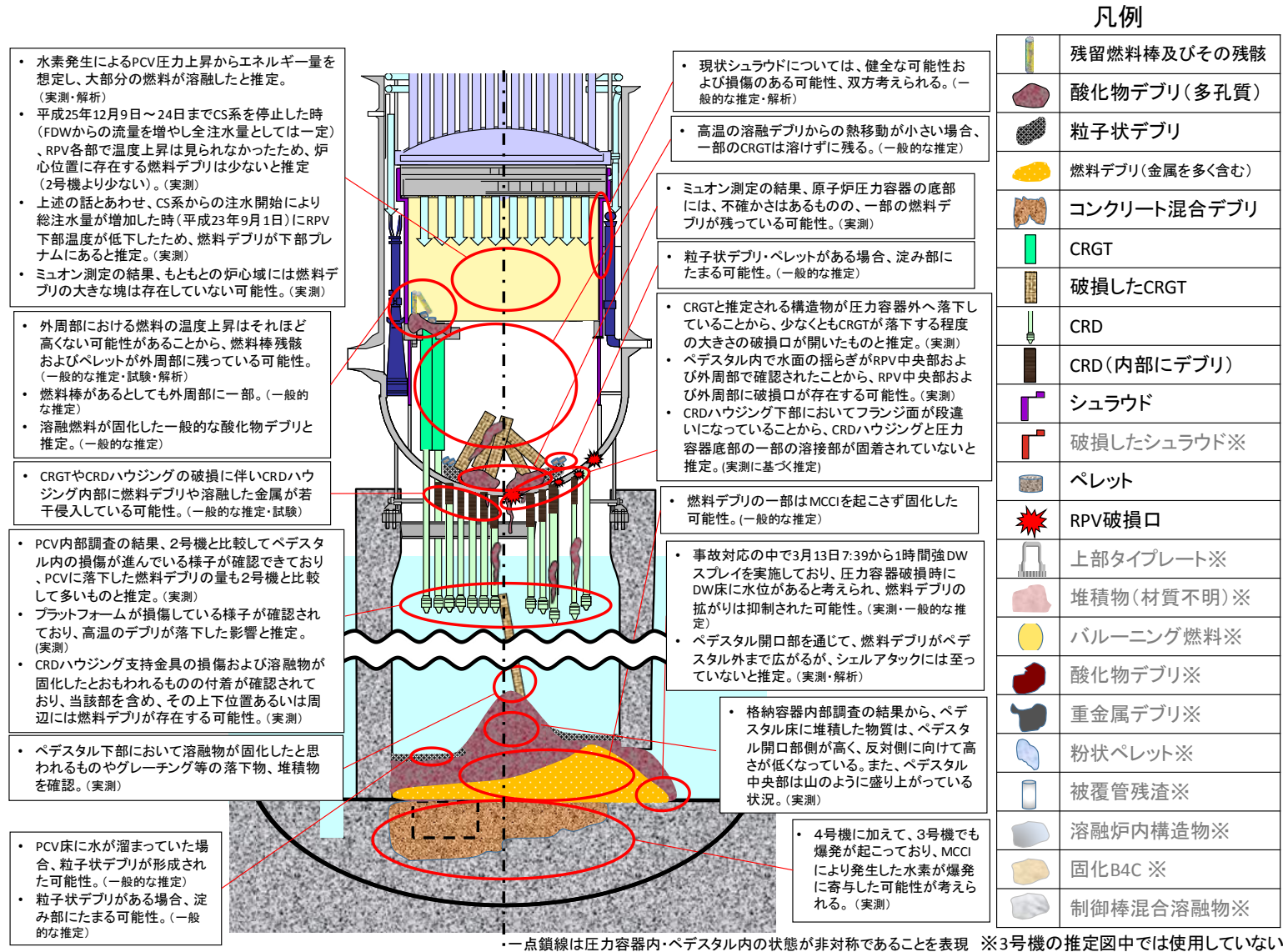


図 4.10.3-2 3号機 2018年9月時点の推定図(拡大) [3-18]

図 4.10.3-1、図 4.10.3-2 の推定図について、推定の特徴、9 回目の推定から更新した内容、9 回目の推定から更新した理由は次のとおり。

○推定の特徴

燃料デブリの分布について、事故後、溶融した燃料は RPV 下部プレナムに落下し、その多くがさらに PCV へ落下していると推定。RPV 内においては、炉心部に残る燃料デブリは少なく、RPV 底部に一部存在しているものと推定。PCV に落下した燃料デブリは多いものの、床一面に広がっている状況にはないものと推定。

PCV 底部に落下した燃料デブリについては、RPV 内・PCV 内の金属製の構造物が融け固まったものを含むものと推定。

RPV 内・PCV 内の構造物の状態について、RPV 底部にある CRGT は、燃料が溶融し落下する過程で破損し、RPV の下にある CRDハウジング内には燃料デブリが侵入している状況と推定。

○9 回目の推定から更新した内容

- ①PCV に落下した、損傷した CRGT の状態を更新。
- ②PCV 底部に堆積する燃料デブリの分布を更新。
- ③RPV 内に残る CRGT の場所、および CRDハウジングの損傷を表現した箇所を更新。

○9 回目の推定から更新した理由

- ①PCV に落下した、損傷した CRGT の状態を更新。

2017 年 7 月に実施した PCV 内部調査で得られた映像に 3D 復元処理を施した画像を図 4.10.3-3 に示す。左図において、水色の箇所が実際に確認した構造物であり、構造物ごとに色で描き分けたのが右図となっている。右図において、中央付近に立った状態にある黄緑色の構造物は、CRGT と考えられる構造物を示しており、RPV の中央付近から落下し、CRDハウジングにもたれかかる形で立った状態にあることがわかる。推定図において、この状態を表現した。

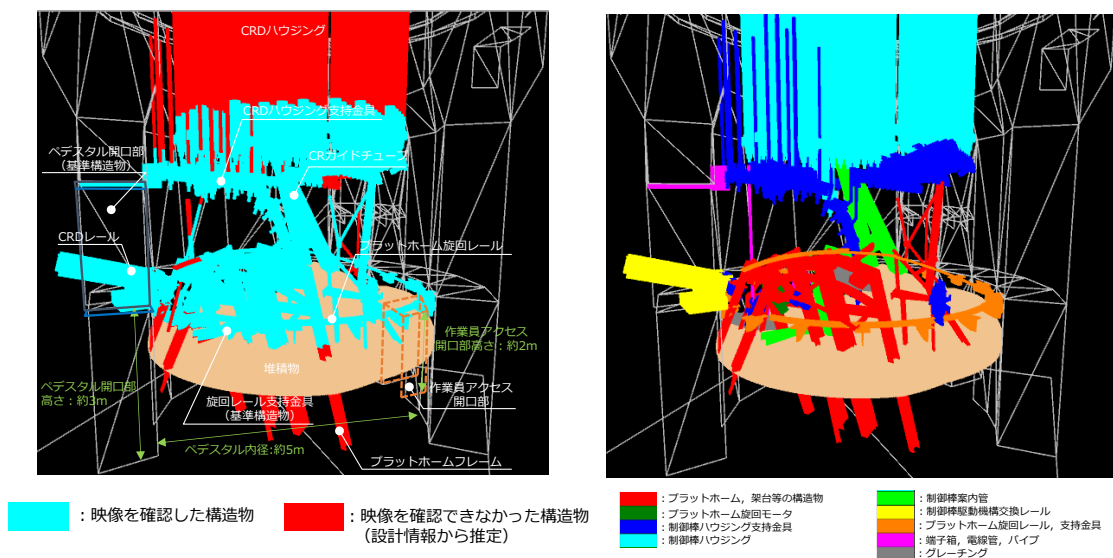


図 4.10.3-3 PCV 内部の 3D 復元処理画像^[3-19]

②PCV 底部に堆積する燃料デブリの分布を更新。

PCV 底部の堆積物の高さ分布について 3D 復元処理した様子を図 4.10.3-4 に示す。中央付近が最も高く、その高さは PCV 底部から約 3[m]であった。ペデスタル内壁側の高さについて、作業員アクセス口がある方向が反対側に比べて堆積物の高さが高い傾向にあることが分かった。堆積物の高さは燃料デブリが RPV から落下してきた場所、つまりは RPV 底部に開いた穴の位置と関連があるものと考えられる。したがって、中央付近および、作業員アクセス口の上部には RPV に破損口があるものと考えられる。

また、図 4.10.3-5 に 2018 年 1、2 月に実施した 2 号機 PCV 内部調査の結果を示す。4.9.2 節で記載したように、PCV 底部では、全体に堆積物が拡がっている状況が確認できたものの、PCV 底部にあるケーブルトレイや、柱などの構造物に目立った損傷がないことから、堆積物は、温度の高い燃料成分をあまり含まず、金属を多く含むと考えられる。

