

福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心状態について

平成23年11月30日

東京電力株式会社

要約

福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態の推定に関しては、平成 23 年 5 月 23 日に公表を行っており、1～3 号機全てにおいて炉心は大幅に損傷し、熔融燃料が下部プレナムに移動・落下しているものの、原子炉压力容器外に熔融燃料が落下することを否定するものではないが、大部分は下部プレナム付近で冷却されていると推定していた。この公表においては MAAP 解析により得られる炉心状態とプラントにおける各部温度の実測値の挙動から推定できる炉心状態を総合的に判断することによって炉心状態を推定したものである。

このように推定した 5 月以降、様々なオペレーション、調査、検討、解析を行っており、炉心状態の推定の材料が更に得られてきた。これらから得られる推定を以下に示す。

- ①原子炉への注水経路の変更や注水量を変更した際の各部の温度挙動から 1 号機では原子炉压力容器温度低下が大きく原子炉压力容器内の燃料デブリは少ないこと、2、3 号機は原子炉压力容器内に燃料デブリが存在することが推定できる。
- ②1、2 号機の原子炉水位計の配管・基準面器への水張り、水位計校正の結果から、原子炉内の元々の燃料位置に水位が形成されておらず、燃料が本来の位置にないことが推定できる。
- ③1、2 号機の格納容器内における気体の核種分析を行い、検出されたセシウム濃度から、燃料の熔融した程度は 2 号機よりも 1 号機の方が大きいことが推定できる。
- ④崩壊熱の発生と除熱のヒートバランス評価からは、1 号機では初期の崩壊熱発生分の内、非常用復水器または高圧注水系により除熱しきれなかった量が 2、3 号機の約 3 倍となっており、早期に炉心損傷に至り原子炉压力容器破損に至ることが推定できる。
- ⑤原子炉压力容器内のヒートバランスモデルの評価からは、2、3 号機とも 10 月 10 日時点で露出燃料の割合が 3%以下であり、燃料が概ね冠水していることが推定できる。
- ⑥コア・コンクリート反応に関する解析からは、最も燃料の落下割合が大きいと考えられる 1 号機の場合でも、ペDESTAL床の浸食深さは、格納容器内壁まで到達していないと推定できる。

以上の情報を総合的に分析することにより 5 月の炉心状態の推定をさらに進

めることが可能になった。その結果、1号機については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と考えられる。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停止し、格納容器内に留まって、現状は安定的に冷却されていると推定した。また、2、3号機については、一部は元々の炉心領域、一部は下部プレナムまたは格納容器ペDESTALに落下していることが考えられ、原子炉压力容器内・格納容器内の燃料デブリはともに現状は安定的に冷却されていると推定した。

ただ、原子炉内、格納容器内を直接目視したわけではなく、さまざまな間接的情報、解析から炉心状態を推定したものであり、今後、何等かの方法により直接目視し状態の把握をしていきたい。

目次

1. はじめに	1
2. 解析により得られた知見について	2
2.1 MAAP 解析について	2
2.2 崩壊熱と除熱のヒートバランスについて	2
3. 観測された事実より得られた知見について	3
3.1 測定された温度・圧力からの推定	3
3.2 原子炉圧力容器内のヒートバランスについて	3
3.3 原子炉水位計の指示値	4
3.4 格納容器内気体の核種分析について	5
3.5 その他の観測された知見について	5
4. コア・コンクリート反応による格納容器への影響	6
4.1 コア・コンクリート反応について	6
4.2 1号機の原子炉補機冷却系（RCW）について	7
4.3 コア・コンクリート反応の評価結果	7
4.4 格納容器内のガス分析について	7
5. 各号機の冷却状態について	8
5.1 1号機の冷却状態について	8
5.2 2号機の冷却状態について	9
5.3 3号機の冷却状態について	9
6. 炉心状態の推定について	10
6.1 1号機の炉心状態について	10
6.2 2号機の炉心状態について	10
6.3 3号機の炉心状態について	11

1. はじめに

平成 23 年 3 月 11 日に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震により、福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機においては、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、すなわち隣接プラントも含め、非常用炉心冷却系が全て動作しない、もしくは停止する、加えて全交流電源が喪失しかつ継続するといった事故に至った。今後の事故収束・復旧に向けて、地震後のプラントの事象進展や、現在のプラントの状態を把握することは重要である。

平成 23 年 4 月 25 日に経済産業省原子力安全・保安院より「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第 67 条第 1 項の規定に基づく報告の徴収について」（平成 23・04・24 原第 1 号）の指示文書を受領し、その指示文書に基づき、今回地震発生時におけるプラントデータについて可能な限り回収、整理し、平成 23 年 5 月 16 日に報告（「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」）を行った。これを受け、平成 23 年 5 月 23 日に地震発生初期の設備状態や運転操作等に関する情報より、事故解析コード（Modular Accident Analysis Program、以下「MAAP」という）を用いてプラントの状態を評価し、情報の整理を行い、報告書の別紙として「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態について」を提出した。

報告書の提出以降、1 号機から 3 号機においては、復旧に向けた作業が続けられており、その結果として、原子炉圧力容器や原子炉格納容器の圧力・温度は低下し、安定的な冷却が達成できる状況となった。報告書提出から約半年の間に、原子炉への注水方法、及び、注水量の変更、自然現象を含む環境の変化等を経験し、原子炉の挙動に関する様々な知見が蓄積されてきた。これらの知見の中には、従来の原子炉の状態に関する推定と整合しないものも存在する。そのため、今回改めて得られた知見を整理し、現時点における「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心の状態」の推定を実施する。

なお、ここで得られた解析結果は、あくまで本報告書作成時点で得られている限られた情報と、解析上必要な条件に推定・仮定を置いた解析であり、解析結果の不確定性は極めて大きい。よって、今後原因調査が進むに従い、さらなる検討を継続的に進めていくものであり、その検討次第では、大幅に異なる結果になり得るものである。

2. 解析により得られた知見について

2.1 MAAP 解析について

MAAP コードにより解析を行った結果、1号機では津波による電源喪失後、非常用復水器の停止を仮定すると、比較的早期に炉心損傷に至り、その後原子炉圧力容器が破損に至るといふ解析結果となった。加えて、1号機で原子炉水位計を校正した結果、水位計の指示値と異なり原子炉圧力容器内の水位が炉心部内にはないことが判明している。一方、2,3号機では、津波による電源喪失後も注水が継続されたが、原子炉隔離時冷却系または高圧注水系の停止に伴う原子炉水位の低下により、炉心損傷に至るものの、注水が再開されることで最終的には原子炉圧力容器内において炉心は保持されるとの解析結果となった。しかしながら、計測された水位は、水位計内に保持されている水が蒸発し、正しい値を示していない可能性がある。そのため、実際の水位が計測値より低く、有効燃料棒底部以下との条件で評価した場合、炉心の損傷はさらに進展し、その後原子炉圧力容器の破損に至るとの解析結果となった。

解析終了時の炉心の燃料の状態を図 2.1-1 に示す。

なお、この MAAP 解析を報告した時点では、1～3号機とも、原子炉圧力容器が大きく破損している場合には測定できないと考えられる原子炉圧力容器下部の温度が計測できていること、原子炉圧力容器内に熱源があると想定される高い温度が計測されていること、複数の測定点が注水量の変動等と同じように応答していること等の温度データ等の情報から、燃料は炉心部から下方に移行するものの、下部プレナムで冷却されていると推定した。

(添付資料-1 「平成 23 年 5 月に公表した炉心の状態の推定」参照)

2.2 崩壊熱と除熱のヒートバランスについて

1～3号機では、非常用復水器、原子炉隔離時冷却系または高圧注水系による除熱が停止した後、注水を開始するまでの期間に、発生した崩壊熱を除去しきれない状態であった。そのため燃料が過熱し、各号機は炉心損傷に至った。崩壊熱は原子炉スクラム後、核分裂が停止した以降急速に低下するため、除去しきれなかった崩壊熱を比較(図 2.2-1 参照)すると、1号機では、非常用復水器が早期に停止し、注水開始までに時間を要したため、2,3号機に比べおよそ 3 倍の値となっている。また、図 2.2-2 に示すとおり、1号機の除熱しきれなかったエネルギーは、燃料の溶融・構造材の溶融に必要なエネルギーより大きく、2,3号機の除熱しきれなかったエネルギーは、燃料の溶融・構造材の溶融に必要なエネルギーより小さい。このことが、1号機で早期に炉心損傷を開始し、その後原子炉圧力容器の破損に至り、2,3号機では注水が開始されることによって燃

料が炉心内に保持されたとする MAAP 解析（その 1）の結果の相違の大きな要因である。なお、2,3 号機の評価では、注水開始後に十分な冷却水が供給されることが前提であるため、注水が不足し崩壊熱を除去しきれない場合は、その後も炉心の溶融が継続し MAAP 解析（その 2）のような結果となる。

（添付資料-2 「注水喪失中のヒートバランスからの推定」参照）

3. 観測された事実より得られた知見について

3.1 測定された温度・圧力からの推定

1 号機の代表的な点における温度の推移を図 3.1-1 に示す。炉心部を直接通過しない給水系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℃以下に低下したことから、燃料は原子炉压力容器下部プレナムまたは格納容器ペデスタル内で、十分冷却されている状態にあると考えられる。

2 号機および 3 号機の代表的な点における温度の推移を図 3.1-2、図 3.1-3 にそれぞれ示す。2, 3 号機では事故後の温度パラメータの推移から、原子炉压力容器下部と比較し原子炉压力容器上部が高温の状態が続いていた。原子炉压力容器内は水位が炉心部より低い位置にあると考えられることから、気相となっている炉心部に一部の燃料が残っているものと考えられる。すなわち、注水により下部で発生した蒸気が、気相部に露出した燃料により過熱され、その結果上部が高温になっていたものと考えられる。露出燃料は、炉心外周部の出力の小さい燃料が、崩壊熱の小ささから溶融には至らず、炉心部に取り残されたものであると考えられる。仮に注水開始時点では燃料被覆管が溶け残り形状が維持されていたとしても、長期間に亘り露出燃料は過熱状態にあり、蒸気雰囲気さらされていたことから、現時点ではもとの形状を留めていない可能性が高い。また、9 月 1 日には 3 号機で、9 月 14 日には 2 号機で、炉心部の直上部にある炉心スプレイ系（CS）配管からの注水が実施された。これにより、炉心部に残存していた露出燃料の冷却が進んだものと考えられ、その結果各点の温度が大きく低下した。このことは、MAAP 解析で 1 号機の燃料は全て炉心部から落下し、2,3 号機は炉心外周部に一部の燃料が残るとの評価結果と整合している。

（添付資料-3 「測定された温度・圧力からの推定」参照）

3.2 原子炉压力容器内のヒートバランスについて

原子炉へ注水した水は、崩壊熱で温められ、水又は蒸気の形で外部へ流出する。このような状況を仮定して原子炉压力容器内において、崩壊熱により発生するエネルギーが、どのように消費されるか（ヒートバランス）を図 3.2-1 のよ

うにモデル化して、観測された温度上昇を再現できるような炉心の状態を評価する。エネルギー消費の形態は、①水の温度上昇、②水の蒸発、③蒸気の温度上昇、④燃料温度の上昇、⑤構造材温度の上昇の5つを考慮している。原子炉への注水量、崩壊熱の大きさを既知とすれば、採用したヒートバランスモデルを用いることで、測定パラメータを再現するような原子炉の状態を推定することが可能である。評価から得られた、10月10日時点での露出燃料の割合は、2号機及び3号機で3%程度以下となり、燃料は概ね冠水していることが推定される結果となった。なお、この評価は、発生した蒸気によりエネルギーが各構成物に運ばれるモデルであり、蒸気発生が少ない状態での評価は適用範囲外となるため、原子炉圧力容器周辺温度が低い1号機については評価を実施していない。

(添付資料-4 「原子炉圧力容器内温度評価モデルによる炉内燃料温度の推定」参照)

3.3 原子炉水位計の指示値

原子炉水位計は、図3.3-1に示すとおり、原子炉圧力容器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に表示してしまうこととなる(図3.3-2)。

1号機では、5月11日に水位計の校正、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5m以下であることがわかった。2号機では、6月22日に仮設差圧計を設置し、6月22日および10月21日に基準面器および計装配管へ水張りした。2号機については、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5m以下であると推定している。ただし、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、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、1、2号機共に、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される。なお、2号機では、10月の注水時に炉側配管の水のみが蒸発している

ことから、炉側配管の近くに燃料（熱源）が存在することが推定される。1号機では、水位計配管の水の蒸発は観測されていない。

なお、3号機は計装機器のある場所の放射線量が極めて高く、原子炉水位計の校正および水張り作業は未実施である。

（添付資料－5 「水位計の校正について」参照）

3.4 格納容器内気体の核種分析について

1, 2号機について原子炉格納容器内の気体のガンマ線核種分析を行ったところ、表 3.3-1 に示すとおり、セシウムの原子炉格納容器内濃度（換算値）について、1号機では2号機の3倍程度であった。原子炉格納容器の蒸気割合や温度の違いによりセシウムの放出量が異なることが考えられるため、単純な比較はできないが、1号機の評価結果が最も厳しい、すなわち、炉心損傷の程度が最も大きいという他の評価結果と整合している。

なお、3号機はサンプリングするための配管のある場所の放射線量が高く、原子炉格納容器内の気体のサンプリングは未実施である。

（添付資料－6 「格納容器内のガスの放射能濃度」参照）

3.5 その他の観測された知見について

3.1～3.4 での検討に加え、以下のような知見が観測されている。炉心状態の推定に活用するのが現状困難なもの、炉心状態の推定に有効な可能性があるが結論が出ていないもの等が混在するが、今後も継続的に分析・推定作業を重ねていきたい。

①局所出力領域モニタ（LPRM）検出器の状態確認作業（2, 3号機）

炉内に配置されている中性子計測モニタの1つである LPRM 検出器について、TDR（時間領域反射：断線／絶縁劣化の状況を確認できる試験方法）測定を実施した。測定結果から炉底部の状況の推定を試みたが、結果として有力な手がかりを見いだすことは現時点で困難であることが分かった。

②制御棒位置検出器（PIP）の状態確認作業（1, 3号機）

各制御棒駆動機構に配置されている制御棒の炉内位置を監視するモニタである PIP について、通電状況確認作業を実施した。確認結果から炉底部の状況の推定を試みたが、結果として有力な手がかりを見いだすことは現時点で困難であることが分かった。

③D/W 機器サンプ温度計復旧作業（1, 2, 3号機）

PCV 底部の温度を確認する観点から、D/W 機器サンプ温度計のインサービス

を試みた。その結果、1, 3号機では、温度を確認することができたものの、2号機では断線と診断された。なお、本温度計はインサースビスから日が浅く、トレンドとして確認できていないことから、継続的な分析が必要である。

④PLR ポンプ入口温度計復旧作業（1, 2, 3号機）

PCV 下部付近の温度を推定する観点から、PLR ポンプ入口温度計のインサースビスを試みた。その結果、全ての号機で温度を確認することができた。なお、本温度計は指示値の信頼性等の分析も実施中であることから、継続的な分析が必要である。

（添付資料－7 「局所出力領域モニタ（LPRM）検出器の状態確認作業（2,3号機）について」参照）

（添付資料－8 「制御棒位置検出器（PIP）の状態確認作業（1,3号機）」参照）

（添付資料－9 「D/W サンプ温度計の状態確認結果および挙動について」参照）

（添付資料－10 「PLRポンプ入口温度計の挙動について」参照）

4.コア・コンクリート反応による格納容器への影響

4.1 コア・コンクリート反応について

熔融燃料が格納容器に落下すると、流動性が保たれれば、ペDESTAL床部に広がり、ペDESTALのスリット部から外側へも漏れだして熔融燃料は表面積の大きな平らな塊（図 4.1-1 参照）となる。また、機器ドレンサンプピットなど、床面に穴が開いている場合には、燃料デブリが密に詰まった状況（図 4.1-2 参照）となりうる。さらに格納容器底部に水が溜まっている場合には、熔融燃料が水に触れると冷却効果によってかたまり、小さな塊の集合体となる。このように燃料デブリが格納容器に落下した後の形状およびその分布については、非常に大きな不確かさが有り、さらに、水との接触の形態も様々なものが考えられるため、燃料デブリから水への熱伝達についても非常に大きな不確かさが残る。格納容器内の燃料デブリの除熱が充分にできない場合は、燃料デブリと接しているコンクリートが融点以上まで熱せられるため熱分解が起こる、いわゆるコア・コンクリートとの反応が起こり、コンクリートが浸食される。ただし、崩壊熱の低下と注水の再開により浸食は止まる。浸食の深さは想定する条件により大きく異なり、除熱しやすい形状（平面状）か除熱しにくい形状（ピットに密に詰まる）かという形状の不確かさや熱伝達の不確かさなどにより大きく結果が異なる。

4.2 1号機の原子炉補機冷却系（RCW）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配管で高い線量が測定された（図4.2-1参照）。RCWは補機を冷却するための閉ループシステムであり、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、格納容器内の機器の冷却の役割も担っている。そのため、図4.2-2に示すとおりペDESTAL下部の機器ドレンピット内には、ドレン冷却のためにRCW配管が敷設されている。したがって、1号機におけるRCW配管の高汚染は、燃料が機器ドレンピットに落下して、RCW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二次系に移行し、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配管が格納容器に落下した燃料デブリにより破損した状況であれば、RCW二次系の水が格納容器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。

なお、2、3号機ではRCWの高線量は観測されていない。

（添付資料-11 「原子炉補機冷却系（RCW）の汚染状況について」参照）

4.3 コア・コンクリート反応の評価結果

MAAPコードには原子炉圧力容器内での燃料挙動を計算するモジュールの他に、コア・コンクリート反応を評価することが可能なモジュールが搭載されている。このモジュールを用いて、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す。初期条件や入力値として使用される解析条件には不確かさが大きいため、解析結果の持つ不確かさも大きいと考えられるが、表4.3-1に示す現実的に考えられる条件を用いて評価したところ、図4.3-1に示すとおり、コンクリートは浸食されるものの、格納容器内に留まる結果となった。

また、ペDESTAL床面にコア・コンクリート反応による浸食がある場合について、耐震性に関する評価を実施したが、耐震上問題は発生しないとの評価結果となった。

（添付資料-12 「コア・コンクリート反応による原子炉格納容器への影響」参照）

（添付資料-13 「1号機の格納容器内部の構造体の推定について」参照）

4.4 格納容器内のガス分析について

3.3にて核種分析を実施したサンプルについて、ガス分析もあわせて実施して

いる。格納容器内のガスを採取できるようになったのは、仮にコア・コンクリート反応が発生していたとしても、それが停止したと推定される時期よりかなり後になってからであるため、コア・コンクリート反応による水素、一酸化炭素、二酸化炭素の発生があっても、蒸気、窒素等による希釈効果により、ガスサンプルの採取日時点で残存している可能性は低い。表 4.4-1 にガス分析の結果を示すが、いずれのサンプルにおいても、炉水中に含まれる二酸化炭素の気相中への遊離により発生する程度の量しか存在していない。したがって、少なくとも現時点でコア・コンクリート反応が発生していることはない。

(添付資料-14 「格納容器内気体のガス成分分析結果」参照)

(添付資料-15 「事故初期のガスの残留について」参照)

5. 各号機の冷却状態について

5.1 1号機の冷却状態について

1号機は、図 5.1-1 に示すとおり、11月21日時点での原子炉圧力容器の温度は、40°C程度まで減少しており、注水の届かない炉心位置での過熱蒸気の発生の徴候は見られない。

図 5.1-2,3 に示すとおり、6月3日に確認された1階床貫通部からの蒸気の噴出は、10月13日では確認されておらず、崩壊熱の低下とともに冷却が進んでいることが確認できている。さらに、10月28日以降に注水流量の増加が実施されたが、この際に、原子炉圧力容器及びドライウェル温度の低下が確認されるとともに、わずかではあるが、圧力抑制室のプール水温の上昇が確認(図 5.1-4 参照)されている。これは、注水流量増加以前は蒸気発生があり、原子炉建屋内に漏れ出す前に凝縮していた状態であったものが、注水流量増加により水の温度上昇に消費される崩壊熱の割合が増え、蒸気発生が減少し、圧力抑制室へより多くの熱水が流れ込むことにより温度が上昇したものと考えられる。注水量増加は、蒸気発生がなく水の温度上昇のみで除熱が可能となる流量を目標としており、そこから予想される温度挙動が実際に観測されていることから、十分に管理された冷却がなされていると考える。

図 5.1-5 に、D/W 圧力と窒素の注入状況監視のために測定されている窒素注入圧力のグラフを示す。窒素注入圧力は注入口が気相にあれば、圧力は D/W 内でほぼ一定であるため D/W 圧力と同一の挙動を示すが、注入口が水没すると、D/W の気相の圧力に加え、水頭圧をも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 5.1-5 での D/W 圧力と窒素注入圧力の推移を見ると、10月28日に1号機の注水量を増加して以降、11月1日頃から両圧力の乖離が始まっている。しかしながら、注水量には変化がないにもかかわらず、再び両圧力は

同等の圧力となった。窒素注入口の位置は OP6700mm、構造的に水が最低限溜まる高さであるベント管下端は OP6600mm であるため、現在の水位はこの中間にあるものと考えられるが、現時点では正確な水位を測る手段はない。

5.2 2号機の冷却状態について

2号機は、図 5.2-1 に示すとおり、11月21日時点での原子炉圧力容器の温度は 80℃程度まで減少しているが、これは、9月14日より実施された 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。

図 5.2-2,3 に示すとおり、9月17日に確認された5階原子炉直上部からの蒸気の噴出は、10月20日では確認されておらず、10月4日から実施された注水量の増加による効果により冷却が進んでいることが確認できている。また、10月20日の写真では、天井クレーンの塗装の急激な劣化が観測されている。これは、吸湿により粘着力の低下した塗装が、乾燥による内部応力の増加により剥がれたものと考えられる。この観測結果からも原子炉直上部からの蒸気の放出がなくなっていることが推定される。

なお、1号機と同様に2号機でも、水頭圧がかかっていると考えられる取り出し口圧力と D/W 圧力を比較することで、格納容器内の水位の推定の可能性について検討を行ったが、適切な圧力取り出し口が見つからなかったことから実現できていない。2号機では燃料の落下量も小さいと推定され、また現在では顕熱での冷却に十分な量の注水を行っており、格納容器雰囲気計測温度も際だって高い箇所がないことから、格納容器内にある燃料は概ね水没状態にあると考えられる。

(添付資料-16 「原子炉建屋天井クレーンの塗装の剥がれ事象について」参照)

5.3 3号機の冷却状態について

3号機は、図 5.3-1 に示すとおり、11月21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、9月1日より実施された 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。

また、図 5.3-2,3 に示すとおり、3月20日に確認された蒸気の噴出によるものと思われるシールドプラグ位置周辺の温度上昇は、10月14日では観測された点の数およびその規模が小さくなっており、崩壊熱の低下に伴い冷却が進んでいることが確認できている。

図 5.3-4 に、D/W 圧力と S/C 圧力のグラフを示す。1 号機の窒素注入口と同様、S/C 圧力の取り出し口が水没していなければ、S/C 圧力は D/W 内でほぼ一定であるため D/W 圧力と同一の挙動を示すが、圧力取り出し口が水没すると、D/W の気相の圧力に加え、水頭圧をも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 5.3-4 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。この差圧から換算すると、現在の格納容器内の水位は OP12000～13000 付近にあると推定される。3 号機では燃料の落下量も小さいと推定され、また現在では顕熱での冷却に十分な量の注水を行っており、格納容器雰囲気計測温度も際だって高い箇所がないことから、格納容器内にある燃料は水没状態にあると考えられる。

6. 炉心状態の推定について

6.1 1 号機の炉心状態について

1 号機は、図 6.1-1 に示すとおり、給水系からの注水を実施しており、原子炉圧力容器に注水された水は、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 (3.3 参照) から、原子炉圧力容器内の水位は、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。

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 6.1-1 に示すとおり、事故後溶融した燃料はほぼ全量が原子炉圧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停止し、格納容器内に留まっているものと考えられる。

6.2 2 号機の炉心状態について

2 号機は、図 6.2-1 に示すとおり、CS 系及び給水系からの注水を実施しており、原子炉圧力容器に注水された水は、CS 系についてはシュラウドの内側、給水系について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 (3.3 参照) 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。

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 6.2-1 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。

6.3 3号機の炉心状態について

3号機は、図 6.3-1 に示すとおり、CS 系及び給水系からの注水を実施しており、原子炉圧力容器に注水された水は、CS 系についてはシュラウドの内側、給水系についてはシュラウドの外側を通り、下部プレナムへと到達する。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、9月1日より実施された 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。

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 6.3-1 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。

以上

表3.3-1 格納容器内濃度試算結果

核種	放射性物質濃度 (Ba/cm ³)	
	1号機 (9/14採取)	2号機 (8/9採取)
Cs-134	1.6×10 ⁰	4.4×10 ⁻¹
Cs-137	2.0×10 ⁰	4.6×10 ⁻¹
蒸気割合	約46%	約100%

表 4.3-1 コンクリート反応の解析条件

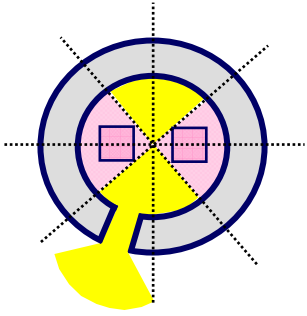
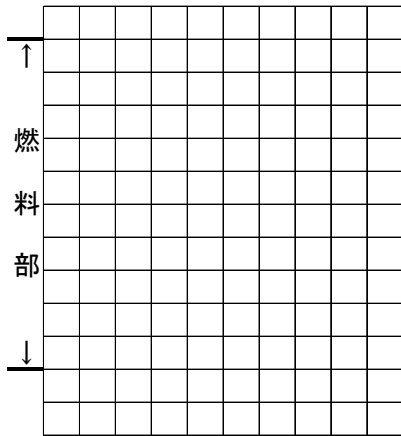
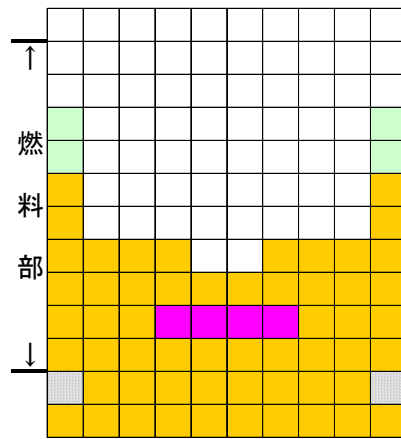
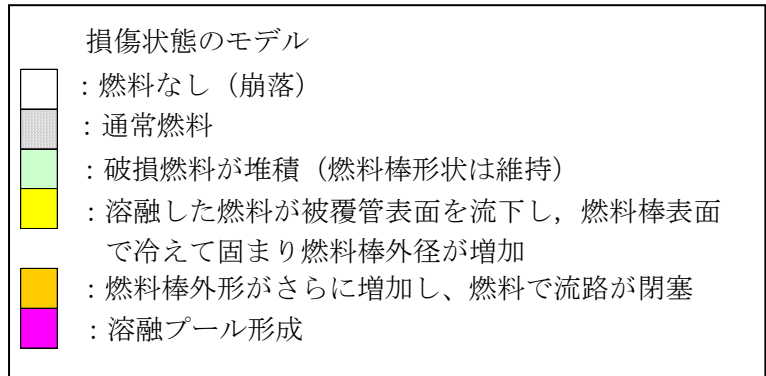
	解析条件
初期燃料デブリ量	1号機： 100 % 炉心
崩壊熱ソース	燃料装荷履歴を考慮した ORIGEN2 評価値
揮発性 FP 分崩壊熱の減損	20%減損を仮定
初期ペDESTAL内の蓄水による 燃料デブリの細粒化	考慮せず
燃料デブリ堆積状況	<p>サンプル流入条件： P/D 床一様堆積 D/W 床一部流出</p>  <p>■ サンプルへ流入するデブリ ■ P/D, D/W床に拡がるデブリ</p>
燃料デブリ堆積厚さ	<p>サンプル：0.81m (P/D, D/W 床：0.35m)</p>

表 4.4-1 格納容器内の水素、一酸化炭素、二酸化炭素濃度

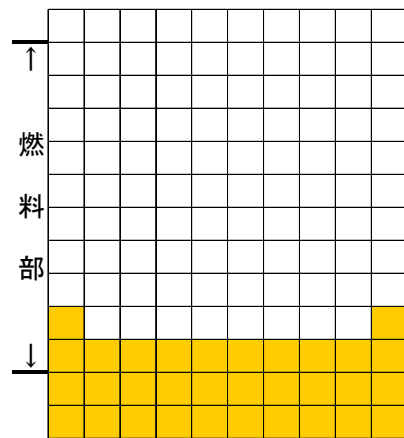
(単位：%)	H	CO	CO2
2号（8月分）①	0.558	0.016	0.152
2号（8月分）②	1.062	0.017	0.150
2号（8月分）③	<0.001	<0.01	0.152
1号（9月分）①	0.154	<0.01	0.118
1号（9月分）②	0.101	<0.01	0.201
1号（9月分）③	0.079	<0.01	0.129



1号機:スクラム後 約15時間

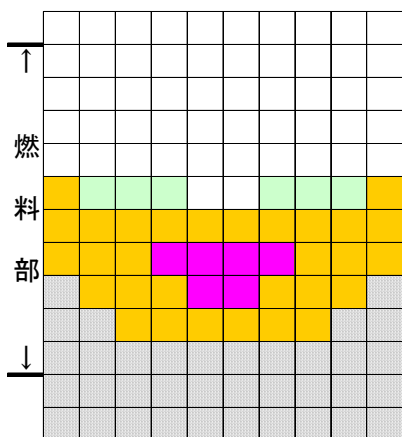


2号機 スクラム後 約1週間

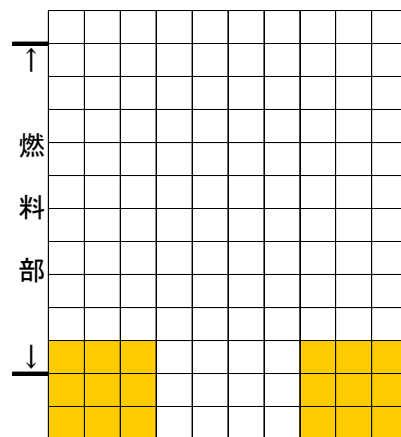


2号機 スクラム後 約109時間

水位計の不確かさを
考慮した解析



3号機 スクラム後 約1週間



3号機 スクラム後 約96時間

水位計の不確かさを
考慮した解析

図 2.1-1 MAAP コードによる解析結果 (炉心の状態)