3 号機の PCV 底部に溜まる堆積物は、全燃料の体積を超える量であり、燃料成分以外にも、2 号機同様に RPV 内・PCV 内の金属製の構造物が融け固まったものを含む可能性が考えられる。そのため、金属を多く含む燃料デブリを描写した。

なお、作業員アクセス口付近は堆積物の高さが反対側のペデスタル内壁側と比較して高いため、金属を多く含む燃料デブリが反対側と比べて多く存在している可能性があるものとして描写した。

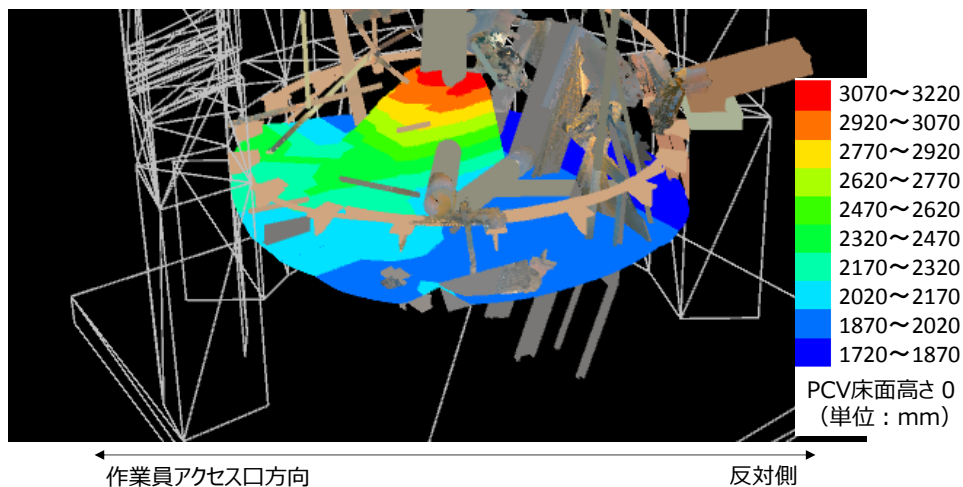


図 4.10.3-4 PCV 底部の堆積物の様子[3-3]

○構造物の状況・堆積物の分布状況

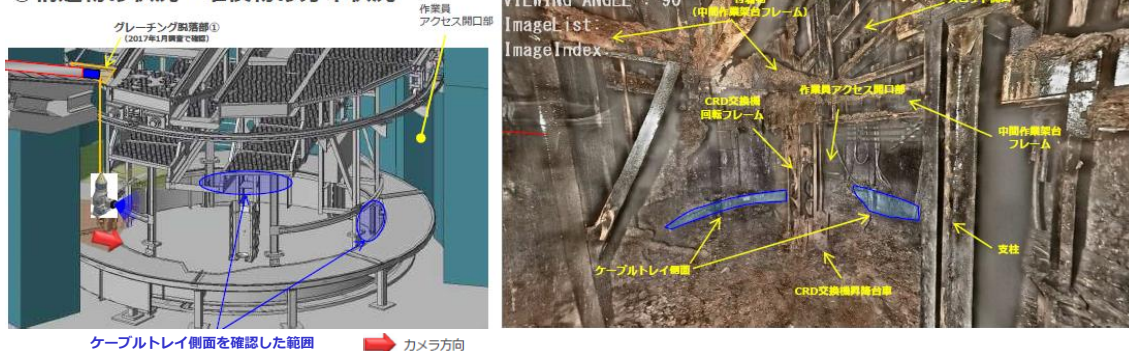


図 4.10.3-5 2号機 PCV 内部調査の結果[3-20]

③RPV 内に残る CRGT の場所、および CRDハウジングの損傷を表現した箇所を更新。

②で記載したように、作業員アクセス口の上部には RPV の破損口が存在している可能性が考えられる。RPV の破損口付近の CRGT は燃料デブリにより損傷を受けている可能性があるものと考え、外周部に残る CRGT について、反対の外周位置に描写するよう推定図を更新した。CRDハウジングの破損箇所（脱落箇所）についても同様の考えのもと、作業員アクセス口上部が損傷を受けている可能性があるものとして描写するよう推定図を更新した。

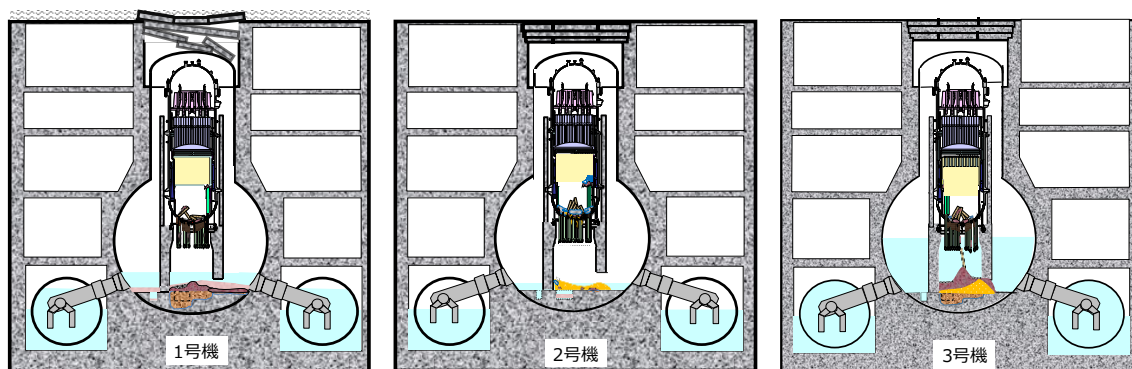
○推定を裏付ける情報
無し。

5. まとめ

当社は、シビアアクシデントに至った1～3号機について、燃料デブリ取り出しをはじめ、廃炉作業を安全かつ効率的に進めることを目的に、RPV内・PCV内の状態推定を継続的に実施してきた。

4章で記載した推定図について、1～3号機の2021年6月現在の推定を図5.1に示す。

	燃料デブリ分布			格納容器水位	
	炉心部	圧力容器底部	格納容器	ドライウェル水位※	圧力抑制室水位
1号機	ほとんどない	ほとんどない	大部分	約2m	ほぼ満水
2号機	少ない ↓ 少ない	多い ↓ 少ない	少ない ↑ ある程度	約0.3m	中間
3号機				約6m	満水



※ 2021年1月時点の水位（2021年2月13日に発生した地震の影響により1号機と3号機の格納容器（ドライウェル）水位は変化）

図 5.1 1～3号機の推定のまとめ^[3-3]

RPV内・PCV内の状態推定において、現場から得られる直接的な情報が重要であるが、現時点ではRPV内部はもとよりPCV内部においても現場調査の及んでいない箇所が残されている。燃料デブリ取り出しにかかる廃炉作業の進捗などに伴い取得される情報を積極的に活用していくとともに、事故分析を目的とした現場調査も進めていく。

また、今後も本取り組みを継続するとともに、得られた知見については、柏崎刈羽原子力発電所の安全対策に反映することはもとより、広く発信することで、世界の原子力発電所の安全性向上に貢献していく。

6. 参考文献

6.1 1号機参考文献

- [1-1] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心状態について”, (2011年11月30日)
http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/images/handouts_111130_09-j.pdf
- [1-2] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1号機原子炉格納容器圧力データの誤りについて (概要版)”, (2011年11月29日)
https://www.tepco.co.jp/cc/press/betu11_j/images/111129b.pdf
- [1-3] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第1回進捗報告”, (2013年12月13日)
https://www.tepco.co.jp/cc/press/betu13_j/images/131213j0102.pdf
- [1-4] 東京電力株式会社, “1号機原子炉格納容器 (PCV) 内部調査の結果について”, (2012年10月22日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/121022/121022_01h.pdf
- [1-5] 東京電力株式会社, “1号機S/Cへの窒素封入について (今後の方針)”, (2012年9月24日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/120924/120924_01h.pdf
- [1-6] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第2回進捗報告”, (2014年8月6日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2014/140806j0102.pdf
- [1-7] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1号機ベント管下部周辺の調査結果について”, (2013年11月28日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/131128/131128_01nn.pdf
- [1-8] 東京電力株式会社, “研究開発「格納容器漏えい箇所特定技術・補修技術の開発」にて開発中のS/C (圧力抑制室) 上部調査装置の実証試験における1号機S/C上部調査結果について”, (2014年5月29日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/0529/140529_01_037.pdf
- [1-9] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心・格納容器の

- 状態の推定と未解明問題に関する検討 第3回進捗報告”,(2015年5月20日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2015/150520j0102.pdf
- [1-10] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第4回進捗報告”, (2015年12月17日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2015/151217j0104.pdf
- [1-11] 東京電力株式会社, “原子炉内燃料デブリ検知技術の開発 測定作業の完了報告(速報)”, (2015年5月28日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/decommissioning/committee/osensuitaisakuteam/2015/pdf/150528_01_3_6_03.pdf
- [1-12] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所事故発生後の原子炉圧力容器/格納容器内の状態推定について”, (2021年3月9日)
https://www.tepco.co.jp/library/movie/detail-j.html?catid=61709&video_uuid=m88yqm90
- [1-13] 技術研究組合 国際廃炉研究開発機構, 一般財団法人エネルギー総合工学研究所, “平成26年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金 総合的な炉内状況把握の高度化”
- [1-14] 東京電力株式会社, “1号機原子炉格納容器(PCV)内部調査の結果について”, (2012年10月22日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/121022/121022_01h.pdf
- [1-15] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所1号機ガレキ撤去計画策定に向けたオペレーティングフロアの調査について”, (2014年11月19日)
<https://www.nsr.go.jp/data/000055052.pdf>
- [1-16] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所1号機建屋カバー解体工事の進捗状況について”, (2016年11月24日)
<https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/decommissioning/committee/osensuitaisakuteam/2016/11/3-02-03.pdf>
- [1-17] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第5回進捗報告”, (2017年12月25日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2017/171225j0102.pdf
- [1-18] 経済産業省, “平成27年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金「総

合的な炉内状況把握の高度化」”

- [1-19] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所1号機 オペレーティングフロア調査結果（中間）について”, (2017年3月30日)
<https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/decommissioning/committee/osensuitaisakuteam/2017/03/3-02-03.pdf>
- [1-20] 東京電力ホールディングス株式会社, “1号機原子炉建屋オペレーティングフロアにおけるガレキ状況調査結果（追加調査）について”, (2017年9月28日)
<https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/decommissioning/committee/osensuitaisakuteam/2017/09/3-02-03.pdf>
- [1-21] 東京電力ホールディングス株式会社, “1号機原子炉格納容器内部調査について ～映像データおよび線量データの分析結果～”, (2017年7月27日)
https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/2017/images2/d170727_08-j.pdf
- [1-22] 一般社団法人 原子力学会 2018年秋の大会, “東京電力福島第一原子力発電所炉内状況把握の解析・評価（114）総合的な分析・評価のまとめ－1号機－”, (2018年9月7日)

6.2 2 号機参考文献

- [2-1] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態について”, (2011 年 11 月 30 日)
http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/images/handouts_111130_09-j.pdf
- [2-2] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告”, (2013 年 12 月 13 日)
https://www.tepco.co.jp/cc/press/betu13_j/images/131213j0102.pdf
- [2-3] 東京電力株式会社, “格納容器内部調査結果及び漏洩経路の特定に向けた調査計画”, (2012 年 7 月 24 日)
https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/images/handouts_120724_05-j.pdf
- [2-4] 東京電力株式会社, “2 号機ベント管下部周辺調査結果について”, (2013 年 3 月 28 日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/130328/130328_01hh.pdf
- [2-5] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告”, (2014 年 8 月 6 日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2014/140806j0102.pdf
- [2-6] 東京電力株式会社, “福島第一・2 号機 S/C 水素パージのための窒素封入試験 (2 回目) の実施状況について (結果) ”, (2013 年 12 月 26 日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/131226/131226_01n.pdf
- [2-7] 東京電力株式会社, “2 号機 S/C 内水位測定結果”, (2014 年 1 月 30 日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/140130/140130_01kk.pdf
- [2-8] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 3 回進捗報告”, (2015 年 5 月 20 日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2015/150520j0102.pdf
- [2-9] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 4 回進捗報告”, (2015 年 12 月

17日)

https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2015/151217j0104.pdf

- [2-10] 経済産業省, “平成 26 年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金「総合的な炉内状況把握の高度化」”
- [2-11] 東京電力株式会社, “東京電力福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心損傷状況の推定について”, (2011 年 11 月 30 日)
https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/images/handouts_111130_07-j.pdf
- [2-12] 東京電力株式会社, “2 号機 PCV 内部再調査結果について”, (2013 年 8 月 29 日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/130828/130828_01hh.pdf
- [2-13] 第 2 回福島第一廃炉国際フォーラム, “福島第一原子力発電所における炉心・格納容器内の状況推定について”, (2017 年 7 月 3 日)
https://ndf-forum.com/2nd/ref/d2_mizokami_jp.pdf
- [2-14] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所事故発生後の原子炉圧力容器／格納容器内の状態推定について”, (2021 年 3 月 9 日)
https://www.tepco.co.jp/library/movie/detail-j.html?catid=61709&video_uuid=m88yqmq90
- [2-15] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所 2 号機 ミュオン測定による炉内燃料デブリ位置把握について”, (2016 年 7 月 28 日)
https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/images1/images2/d160728_08-j.pdf
- [2-16] 東京電力ホールディングス株式会社, “2 号機原子炉格納容器内部調査について～画像解析による追加報告～”, (2017 年 3 月 30 日)
<https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/decommissioning/committee/osensuitaisakuteam/2017/03/3-03-03.pdf>
- [2-17] 東京電力ホールディングス株式会社, “2 号機原子炉格納容器内部調査について”, (2017 年 2 月 23 日)
<https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/decommissioning/committee/osensuitaisakuteam/2017/02/3-03-02.pdf>
- [2-18] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告”, (2017 年 12 月 25 日)

- https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2017/171225j0102.pdf
- [2-19] 経済産業省, “平成 27 年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金「総合的な炉内状況把握の高度化」”
- [2-20] 東京電力株式会社, “2 号機 PCV 内監視計器再設置の作業結果について”,(2014 年 6 月 27 日)
- https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/140627/140627_01_008.pdf
- [2-21] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所 2 号機原子炉格納容器内部調査結果について”,(2018 年 4 月 26 日)
- https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/2018/images1/d180426_08-j.pdf#page=3
- [2-22] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所 2 号機原子炉格納容器内部調査 (2018 年 1 月) 取得映像の画像処理について”,(2019 年 2 月 28 日)
- https://www.tepco.co.jp/decommission/information/committee/roadmap_progress/pdf/2019/d190228_08-j.pdf#page=43
- [2-23] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所 2 号機原子炉格納容器内部調査 実施結果”,(2018 年 2 月 1 日)
- https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/2018/images1/d180201_08-j.pdf#page=3
- [2-24] 一般社団法人 原子力学会 2018 年秋の大会, “東京電力福島第一原子力発電所炉内状況把握の解析・評価 (115) 総合的な分析・評価のまとめ—2 号機—”,(2018 年 9 月 7 日)

6.3.3 号機参考文献

- [3-1] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態について”, (2011 年 11 月 30 日)
http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/images/handouts_111130_09-j.pdf
- [3-2] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告”, (2013 年 12 月 13 日)
https://www.tepco.co.jp/cc/press/betu13_j/images/131213j0102.pdf
- [3-3] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所事故発生後の原子炉圧力容器／格納容器内の状態推定について”, (2021 年 3 月 9 日)
https://www.tepco.co.jp/library/movie/detail-j.html?catid=61709&video_uuid=m88yqm90
- [3-4] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告”, (2014 年 8 月 6 日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2014/140806j0102.pdf
- [3-5] 東京電力株式会社, “3 号機原子炉建屋 1 階 主蒸気隔離弁室付近から床ドレンファンネルへの水の流れについて”, (2014 年 1 月 30 日)
https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/140130/140130_01mm.pdf
- [3-6] 東京電力株式会社, “3 号機主蒸気隔離弁 (MSIV) 室内調査結果について”, (2014 年 5 月 29 日)
http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/images/d140529_06-j.pdf
- [3-7] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 3 回進捗報告”, (2015 年 5 月 20 日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2015/150520j0102.pdf
- [3-8] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 4 回進捗報告”, (2015 年 12 月 17 日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2015/151217j0104.pdf