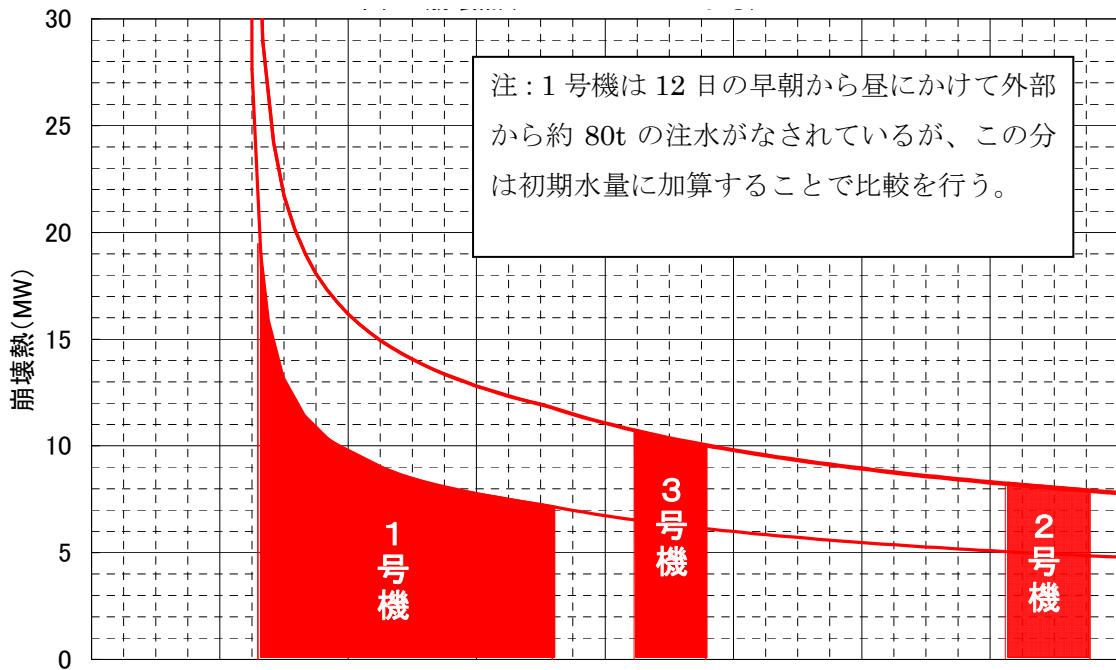


図 2.2-1 崩壊熱の推移と注水停止期間

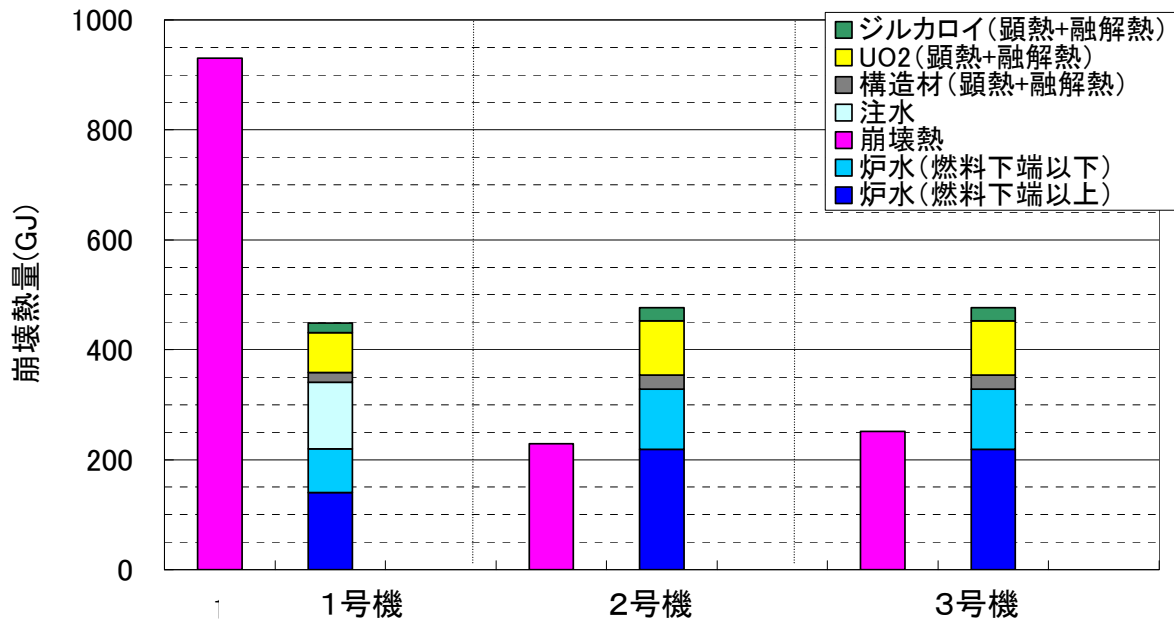


図 2.2-2 崩壊熱量と除熱量の比較

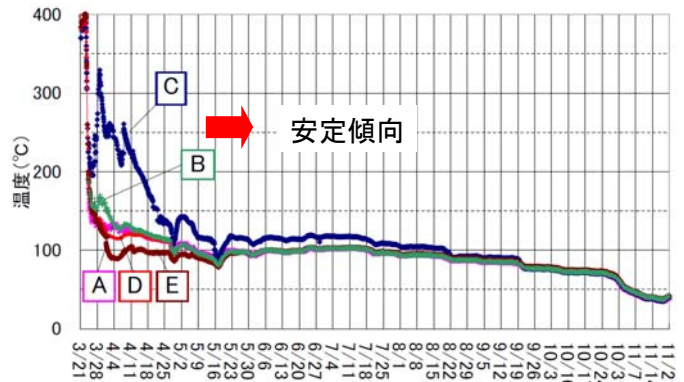
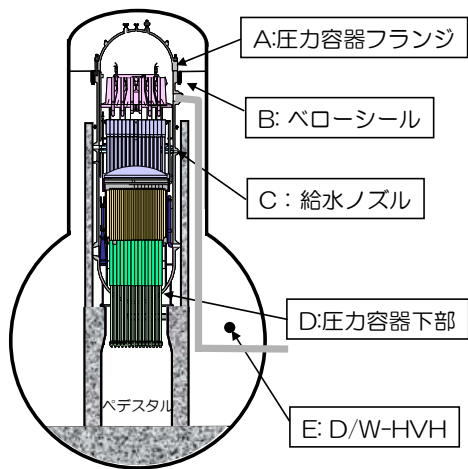


図 3.1-1 1号機の温度推移

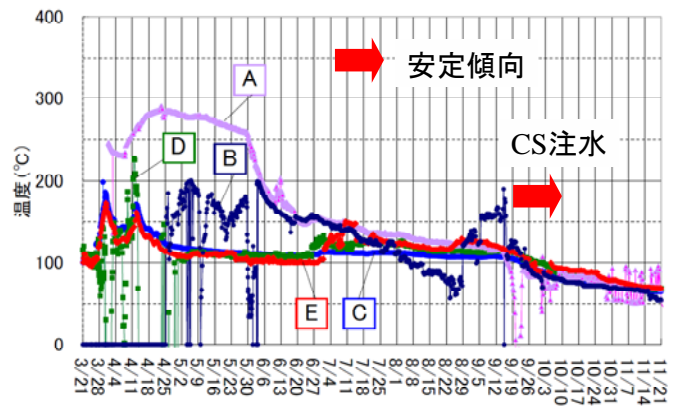
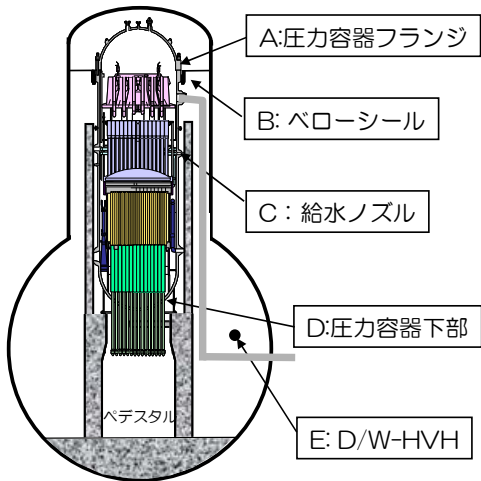


図 3.1-2 2号機の温度推移

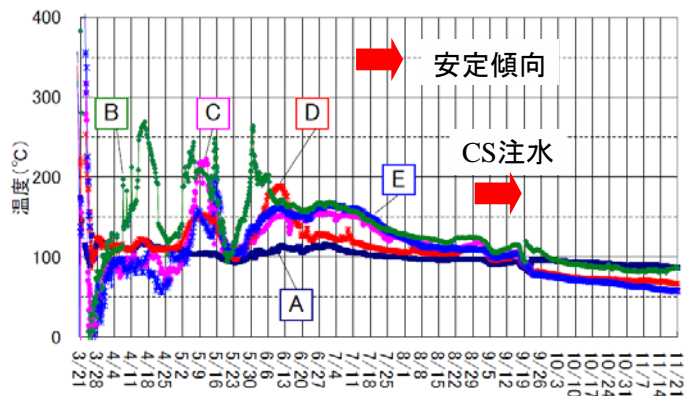
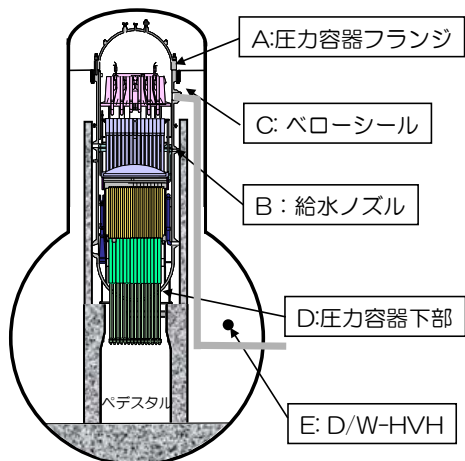
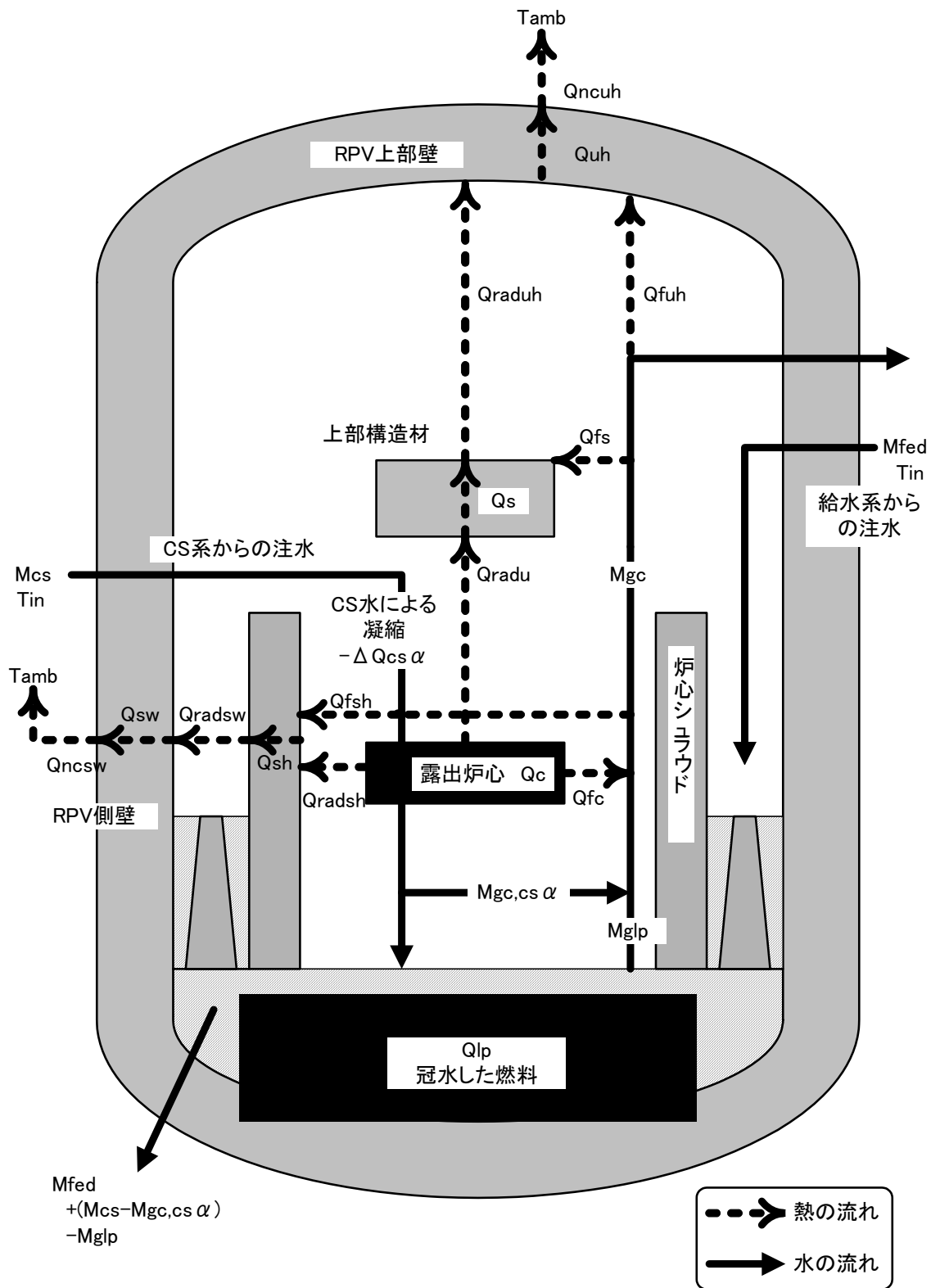


図 3.1-3 3号機の温度推移



図中の変数名は本文参照

図 3.2-1 ヒートバランスのモデル図

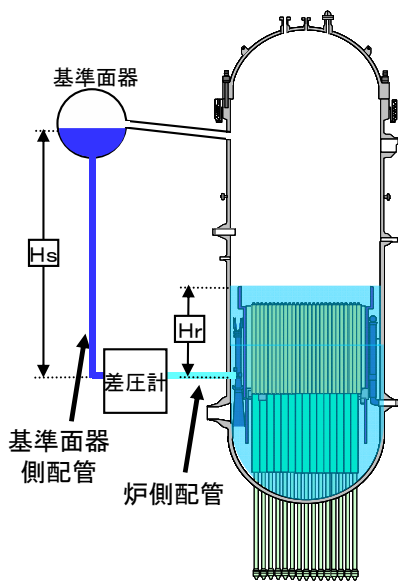


図 3.3-1 原子炉水位計の概略図

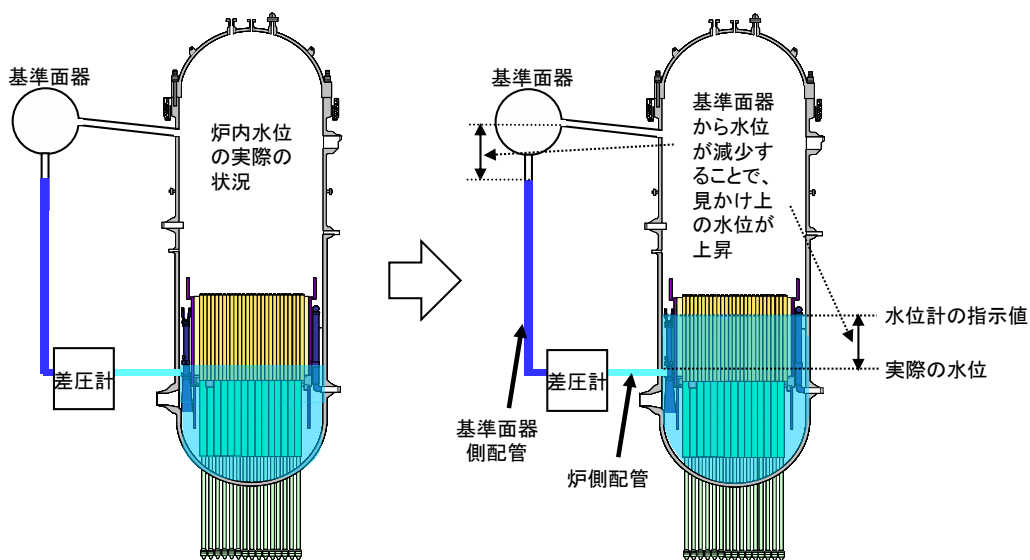


図 3.3-2 計装配管内の水位低下に伴う原子炉水位計の指示値について

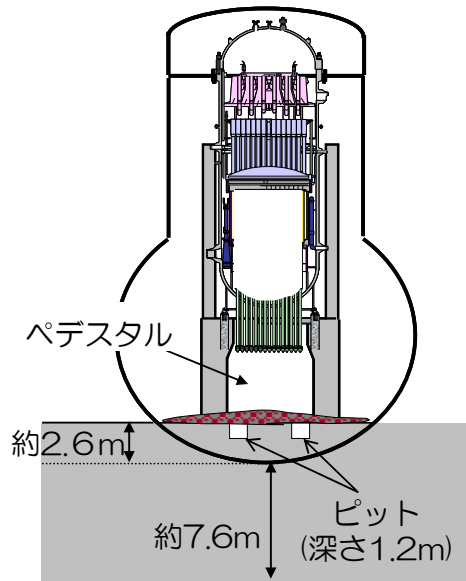


図 4.1-1 格納容器に落下した燃料デブリの想定図
(溶融燃料の流動性が保たれて大きく広がる場合)

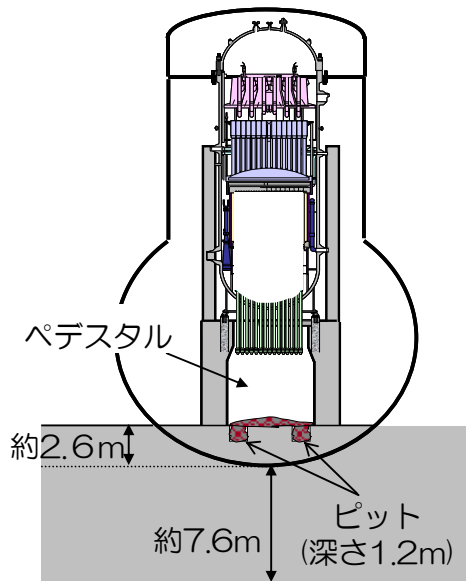


図 4.1-2 格納容器に落下した燃料デブリの想定図
(溶融燃料がピットに密に詰まった場合)

1号機 原子炉建屋内調査結果

平成23年5月14日
東京電力株式会社

調査日時:平成23年5月13日 16時01分～17時39分(緑字)
平成23年5月5日 11時32分～11時58分(青字)
平成23年5月9日 4時18分～4時47分(赤字)

単位:mSv/h

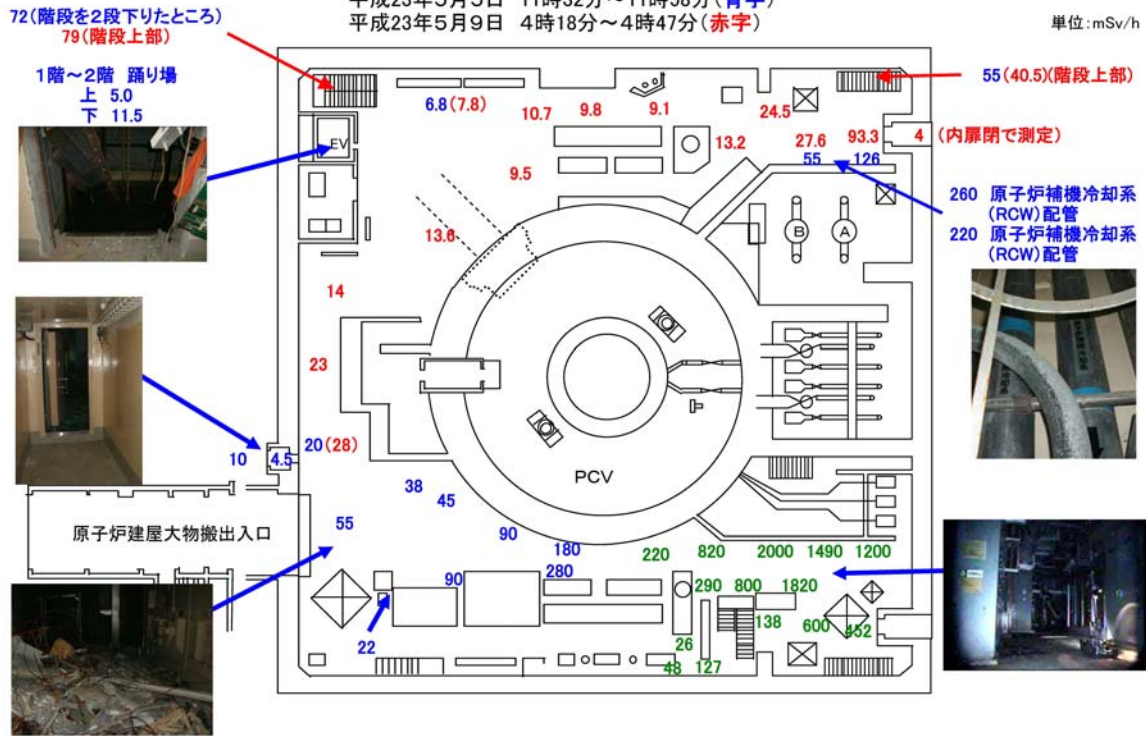


図 4.2-1 1号機原子炉建屋線量調査結果

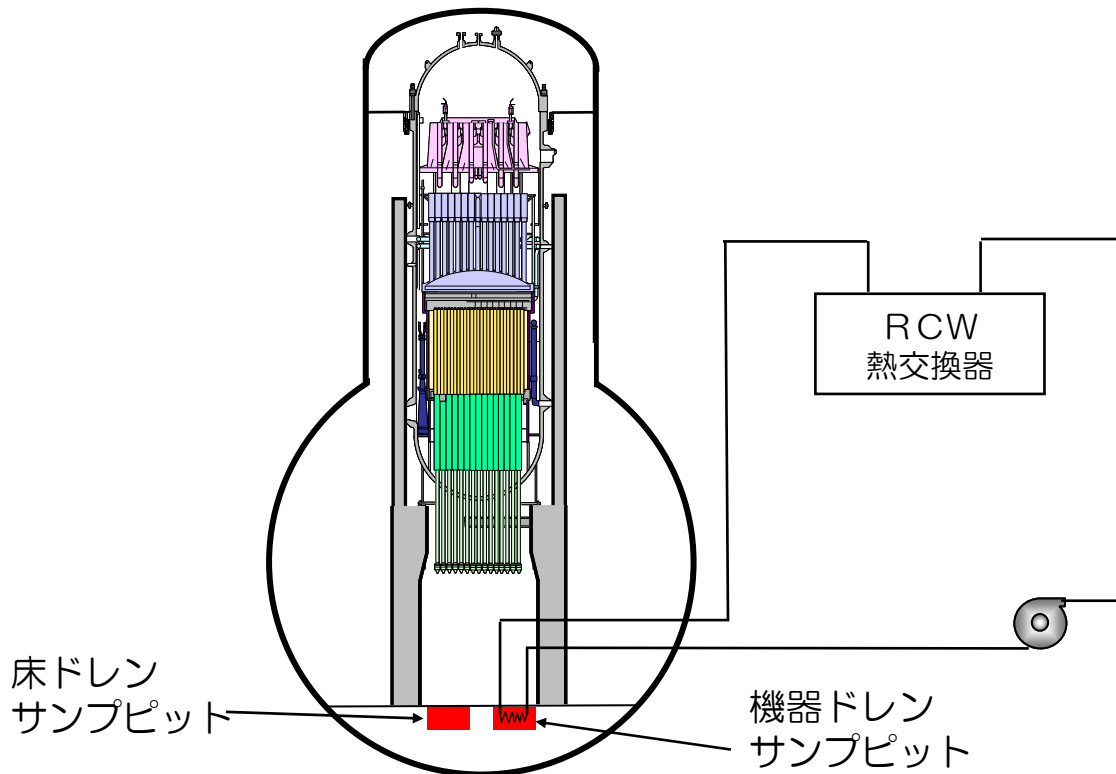


図 4.2-2 RCW と機器ドレンピットの取り合いの概略図

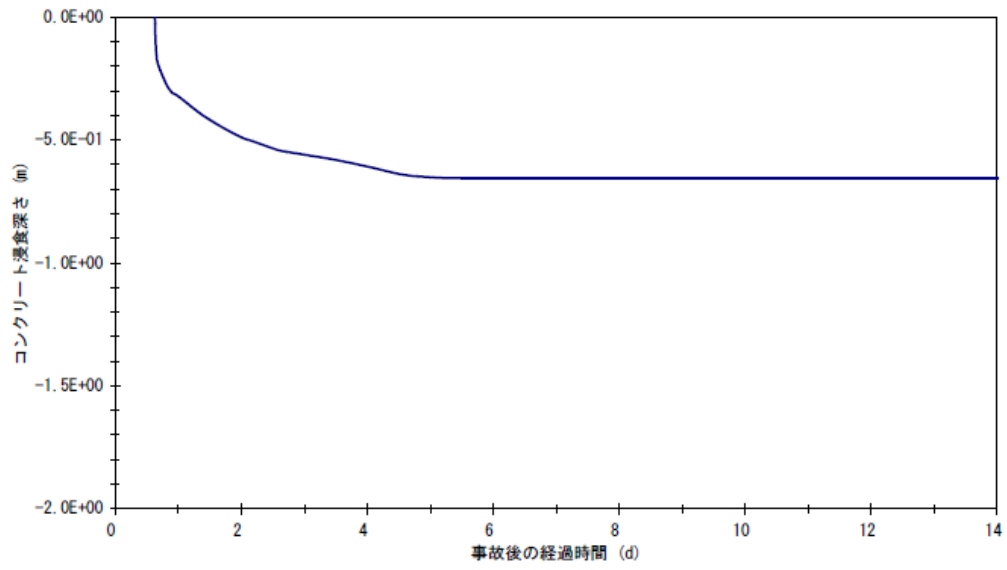


図 4.3-1 格納容器に落下した燃料デブリによるコンクリート浸食深さの評価

1u

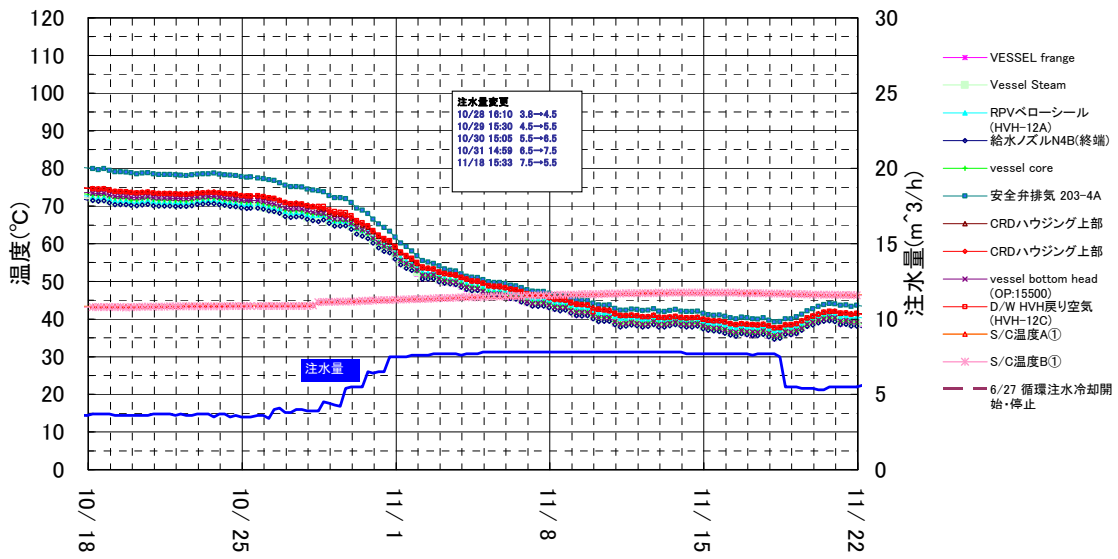


図 5.1-1 1号機の至近の温度推移



図5.1-2 6月3日撮影の1階床貫通部からの蒸気放出



図5.1-3 10月13日撮影の1階床貫通部の状況(蒸気放出無し)