- [3-9] 東京電力ホールディングス株式会社, “原子炉格納容器内部調査について”, (2017年6月28日)
https://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/handouts/2017/images1/handouts_170628_04-j.pdf
- [3-10] 技術研究組合 国際廃炉研究開発機構, 一般財団法人エネルギー総合工学研究所, “平成26年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金 総合的な炉内状況把握の高度化”
- [3-11] 東京電力株式会社, “福島第一・1～3号機 これまでの注水量変更時の温度挙動について”, (2014年2月27日)
http://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/pdf/140227/140227_02j.pdf
- [3-12] 東京電力株式会社, “福島第一原子力発電所 3号機原子炉格納容器(PCV) 内部調査の実施結果について”, (2015年10月30日)
http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/images/1151030_09-j.pdf
- [3-13] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第5回進捗報告”, (2017年12月25日)
https://www.tepco.co.jp/decommission/information/accident_unconfirmed/pdf/2017/171225j0102.pdf
- [3-14] 技術研究組合 国際廃炉研究開発機構, 一般財団法人エネルギー総合工学研究所, “平成27年度補正予算 廃炉・汚染水対策事業費補助金 総合的な炉内状況把握の高度化”
- [3-15] 東京電力ホールディングス株式会社, “3号機原子炉格納容器内部調査について”, (2017年11月30日)
http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/2017/images2/d171130_08-j.pdf
- [3-16] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所 3号機ミュオン測定による炉内燃料デブリ位置把握について”, (2017年9月28日)
http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/2017/images2/d170928_08-j.pdf
- [3-17] 東京電力ホールディングス株式会社, “2号機原子炉格納容器内部調査について～画像解析による追加報告～”, (2017年3月30日)
<https://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/decommissioning/committee/osensuitaisakuteam/2017/03/3-03-03.pdf>
- [3-18] 一般社団法人 日本原子力学会 2018年秋の大会, “東京電力福島第一原子力発電所炉内状況把握の解析・評価 (113) 総合的な分析・評価のまとめ

－3号機－”, (2018年9月7日)

- [3-19] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所3号機 原子炉格納容器内部調査 映像からの3次元復元結果”, (2018年4月26日)

http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/2018/images1/d180426_08-j.pdf#page=35

- [3-20] 東京電力ホールディングス株式会社, “福島第一原子力発電所2号機原子炉格納容器内部調査結果について”, (2018年4月26日)

http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/roadmap/2018/images1/d180426_08-j.pdf#page=3

福島第一原子力発電所 1 号機における

地震発生から 3 月 12 日（土）までの主な時系列

原子炉の冷却や注水，格納容器ベントに関する情報など，事故進展の理解を助ける内容について，事故調査報告書に記載の内容や未解明問題に関する検討で推定した結果を時系列に盛り込むことで記載の充実化を図った（未解明問題に関する検討関連は斜体で記載）。

平成 23 年 3 月 11 日（金）

- 14 : 46 **東北地方太平洋沖地震発生。原子炉自動停止。** 第 3 非常態勢を自動発令。
- 14 : 47 主タービン自動停止，外部電源喪失により非常用ディーゼル発電機自動起動。
- 14 : 52 非常用復水器（以下，「IC」）(A)，(B) 自動起動。
- 15 : 02 原子炉未臨界確認。
- 15 : 03 原子炉冷却材温度降下率 55°C/h を遵守するために，IC の戻り配管隔離弁（MO-3A,3B）を一旦「全閉」（IC (A)，(B) 停止）。その後，IC (A) による原子炉圧力制御開始。
- 15 : 05 格納容器冷却系（以下，「CCS」）B 系による圧力抑制室（以下，「S/C」）の冷却開始。
- 15 : 06 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握，停電等の復旧）。
- 15 : 10 CCS A 系による S/C の冷却開始。
- 15 : 17 IC (A) 起動。
- 15 : 19 IC (A) 停止。
- 15 : 24 IC (A) 起動。
- 15 : 26 IC (A) 停止。
- 15 : 27 発電所の沖合約 1.3km に設置されている波高計に津波第一波到達。
- 15 : 32 IC (A) 起動。
- 15 : 34 IC (A) 停止。
- 15 : 35 波高計に津波第二波到達。
- 15 : 36頃 **発電所敷地に津波到達と推定。**（未解明問題に関する検討^{※1}）
津波により機器の冷却に必要な非常用海水系が喪失したと推定。（未解

明問題に関する検討^{*2)}

- 15:37 建屋浸水によって全交流電源喪失（非常用母線 A 系，B 系電圧喪失），直流電源喪失。
- 15:37 全交流電源喪失により CCS A 系，B 系による S/C の冷却停止。
- 15:42 **原子力災害対策特別措置法（以下、「原災法」）第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（全交流電源喪失）が発生したと判断，官庁等に通報。**
- 15:42 第 1 次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- 16:00頃 **構内道路の健全性確認を開始。**
- 16:00頃 **電源設備（外部電源）の健全性確認を開始。**
- 16:10 **本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。**
- 16:36 **原子炉水位が確認出来ず，高圧注水系の表示灯が消灯し起動不能な状態であり，注水状況が不明なため，原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断，16:45 官庁等に通報。**
- 16:36 第 2 次緊急時態勢を発令。
- 16:45 原子炉水位が確認出来たことから，原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）発生を解除を判断，16:55 官庁等に通報。
- 16:50頃 **全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。**
- 16:55 **ディーゼル駆動消火ポンプ（以下、「DDFP」）の現場確認を開始。**
- 17:07 再度，原子炉水位が確認出来なくなったため，原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断，17:12 官庁等に通報。
- 17:12 **発電所長は，アクシデントマネジメント対策として設置した消火系ライン，及び消防車を使用した原子炉への注水方法の検討開始を指示。**
- 17:19 運転員は現場確認のため原子炉建屋に出発。原子炉建屋二重扉前に到着し，二重扉の外側扉のハンドルを開けて一歩入ったが，持っていた GM 管（放射線測定器）の指示が振り切れているのを確認し，通常と異なる状況であったことから，現場確認を断念。状況を報告するために，17:50 一旦引き返し。
- 17:30 故障復帰操作により，DDFP が自動起動したが，原子炉代替注水ラインが未構成だったため停止（その後，起動しないよう停止状態で保持）。
- 18:00頃 **電源設備（所内電源）の健全性確認を開始。**
- 18:18 ICの戻り配管隔離弁（MO-3A），供給配管隔離弁（MO-2A）の表示ランプが点灯していることを発見し，点灯状況を確認したところ閉であ

- り、格納容器の内側隔離弁 (MO-1A,4A) が開いていることを期待して、当該弁の開操作実施、蒸気発生を確認。
- 18 : 25 しばらくして蒸気の発生が停止したため、IC の冷却水である胴側の水がなくなっている可能性を懸念し、戻り配管隔離弁 (MO-3A) 閉操作。
- 18 : 35 原子炉代替注水ライン構成を開始。
- 19 : 00頃 **2,3 号機の間にあるゲートを開放、1~4 号機への車両の通行ルートを確保。**
- 19 : 24 **構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。**
- 20 : 47 中央制御室内の仮設照明が点灯。
- 20 : 50 原子炉代替注水ラインが完成したことから、停止状態の保持を解除し、故障復帰操作により、DDFP 自動起動 (原子炉減圧後に注水可能な状態)。
- 20 : 50 福島県が福島第一原子力発電所から半径 2km の住民に避難指示。
- 20 : 56 **電源設備 (外部電源、所内電源) の健全性確認結果を発電所対策本部に報告。**
- 21 : 19 原子炉水位判明、有効燃料頂部 (以下、「TAF」) +200mm。
水位計の測定値について、この段階では水位計配管内の水の蒸発により、正しい水位を示していないものと推定 (以下同様)。(未解明問題に関する検討^{※3, ※4})
- 21 : 23 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径 3km 圏内の避難、半径 3km~10km 圏内の屋内退避を指示。
- 21 : 30 DDFP が起動しており、IC の胴側への給水にも対応できるようになったことなどを踏まえ、戻り配管隔離弁 (MO-3A) 開操作実施、蒸気発生を確認。
- 21 : 51 原子炉建屋に入域していた運転員が、APD (警報付きポケット線量計) の数値がごく短時間に 0.8 mSv となり現場確認を断念したことを中央制御室に報告、原子炉建屋の放射線量が上昇したことから、原子炉建屋への入域を禁止。
- 22 : 00頃 **東北電力第一陣、高圧電源車 1 台の到着を確認。**
- 22 : 10 原子炉水位が TAF+450mm 近辺にあることを官庁等に連絡。
- 23 : 00 サーベイの結果として、タービン建屋内での放射線量の上昇 (タービン建屋 1 階北側二重扉前 1.2mSv/h、タービン建屋 1 階南側二重扉前 0.5mSv/h) を 23:40 官庁等に連絡。

平成 23 年 3 月 12 日 (土)

0 : 06 **ドライウエル (以下、「D/W」) 圧力が 600kPa[abs]を超えている可能**

性があり、格納容器ベント（以下、「ベント」）を実施する可能性があることから、準備を進めるよう発電所長指示。

- 0 : 3 0 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の 3km 以内避難措置完了確認，1:45 に再度確認）。
- 0 : 4 9 D/W 圧力が 600kPa[abs]を超えている可能性があることから，原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（格納容器圧力異常上昇）が発生したと判断，0:55 官庁等に通報。
- 1 : 2 0 頃 当社の高圧電源車 1 台の到着を確認。
- 1 : 3 0 頃 1 号機及び 2 号機のベントの実施について，内閣総理大臣，経済産業大臣，原子力安全・保安院に申し入れ，了解を得る。
- 1 : 4 8 燃料切れによる DDFP 停止を確認。
- 2 : 0 3 消防車から消火系ラインの送水口につなぎこむことを検討開始。
- 2 : 4 7 2:30 に D/W 圧力が 840kPa[abs]に到達したことを官庁等に連絡。
- 2 : 5 6 DDFP の燃料補給完了。起動操作を行ったが起動不能。
- 3 : 0 6 ベント実施に関するプレス会見実施。
- 4 : 0 0 頃 消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水注入開始，1,300 リットルを注入完了。**
- 4 : 0 1 ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
- 4 : 5 5 発電所構内における放射線量が上昇（正門付近 0.069 μ Sv/h(4:00) → 0.59 μ Sv/h(4:23)) したことを確認，官庁等に連絡。
- 5 : 1 4 発電所構内における放射線量が上昇していること及び，D/W 圧力も低下傾向にあることから「外部への放射性物質の漏えい」が発生していると判断，官庁等に連絡。
- 5 : 4 4 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径 10km 圏内の住民に避難指示。
- 5 : 4 6 現場の放射線量上昇のため一時中断していた注水作業について，消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水注入再開（4:22，注水作業を中断して免震重要棟に退避）。**
- 5 : 5 2 消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水 1,000 リットルを注入完了。
- 6 : 0 0 頃 原子炉圧力容器下部ヘッドが損傷したものと推定。（未説明問題に関する検討^{※4, 5)}
- 6 : 3 0 消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水 1,000 リットルを注入完了。
- 6 : 3 3 地域の避難状況として，大熊町から都路方面へ移動を検討中であることを確認。

- 6 : 5 0 経済産業大臣より法令に基づくベントの実施命令(手動によるベント)。
- 7 : 1 1 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- 7 : 5 5 消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水 1,000 リットルを注入完了。
- 8 : 0 3 ベント操作を9時目標で行うよう発電所長指示。
- 8 : 0 4 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。
- 8 : 1 5 消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水 1,000 リットルを注入完了。
- 8 : 2 7 大熊町の一部が避難できていないとの情報を確認。
- 8 : 3 0 消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水 1,000 リットルを注入完了。
- 8 : 3 7 福島県へ9時頃ベントの開始に向けて準備していることを連絡。避難状況を確認してからベントをすることで調整。
- 9 : 0 2 大熊町(熊地区の一部)の避難が出来ていることを確認。
- 9 : 0 4 ベントの操作を行うため運転員が現場へ出発。**
- 9 : 0 5 ベント実施に関するプレス発表。
- 9 : 1 5 消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水 1,000 リットルを注入完了。
- 9 : 1 5 格納容器ベント弁(MO弁)を手動開。
- 9 : 3 2 S/Cベント弁(AO弁)小弁の現場操作を試みるが、高い放射線量のため断念。
- 9 : 4 0 消防車により消火系ラインから原子炉内に淡水 15,000 リットルを注入完了。
- 9 : 5 3 再度、ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
- 10 : 1 5 頃 当社及び東北電力が派遣した電源車72台が、福島に到着していることを確認(高压電源車:福島第一12台,福島第二42台,低压電源車:福島第一7台,福島第二11台)。
- 10 : 1 7 10:17,10:23,10:24の3回、中央制御室にてS/Cベント弁(AO弁)小弁を開操作(計装用圧縮空気系の残圧を期待)。
- 10 : 4 0 正門及びモニタリングポスト No.8 付近の放射線量が上昇していることが確認されたことから、ベントにより放射性物質が放出された可能性が高いと判断。
- 11 : 1 5 放射線量が下がっていることから、ベントが十分効いていない可能性があることを確認。
- 11 : 3 9 ベント操作のために、原子炉建屋内に入域した当社社員1名の被ばく線量が100mSvを超過(106.30mSv)したことを官庁等に連絡。

- 12:53 DDFP のバッテリー交換作業を完了。運転員が起動操作を行ったが、セルモータの地絡により使用不能。
- 14:30 S/C ペント弁(AO 弁)大弁を動作させるため、14:00 頃に仮設の空気圧縮機を設置したところ、D/W 圧力が低下していることを確認し、ペントによる「放射性物質の放出」と判断、15:18 官庁等に連絡。
- 14:53 消防車による原子炉への淡水注入、約 80,000 リットル (累計) を注入完了。
- 14:54 原子炉への海水注入を実施するよう発電所長指示。(1 号機側防火水槽内の淡水がなくなってきたことから、他の防火水槽等から淡水の搬送を急ぐとともに、海水注入に切り替える作業を進める)
- 15:18 ほう酸水注入系の復旧作業を進めており、準備が整い次第、ほう酸水注入系ポンプを起動し、原子炉内へ注入する予定。また、今後準備が整い次第、消火系にて海水を原子炉へ注水する予定であることを官庁等に連絡。
- 15:30頃 高圧電源車から 2 号機低圧電源盤 (P/C) を介して 1 号機小容量低圧電源盤 (MCC) に電源を供給する経路を構成、ほう酸水注入系ポンプ手前まで送電を開始し、高圧電源車の調整が完了。
- 15:36 原子炉建屋で爆発発生。(この爆発により、海水注入のためのホースやほう酸水注入系の電源ケーブルが損傷し、現場からの退避、安否確認が実施され、現場の状況が確認されるまで復旧及び準備作業が中断)
- 16:27 モニタリングポスト No.4 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (1,015 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断、官庁等に通報。
- 17:20頃 消防車、建屋などの状況の調査に出発。
- 18:05 経済産業大臣から法令に基づく命令 (注水すること) があったことを本店・発電所間で共有。
- 18:25 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径 20km 圏内の住民に対し避難指示。
- 18:36 消防車、建屋などの状況調査の結果、現場は散乱している状態で**準備していた海水注入のためのホースが損傷、使用不可能**であることを確認。
- 19:04 原子炉内に消火系ラインから消防車による海水注入開始。
- 20:45 ほう酸を海水と混ぜて原子炉内へ注入開始。

- ※1 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料地震津波-1) 福島第一原子力発電所に来襲した津波の敷地到達時刻について
- ※2 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料地震津波-2) 津波による非常用交流電源喪失についての追加検討
- ※3 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 1-2) 1 号機燃料域水位計の挙動による推定について
- ※4 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 1-6) 1 号機の測定データ, 及び既往の解析結果による事故進展の推定について
- ※5 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 1-11) 空間線量率モニタリングデータに基づく 1 号機事故進展の推定

以 上

福島第一原子力発電所 2 号機における

地震発生から 3 月 15 日（火）までの主な時系列

原子炉の冷却や注水，格納容器ベントに関する情報など，事故進展の理解を助ける内容について，事故調査報告書に記載の内容や未解明問題に関する検討で推定した結果を時系列に盛り込むことで記載の充実化を図った（未解明問題に関する検討関連は斜体で記載）。

平成 23 年 3 月 11 日（金）

- 14 : 46 **東北地方太平洋沖地震発生。** 第 3 非常態勢を自動発令。
- 14 : 47 **原子炉自動停止**，主タービン自動停止。外部電源喪失により非常用ディーゼル発電機自動起動。
- 14 : 50 原子炉隔離時冷却系（以下，「RCIC」）手動起動。
- 14 : 51 RCIC 自動停止（原子炉水位高）。
- 15 : 01 原子炉未臨界確認。
- 15 : 02 RCIC 手動起動。
- 15 : 06 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握，停電等の復旧）。
- 15 : 07 残留熱除去系（以下，「RHR」）A 系による圧力抑制室（以下，「S/C」）の冷却開始。
- 15 : 25 RHR A 系による S/C の冷却を冷却モードからスプレイモードに切替。
- 15 : 27 発電所の沖合約 1.3km に設置されている波高計に津波第一波到達。
- 15 : 28 RCIC 自動停止（原子炉水位高）。
- 15 : 35 波高計に津波第二波到達。
- 15 : 36頃 **発電所敷地に津波到達と推定。**（未解明問題に関する検討^{*1}）
津波により機器の冷却に必要な非常用海水系が喪失したと推定。（未解明問題に関する検討^{*2}）
- 15 : 37 RHR A 系による S/C の冷却停止。
- 15 : 39 **RCIC 手動起動。**
- 15 : 41 建屋浸水によって全交流電源喪失（非常用母線 A 系 15:37，B 系 15:40 電圧喪失）。
- 15 : 42 **原子力災害対策特別措置法（以下，「原災法」）第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（全交流電源喪失）が発生したと判断，官庁等に通報。**