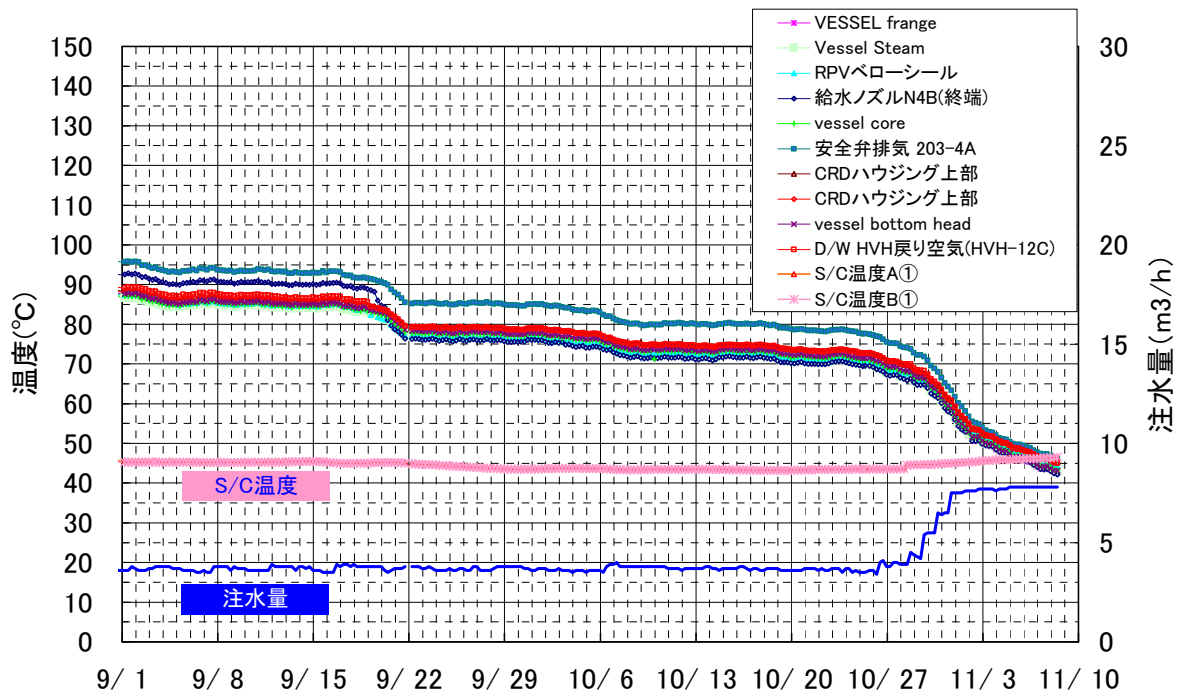


図5.1-4 注水流量増加以降の温度変化

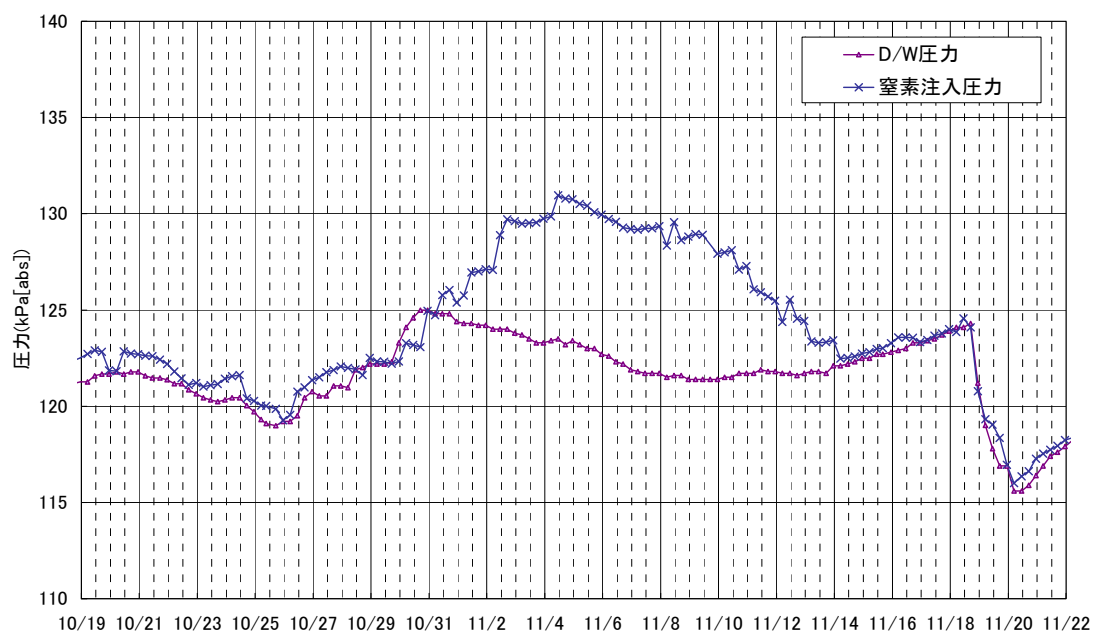


図 5.1-5 D/W 圧力と窒素注入圧力の推移

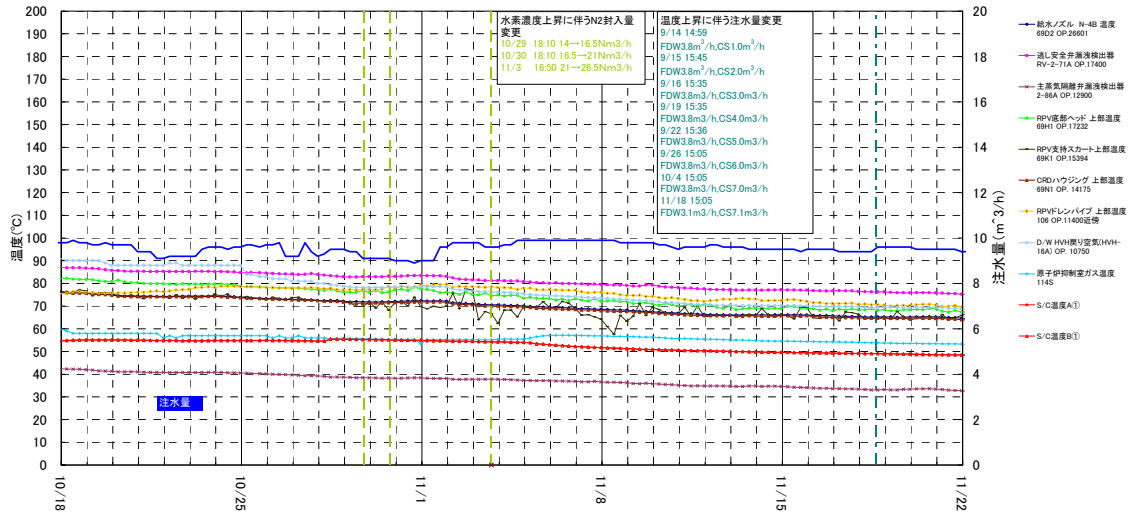


図 5.2-1 2号機の至近の温度推移



図5.2-2 9月17日撮影の5階原子炉直上部からの蒸気放出



図5.2-3 10月20日撮影の5階原子炉直上部の状況
(蒸気放出無し)

3u

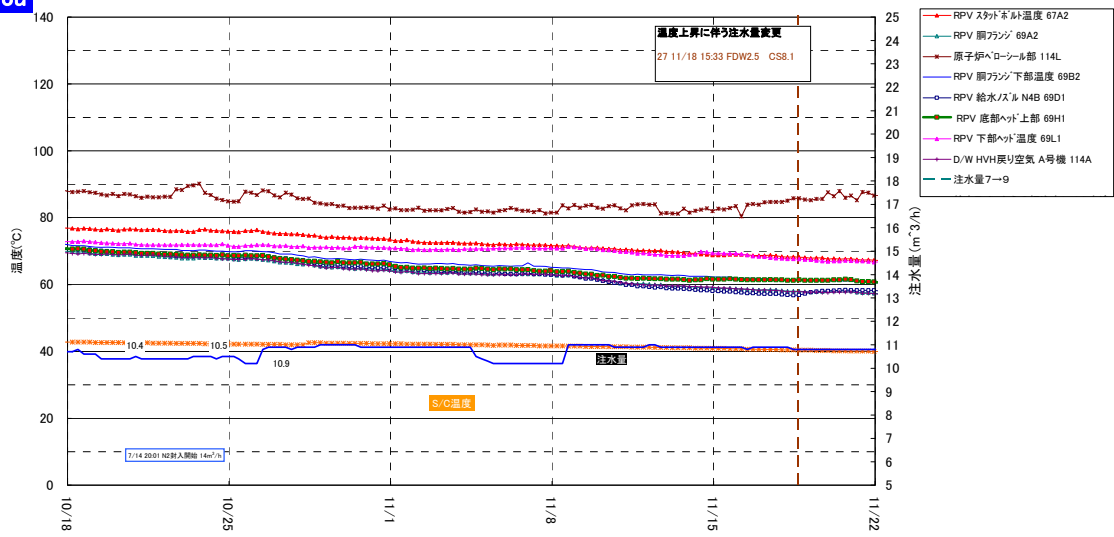
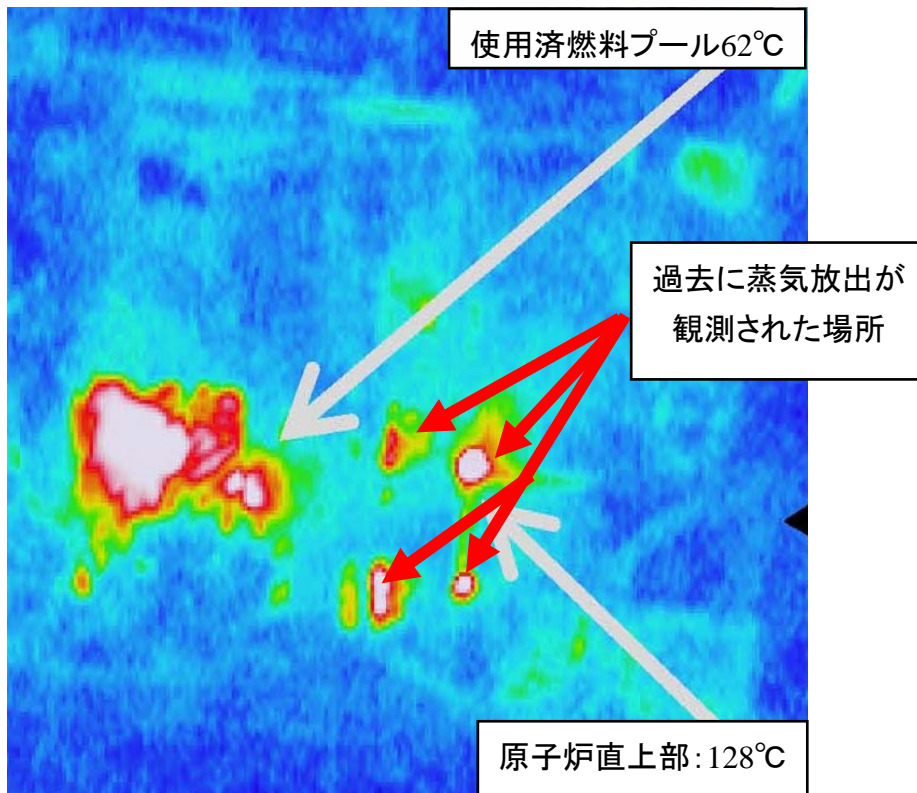
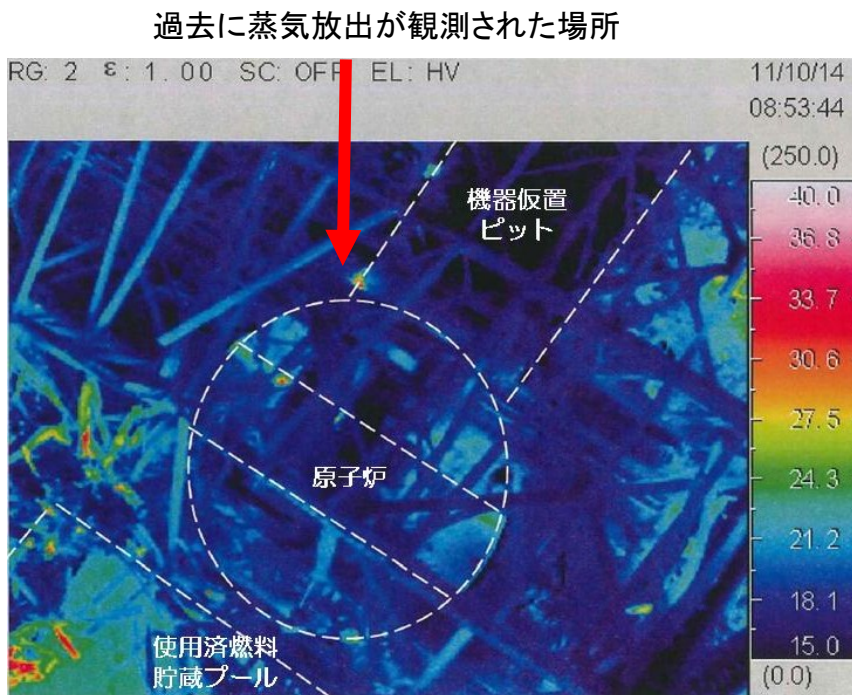


図 5.3-1 3号機の至近の温度推移



3月20日撮影(自衛隊)

図5.3-2 3月20日撮影の3号機原子炉建屋の温度分布



10月14日撮影

図5.3-3 10月14日撮影の3号機原子炉建屋の温度分布

D/W圧力・S/C圧力

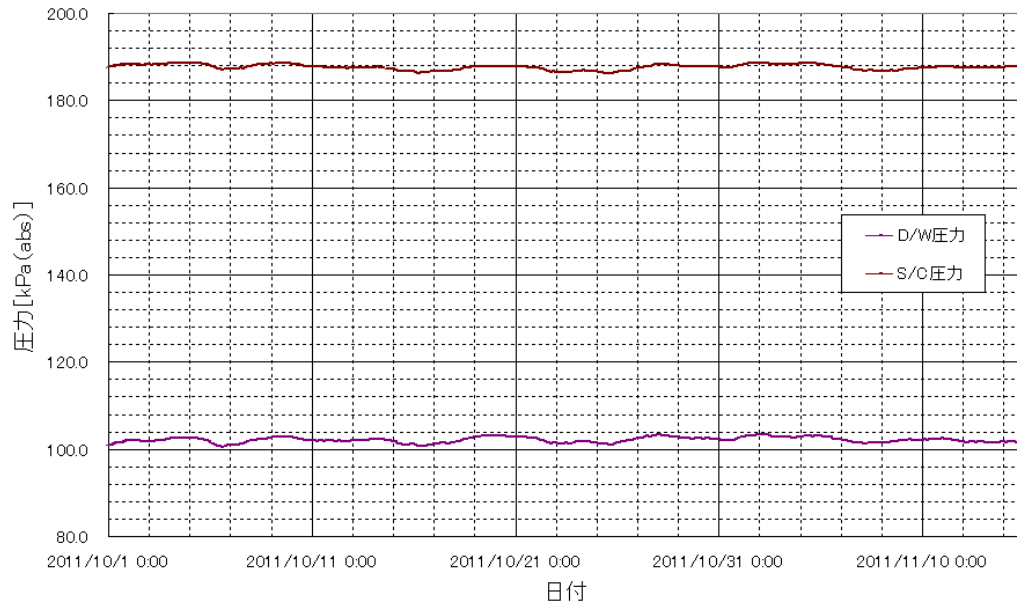


図5.3-4 D/W圧力とS/C圧力の推移

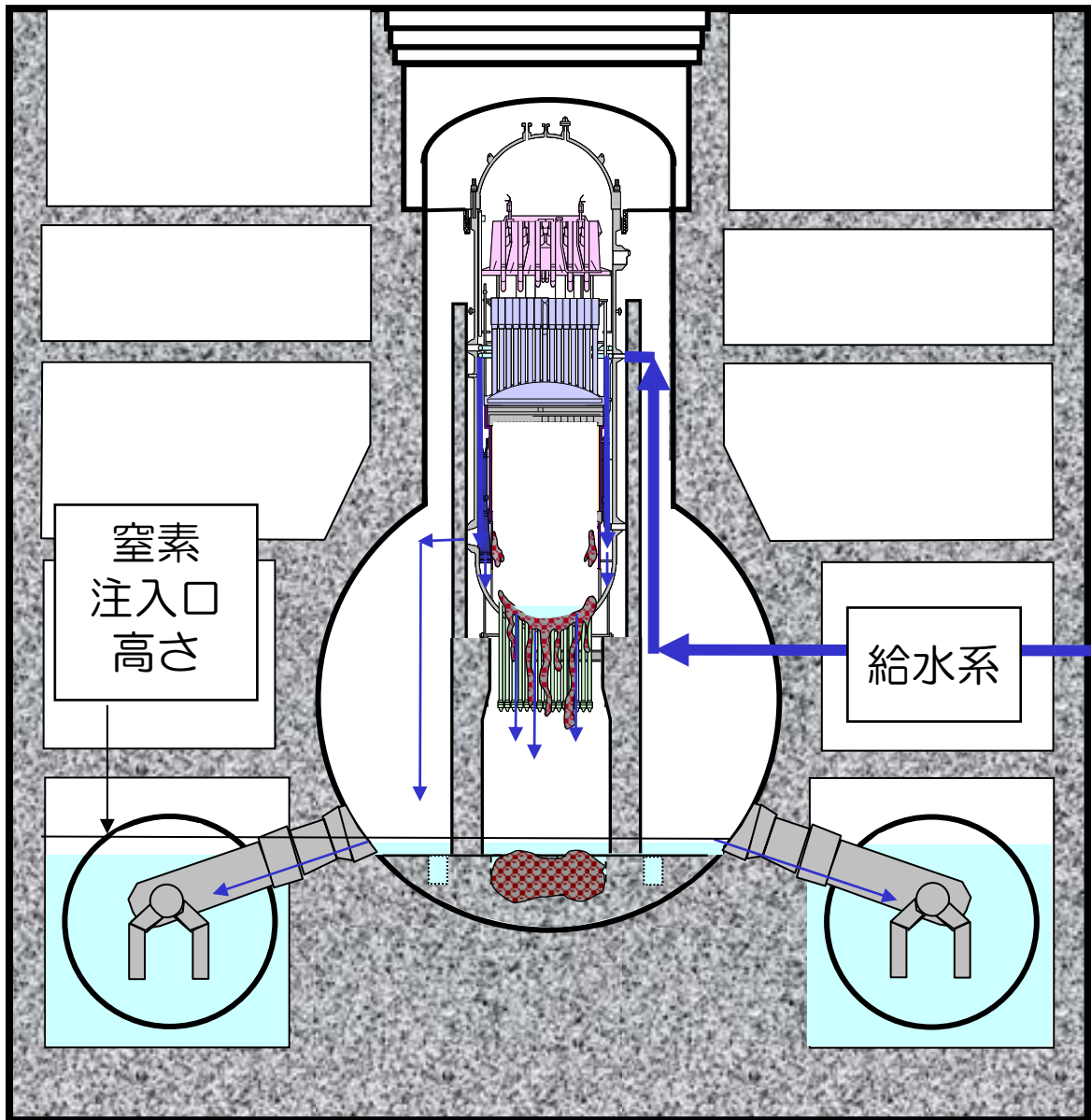


図 6.1-1 1号機の炉心状況推定図

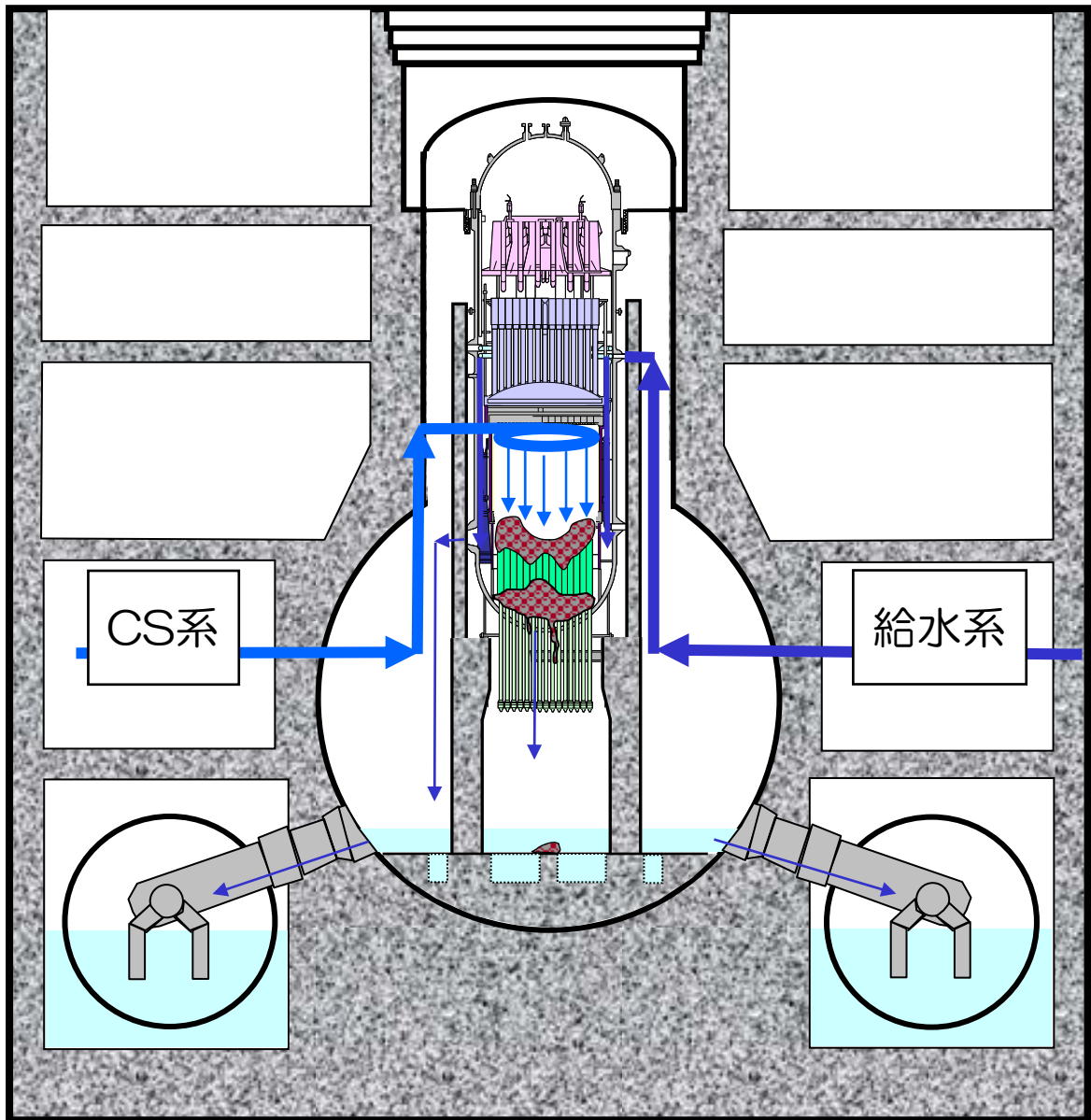


図 6.2-1 2号機の炉心状況推定図

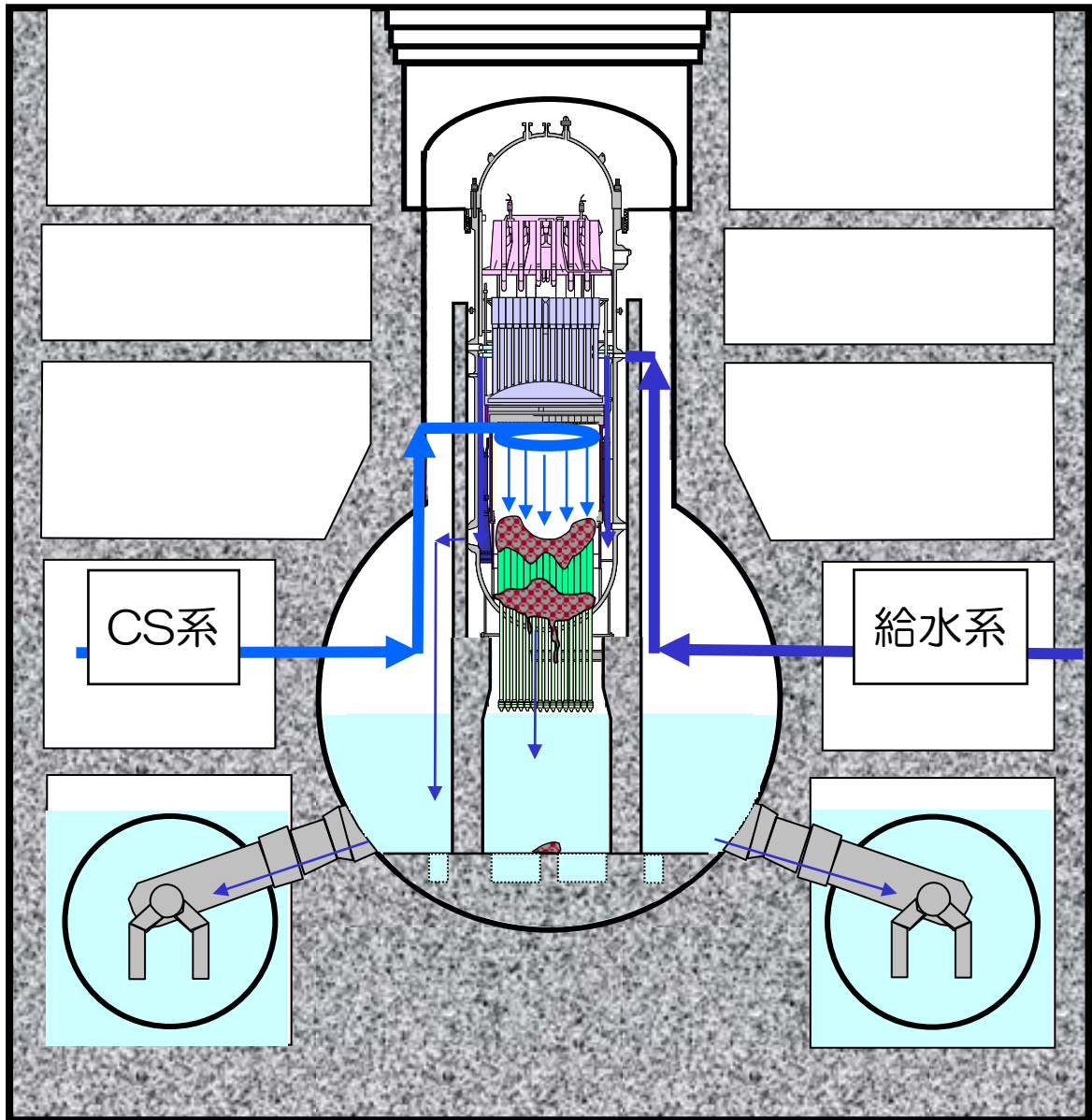


図 6.3-1 3号機の炉心状況推定図

添付資料

添付資料

- 添付資料-1 平成 23 年 5 月に公表した炉心の状態の推定
- 添付資料-2 注水喪失中のヒートバランスからの推定
- 添付資料-3 測定された温度・圧力からの推定
- 添付資料-4 原子炉圧力容器内温度評価モデルによる炉内燃料温度の推定
- 添付資料-5 水位計の校正について
- 添付資料-6 格納容器内のガスの放射能濃度
- 添付資料-7 局所出力領域モニタ (LPRM) 検出器の状態確認作業 (2,3 号機) について
- 添付資料-8 制御棒位置検出器 (PIP) の状態確認作業 (1,3 号機)
- 添付資料-9 D/W サンプ温度計の状態確認結果および挙動について
- 添付資料-10 PLR ポンプ入口温度計の挙動について
- 添付資料-11 原子炉補機冷却系 (RCW) の汚染状況について
- 添付資料-12 コア・コンクリート反応による原子炉格納容器への影響
- 添付資料-13 1 号機の格納容器内部の構造体の推定について
- 添付資料-14 格納容器内気体の成分分析結果
- 添付資料-15 事故初期のガスの残留について
- 添付資料-16 原子炉建屋天井クレーンの塗装の剥がれ事象について

平成 23 年 5 月に公表した炉心の状態の推定

1. はじめに

平成 23 年 3 月 11 日に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震により、福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機においては、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、すなわち隣接プラントも含め、非常用炉心冷却系が全て動作しない、もしくは停止する、加えて全交流電源が喪失しかつ継続するといった事故に至った。

平成 23 年 4 月 25 日に経済産業省原子力安全・保安院より「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第 67 条第 1 項の規定に基づく報告の徴収について」（平成 23・04・24 原第 1 号）の指示文書を受領し、その指示文書に基づき、地震発生時におけるプラントデータについて可能な限り回収、整理し、平成 23 年 5 月 16 日に報告を行った。そこで、これらの地震発生初期の設備状態や運転操作等に関する情報より、事故解析コード（Modular Accident Analysis Program、以下「MAAP」という）を用いてプラントの状態を評価し、情報の整理を行い、結果を平成 23 年 5 月 23 日に公表した。

ただし、得られた解析結果は、あくまで公表時点で得られた限られた情報と解析上必要な条件に推定・仮定を置いた解析であり、解析結果の不確定性は極めて大きいものであった。従って、今後原因調査が進むに従い、解析結果とは大幅に異なる結果になり得るものであった。

平成 23 年 5 月 23 日に炉心の状態の推定を公表した際には、MAAP 解析により求まる炉心の状態と、実測値の温度挙動から推測される炉心の状態を総合的に判断することで、炉心の状態を推定している。以下、1～3 号機について、5 月に公表した炉心の状態の推定を記載する。

2. 福島第一原子力発電所 1 号機

2.1 MAAP 解析の解析条件

主要な解析条件について、表 1 にプラント条件を、表 2 に事象イベントを示す。

解析においては、格納容器からの漏えい及び IC については以下の仮定をおき解析を行っている。

① 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 18 時間後において格納容器（ドライウェル（以下

「D/W」という))の気相部からの漏えい(約φ3 cm)を仮定した。また、約50時間後において漏えいの拡大(約φ7 cm)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(D/W)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。

② 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」という)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※。また、感度解析として、全交流電源喪失以降にICが一時的に動作していたと仮定した場合についても実施した。

なお、全交流電源喪失より前の期間は、逃がし安全弁(以下「SRV」という)の動作設定圧力(約7.4MPa[abs])以下で原子炉圧力が変動していたことから、ICの片側一系統を間欠動作させたと仮定した。

※ 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3時頃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へ流れ込む量は低下することで、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。

表 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	通常水位
RPV 炉心ノード分割	参考資料 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	1000K
炉心ノード融点	2500K
格納容器モデル	参考資料 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 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

No	解析条件		解析事象	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		14:46	原子炉スクラム	○	5/16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3		14:47	MSIV 閉	○	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	○	5/16 報告 3.警報発生記録等データ アラームタイパ	
5		15:03 頃	IC(A)停止	△	5/16 報告 6.過渡現象記録装置データの記録から、IC が停止しているものと推定	
6		15:03 頃	IC(B)停止	△	5/16 報告 6.過渡現象記録装置データの記録から、IC が停止しているものと推定	
7		15:17	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (5/16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1	
8		15:19	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移 (5/16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1	
9		15:24	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (5/16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1	
10		15:26	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移 (5/16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1	
11		15:32	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (5/16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1	

12		15:34	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移（5/16 報告 2.チャートの記録）から、IC の動作を推定 ※1
13		15:37	全交流電源喪失	○	5/16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌
14		18:10	IC(A)系 2A, 3A 弁開／蒸気発生確認	□	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
15		18:25	IC(A)系 3A 弁閉	□	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
16		21:19	IC について、ディーゼル駆動消火ポンプ (D/D-FP) からのラインナップ実施	□	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		21:30	IC 3A 弁開	□	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		21:35	IC について、D/D-FP から供給中	□	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
19	3/12	1:48	IC について、D/D-FP を確認したところ、燃料切れでなくポンプ不具合により供給停止	□	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		5:46	消防ポンプによる淡水注水を開始	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※3
21		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	△	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め。ベント成功は、圧力の低下が確認された 14:30 と仮定
22		14:49	格納容器ベント弁閉止	△	格納容器圧力の上昇から、解析上当該事項を仮定
23		14:53	淡水注水終了	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め
24		15:36	1号機原子炉建屋の爆発	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め

25	20:20	海水による注水を開始	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め※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(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 第一弁の逃が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、7.各種操作実績取り纏め (5/16 報告) に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。

2.2 MAA解析の解析結果

表 3 に解析結果を記載する。

表 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	地震発生後約 3 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 4 時間
原子炉压力容器破損時間	地震発生後約 15 時間

解析結果の詳細について以下に述べる。

原子炉水位は、津波到達以降仮定した IC の停止後、約 2 時間で有効燃料棒頂部（以下、TAF という）へ到達し、その後炉心損傷に至る（図 1 参照）。

地震発生以降、実際に計測された原子炉水位は炉心部内において推移している。解析結果とは大幅に異なるが、解析結果では原子炉压力容器が破損するとの結果となっており、原子炉水位は原子炉压力容器内において維持ができない。これに関しては格納容器内が高温になることで水位計内の水が蒸発し、正確な水位を示していない可能性がある。実際、1号機については、その後水位計内に水張りを実施して校正を実施したところ、水位は炉心部未満であるとの知見が得られている。