- 15:42 第1次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- 15:50 原子炉水位が不明となっていることを確認。全交流電源に加え、建屋浸水によって直流電源も喪失。
- 16:00頃 構内道路の健全性確認を開始。
- 16:00頃 電源設備（外部電源）の健全性確認を開始。
- 16:10 本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。
- 16:36 原子炉水位が不明であり、また RCIC の運転状態が確認できず、高圧注水系も制御盤の表示灯がすべて消灯し、起動不能な状態であったため、原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断、16:45 官庁等に通報。
- 16:36 第2次緊急時態勢を発令。
- 16:50頃 全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。
- 17:12 発電所長は、アクシデントマネジメント対策として設置した消火系ライン、及び消防車を使用した原子炉への注水方法の検討開始を指示。
- 18:00頃 電源設備（所内電源）の健全性確認を開始。
- 19:00頃 2,3号機の間にあるゲートを開放、1~4号機への車両の通行ルートを確認。
- 19:24 構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。
- 20:47 中央制御室内の仮設照明が点灯。
- 20:50 福島県が福島第一原子力発電所から半径2kmの住民に避難指示。
- 20:56 電源設備（外部電源、所内電源）の健全性確認結果を発電所対策本部に報告。
- 21:02 原子炉水位が不明であり、RCICによる原子炉への注水状況が確認できないため、原子炉水位が有効燃料頂部（以下、「TAF」）に到達する可能性があることを官庁等に連絡。
- 21:13 TAF到達時間を21:40と評価、官庁等に連絡。
- 21:23 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径3km圏内の避難、半径3km~10km圏内の屋内退避を指示。
- 21:50 原子炉水位が判明し、TAF+3400mmにあることを確認したことから、TAF到達まで時間がかかると評価、22:10 官庁等に通報。
- 22:00頃 東北電力第一陣、高圧電源車1台の到着を確認。

平成23年3月12日（土）

- 0:30 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の3km以内避難措置完了確認、1:45に再度確認）。

- 1 : 2 0 ディーゼル駆動消火ポンプが停止していることを確認。
- 1 : 2 0 頃 当社の高圧電源車 1 台の到着を確認。
- 1 : 3 0 頃 1 号機及び 2 号機のベントの実施について、内閣総理大臣、経済産業大臣、原子力安全・保安院に申し入れ、了解を得る。
- 2 : 5 5 発電所対策本部は RCIC が運転していることを確認。**
- 3 : 0 6 ベント実施に関するプレス会見実施。
- 3 : 3 3 ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
- 4 : 2 0 RCIC の水源を復水貯蔵タンクから S/C に切替を開始。
- 4 : 5 5 発電所構内における放射線量が上昇（正門付近 0.069 μ Sv/h(4:00) → 0.59 μ Sv/h(4:23)）したことを確認，官庁等に連絡。
- 5 : 0 0 RCIC 水源切替完了。
- 5 : 4 4 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径 10km 圏内の住民に避難指示。
- 6 : 5 0 経済産業大臣より法令に基づくベントの実施命令(手動によるベント)。
- 7 : 1 1 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- 8 : 0 4 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。
- 1 0 : 1 5 頃 当社及び東北電力が派遣した電源車 72 台が、福島に到着していることを確認（高圧電源車：福島第一 12 台，福島第二 42 台，低圧電源車：福島第一 7 台，福島第二 11 台）。
- 1 5 : 3 0 頃 高圧電源車から 2 号機低圧電源盤（以下、「P/C」）を介して 1 号機小容量低圧電源盤（MCC）に電源を供給する経路を構成，1 号機ほう酸水注入系ポンプ手前まで送電を開始し，高圧電源車の調整が完了。
- 1 5 : 3 6 1 号機原子炉建屋で爆発発生。（この爆発により，敷設したケーブルが損傷し P/C の受電が停止）**
- 1 6 : 2 7 モニタリングポスト No.4 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量（1,015 μ Sv/h）を計測したことから，原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断，官庁等に通報。
- 1 7 : 3 0 ベントの準備を開始するよう発電所長指示。**
- 1 8 : 2 5 内閣総理大臣が，福島第一原子力発電所から半径 20km 圏内の住民に対し避難指示。

平成 23 年 3 月 13 日（日）

- 8 : 1 0 格納容器ベント弁（MO 弁）開。
- 8 : 3 0 高圧電源車を起動し，2 号機 P/C への再送電を試みるも過電流リレーが動作し，送電できず。

- 8 : 5 6 モニタリングポスト No.4 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (882 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 9:01 官庁等に通報。
- 1 0 : 1 5 **ベントを実施するよう発電所長指示。**
- 1 1 : 0 0 **ラプチャーディスクを除く, ベントライン構成完了。**
- 1 1 : 2 0 ベント実施に関するプレス発表。
- 1 2 : 0 5 **海水を使用する準備を進めるよう発電所長指示。**
- 1 3 : 1 0 バッテリーを逃がし安全弁 (以下, 「SRV」) 制御盤に繋ぎ込み, 操作スイッチで開操作出来る状態を構成。
- 1 4 : 1 5 モニタリングポスト No.4 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (905 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 14:23 官庁等に通報。
- 1 5 : 1 8 ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等へ連絡。

平成 2 3 年 3 月 1 4 日 (月)

- 2 : 2 0 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量(751 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 4:24 官庁等に通報。
- 2 : 4 0 モニタリングポスト No.2 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (650 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 5:37 官庁等に通報。
- 4 : 0 0 モニタリングポスト No.2 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (820 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 8:00 官庁等に通報。
- 9 : 0 0 頃 *RCICによる原子炉への注水機能が低下したものと推定。(未解明問題に関する検討^{*3})*
- 9 : 1 2 モニタリングポスト No.3 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (518.7 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 9:34 官庁等に通報。
- 1 1 : 0 1 **3号機原子炉建屋の爆発。**(この爆発により、準備が完了していた海水注入ラインの消防車及びホースが損傷し、使用不可能)

- 12:50 3号機爆発の影響により S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁の電磁弁励磁回路が外れ閉を確認。
- 13:05 準備が完了していた注水ラインは、消防車及びホースが破損して使用不可能であったことから、消防車を含む海水注入のライン構成を再開。
- 13:18 原子炉水位が低下傾向であったことから、直ちに原子炉への海水注入操作などの準備作業を進めることを官庁等に連絡。
- 13:25 原子炉の水位が低下していることから RCIC の機能が喪失している可能性があり、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (原子炉冷却機能喪失) が発生したと判断、13:38 官庁等に通報。
- 15:28 TAF 到達時間を 16:30 と評価、官庁等に連絡。
- 15:30頃 原子炉への海水注入を行うため消防車を起動。
- 16:34 原子炉減圧操作を開始するとともに、消火系ラインから海水注入を開始することを官庁等に連絡。
- 16:34 SRV(A) を開操作したが開かず。SRV(B),(C),(G)についても開操作を試みるも開かず。
*SRV が作動しなかった原因は、SRV 制御回路の開動作用の電磁弁を励磁させるためのバッテリーの供給範囲を、電磁弁のみではなく回路全体としたことによるものと推定。(未説明問題に関する検討^{*4)})*
- 17:17 原子炉水位が TAF に到達。17:25 官庁等に連絡。
- 18:02 SRV 制御回路の開動作用の電磁弁にバッテリーを直接つないで励磁させ、SRV (E)で原子炉圧力の減圧を開始。原子炉圧力が下がりきらないことから、SRV(F),(D)の2 弁を開状態としたところ、原子炉圧力は低下し減圧が再開 (6.998MPa[gage] (16:34)→6.075MPa[gage] (18:03) →0.63MPa[gage] (19:03))。
- 18:22 原子炉水位が TAF-3,700mm に到達し、燃料全体が露出したものと判断、19:32 官庁等に連絡。
- 19:20 原子炉への海水注入のための消防車が燃料切れで停止していることを確認。
- 19:54 **原子炉内に消火系ラインから消防車 (19:54,19:57 に各 1 台起動) による海水注入開始。**
- 21:00頃 S/C ベント弁 (AO 弁) 小弁開操作。ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。
- 21:20 SRV(A),(B)の 2 弁を開し、原子炉水位が回復してきたことを確認、21:34 官庁等に連絡 (21:30 現在：原子炉水位 TAF-3,000mm)。
水位計の測定値について、この段階では水位計配管内の水の蒸発により、正しい水位を示していないものと推定。(未説明問題に関する検討)

※5, ※6)

- 21:35 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (760 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断、22:35 官庁等に通報。
- 22:50 ドライウェル (以下、「D/W」) 圧力が最高使用圧力 427kPa[gage]を超えたことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (格納容器圧力異常上昇) が発生したと判断、23:39 官庁等に通報。
- 23:00 原子炉圧力が上昇したことを確認。SRV 開操作を継続した末に、原子炉圧力が低下。
- 23:35 S/C 側の圧力がラプチャーディスク作動圧よりも低く、D/W 側の圧力が上昇していることから、D/W ベント弁小弁の開によりベントを実施する方針を決定。