原子炉圧力は、仮定した IC の停止後、原子炉圧力は上昇するが、逃がし安全弁により 8MPa 近傍で維持される。炉心損傷後、熔融したペレット等が下部プレナムに移行し、地震発生から約 15 時間後、原子炉压力容器が破損し原子炉圧力は急激に減少する（図 2 参照）。

格納容器圧力は、原子炉压力容器より放出された蒸気と炉内の水－金属反応で発生した水素ガスにより、一時的に上昇するが、その後、解析において仮定した格納容器からの漏えいにより、格納容器圧力は低下傾向となり、3/12 のベント操作により急激に減少する（図 3 参照）。

原子炉内への注水は、仮定した IC の停止後から約 14 時間後に始まるものの、それまでに燃料は崩壊熱により熔融し、下部プレナムへ移行した後、地震発生から約 15 時間後に原子炉压力容器破損に至る（図 4 参照）。

2.3 1号機の炉心状態の推定

実測値の温度挙動から推測される炉心の状態を含め、総合的に炉心の状態を次

のように推定した。

上述のとおり、解析結果からは全交流電源喪失（津波到達）以降、比較的早期に炉心の損傷が開始し、原子炉圧力容器が破損するとの解析結果となったが、以下に示す各部温度等から推測されるプラントの状態を考慮すると解析は現実よりも厳しめな結果を示していると考えた。

各部の温度が測定できるようになった段階で、原子炉圧力容器温度は複数の測定点で 400℃を超えていた。この時期には、炉心の冷却が不十分な状態が継続していたと考えられるが、この後に給水ラインから原子炉へ注水することで、確実に原子炉に注水できるよう変更したことを期に、各部温度が急速に低下したため、冷却は十分に行われたものと考えられた。

一方、原子炉圧力容器下部の CRDハウジング等の温度は測定できており、仮に原子炉圧力容器が破損していた場合は、温度の測定はできていない可能性があること、原子炉圧力容器の鋼材温度は 100℃～120℃付近で推移しており複数の測定点が注水量の変動等と同じように応答していること、原子炉圧力容器上部の複数の温度が高めであり熱源は原子炉圧力容器内にあると推定されることから、燃料の大部分は原子炉圧力容器内で冷却されていると考えられた。（図 5 参照）また、非常用復水器の作動状況については、解析実施時点で津波到達時には停止していたことが明らかになっていたが、詳細な作動状況は明らかになっておらず、詳細な冷却状況は明確ではなかったこと等から、MAAP 解析は現実よりも厳しい結果を出しているものとの解釈がなされていた。

よって、解析及びプラントパラメータ（原子炉圧力容器周辺温度）によれば、炉心は大幅に損傷しているが、所定の装荷位置から下（下部プレナム）に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できていると考えた。

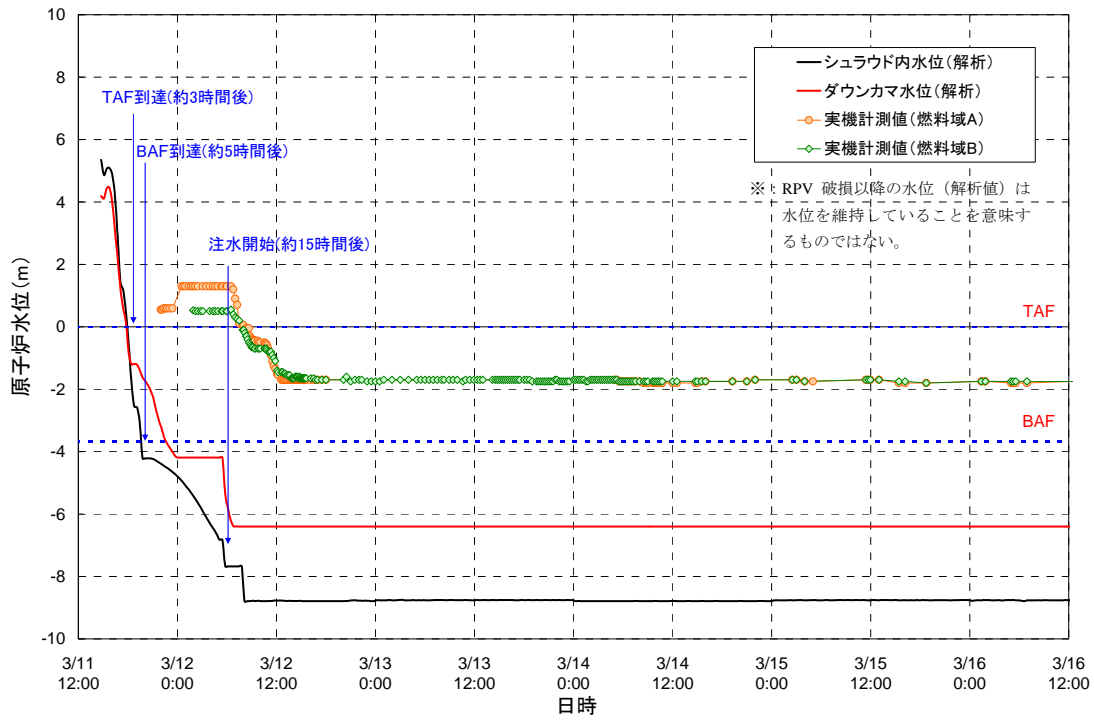


図 1 1号機 原子炉水位変化

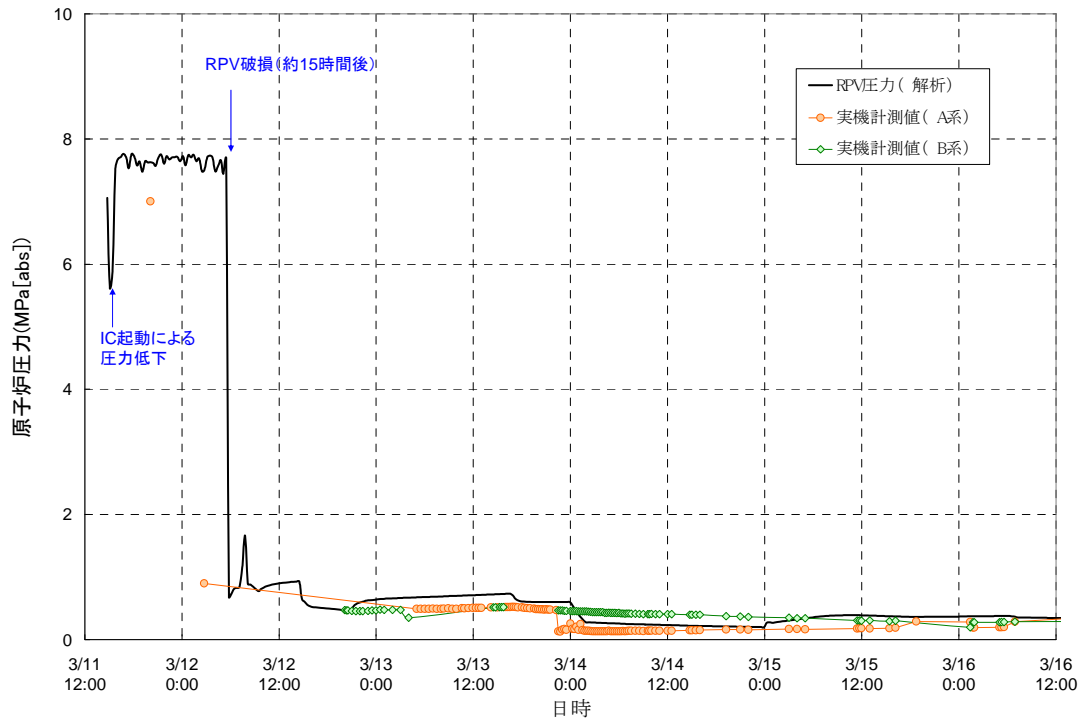


図 2 1号機 原子炉压力容器圧力変化

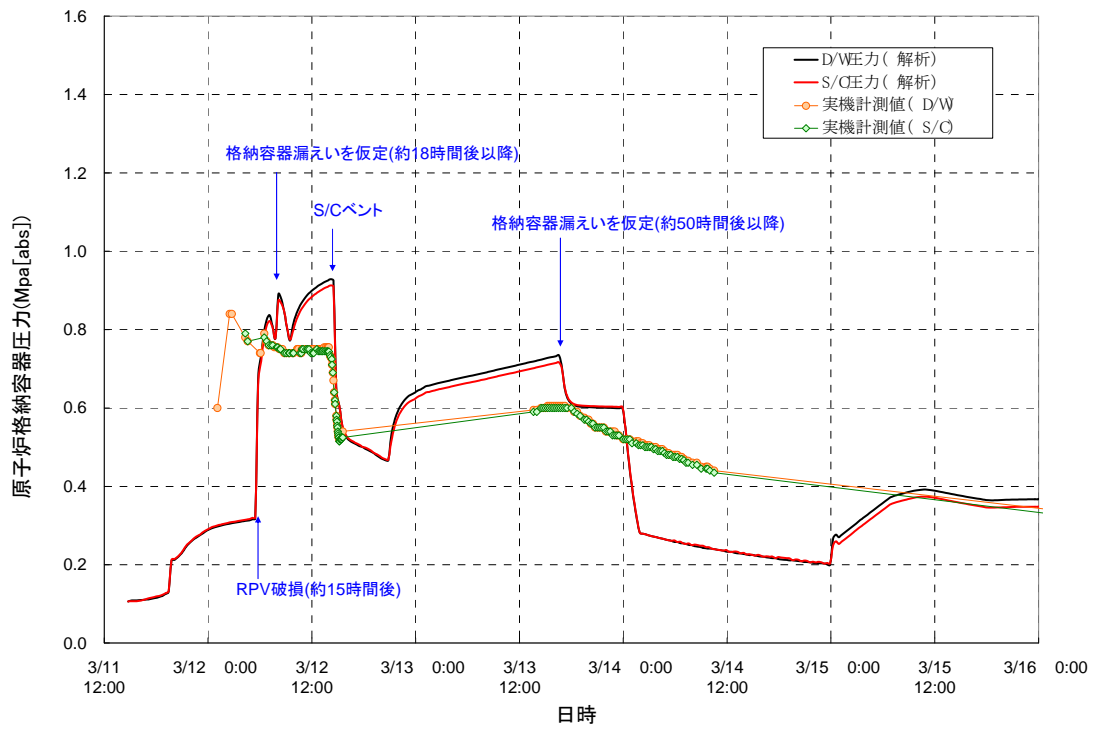
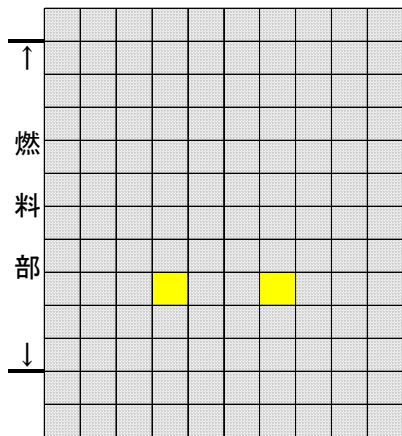
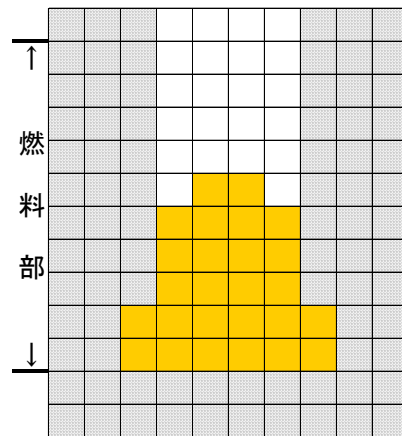


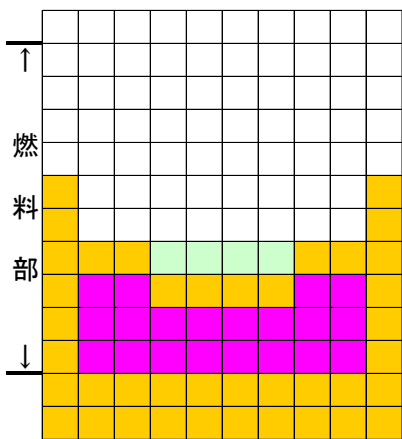
図3 1号機 原子炉格納容器圧力変化



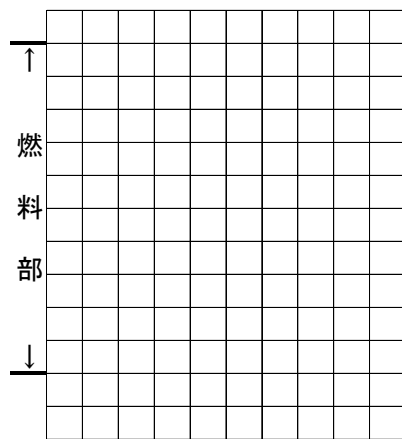
スクラム後 約4.7時間



スクラム後 約5.3時間



スクラム後 約14.3時間



スクラム後 約15時間

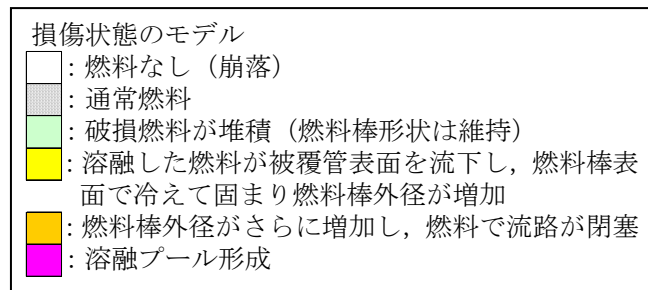


図4 1号機 炉心の状態図

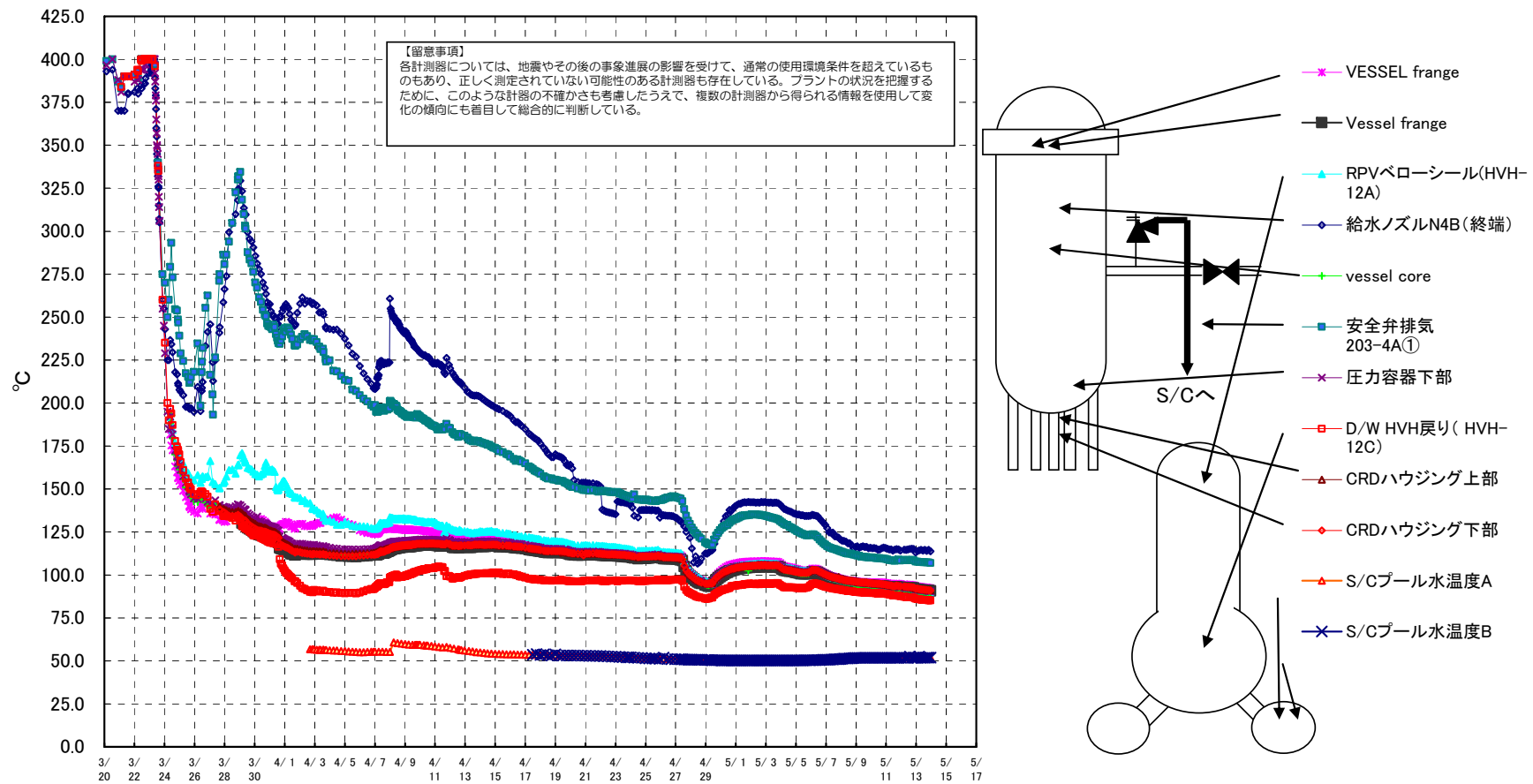


図5 1号機 代表点温度変化 (5月公表時点)

3. 福島第一原子力発電所 2 号機

3.1 MAAP 解析の解析条件

主要な解析条件について、表 4 にプラント条件を、表 5 に事象イベントを示す。

解析は以下の 2 つのケースを行い、また、格納容器からの漏えいについては以下の仮定をおき解析を行っている。

① 解析ケース

2 号機については、表 5 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、以降の注水量については、次の 2 ケースの解析を実施した。

【その 1】：解析で求まる原子炉水位を実機の計測値（炉心部の中間程度）にあわせるため、消防ポンプの吐出側で計測された注水流量よりも少なめに仮定する。

【その 2】：1 号機の水位計校正により判明したように、水位計が正確な水位を示しておらず、原子炉水位は炉心部内において維持できていないものとして、解析で求まる水位が炉心部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よりも少なめの注水量を仮定する。

② 原子炉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 21 時間後に、格納容器 (D/W) の気相部からの漏えい（約 $\phi 10$ cm）を仮定した。また、同様に 3/15 の圧力抑制室（以下「S/C」という）付近で発生した異音を境に、格納容器 (S/C) の気相部からの漏えい（約 $\phi 10$ cm）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は、現時点では不明である。

表 4 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	通常水位
RPV ノード分割	参考資料 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	1000K
炉心ノード融点	2500K
格納容器モデル	参考資料 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 (平衡炉心末期の燃焼度を想定)

表5 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

解析条件			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	解析事象			
1	3/11 14:46	地震発生	○	—	
2	14:47	原子炉スクラム	○	5/16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3	15:02	RCIC 手動起動	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
4	15:28	RCIC トリップ (L-8)	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
5	15:41	全交流電源喪失	○	5/16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
6	3/12 4:20 ～ 5:00	RCIC 水源を復水貯蔵タンクから圧力抑制室に切替	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
7	3/14 13:25	RCIC 停止	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
8	16:34	原子炉圧力容器減圧 (SRV1 弁開) 操作開始	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
	16:34	消火系ラインを用いた海水注入作業開始	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
9	18:00 頃	原子炉圧力低下確認	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
10	19:20	消防ポンプが燃料切れで停止	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
11	19:54	消防ポンプ起動	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1 ※2	
	19:57	消防ポンプ 2 台目起動	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	

12		21:20	SRV2 弁開により原子炉を減圧、水位が回復する	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
13		23:00 頃	SRV1 弁閉を仮定	□	23 時頃の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。
14	3/15	6:14 頃	圧力抑制室付近で異音が発生するとともに、同室内の圧力が低下	○	東京電力 HP (http://www.tepco.co.jp/index-j.html) のプレスより

※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、7.各種操作実績取り纏め（5/16 報告）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。

3.2 MAAP 解析の解析結果

3.2.1 解析ケース【その1】の解析結果

表6に解析ケース【その1】の結果を示す。

表6 2号機 解析結果のまとめ【その1】

項目	解析結果
炉心露出開始時間	地震発生後約 75 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 77 時間
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)

解析結果【その1】の詳細について以下に述べる。

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、SRV 開放により炉心は完全に露出することとなり、炉心損傷が開始する(図6参照)。ほぼ同時期に注水は開始されるものの今回の解析では計測値で示した原子炉水位に見合った注水量となるよう仮定して解析を行っていることから、注水量は十分ではなく、炉心領域の半分程度が冠水する程度に維持される。このため炉心は損傷することとなる。

原子炉圧力は、RCIC が停止するまでの間は、SRV 作動圧力近傍で高圧状態に維持される。RCIC 停止後の SRV 開放により原子炉は急速に減圧され、その後大気圧近傍まで低下する。

RCIC 動作期間において原子炉圧力の計測値は解析値より低い値で推移しており、SRV を通じて S/C へのリークパスが形成されていた可能性があるが、実際にリークがあったか、計測器の問題かは現時点では不明である。SRV 開以降の挙動は解析値と計測値で概ね一致している(図7参照)。

原子炉格納容器圧力は、サプレッション・プールの水温の上昇に伴い上昇するが、原子炉格納容器(D/W)からの漏えいを仮定しているため、計測値と同様に、地震発生からの D/W 圧力上昇は緩慢となる。その後、3/14 の SRV の開放により一時的な圧力上昇が生じ、その後計測値では格納容器圧力は低下傾向に転じることとなる。解析においても 3/15 の S/C 付近で観測された異音を境に、S/C の気相部において漏えいが発生したものと仮定して解析を実施した(図8参照)。

2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、などが理由として挙げられる(図9参照)。

3.2.2 解析ケース【その2】の解析結果

表7に解析ケース【その2】の結果を示す。

表7 2号機 解析結果のまとめ【その2】

項目	解析結果
炉心露出開始時間	地震発生後約75時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約77時間
原子炉圧力容器破損時間	地震発生後約109時間

解析結果【その2】の詳細について以下に述べる。

原子炉水位はRCIC停止後、徐々に低下し、炉心が露出し始め、SRV開放により炉心は完全に露出することとなり、炉心損傷が開始する。ほぼ同時期に注水は開始されるものの、仮定した注水量は十分でないため有効燃料棒底部以上には上がらない(図10参照)。

原子炉圧力は、SRVによる減圧以降、炉心が下部プレナムへ移行する際に発生する蒸気等による一時的な圧力の増加が見られるが、その他の挙動については、【その1】の解析結果とほぼ同様の挙動を示している(図11参照)。

原子炉格納容器圧力は、原子炉圧力同様、炉心が下部プレナムへ移行する際に発生する蒸気等による一時的な圧力の増加が見られるが、その他の挙動については、【その1】の解析結果とほぼ同様の挙動を示している(図12参照)。

一部の燃料については原子炉圧力容器内にとどまる結果となったものの、原子炉圧力容器は破損する結果となった。初期の注水量を【その1】より少なめに設定したことで、炉心の損傷がさらに進展する結果となった(図13参照)。

3.3 2号機の炉心状態の推定

実測値の温度挙動から推測される炉心の状態を含め、総合的に炉心の状態を次のように推定した。

【その1】における解析では、2号機の炉心は燃料が溶融し一部溶融プールが存在している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解析結果となった。【その2】における解析では、一部の燃料については原子炉圧力容器内にとどまる結果となったものの、原子炉圧力容器は破損するとの解析結果となった。

一方、プラントパラメータによれば、原子炉圧力容器底部の温度は約100℃～

約 120℃付近で推移しており、複数の測定点が注水量の変動等と同じように応答していること、原子炉压力容器上部の温度が高めであり熱源は原子炉压力容器内にあると推定されることから、燃料の大部分は原子炉压力容器内で冷却されていると考えられた（図 14 参照）。

よって、解析及びプラントパラメータによれば、炉心は大幅に損傷しているが、所定の装荷位置から下（下部プレナム）に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できているものと考えた。

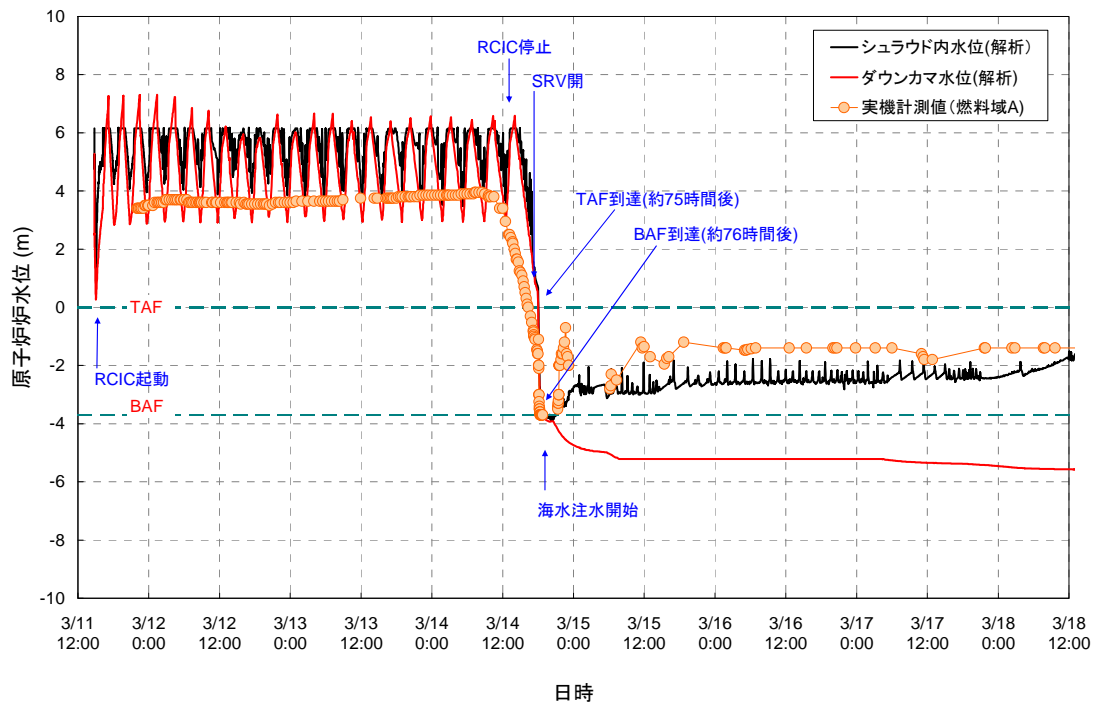


図 6 2号機 原子炉水位変化【その1】

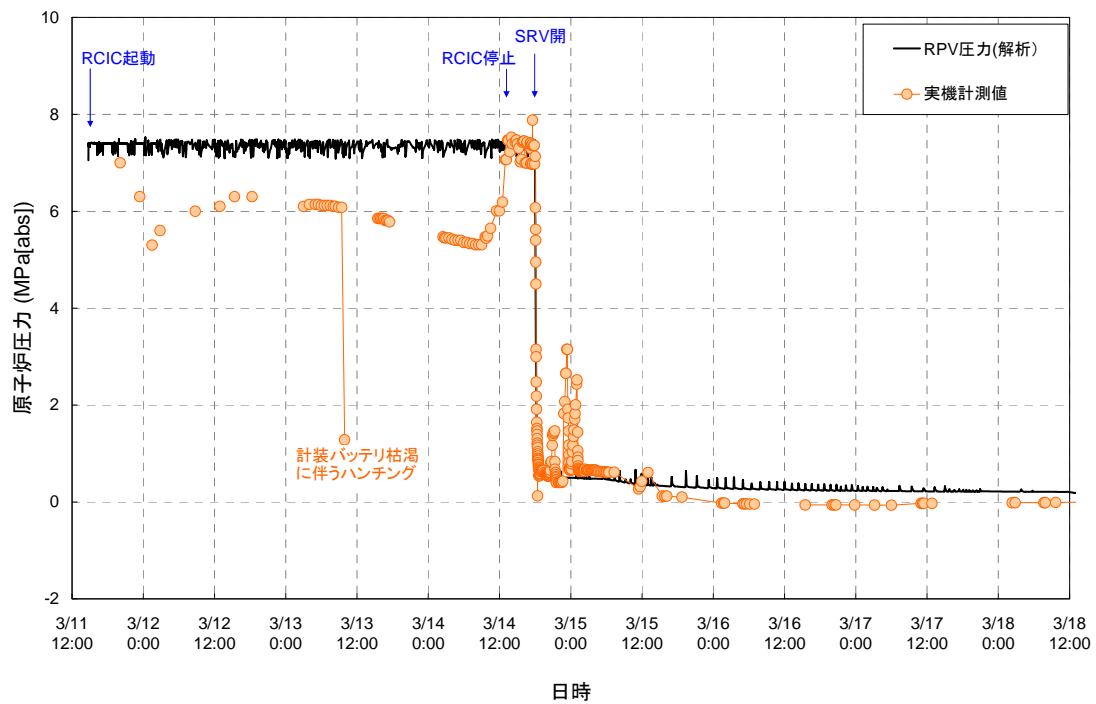


図 7 2号機 原子炉压力容器圧力変化【その1】

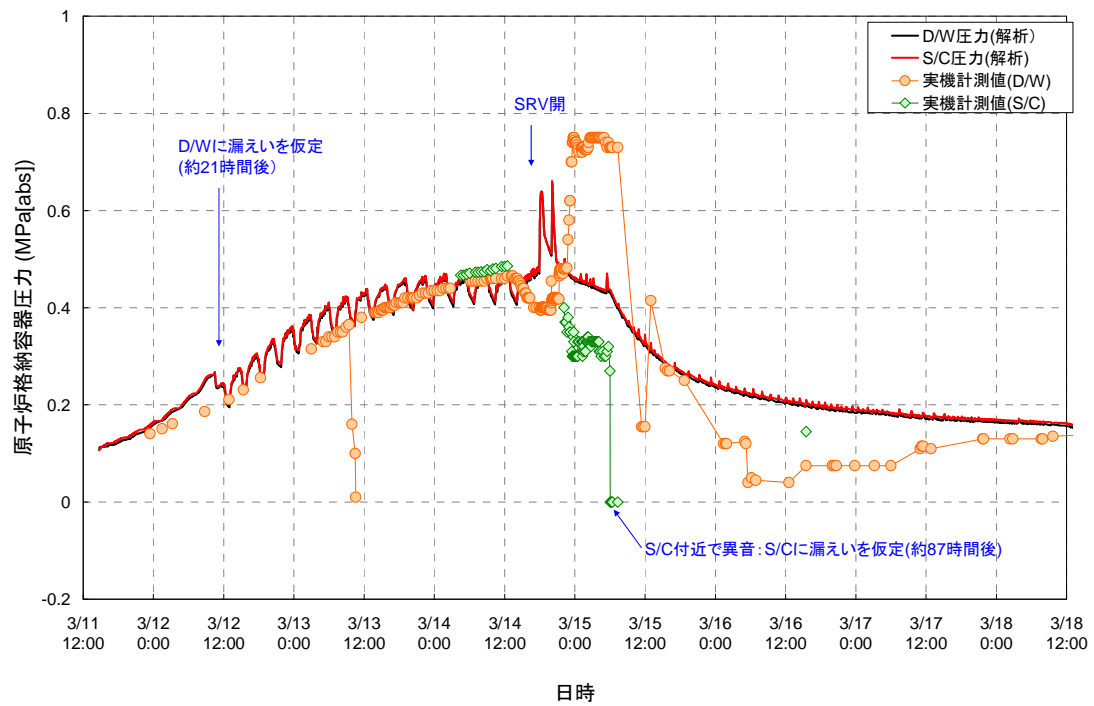
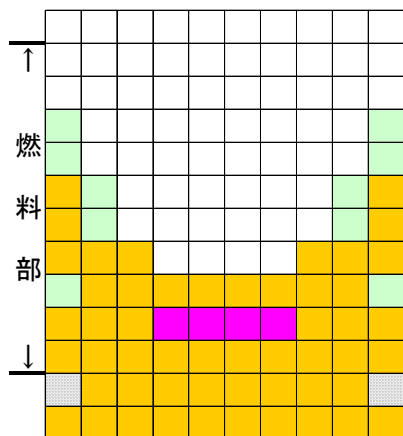
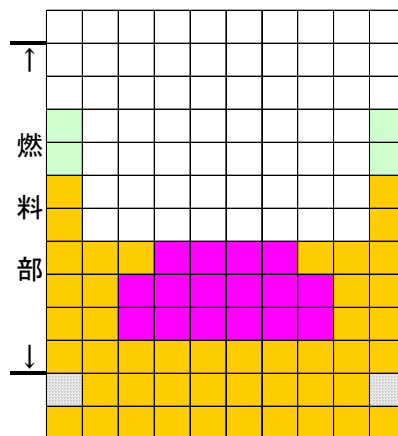


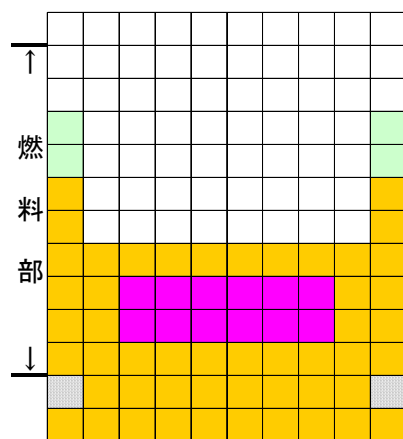
図8 2号機 原子炉格納容器圧力変化【その1】



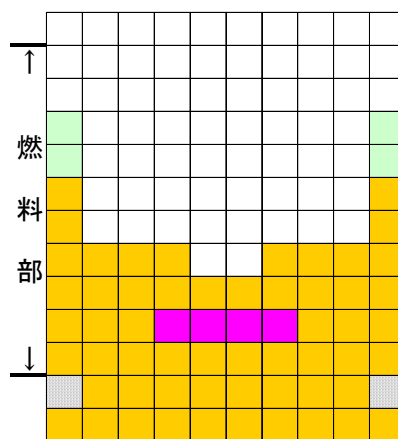
スクラム後 約 87 時間



スクラム後 約 96 時間



スクラム後 約 120 時間



スクラム後 約 1 週間

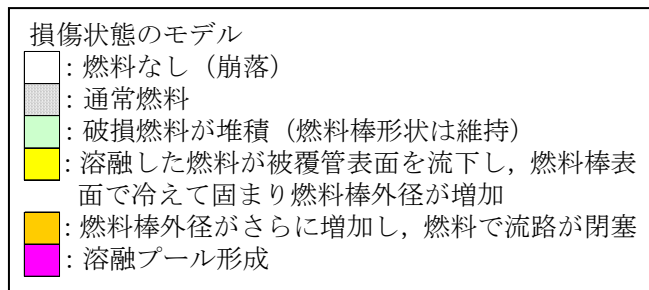


図 9 2号機 炉心の状態図【その1】

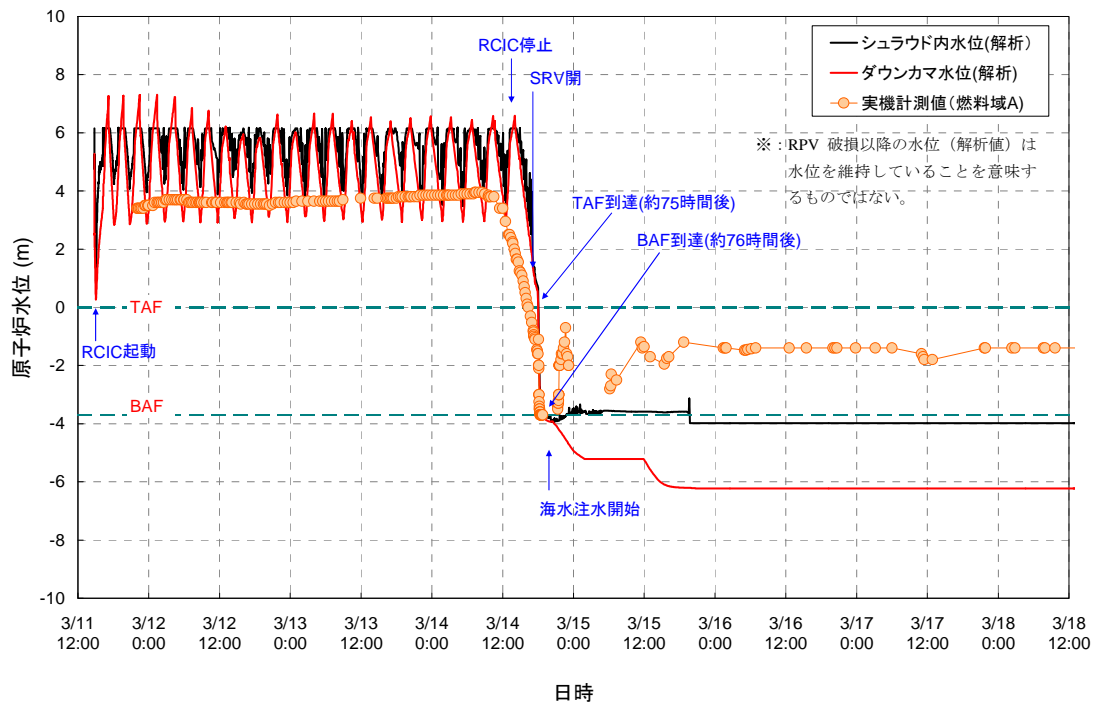


図 10 2号機 原子炉水位変化【その2】

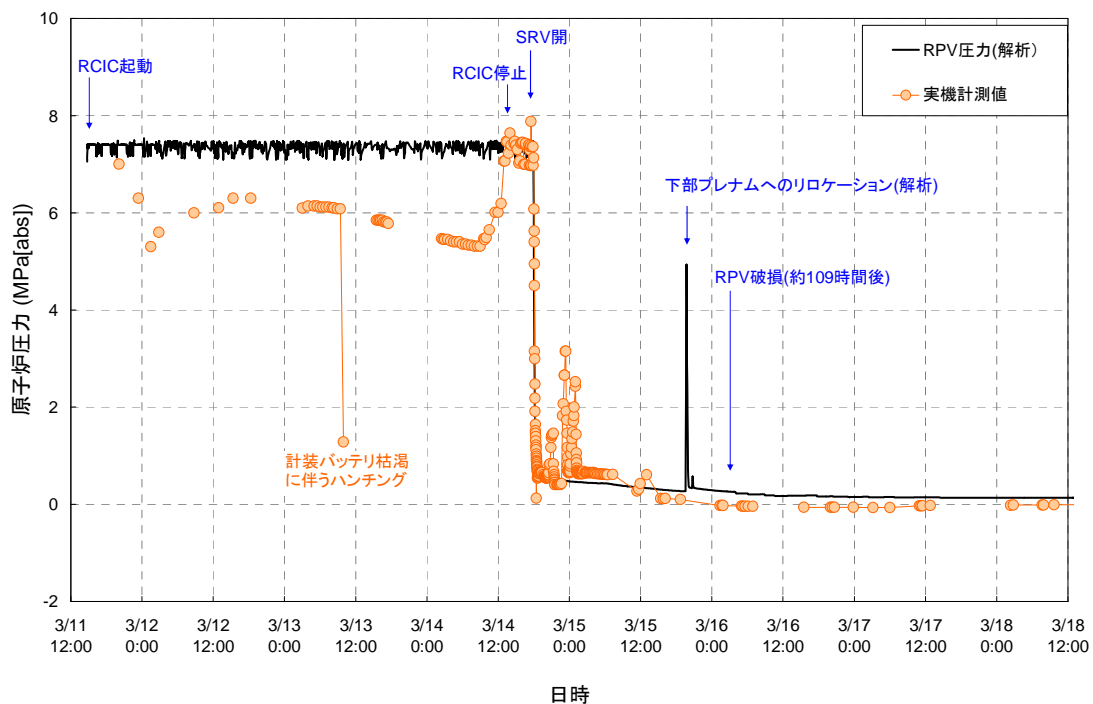


図 11 2号機 原子炉压力容器圧力変化【その2】

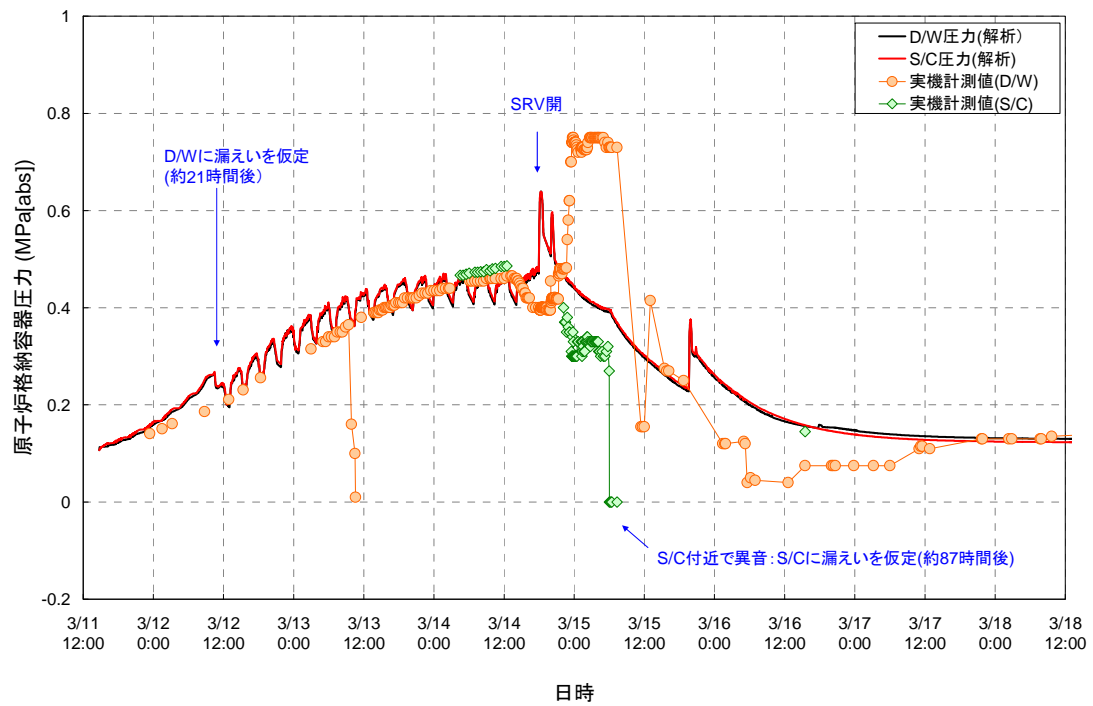
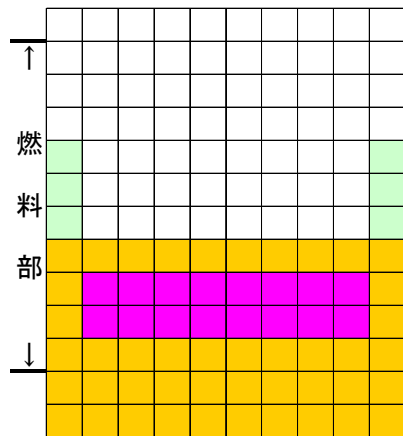
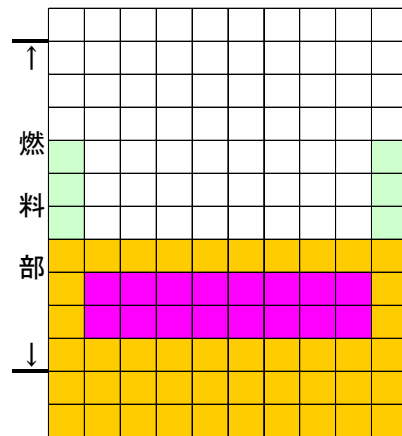


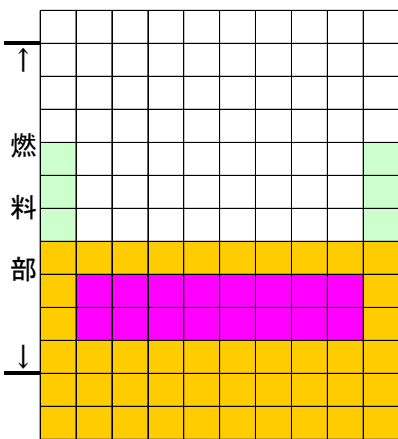
図 12 2号機 原子炉格納容器圧力変化【その2】



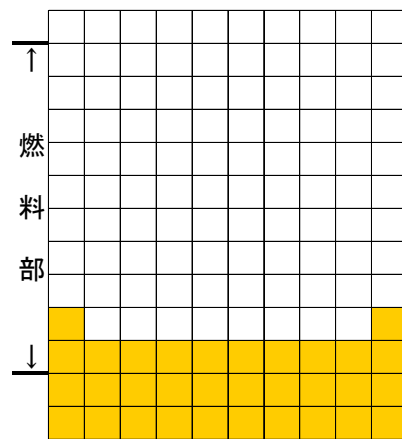
スクラム後 約 87 時間



スクラム後 約 96 時間



スクラム後 約 100 時間



スクラム後 約 109 時間

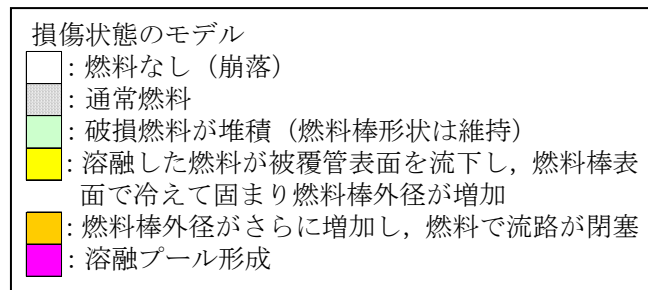


図 13 2号機 炉心の状態図【その2】

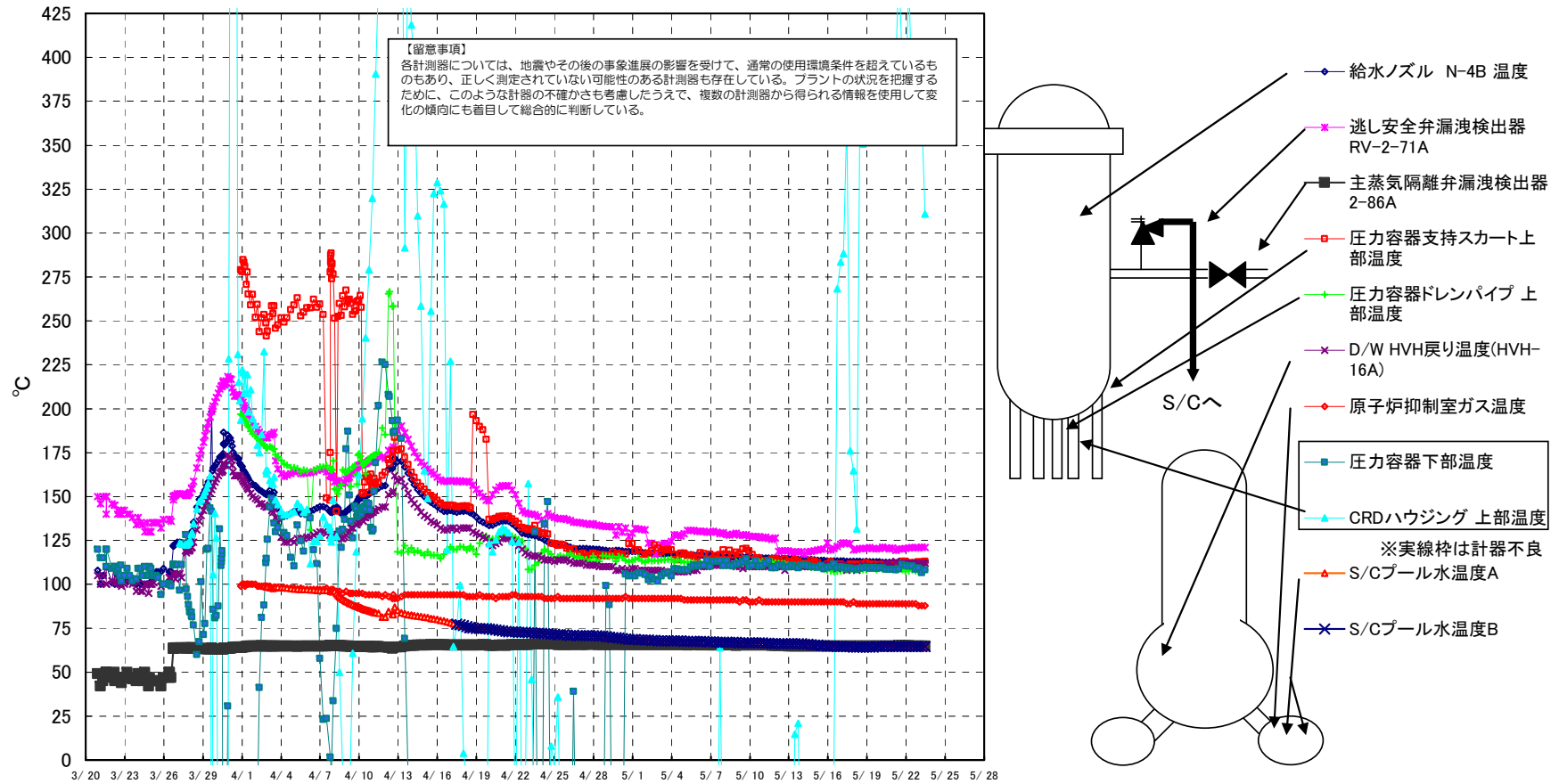


図 14 2号機 代表点温度変化 (5月公表時点)

4. 福島第一原子力発電所 3号機

4.1 MAAPI解析の解析条件

主要な解析条件について、表 8 にプラント条件を、表 9 に事象イベントを示す。

解析は以下の 2 つのケースを行った。

① 解析ケース

3号機については、表 9 に記載のとおり、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 2 ケースの解析を実施した。

【その 1】：解析で求まる原子炉水位を実機の計測値（炉心部の中間程度）にあわせるため、消防ポンプの吐出側で計測された注水流量よりも少なめに仮定する。

【その 2】：1号機の水位計校正により判明したように、水位計が正確な水位を示しておらず、原子炉水位は炉心部内において維持できていないものとして、解析で求まる水位が炉心部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よりも少なめの注水量を仮定する。

表 8 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	通常水位
RPV ノード分割	参考資料 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	1000K
炉心ノード融点	2500K
格納容器モデル	参考資料 図 7
格納容器空間容積	D/W 空間：4240 m ³ S/C 空間：3160 m ³
サプレッション・プール水量	2980 m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (平衡炉心末期の燃焼度を想定)

表9 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

No	解析条件		解析事象	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					
1	3/11	14:46	地震発生	○	—	
2		14:47	原子炉スクラム	○	5/16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3		15:06	RCIC 手動起動	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
4		15:25	RCIC トリップ (L-8)	○	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	○	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	○	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	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
8		12:35	HPCI 起動 (L-2)	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
9	3/13	2:42	HPCI 停止	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
10		9:08	逃がし安全弁による原子炉圧力容器減 圧操作	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
11		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	○	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、格納容器の圧力降下が 確認された 9:20 をベントの開始と仮定	
12		9:25	淡水注入開始	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
13		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	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め	

14		12:30	格納容器ベントについて、開操作	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め
15		13:12	淡水注入より海水注入に切替	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
16		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。なお、5/16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、3/15 16:00 に閉が確認されたことが記載されている
17	3/14	1:10	水源ピットへの水補給のため注水停止	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め
18		3:20	水源ピットへの水補給完了、注水開始	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
19		5:20	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 AO 弁操作	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め
20		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、3/14 5:20 開始のベントの終了をこの時刻に仮定。なお、5/16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、3/15 16:00 に閉が確認されたことが記載されている
21		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
22		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、当該時刻にベントの終了を仮定
23	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	○	5/16 報告 7.各種操作実績取り纏め
24	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	△	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
25	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	△	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
26		21:30	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作	△	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 圧力の推移から開していないものと仮定
27	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	—	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
28		5:30頃	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作	—	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
29	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	—	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
30	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	—	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、7.各種操作実績取り纏め（5/16 報告）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。

4.2 MAAP 解析の解析結果

4.2.1 解析ケース【その 1】の解析結果

表 10 に解析ケース【その 1】の結果を示す。

表 10 3号機 解析結果のまとめ【その 1】

項目	結果
炉心露出開始時間	地震発生後約 40 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 42 時間
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)

解析結果【その 1】の詳細について以下に述べる。

原子炉水位は、HPCI が停止した後徐々に低下し、炉心が露出し始め、SRV 解放により炉心は完全に露出することとなり、炉心損傷が開始する(図 15 参照)。注水は開始されるものの今回の解析では計測値で示した原子炉水位に見合った注水量となるよう仮定して解析を行っていることから、注水量は十分ではなく、炉心領域の半分程度が冠水する程度に維持される。このため炉心は損傷することとなる。

原子炉圧力は、RCIC、HPCI が停止するまでの間は、SRV 作動圧力近傍で高圧状態に維持される。HPCI 停止後の SRV 開放により原子炉は急速に減圧され、その後大気圧近傍まで低下する(図 16 参照)。

格納容器圧力は、炉内発生蒸気を S/C へ放出するため D/W 及び S/C の圧力は上昇を続ける。また、SRV の開放により圧力は一時的に大きく上昇するが、S/C ベントにより圧力は低下する。その後においてもベント操作に応じて圧力は増加・減少を繰り返す(図 17 参照)。

炉心の状態は、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・HPCI による注水が比較的継続的に行われていたこと、HPCI 停止から注水開始までの時間が 1 号機に比べて短かったこと、などが理由として挙げられる(図 18 参照)。

なお、HPCI が動作している期間において圧力の低下傾向が見られている。平成 23 年 5 月の報告の解析の条件としては、RPV 圧力及び D/W 圧力の変化を模擬する手法として、HPCI の蒸気配管を通じて D/W 外へ蒸気がリークすると仮定した解析を行ったが、報告以降も調査及び評価を進めたところ、仮に HPCI 蒸気配管を通じて蒸気がリークしていた場合は、HPCI 室を含め R/B が高温又は高い蒸気雰囲気になり立ち入ることが不可能と考えられるが、3 月 13 日に

HPCI が停止した後 HPCI 室に立ち入った運転員がいること、耐震性評価の結果 HPCI の蒸気配管は地震で損傷していないと考えられることから、HPCI の系統にはリークパスが形成されていたとは考えられない。RPV 圧力の変化は、HPCI が連続運転していたことで継続的に蒸気が消費されたことによるものと考えられる。

4.2.2 解析ケース【その 2】の解析結果

次に、表 11 に解析ケース【その 2】の結果を示す。

表 11 3号機 解析結果のまとめ【その 2】

項目	結果
炉心露出開始時間	地震発生後約 40 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 42 時間
原子炉圧力容器破損時間	地震発生後約 66 時間

解析結果【その 2】の詳細について以下に述べる。

原子炉水位変化は、HPCI が停止して以降、徐々に低下し、炉心が露出し始め、SRV 開放により炉心は完全に露出することとなり、炉心損傷が開始する（図 19 参照）。注水は開始されるものの、仮定した注水量が十分ではないため有効燃料棒底部以上には上がらず、炉心損傷は【その 1】よりも進展する結果となる。

原子炉圧力は、SRV による減圧以降、炉心が下部プレナムへ移行する際に発生する蒸気により一時的な圧力の増加が見られるが、その他の挙動については、【その 1】の解析結果とほぼ同様の推移を示している（図 20 参照）。

原子炉格納容器圧力は、原子炉圧力同様、炉心が下部プレナムへ移行する際に発生する蒸気により一時的な圧力の増加が見られるが、その他の挙動については、【その 1】の解析結果とほぼ同様の推移を示している（図 21 参照）。

一部の燃料については原子炉圧力容器内にとどまる結果となったものの、原子炉圧力容器は破損する結果となった。初期の注水量が【その 1】より少ないため、炉心の損傷がさらに進展する結果となった（図 22 参照）。

4.3 3号機の炉心状態の推定

実測値の温度挙動から推測される炉心の状態を含め、総合的に炉心の状態を次のように推定した。

【その 1】における解析では、3号機の炉心は燃料が溶融し一部溶融プールが

存在しているものの、炉心部にとどまり、原子炉压力容器破損には至らないとの解析結果となった。【その 2】における解析では、一部の燃料については原子炉压力容器内にとどまる結果となったものの、原子炉压力容器は破損するとの解析結果となった。

一方、プラントパラメータによれば、原子炉压力容器の鋼材温度は約 100℃～約 200℃付近で推移しており、複数の測定点が注水量の変動等と同じように応答していること、5 月に入り数点の温度が上昇を示していることから熱源は原子炉压力容器内にあると推定されること、原子炉压力容器底部の温度は約 100℃～約 170℃とその他の原子炉压力容器周りの温度と同程度で推移していることから、燃料の大部分は原子炉压力容器内で冷却されていると考えられた（図 23 参照）。

よって、解析及びプラントパラメータによれば、炉心は大幅に損傷しているが、所定の装荷位置から下（下部プレナム）に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できているものと考えた。