平成 23 年 3 月 15 日 (火)

- 0:01 **D/W ベント弁 (AO 弁) 小弁開操作、数分後に閉であることを確認。**
- 0:10 原子炉圧力が再び上昇。SRV(C),(G),(E),(A),(B),(E),(G),(H),(C)の順で、開動作用の電磁弁を励磁し、1:10頃、原子炉圧力が低下。
複数のSRV が作動しなかった原因は、SRV の駆動に必要な窒素ガスの漏えい、あるいは窒素ガス供給圧力、原子炉圧力、格納容器圧力との関係による可能性があるものと推定。(未解明問題に関する検討^{※4})
- 3:00 D/W 圧力が設計上の最高使用圧力を超えたことから、減圧操作および原子炉内への注水操作を試みているが、まだ減圧しきれていない状況であることを 4:17 官庁等に連絡。
- 5:35 福島原子力発電所事故対策統合本部設置。
- 6:14頃 **大きな衝撃音と振動が発生。S/C 圧力の指示値がダウンスケールとなり、発電所対策本部に 0kPa[abs]と報告。**(D/W の圧力 (6 時頃から 7 時過ぎまで 700kPa[abs]以上を維持) と S/C の圧力はほぼ同じ値になるものであることなどから、S/C の圧力計の故障の可能性が考えられる。なお、衝撃音については、発電所敷地内に設置されている仮設の地震観測記録計のデータを分析した結果、4 号機の原子炉建屋で爆発が発生したことによるものと推定^{※7})
- 6:50 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (583.7 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断、7:00 官庁等に通報。
- 7:00 **監視、作業に必要な要員を除き、福島第二へ一時退避することを官庁等に連絡。**

- 8 : 1 1 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (807 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (火災爆発等による放射性物質異常放出) が発生したと判断, 8:36 官庁等に通報。
- 8 : 2 5 原子炉建屋 5 階付近壁より白い煙 (湯気らしきもの) があがっていることを確認, 9:18 官庁等に連絡。
- 1 0 : 3 0 経済産業大臣より法令に基づく命令。(極力早期に原子炉への注水を行うこと。必要に応じ, ドライウェルのベントを行うこと)
- 1 1 : 0 0 内閣総理大臣が, 福島第一原子力発電所から半径 20km 以上 30km 圏内の住民に対し屋内退避指示。
- 1 6 : 0 0 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (531.6 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 16:22 官庁等に通報。
- 2 3 : 0 5 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (4,548 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 23:20 官庁等に通報。

- ※ 1 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料地震津波-1) 福島第一原子力発電所に来襲した津波の敷地到達時刻について
- ※ 2 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料地震津波-2) 津波による非常用交流電源喪失についての追加検討
- ※ 3 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 2-1) 2 号機の原子炉圧力変化について
- ※ 4 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 2-12) 炉心損傷後の SRV の動作について
- ※ 5 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 1-2) 1 号機燃料域水位計の挙動による推定について

- ※6 福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第5回進捗報告（添付資料 2-14）2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の推定

- ※7 福島原子力事故調査報告書（平成 24 年 6 月 20 日）

以 上

福島第一原子力発電所 3 号機における

地震発生から 3 月 15 日（火）までの主な時系列

原子炉の冷却や注水，格納容器ベントに関する情報など，事故進展の理解を助ける内容について，事故調査報告書に記載の内容や未解明問題に関する検討で推定した結果を時系列に盛り込むことで記載の充実化を図った（未解明問題に関する検討関連は斜体で記載）。

平成 23 年 3 月 11 日（金）

- 14 : 46 **東北地方太平洋沖地震発生。** 第 3 非常態勢を自動発令。
- 14 : 47 **原子炉自動停止**，主タービン手動停止。
- 14 : 48 外部電源喪失により非常用ディーゼル発電機自動起動。
- 14 : 54 原子炉未臨界確認。
- 15 : 05 原子炉隔離時冷却系（以下，「RCIC」）手動起動。
- 15 : 06 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握，停電等の復旧）。
- 15 : 25 RCIC 自動停止（原子炉水位高）。
- 15 : 27 発電所の沖合約 1.3km に設置されている波高計に津波第一波到達。
- 15 : 35 波高計に津波第二波到達。
- 15 : 36 頃 **発電所敷地に津波到達と推定。**（未解明問題に関する検討^{*1}）
津波により機器の冷却に必要な非常用海水系が喪失したと推定。（未解明問題に関する検討^{*2}）
- 15 : 38 建屋浸水によって全交流電源喪失（非常用母線 A 系 15:38，B 系 15:39 電圧喪失）。
- 15 : 42 **原子力災害対策特別措置法（以下，「原災法」）第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（全交流電源喪失）が発生したと判断，官庁等に通報。**
- 15 : 42 第 1 次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- 16 : 00 頃 **構内道路の健全性確認を開始。**
- 16 : 00 頃 **電源設備（外部電源）の健全性確認を開始。**
- 16 : 03 RCIC 手動起動（原子炉には未注水）。
- 16 : 10 **本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。**
- 16 : 16 RCIC による原子炉注水開始。

- 16 : 36 第2次緊急時態勢を発令。
- 16 : 50頃 全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。
- 18 : 00頃 電源設備（所内電源）の健全性確認を開始。
- 19 : 00頃 2,3号機の間にあるゲートを開放, 1~4号機への車両の通行ルートを確認。
- 19 : 24 構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。
- 20 : 50 福島県が福島第一原子力発電所から半径2kmの住民に避難指示。
- 20 : 56 電源設備（外部電源, 所内電源）の健全性確認結果を発電所対策本部に報告。
- 21 : 23 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径3km圏内の避難, 半径3km~10km圏内の屋内退避を指示。
- 21 : 27 中央制御室内の仮設照明が点灯。
- 22 : 00頃 東北電力第一陣, 高圧電源車1台の到着を確認。

平成23年3月12日（土）

- 0 : 30 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の3km以内避難措置完了確認, 1:45に再度確認）。
- 1 : 20頃 当社の高圧電源車1台の到着を確認。
- 3 : 27 ディーゼル駆動消火ポンプ（以下, 「DDFP」）起動せず。
- 4 : 55 発電所構内における放射線量が上昇（正門付近 0.069 μ Sv/h(4:00) → 0.59 μ Sv/h(4:23)) したことを確認, 官庁等に連絡。
- 5 : 44 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径10km圏内の住民に避難指示。
- 7 : 11 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- 8 : 04 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。
- 10 : 15頃 当社及び東北電力が派遣した電源車72台が, 福島に到着していることを確認（高圧電源車：福島第一12台, 福島第二42台, 低圧電源車：福島第一7台, 福島第二11台）。
- 11 : 13 消火系制御盤で故障復帰ボタンを押し, DDFP自動起動を確認。
- 11 : 36 起動確認ができたことから, 消火系制御盤でDDFPを停止。
- 11 : 36 **RCIC自動停止。**（現場で停止状態を確認し, 中央制御室で起動操作をしたが, 起動後すぐに蒸気止め弁が閉まり停止）
「タービン排気圧力高」の自動停止ロジックが作動したものと推定。
(未説明問題に関する検討^{*3})
- 12 : 06 DDFP起動, DDFPによる代替S/Cスプレー開始。
- 12 : 35 高圧注水系（以下, 「HPCI」）自動起動（原子炉水位低）。

- 16:27 モニタリングポスト No.4 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (1,015 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断、官庁等に通報。
- 17:30 **ベントの準備を開始するよう発電所長指示。**
- 18:25 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径 20km 圏内の住民に対し避難指示。
- 20:36 原子炉水位計の電源喪失により原子炉水位が不明となる。

平成 23 年 3 月 13 日 (日)