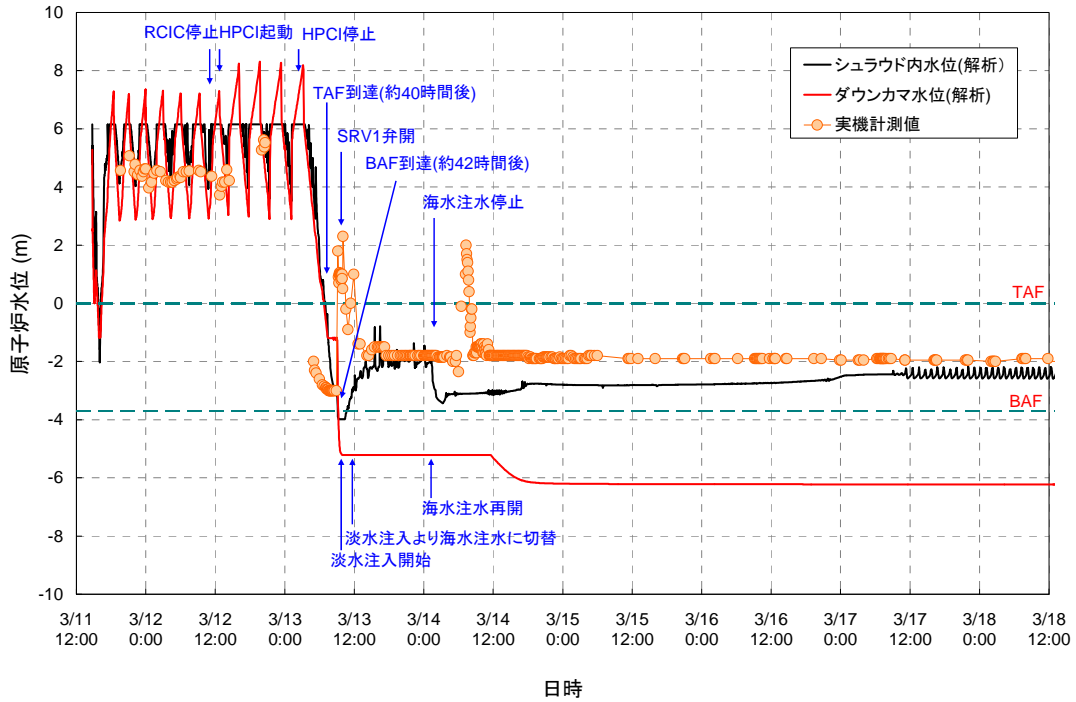


図 15 3号機 原子炉水位変化【その1】

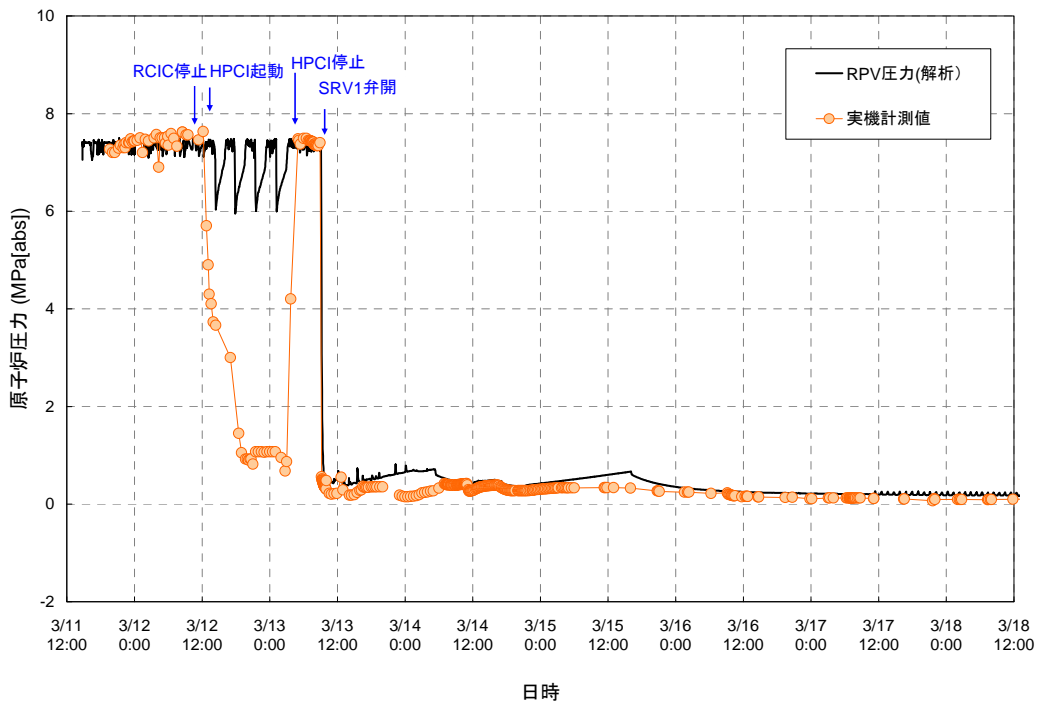


図 16 3号機 原子炉压力容器圧力変化【その1】

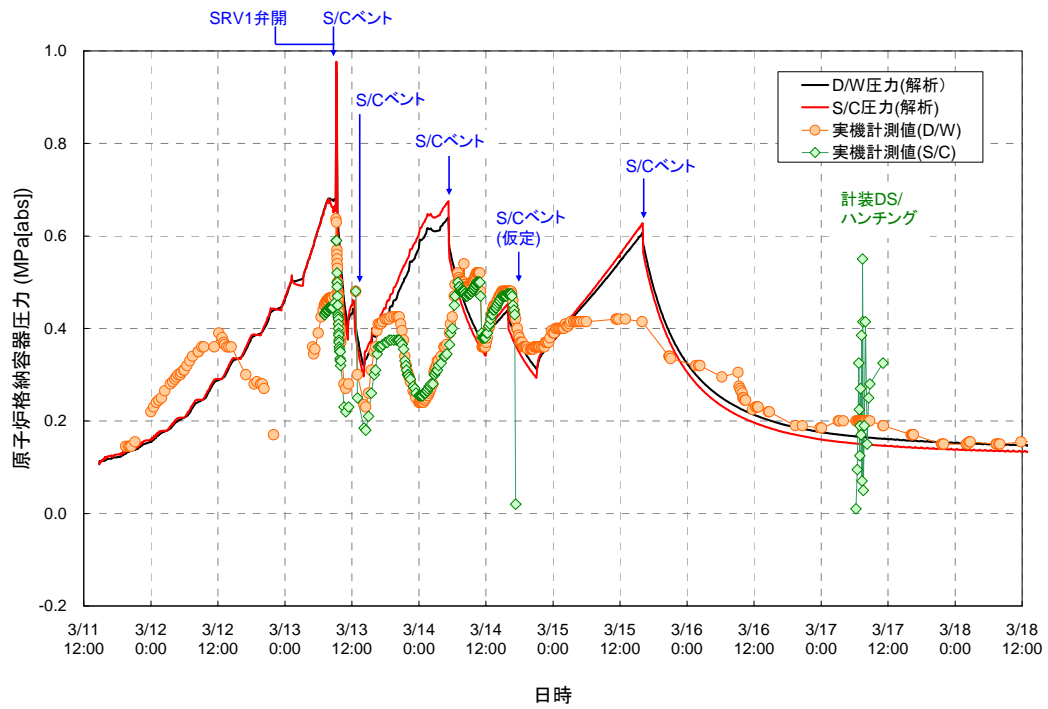
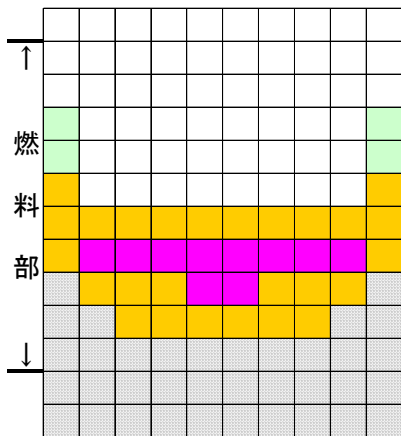
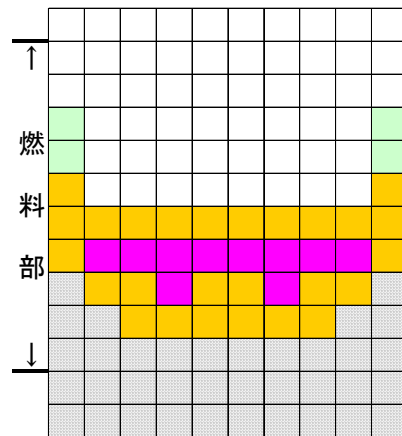


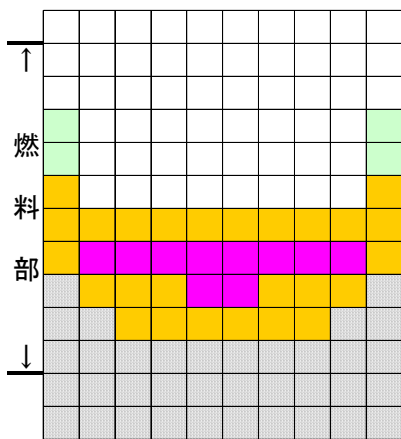
図 17 3号機 原子炉格納容器圧力変化【その1】



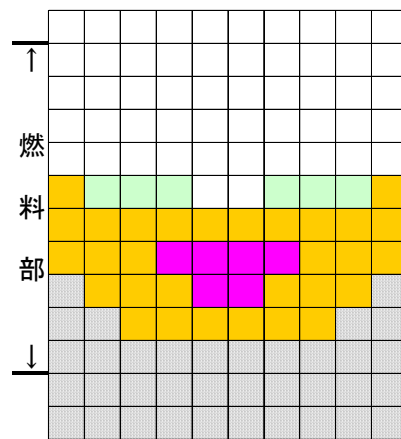
スクラム後 約64時間



スクラム後 約68時間



スクラム後 約72時間



スクラム後 約1週間

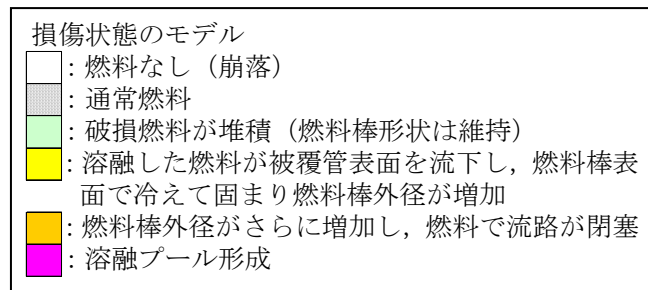


図 18 3号機 炉心の状態図【その1】

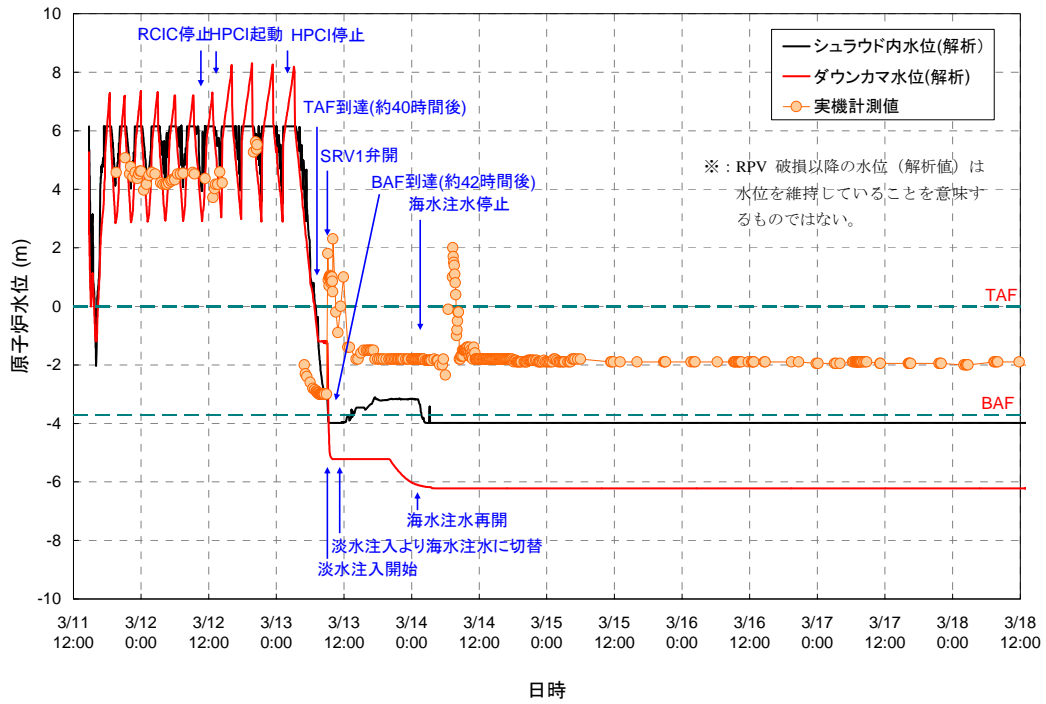


図 19 3号機 原子炉水位変化【その2】

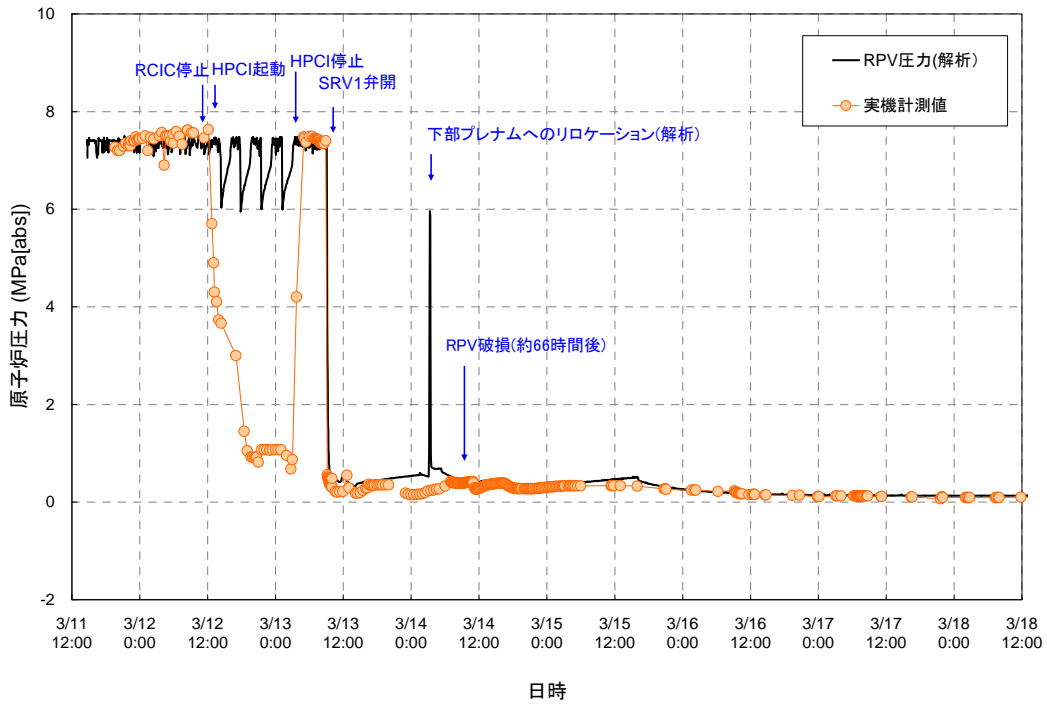


図 20 3号機 原子炉压力容器圧力変化【その2】

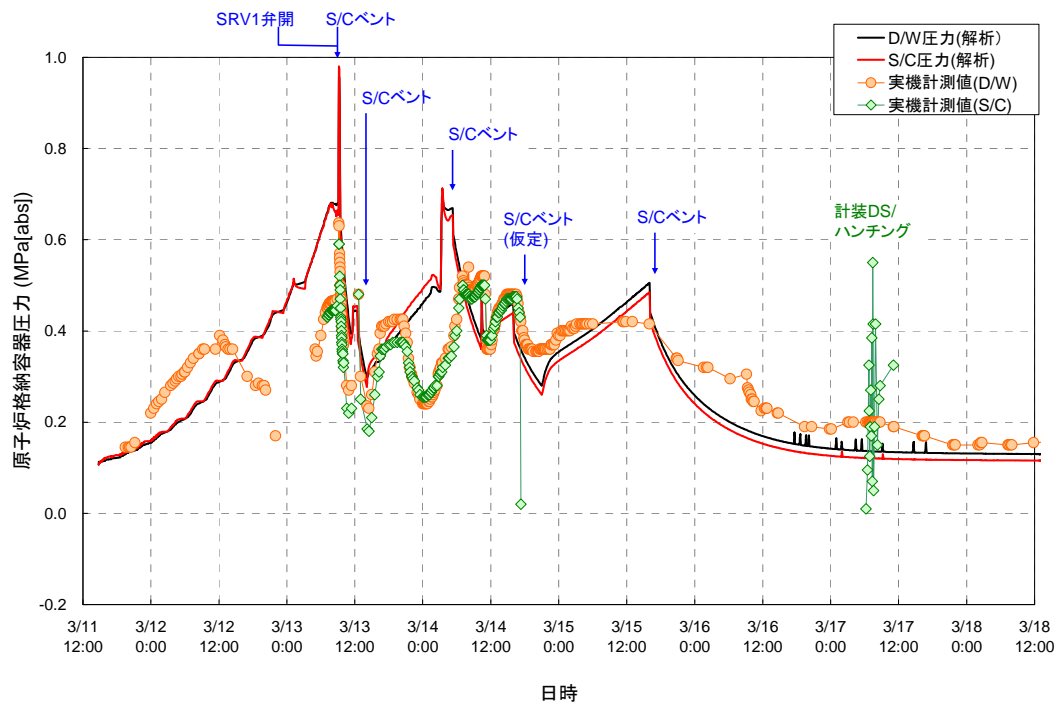
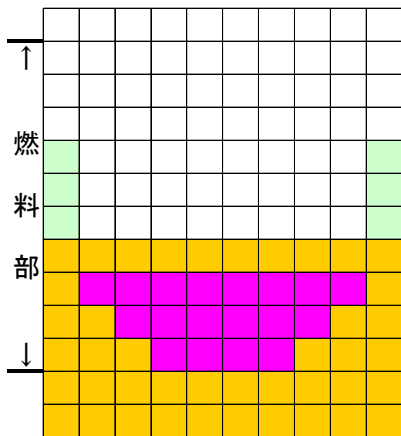
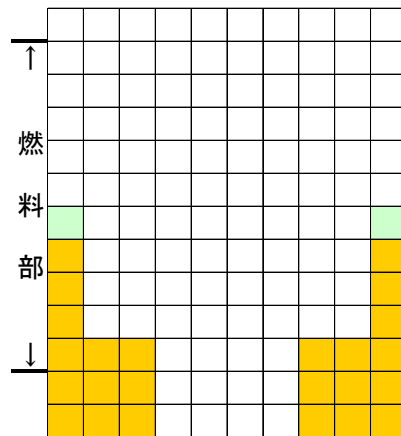


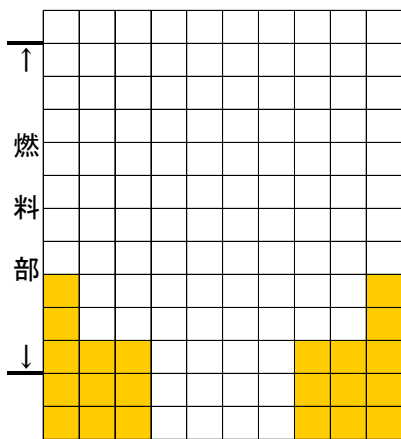
図 21 3号機 原子炉格納容器圧力変化【その2】



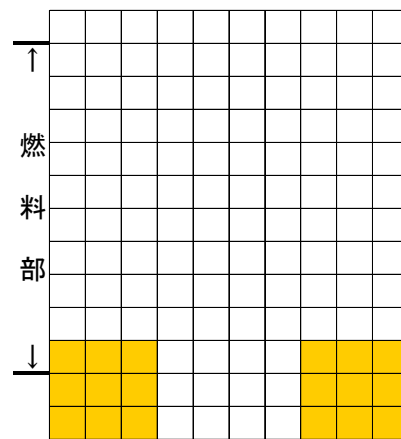
スクラム後 約58時間



スクラム後 約62時間



スクラム後 約66時間



スクラム後 約96時間

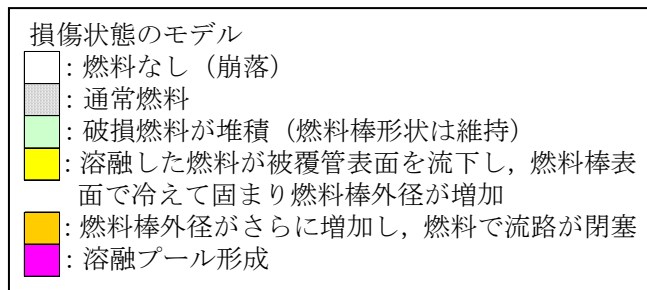


図 22 3号機 炉心の状態図【その2】

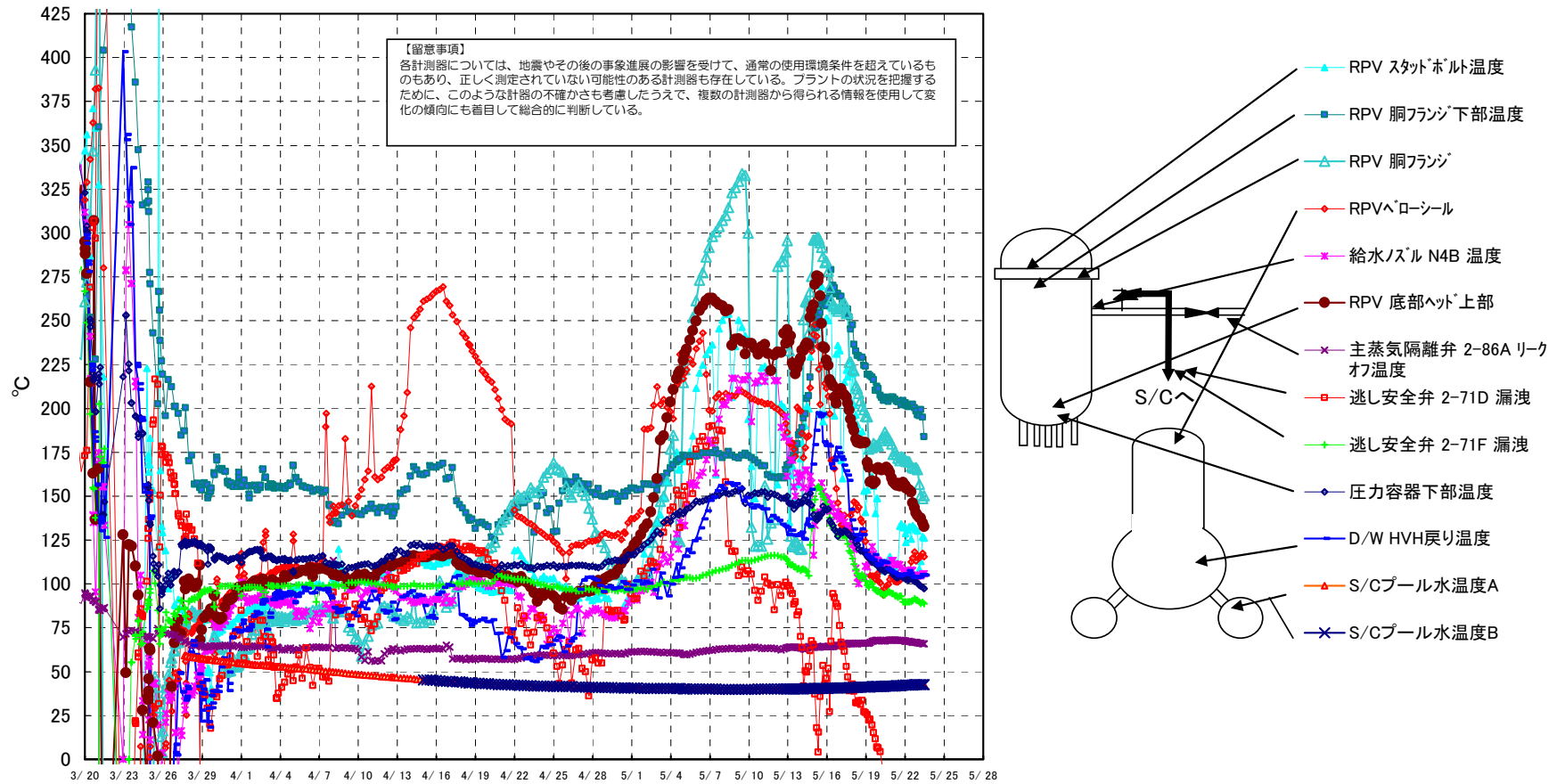


図 23 3号機 代表点温度変化 (5月公表時点)

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 図に、RPV 内下部プレナムにおける評価モデルの概要を図 2 に、PCV 内の評価モデル概要を図 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、ドライウェル、ベント管及びウェットウェルに加え、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ェル間には逃がし安全弁 (SRV) を、ドライウェルとウェットウェ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（13ノード：燃料有効部は10ノード）、及び径方向（5リング）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（ペデスタル）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 ⑬ ⑬ ⑬ ⑬ ⑬ ⑬ ⑳ ㉑ ㉒ ㉓ ㉔ ㉕ ㉖ ㉗ ㉘ ㉙ ㉚ ㉛ ㉜ ㉝ ㉞ ㉟ ㊱ ㊲ ㊳ ㊴ ㊵ ㊶ ㊷ ㊸ ㊹ ㊺ ㊻ ㊼
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 ⑬ ⑬ ⑬ ⑬ ⑬ ⑲ ⑲
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 ⑬ ⑬ ⑬ ⑬ ⑬ ⑲ ⑲ ⑲ ⑲ ⑲
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	⑳ ㉑ ㉒ ㉓ ㉔ ㉕
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	⑳ ㉑ ㉒ ㉓ ㉔ ㉕
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 ㉖ ㉗ ㉘ ㉙ ㉚
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 ⑬

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

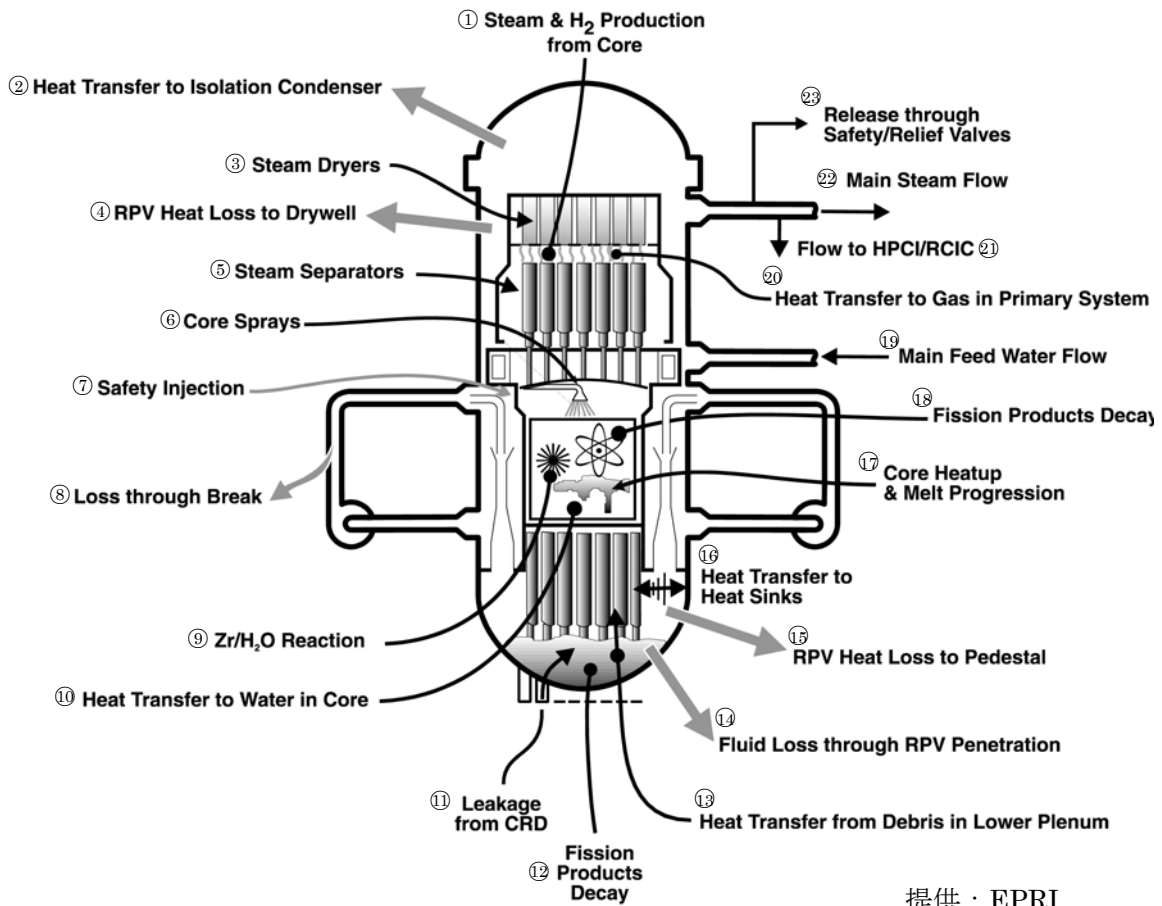


図1 MAAP 原子炉压力容器内モデルの概要

BWR Containment Modeling

(Mark I, II, and III Configurations)

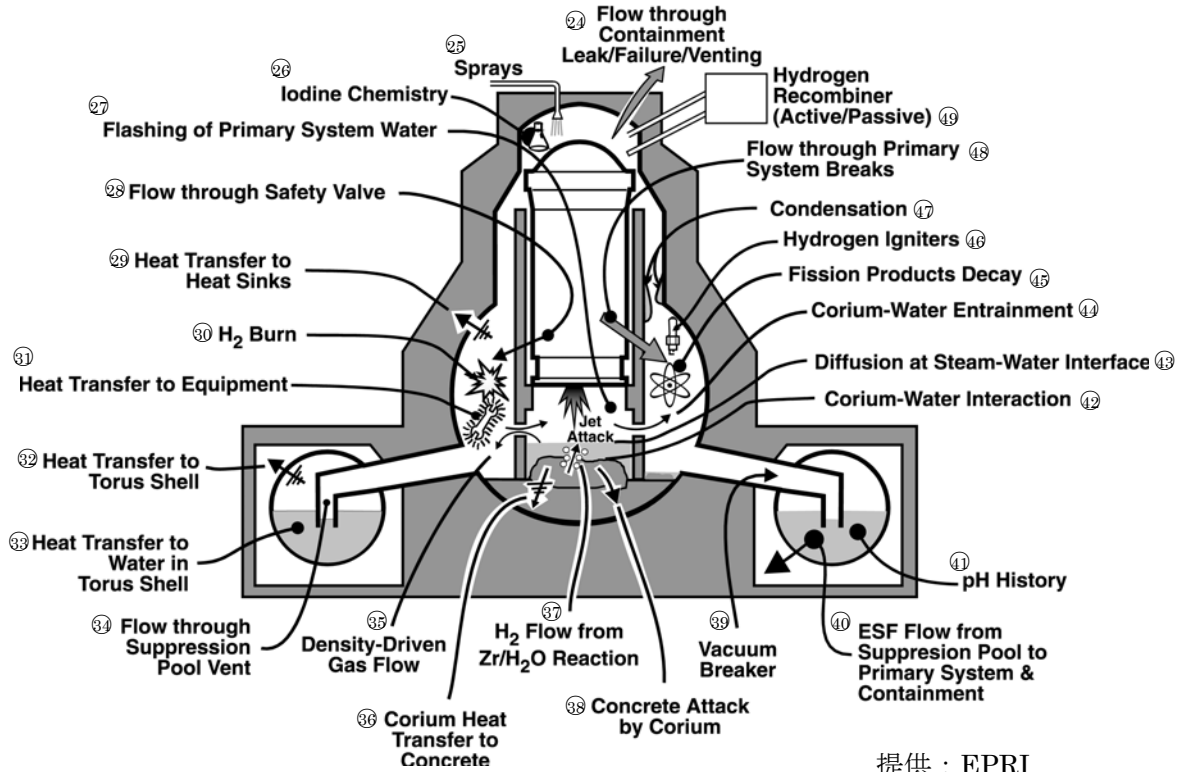
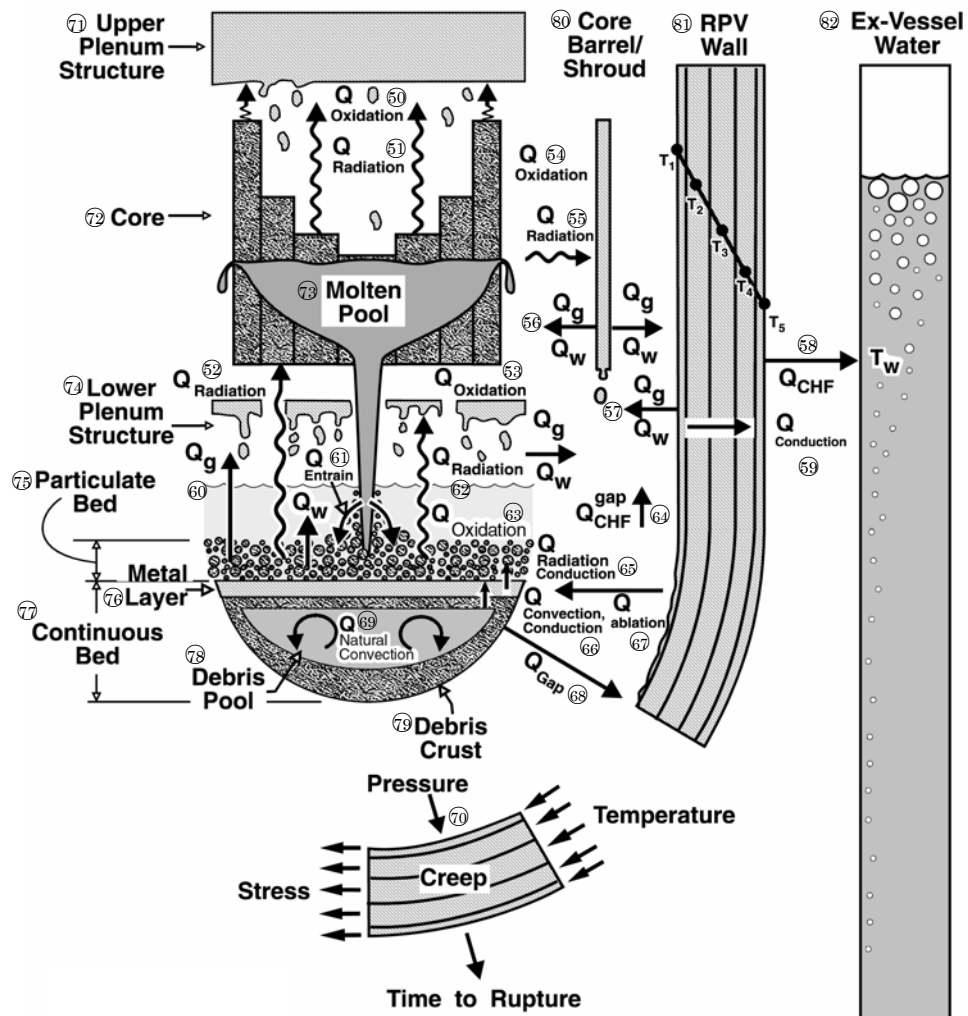


図2 MAAP 原子炉格納容器内モデルの概要



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

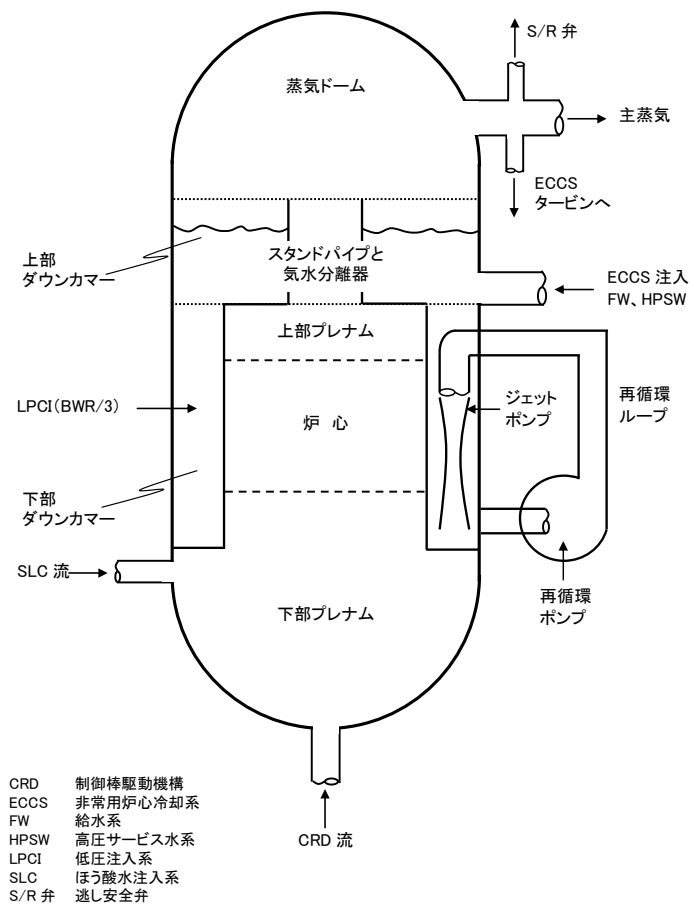
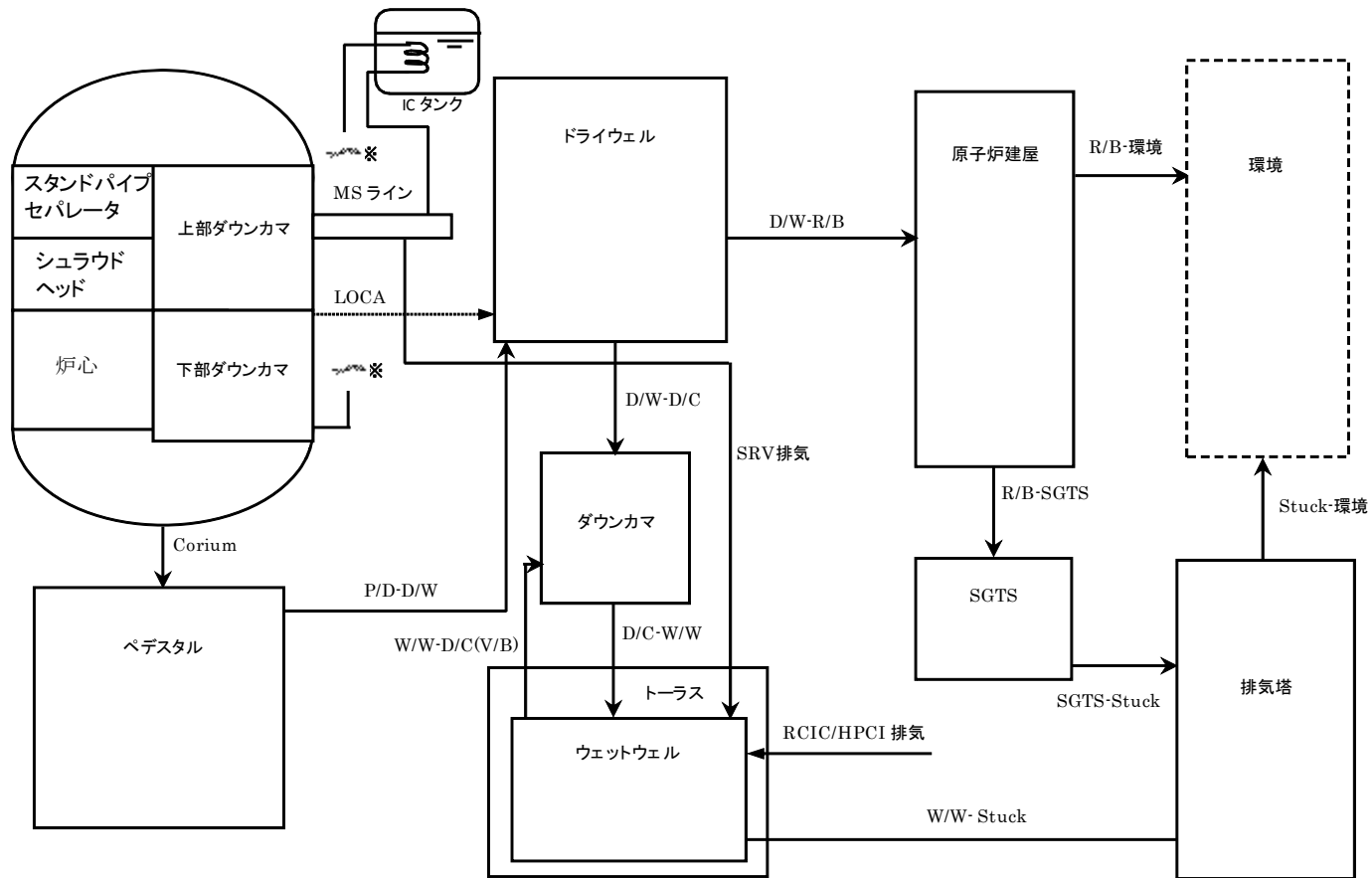


図 4 MAAP 原子炉圧力容器モデルの概要 (1F-1)



(注)D/W:ドライウエル, P/D:ペDESTAL, W/W:ウェットウェル, D/C:ダウンカマ, R/B:原子炉建屋, V/B:Vacuum Breaker

図5 MAAP 原子炉格納容器 (Mark-I) モデルの概要 (1F・1)

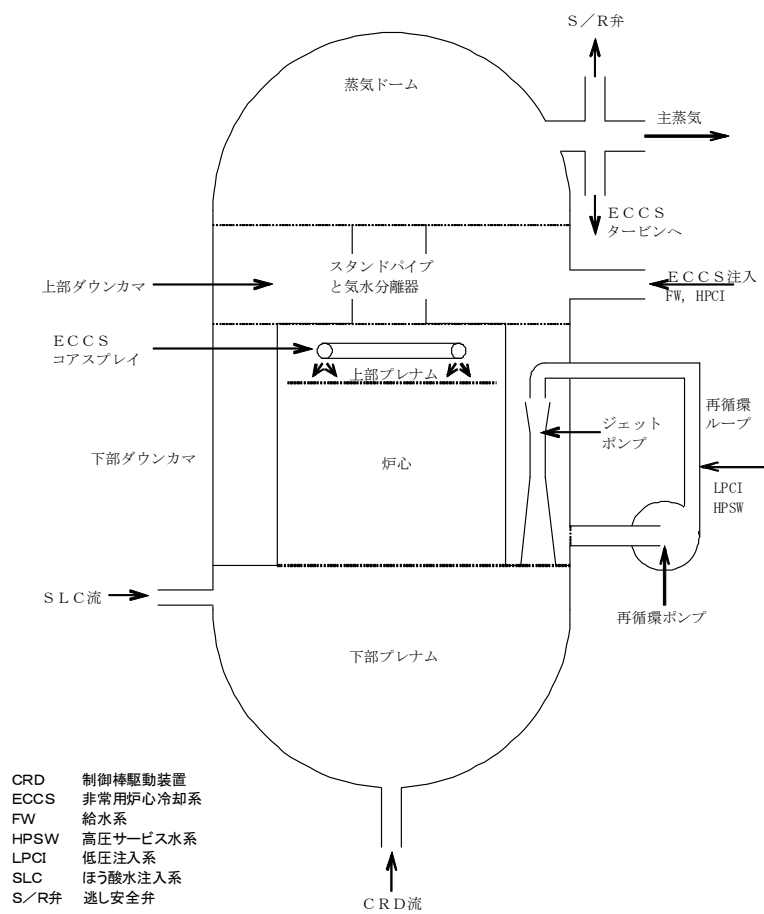
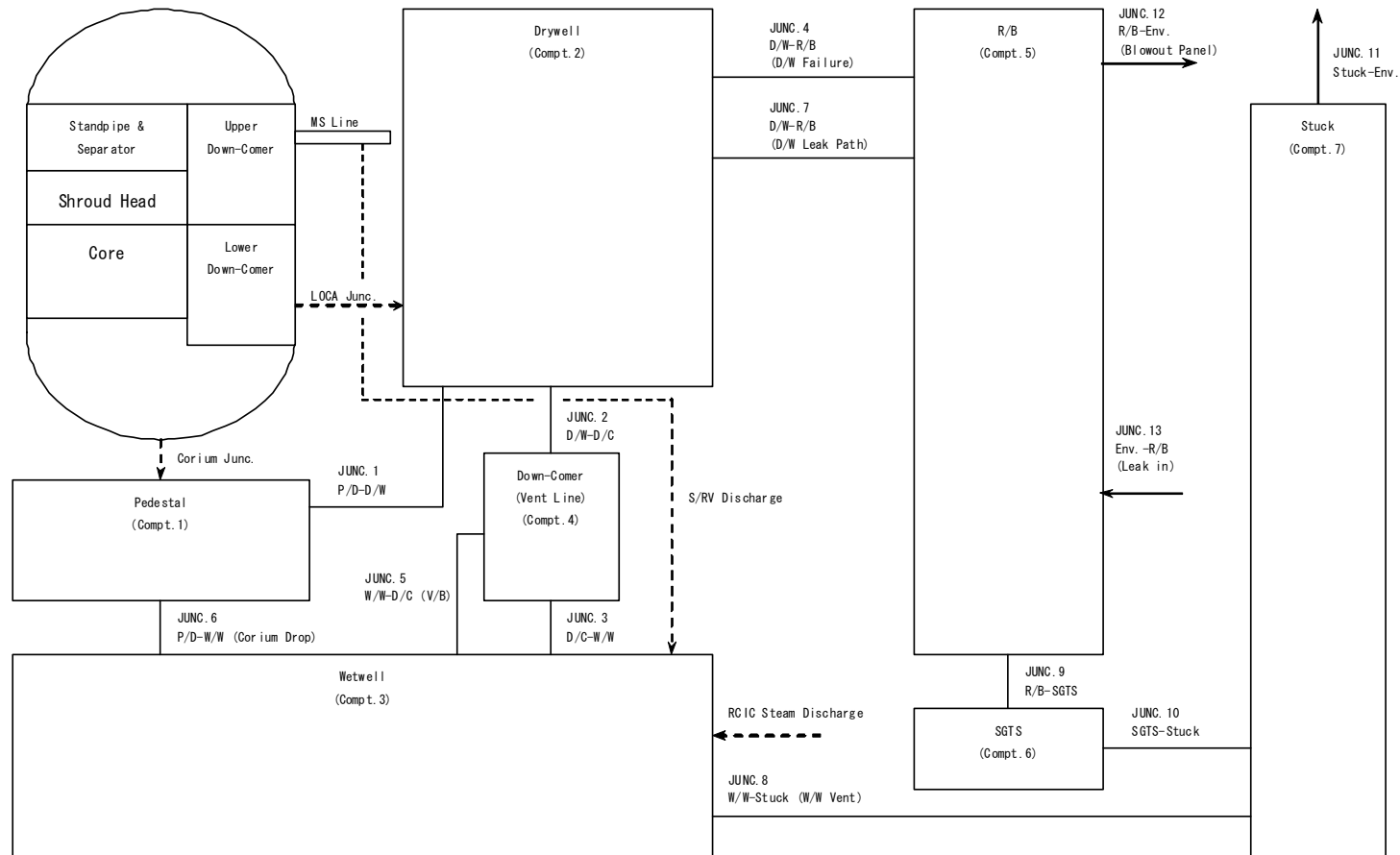


図 6 MAAP 原子炉圧力容器モデルの概要 (1F-2, 3)



(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 原子炉格納容器 (Mark-I) モデルの概要 (1F-2, 3)

注水喪失中のヒートバランスからの推定

事故後の注水が停止していた期間の崩壊熱量と初期に圧力容器内に存在した冷却水量、燃料及び主要炉内構造物の顕熱・潜熱を比較することで、炉心の崩壊の程度を推定する。表 1～3 にて各号機おける事象進展と注水が停止していた期間を示す。注水が停止していた期間の崩壊熱量を図 1 に、発熱と除熱の比較結果を図 2 に示す。計算に使用した燃料、構造材等の重量については表 4 に、各号機の崩壊熱については図 3～5 を使用した。

1号機については、海水注入が本格的に開始されるまでの間に発生した崩壊熱は、圧力容器内に存在した水量などによる吸収可能な熱量を大きく上回っている。従って、高温で溶融した燃料は圧力容器下部に落下した後、圧力容器を損傷し、燃料の大部分が格納容器に落下した可能性がある。

2・3号機については、注水が停止している間の崩壊熱量は、初期に圧力容器内に存在した水量の蒸発で吸収できる程度である。従って、一定量の燃料が溶融後圧力容器下部に落下した可能性はあるが、多量の燃料が格納容器に落下するような圧力容器の大きな損傷は生じていないと予想される。

表 1 1号機原子炉への注水に関する操作時系列について

日時	操作実績
3月11日 14:46	地震発生
	原子炉スクラム
14:47	MSIV 閉
14:52	IC(A) (B)自動起動
15:03 頃	IC(A)停止
	IC(B)停止
15:17	IC(A)再起動
15:19	IC(A)停止
15:24	IC(A)再起動
15:26	IC(A)停止
15:32	IC(A)再起動
15:34	IC(A)停止
15:37	全交流電源喪失
3月12日 5:46	消防ポンプによる淡水注入を開始
14:55	淡水注入終了
19:04	海水注入開始

イベント発生時刻	冷却もしくは注水有り
イベント発生時刻	注水なし（注水があっても少ない場合含む）

表 2 2号機原子炉への注水に関する操作時系列について

日時	操作実績
3月11日 14:46	地震発生
14:47	原子炉スクラム
15:02	原子炉隔離時冷却系手動起動
15:28	原子炉隔離時冷却系トリップ (L-4)
15:41	全交流電源喪失
3月14日 13:25	原子炉隔離時冷却系停止
16:34	原子炉圧力容器減圧 (ARV1 弁開) 操作開始
	消化系ラインを用いた海水注入作業開始
18:00 頃	原子炉圧力低下確認
19:20	消防ポンプ燃料切れで停止
19:54	消防ポンプ起動
19:57	消防ポンプ 2 台目起動
21:20	SRV2 弁開により原子炉を減圧、水位が回復する

イベント発生時刻	冷却もしくは注水有り
イベント発生時刻	注水なし (注水があっても少ない場合含む)

表 3 3号機原子炉への注水に関する操作時系列について

日時	操作実績
3月11日 14:46	地震発生
14:47	原子炉スクラム
15:06	RCIC 手動起動
15:25	RCIC トリップ (L-8)
15:38	全交流電源喪失
16:03	RCIC 手動起動
3月12日 11:36	RCIC トリップ
12:35	HPCI 起動 (L-2)
3月13日 2:42	HPCI 停止
9:08 頃	逃がし安全弁による原子炉圧力容器減圧操作
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
9:25	淡水注入開始

イベント発生時刻	冷却もしくは注水有り
イベント発生時刻	注水なし (注水があっても少ない場合含む)

表 4 計算に使用した燃料、構造材、保有水の重量

	1号機		2号、3号機	
	重量 (t)	単位	重量 (t)	単位
CR 案内管	12.3	t	17.4	t
CRDハウジング(炉内部分)	4.6	t	6.5	t
炉内計装案内管	0.8	t	1.1	t
炉内計装ハウジング	0.2	t	0.3	t
炉内計装スタビライザ(炉内部分)	0.1	t	0.1	t
炉内構造物合計(上記合計)※	18	t	25	t
UO2	79	t	107	t
ジルカロイ	32	t	43	t
(保有水)				
燃料下端以下	52.4	t	72.6	t
燃料下端～通常水位	93	t	145	t
注水	80	t	0	t

※少数第一で四捨五入

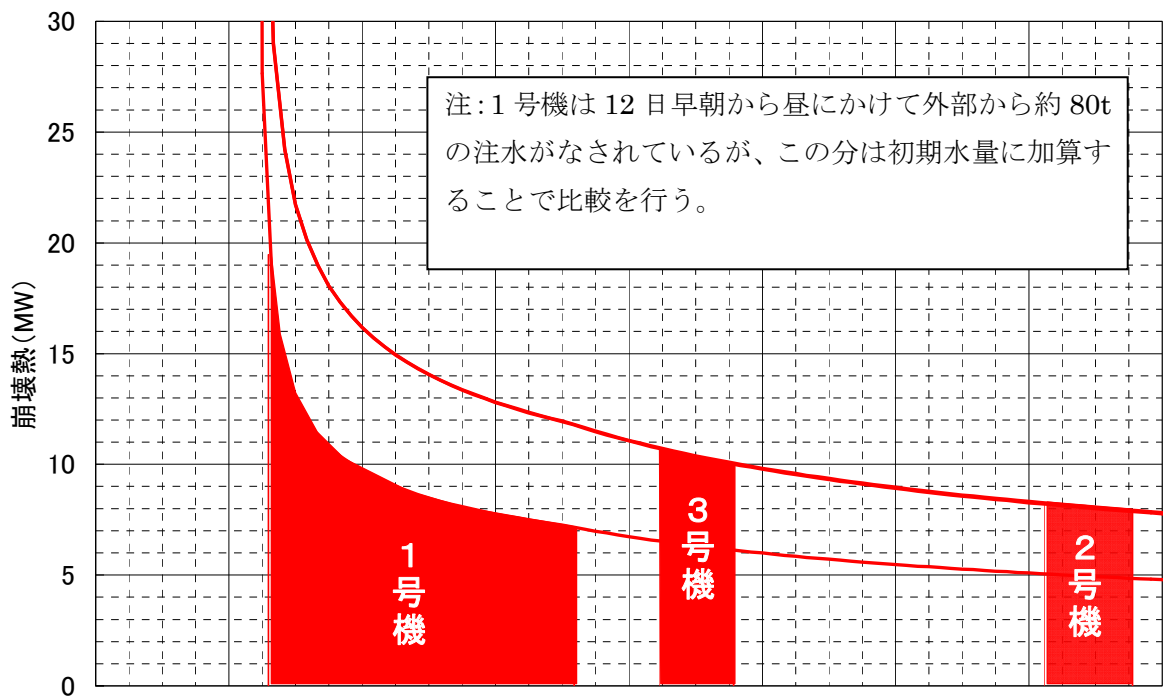


図 1 崩壊熱 (ORIGEN コードによる)

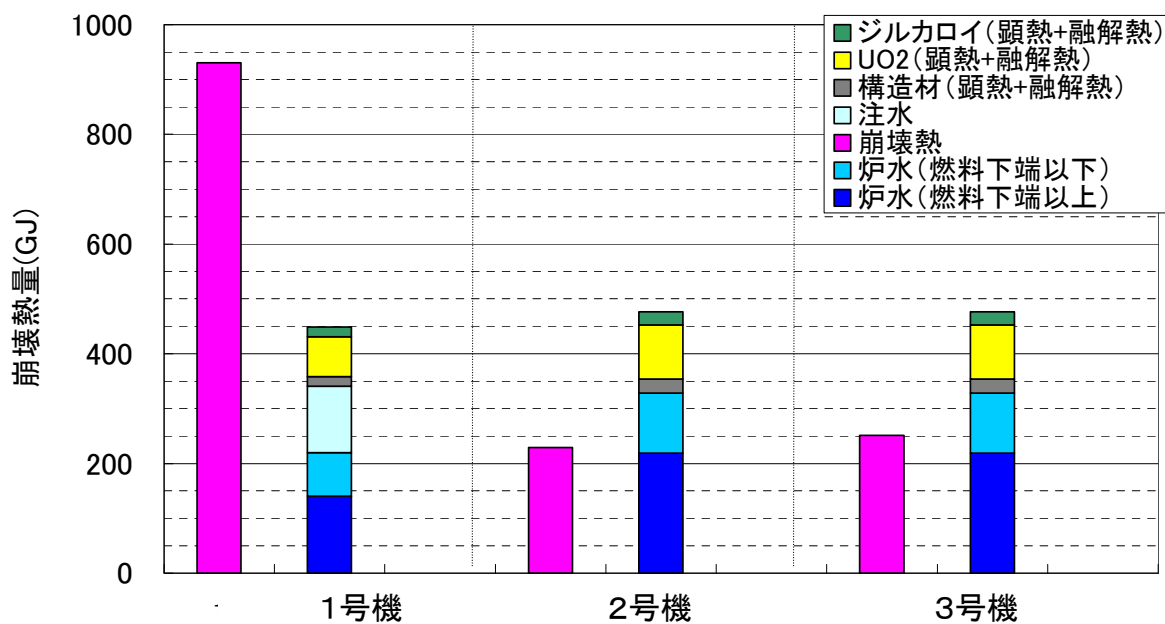


図 2 崩壊熱量と除熱量の比較

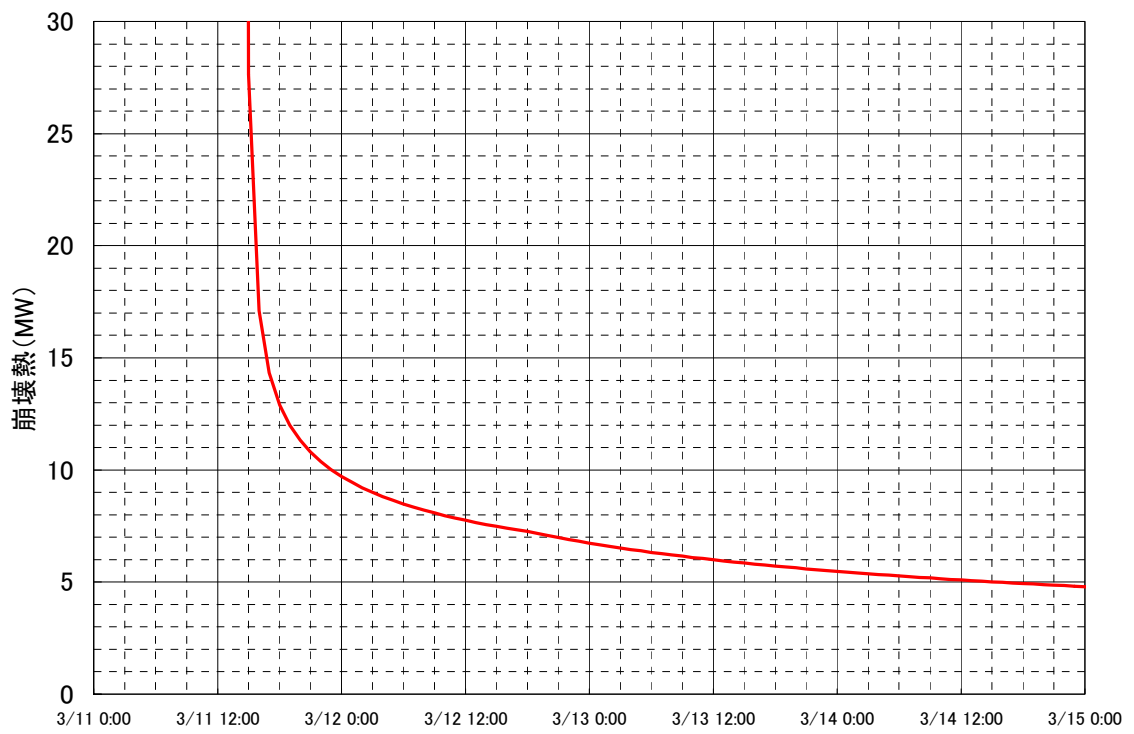


図3 1号機の崩壊熱

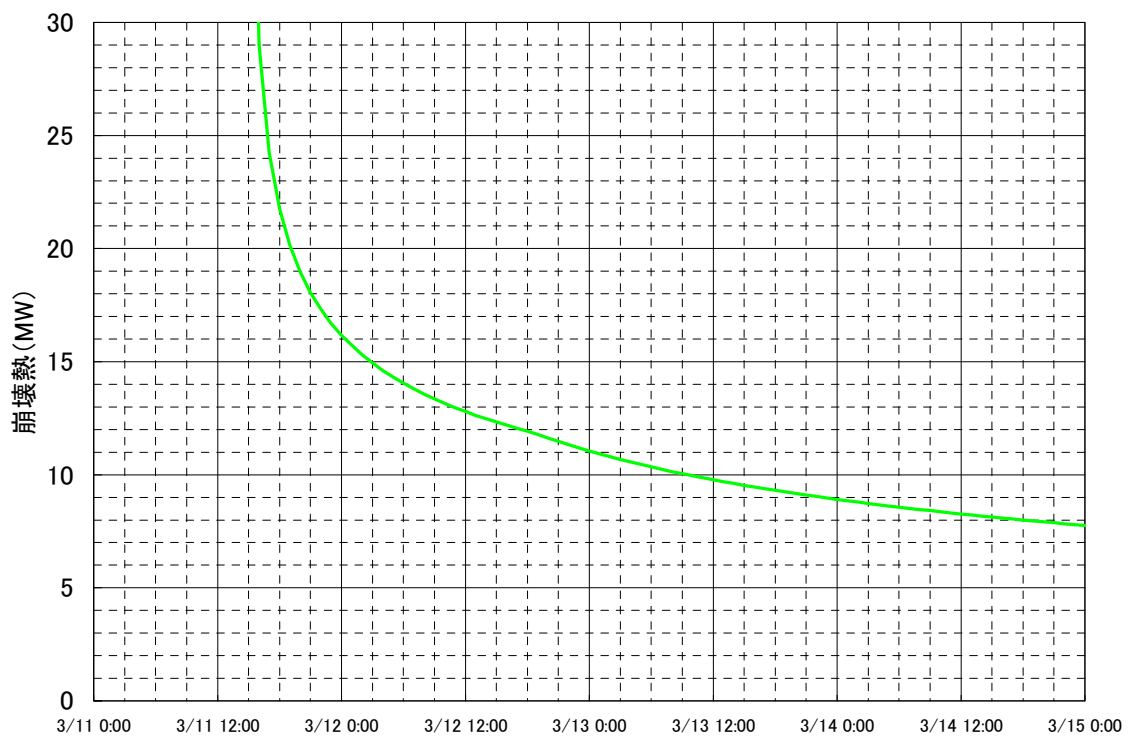


図4 2号機の崩壊熱

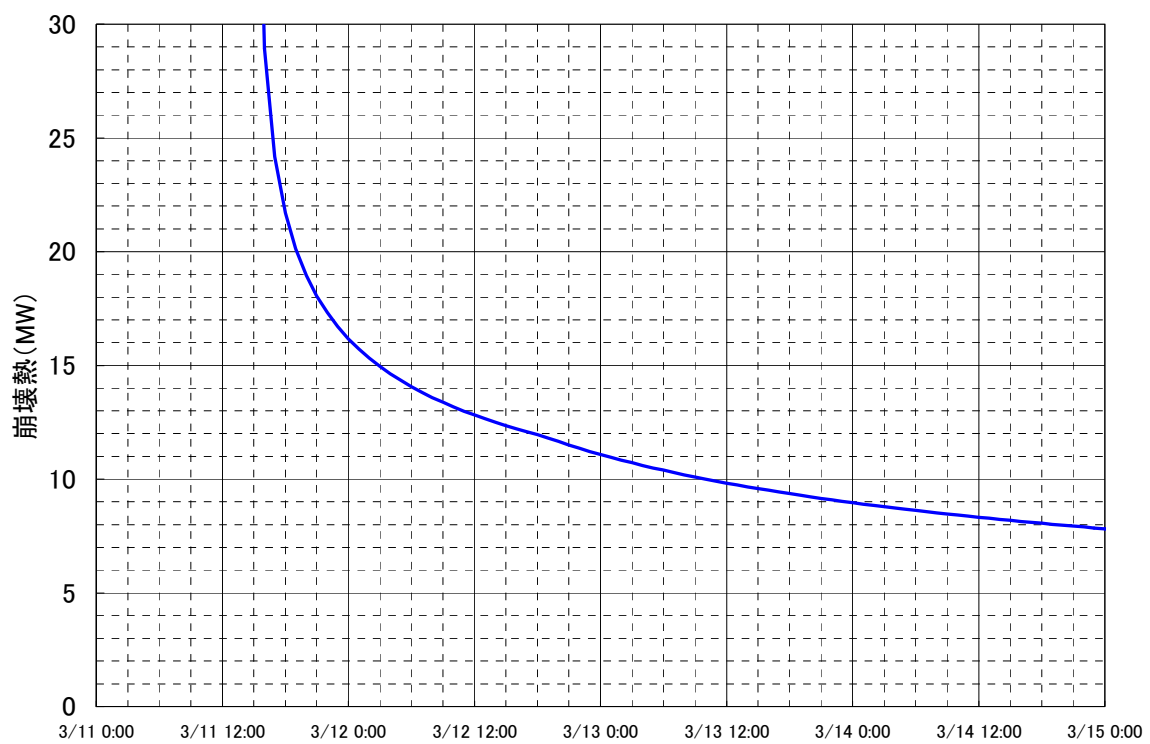


図 5 3号機の崩壊熱

本資料には、当社HPにて公表している「プラント関連パラメータ」に含まれない未公表データも含まれます。

測定された温度・圧力からの推定

1. 原子炉冷却状況と温度・圧力挙動の概要

各号機とも、事故後に AM ライン等を用いて注水を開始し、また、事故直後から D/W 圧力の測定を、3月後半からは温度の測定を開始している。各号機の原子炉冷却状況と温度・圧力挙動について、以下にまとめる。