- 2:42 **DDFP による原子炉代替注水への切替のため、HPCI 手動停止。**
*HPCI は手動停止前に注水能力を喪失していた可能性が高いと推定。
(未解明問題に関する検討^{※4})*
- 2:45 逃がし安全弁 (以下、「SRV」) (A) を開操作したが開動作せず。その後、全弁 (8 弁) を順次、開操作するも開動作せず。
SRV を開動作できなかったのは、直流電源の電圧が不足していたことによるものと推定。(未解明問題に関する検討^{※5})
- 3:05 原子炉代替注水ラインの構成 (代替 S/C スプレイから代替原子炉注水へ切替) が完了したことを中央制御室に連絡。
- 3:35 HPCI を起動しようとしたが、流量制御器の表示が消灯しており起動不能。
- 3:37 RCIC の起動準備として、RCIC 制御盤にて真空ポンプを起動操作したが、起動せず。
- 3:38 SRV の状態表示灯が点灯していたため、再度 SRV 全弁 (8 弁) の操作スイッチを開操作したが、開動作せず。
SRV を開動作できなかったのは、直流電源の電圧が不足していたことによるものと推定。(未解明問題に関する検討^{※5})
- 3:39 直流電源を少しでも長持ちさせるために、HPCI 補助油ポンプを停止。
4:06 には HPCI 復水ポンプも停止。
- 3:51 原子炉水位計復旧。
- 4:52 圧力抑制室 (以下、「S/C」) ベント弁 (AO 弁) 大弁を、小型発電機の電源を用いて開操作するも、空気ボンベの充填圧力が 0 で、閉確認。
- 5:08 DDFP による代替 S/C スプレイ開始 (7:43 停止)。
- 5:10 RCIC による原子炉注水ができなかったため、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (原子炉冷却機能喪失) に該当すると判断、5:58 官庁等に通報。

- 5 : 1 5 **ラプチャーディスクを除く，ベントラインの完成に入るよう発電所長指示。**
- 5 : 2 3 S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁を開操作するために，空気ポンペを交換開始。
- 5 : 5 0 ベント実施に関するプレス発表。
- 6 : 1 9 4:15 に有効燃料頂部 (以下，「TAF」) に到達したものと判断，官庁等に連絡。
- 7 : 3 5 ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
- 7 : 3 9 代替ドライウェル (以下，「D/W」) スプレイを開始， 7:56 官庁等に連絡。
- 8 : 3 5 格納容器ベント弁 (MO 弁) 開。
- 8 : 4 0 代替 D/W スプレイから代替原子炉注水へ切替操作開始 (9:10 切替)。
- 8 : 4 1 **S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁開により，ラプチャーディスクを除く，ベントライン構成完了。8:46 官庁等に連絡。**
- 8 : 5 6 モニタリングポスト No.4 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (882 μ Sv/h) を計測したことから，原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断，9:01 官庁等に通報。
- 9 : 0 8 頃 SRV の駆動電源としてバッテリーを直列に接続する作業を行っていたところ，運転員が原子炉圧力の低下を確認。SRV により原子炉圧力が急速に減圧。今後，消火系ラインによる原子炉内への注水を開始することを 9:20 官庁等に連絡。
急速減圧は，複数の SRV (SRV (A),(B),(C),(E),(G),(H) の 6 弁程度以上) が開したと考えられ，SRV の自動減圧装置機能が作動したことによる可能性が高いと推定。(未解明問題に関する検討^{※4})
- 9 : 2 5 原子炉内に消火系ラインから消防車による淡水注入開始(ほう酸入り)。
- 9 : 3 6 **ベント操作により，9 時 20 分頃より D/W 圧力が低下していることを確認，また，消火系ラインによる原子炉内への注水を開始したことを官庁等に連絡。**
- 1 0 : 3 0 **海水注入を視野に入れて動くとの発電所長指示。**
- 1 1 : 1 7 S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁の閉確認 (作動用空気ポンペ圧低下のため)。
- 1 2 : 2 0 防火水槽の淡水が残り少なくなったため，**淡水注入終了。**
- 1 2 : 3 0 S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁開 (作動用空気ポンペ交換)。
- 1 3 : 1 2 **原子炉内に消火系ラインから消防車による海水注入開始。**
- 1 4 : 1 5 モニタリングポスト No.4 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (905 μ Sv/h) を計測したことから，原災法第 15 条第 1 項の規定に基

づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断，14:23 官庁等に通報。

- 14:20 高圧電源車から4号機低圧電源盤（P/C）へ送電を開始。
- 14:31 原子炉建屋二重扉北側で300mSv/h以上，南側100mSv/hとの測定結果が報告される。
- 14:45 原子炉建屋二重扉付近で放射線量が上昇（300mSv/h程度）し，1号機と同様に原子炉建屋内に水素が溜まっている可能性があり，爆発の危険性が高まったことから，現場退避開始（17:00頃，作業再開）。
- 21:10 D/W圧力低下によりS/Cベント弁（AO弁）大弁開と判断（仮設空気圧縮機を設置）。
ベント開操作は，3月13日9時ごろの1回目，12時ごろの2回目のみが明確に成功しており，これ以降の開操作については成功していないものと推定。（未解明問題に関する検討^{※6}）

平成23年3月14日（月）

- 1:10 原子炉へ供給している海水が残り少なくなったことから，逆洗弁ピット内への海水補給のために消防車を停止。
- 2:20 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(751 μ Sv/h)を計測したことから，原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断，4:24官庁等に通報。
- 2:40 モニタリングポスト No.2 付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(650 μ Sv/h)を計測したことから，原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断，5:37官庁等に通報。
- 3:20 消防車による海水注入再開。
- 4:00 モニタリングポスト No.2 付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(820 μ Sv/h)を計測したことから，原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断，8:00官庁等に通報。
- 4:08 4号機P/C経由で電源を供給し，格納容器雰囲気モニタの一部機能が復旧。
- 5:20 S/Cベント弁（AO弁）小弁開操作開始。
- 6:10 S/Cベント弁（AO弁）小弁の開確認。
- 6:30頃 D/W圧力が上昇し，爆発の可能性が懸念されたことから現場退避開始（7:35頃，作業再開）。
- 9:05 物揚場から逆洗弁ピットへの海水の補給を開始。

- 9 : 1 2 モニタリングポスト No.3 付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (518.7 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断、9:34 官庁等に通報。
- 1 0 : 0 0 頃 復水移送ポンプの復旧作業を開始。4 号機 P/C 経由で当該ポンプの電源を復旧していたところ、原子炉建屋で爆発が発生。
- 1 1 : 0 1 **原子炉建屋で爆発発生。**
- 1 3 : 0 5 注水ラインは、消防車及びホースが破損して使用不可能であったことから、消防車を含む海水注入のライン構成を再開。
- 1 5 : 3 0 頃 **爆発により、消防車やホースが損傷し、海水注入が停止していたため、消防車とホースを入れ替えて物揚場から原子炉へ注入する新しいラインを構築し、海水注入を再開。**
- 1 9 : 2 0 消防車の燃料切れによる海水注入停止。
- 1 9 : 5 4 消防車 (19:54,19:57 に各 1 台起動) による海水注入再開。
- 2 1 : 3 5 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (760 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断、22:35 官庁等に通報。
- 2 1 : 1 4 2 号機への海水注入量確保のため、3 号機側への消防車による海水注入停止。

平成 2 3 年 3 月 1 5 日 (火)

- 2 : 3 0 消防車による海水注入再開。
- 5 : 3 5 福島原子力発電所事故対策統合本部設置。
- 6 : 1 4 頃 **大きな衝撃音と振動が発生。中央制御室では 4 号側の天井が揺れる。**
(衝撃音については、発電所敷地内に設置されている仮設の地震観測記録計のデータを分析した結果、4号機の原子炉建屋で爆発が発生したことによるものと推定*7)
- 6 : 5 0 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (583.7 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断、7:00 官庁等に通報。
- 7 : 0 0 監視、作業に必要な要員を除き、福島第二へ一時退避することを官庁等に連絡。
- 7 : 5 5 原子炉建屋上部に蒸気が漂っているのを確認、官庁等に連絡。
- 8 : 1 1 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (807 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (火災爆発等による放射性物質異常放出) が発生したと判断、8:36 官庁等に通報。

- 1 1 : 0 0 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径 20km 以上 30km 圏内の住民に対し屋内退避指示。
- 1 6 : 0 0 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (531.6 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 16:22 官庁等に通報。
- 1 6 : 0 0 S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁, 小弁の閉確認 (小型発電機の故障のため)。
- 1 6 : 0 5 S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁開操作実施 (小型発電機交換)。以降も, S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁, 小弁の開操作を複数回実施。
- 2 3 : 0 5 正門付近で 500 μ Sv/h を超える放射線量 (4,548 μ Sv/h) を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (敷地境界放射線量異常上昇) が発生したと判断, 23:20 官庁等に通報。

- ※ 1 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料地震津波-1) 福島第一原子力発電所に来襲した津波の敷地到達時刻について
- ※ 2 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料地震津波-2) 津波による非常用交流電源喪失についての追加検討
- ※ 3 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 3-5) 3 号機 RCIC の停止原因について
- ※ 4 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 3-3) 3 号機 13 日 9 時頃に発生した原子炉圧力の低下挙動について
- ※ 5 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 3-4) 3 号機 13 日 2 時頃から 12 時頃の原子炉圧力の挙動について
- ※ 6 福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 5 回進捗報告 (添付資料 3-8) 3 号機格納容器からの漏えいと大量の蒸気放出について

※7 福島原子力事故調査報告書（平成 24 年 6 月 20 日）

以 上