(1) 1号機

1号機は、地震翌日に消火系からの注水を開始し、その後インサービスした給水系からの注水（3月23日）により冷却を継続してきている。4月7日には窒素注入を開始した。

5月には格納容器冠水措置の可能性を評価するために、注水量を増加させる試験を実施した。温度計指示値は、注水量変化に対して全般的に同様の挙動を示している。D/W 圧力指示値も注水量に対して明確な反応を示しており、注水量を増加すると D/W 圧力が低下し、注水量を減少させると D/W 圧力が上昇する傾向が顕著に確認されている。

その後は、サイト内滞留水増加の懸念から、崩壊熱の低下に応じて注水量を低減させる取り組みを実施し、注水量の最適化（3.5～4.0m³/h にて維持）を図ってきた。

8月以降は、3.5～4.0m³/h の注水にて RPV/PCV 温度が全体的に 100℃を下回る状態となり、その後も緩やかな下降を継続してきた。

10月下旬より蒸気発生をより確実に抑制する観点から、給水系からの注水量を 7.5m³/h まで増加させた。これに応じて、RPV/PCV 各部温度はさらに下降した。

炉心スプレイ系インサービスの事前準備として、注水量を 5.5m³/h に減少させたが、現時点で RPV/PCV 各部温度は概ね 40℃付近で推移している（11月21日現在）。

3月以降の RPV/PCV 代表点の温度計トレンドを図1に、D/W 圧力トレンドを図2に示す。

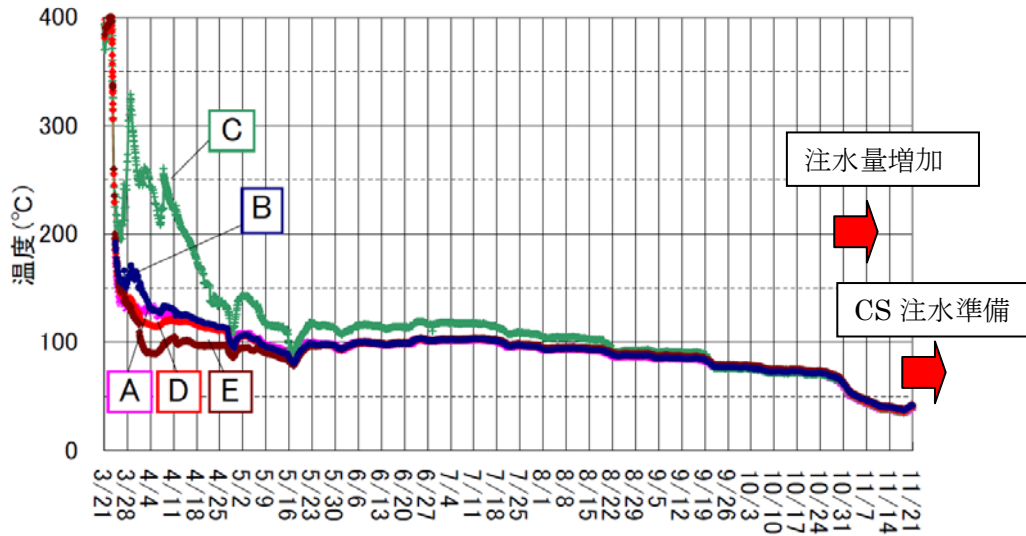


図1 1号機 RPV/PCV 温度トレンド

(A:圧力容器フランジ、B:ベローシール、C:給水ノズル、D:圧力容器下部、E:D/W-HVH)

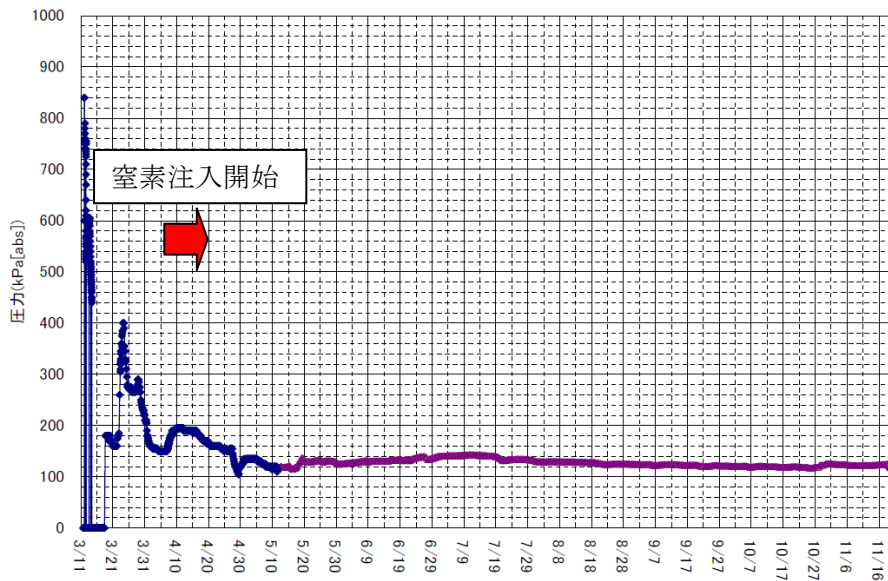


図2 1号機 D/W 圧力トレンド

(2) 2号機

2号機は、地震3日後に消火系から注水を開始し、5月下旬には給水系をインサービスし、注水ラインを消火系から切り替えて注水を続けてきた。給水系インサービス以降、RPV底部（底部ヘッド上部）は飽和温度付近で推移しているが、RPV上部・中部においては、過熱された状態を示す温度挙動を

示してきた。

その後は、サイト内滞留水増加の懸念から、崩壊熱の低下に応じて注水量を低減させる取り組みを実施し、注水量の最適化（ $3.5\sim 4.0\text{m}^3/\text{h}$ にて維持）を図ってきた。6月28日には窒素注入を開始した。

9月中旬には、より効率的な注水方法を模索すべく、直接炉心域を通過する炉心スプレイ系からの注水を開始し、給水系との併用にて冷却を行っている。D/W 圧力は炉心スプレイ系からの注水により、一時的に上昇した。これは、過熱状態にあった RPV 内の構造材に注水が接触したことにより、炉心スプレイ系からの注水のほぼ全量が一時的に蒸気となり、圧力が上昇したものと推定される。その後は注水量の増加に従って、D/W 圧力が低下する傾向を見せてきた。また、炉心スプレイ系インサービス直後から、RPV 上部の過熱度が下がる傾向が見られた。

以降は汚染水処理設備の稼働状況が好転したことを踏まえ、9月下旬より炉心スプレイ系からの注水量を増加させた。10月上旬以降は、一部 RPV 外において、局所的に高温になっている部分を除き、ほぼ全ての RPV/PCV 温度計が D/W 圧力に対する飽和温度を下回っている。

なお、9月後半からは、D/W 圧力は緩やかな上昇傾向に転じているが、これは全体的な温度挙動を考えると窒素封入によるものと推定される。

3月以降の RPV/PCV 代表点の温度計トレンドを図3に、D/W 圧力トレンドを図4に示す。

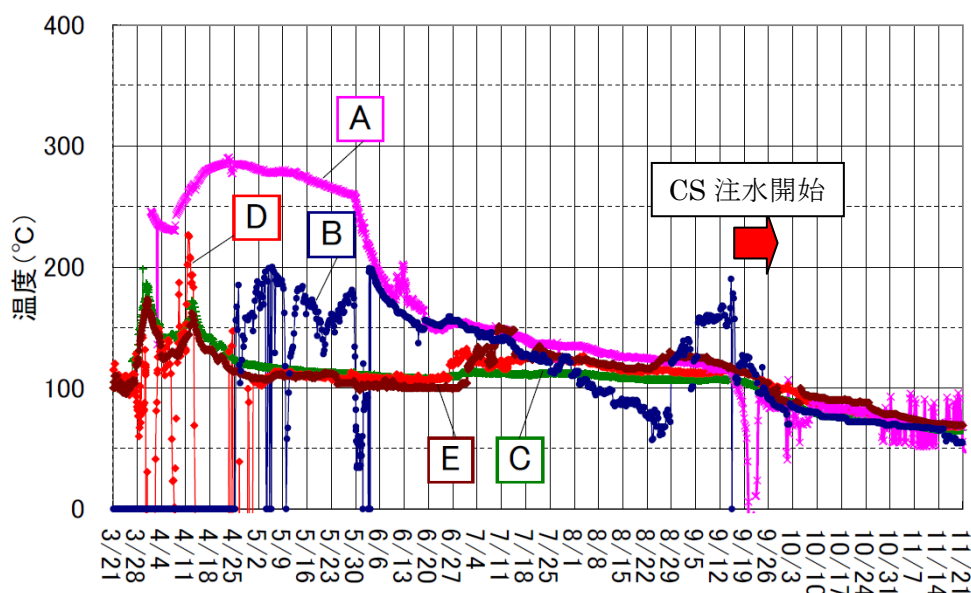


図3 2号機 RPV/PCV 温度トレンド

(A:圧力容器フランジ、B:ペローシール、C:給水ノズル、D:圧力容器下部、E:D/W-HVH)

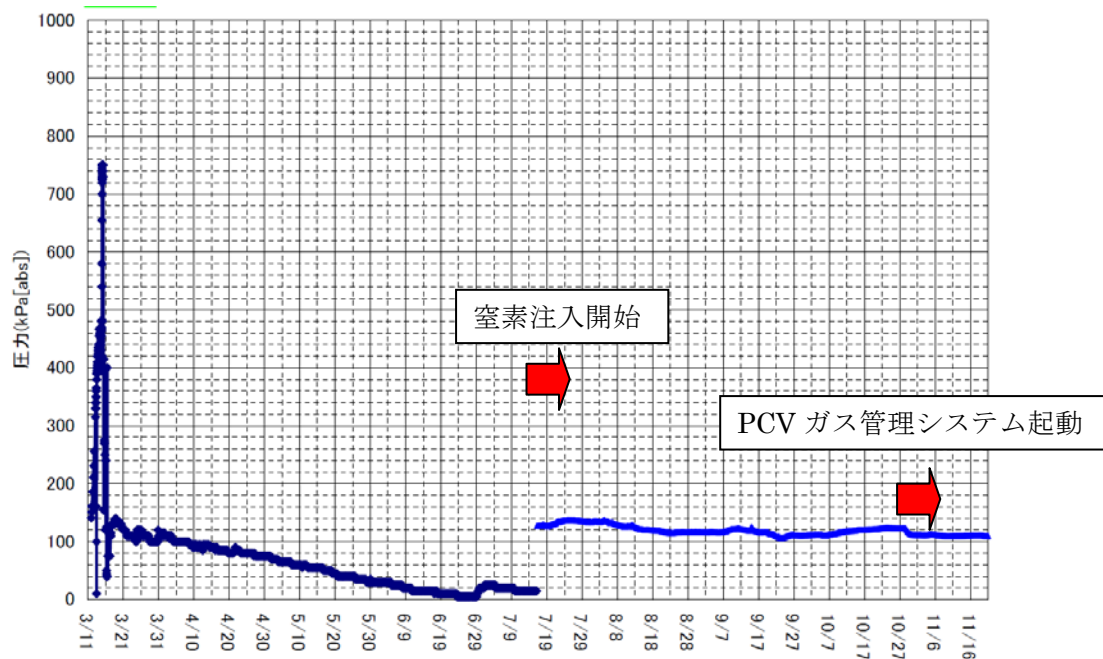


図4 2号機 D/W 圧力トレンド

(3) 3号機

3号機は、地震二日後に消火系から注水を開始し、5月中旬には給水系をインサービスし、注水ラインを消火系から切り替えて注水を継続してきた。給水系インサービス以降も、RPV 各部において過熱された状態を示す温度挙動を示している。6月中旬以降、温度は高いものの安定的に推移してきている。

その後は、サイト内滞留水増加の懸念から、崩壊熱の低下に応じて注水量を低減させる取り組みを実施し、注水量の最適化（13.5m³/h から 7.0m³/h まで時間経過とともに減少）を図ってきた。7月14日には窒素注入を開始した。

9月上旬には、より効率的な注水方法を模索すべく、直接炉心域を通過する炉心スプレイ系からの注水を開始し、給水系との併用にて冷却を行っている。また、炉心スプレイ系インサービス直後から、RPV 全体の過熱度が下がる傾向が見られた。

以降は汚染水処理設備の稼働状況が好転したことを踏まえ、9月中旬より炉心スプレイ系からの注水量を増加させた。これにより、9月下旬には、RPV 底部（下部ヘッド）を含むほぼ全ての RPV 温度計指示値は、全ての点で 100°C を下回っている。また、10月上旬までは、一部 RPV 外において、局所的に高温になっていた部分もあるが、現在は全ての点において 100°C を下回っている。

なお、3月以降、D/W 圧力は大気圧付近を推移していた。7月に窒素封入

を開始した（同時に圧力計計器を切り替えた）ものの、指示値に大きな変化が見られていない。

3月以降の RPV/PCV 代表点の温度計トレンドを図5に、D/W 圧力トレンドを図6に示す。

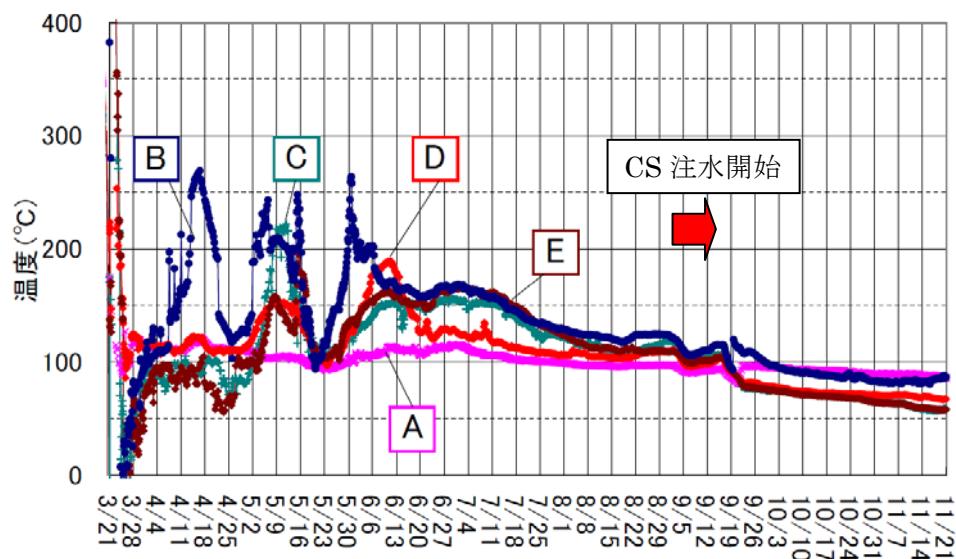


図5 3号機 RPV/PCV 温度トレンド

(A:圧力容器フランジ、B:ベローシール、C:給水ノズル、D:圧力容器下部、E:D/W-HVH)

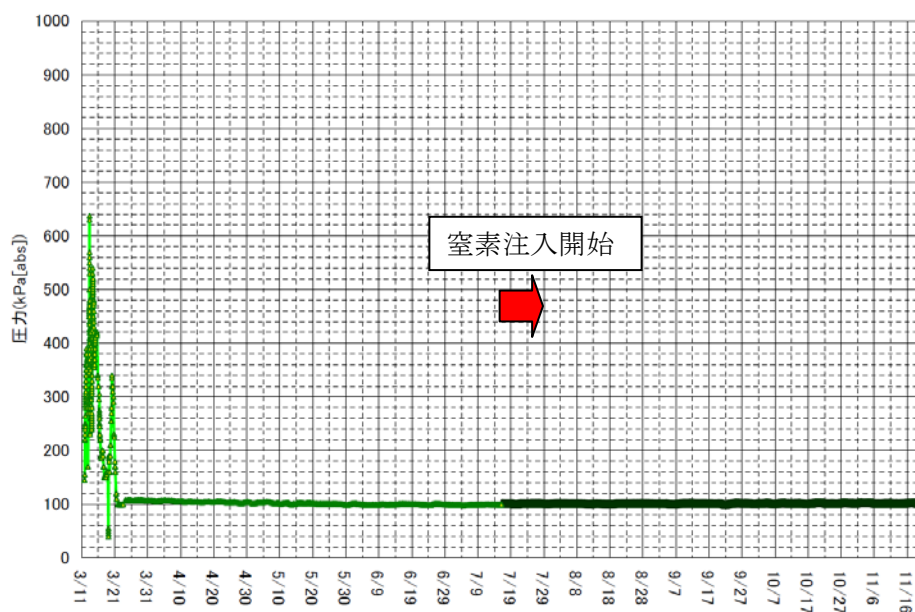


図6 3号機 D/W 圧力トレンド

2. 温度・圧力挙動からの分析

上記の冷却状況と温度・圧力挙動からの分析を行った結果について、以下にまとめる。

(1) 1号機

【3月から5月までの挙動分析】

各部の温度が測定できるようになった段階で、RPV 温度は複数の測定点で 400°C を超えていた。この時期には、炉心の冷却が不十分な状態が継続していたと考えられるが、この後に給水ラインから原子炉へ注水することで、確実に原子炉に注水できるよう変更したことを期に、各部温度が急速に低下したため、冷却は十分に行われたものと考えられた。

一方、RPV 下部の CRD ハウジング等の温度は測定できており、仮に RPV が破損していた場合は、温度の測定はできていない可能性があること、RPV の鋼材温度は 100°C～120°C 付近で推移しており複数の測定点が注水量の変動等と同じように応答していること、RPV 上部の複数の温度が高めであり熱源は RPV 内にあると推定されることから、燃料の大部分は RPV 内で冷却されていると考えられた。(図7)

よって、プラントパラメータ (RPV 周辺温度) によれば、炉心は大幅に損傷していたとしても、所定の装荷位置から下 (下部プレナム) に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できていると考えた。

ただし、現時点での長期的な温度の推移を見ると、3月4月に確認された原子炉圧力容器上部の高い温度測定点は、急速に温度が低下しており、その低下はよう素 131 などの短半減期各種の減衰の挙動と相似している。そのため、原子炉上部の高温部は、付着した揮発性の放射性物質により高温化していた可能性がある。

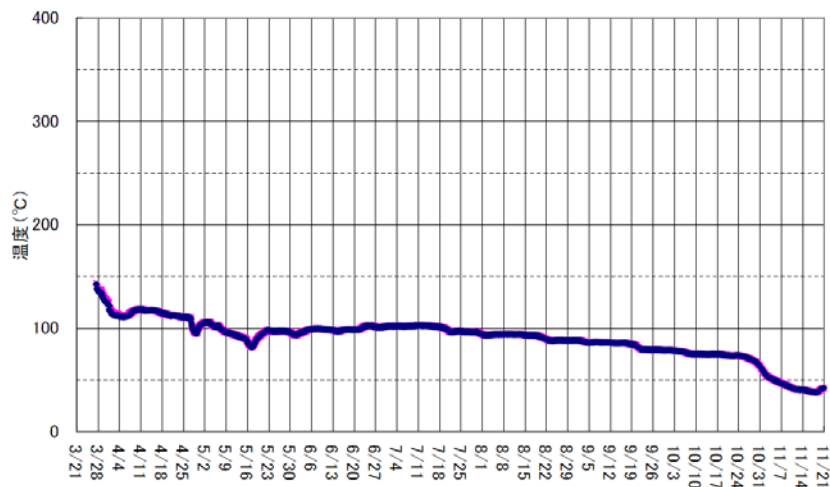


図7 CRDハウジング温度トレンド

【5月から10月までの挙動分析】

5月以降においても、RPV 下部の CRD ハウジング等の温度は測定できており、複数の測定点が注水量の変動等に同じように応答している状況は5月までと同様であるものの、以下の点が新たに確認された。

- ・ RPV 上部と RPV 下部の温度差が小さくなってきた。
- ・ 8月の時点で RPV 底部温度が飽和温度を下回り、低下傾向が継続した。

RPV 上部下部の温度差が小さくなった事実から、RPV 内には露出している燃料はほとんど存在せず、炉心部を通過しない注水方法であること、水位計校正後の水位計指示値も勘案すれば、炉心部に燃料は存在しないと推定される。また、顕熱で必要な注水量を確保していないにもかかわらず、RPV 底部温度が飽和温度を下回った事実から、燃料の大半は原子炉圧力容器に存在していないと推定される。

【10月以降の挙動分析】

10月下旬より、注水を増加させたことにより、以下の点が新たに確認された。

- ・ RPV/PCV 各部温度が急速に冷却された。その一方、注水増加以降、S/C プール温度が上昇し、RPV/PCV 各部温度と逆転した (図8)。

RPV で熱交換した水が S/C に流入したとするなら、S/C 温度は RPV 底部温度を超えないはずであるが、実際には RPV 底部温度を上回っている。この事実より、PCV 下部 (ペDESTAL付近と推定) に熱源があり、熱源に接触した水がベント管を通じ、S/C へ流入していることが推定される。S/C のプール温度がの上昇は、蒸気発生量が低下し、その低下分のエネルギーが、熱水と

して S/C に流入したためと考えられる。

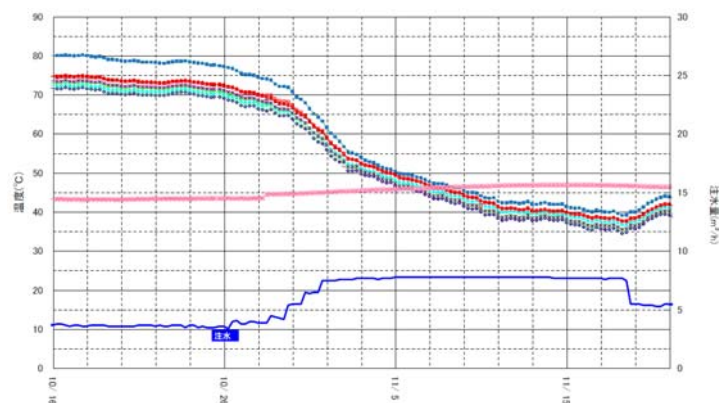


図8 RPV/PCV 各部温度と S/C プール温度の関係

(2) 2号機

【3月から5月までの挙動分析】

RPV 底部の温度は約 100℃～約 120℃付近で推移しており、複数の測定点が注水量の変動等と同じように応答していること、RPV 上部の温度が高めであり熱源は RPV 内にあると推定されることから、燃料の大部分は RPV 内で冷却されていると考えられた。

よって、プラントパラメータによれば、炉心は大幅に損傷していたとしても、所定の装荷位置から下（下部プレナム）に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できているものと考えた。

【5月から9月までの挙動分析】

RPV/PCV の5月以降の温度挙動から、新たに以下の点が確認された。

- ・ RPV 底部は、給水系による注水以降はほぼ飽和温度付近を指示したものの、RPV 上部・中部は引き続き高い温度を示していた。

この観察事実から、給水系による冷却効果が確認されたが、RPV 上部に過熱部があったことから、炉心部に露出している燃料があり、それにより RPV 内は過熱状態にあったと推定される。

【9月以降の挙動分析】

RPV/PCV の9月以降の温度挙動から、新たに以下の点が確認された。

- ・ 炉心部を直接通過する炉心スプレイ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）には現在もなお高い温度（飽和温度以上）を示す温度計が存

在する。

これらの観察事実から、以下の可能性が考えられる。

- RPV 内の炉心部には、少量の燃料が存在するが、大部分は RPV 下部にて燃料が水没している。
- RPV 外部にも発熱体が存在するが、十分に冷却されている。ただし、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）が存在していると推定される（図9、10）。

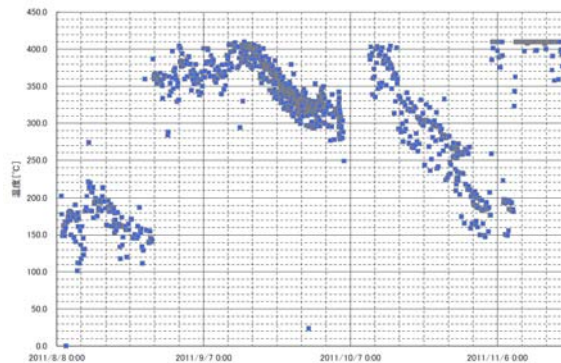


図9 CRDハウジング温度トレンド

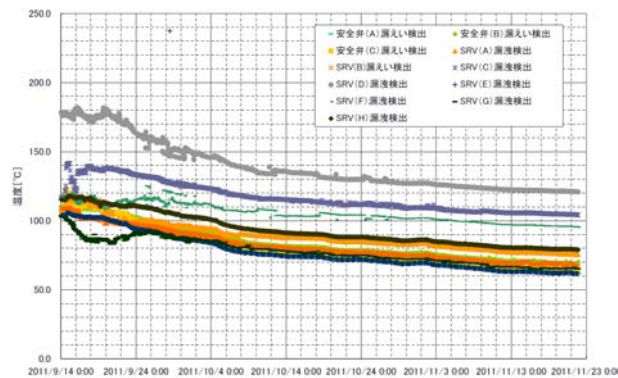


図10 安全弁・逃がし安全弁漏えい検出温度トレンド

(3) 3号機

【3月から5月までの挙動分析】

RPVの鋼材温度は約100°C～約200°C付近で推移しており、複数の測定点が注水量の変動等と同じように応答していること、5月に入り数点の温度が上昇を示していることから熱源はRPV内にあると推定されること、RPV底部の温度は約100°C～約170°Cとその他のRPV周りの温度と同程度で推移していることから、燃料の大部分はRPV内で冷却されていると考えられた。

よって、解析及びプラントパラメータによれば、炉心は大幅に損傷しているが、所定の装荷位置から下（下部プレナム）に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できているものと考えた。

【5月から8月までの挙動分析】

RPV/PCV の5月以降の温度挙動から、新たに以下の点が確認された。

- ・ 給水系のインサービスを行うも RPV 全体の過熱状態が継続
- ・ 注水量の増加により S/C 温度が上昇（図 1 1）

この観察事実から、炉心上部に対しては給水系による顕著な冷却効果が確認されなかったが、RPV 上部に過熱部があったことから、炉心部に露出している燃料があり、それにより RPV 内は過熱状態にあったと推定される。一方、S/C 温度が上昇したことから、給水系からの注水の流路上にある下部プレナム部分にも燃料が存在していると推定される。

【9月以降の挙動分析】

RPV/PCV の9月以降の温度挙動から、以下の点が確認された。

- ・ 炉心部を直接通過する炉心スプレイ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9月後半には 100℃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（RPV ベローシール、SRV）には、RPV が 100℃を下回った以降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時期があった（図 1 2、1 3）。

これらの観察事実から、以下の可能性が考えられる。

- ・ RPV 内の炉心域には、少量の燃料が存在するが、大部分は RPV 下部にて燃料が水没している。
- ・ RPV 外部にも発熱体が存在するが、十分に冷却されている。ただし、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、核分裂生成物の付着により、緩やかな発熱をしている部分（SRV 付近）が存在している。

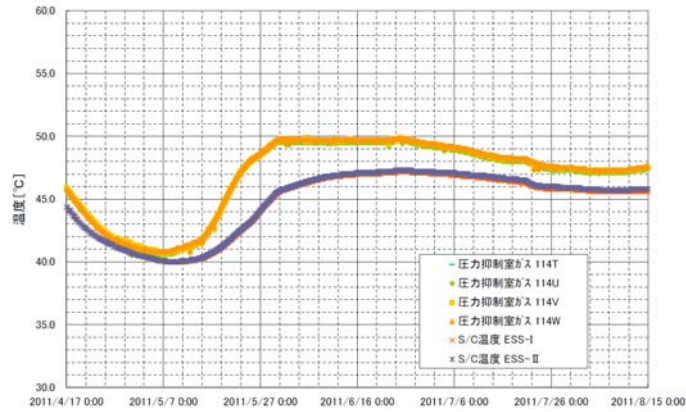


図 1 1 S/C 温度トレンド

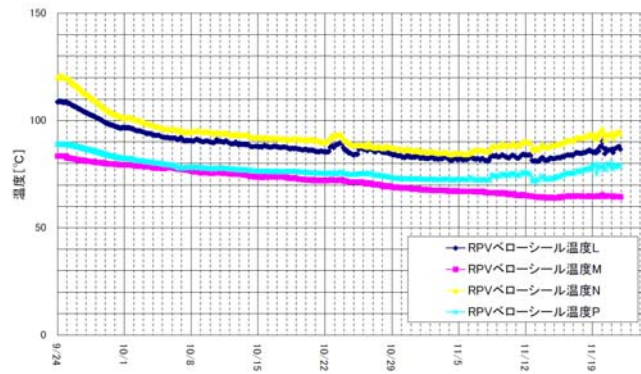


図 1 2 RPV ベローシール温度トレンド

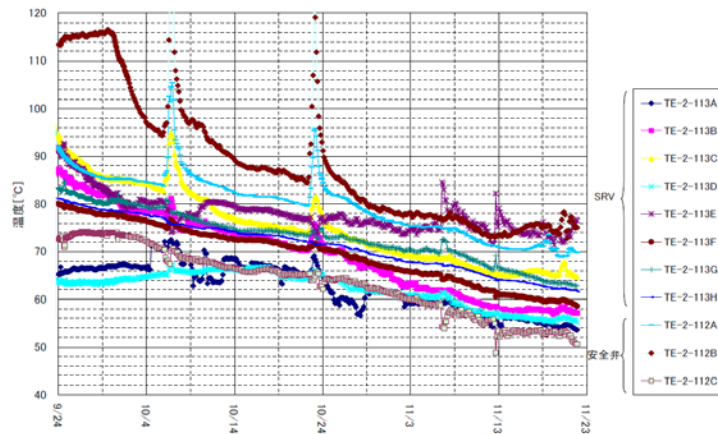


図 1 3 安全弁・逃がし安全弁漏えい検出温度トレンド

3. 温度・圧力挙動からの燃料位置の推定

以上の検討から、各号機の燃料位置について推定状況をまとめる。

(1) 1号機

5月時点においては、原子炉压力容器下部のCRDハウジング等の温度は測定できており、RPV鋼材温度は高温で推移し複数の測定点が注水量の変動等に同じように応答していること、RPV上部の複数の温度が高めであり熱源はRPV内にあると推定されることから、燃料の大部分はRPV内で冷却されていると考えていた。

そのため、炉心は大幅に損傷していたとしても、所定の装荷位置から下（下部プレナム）に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できていると考えた。

しかしながら、5月以降、顕熱で必要な注水量を確保していないにもかかわらず、RPV底部温度が飽和温度を下回った事実から、一部の燃料は炉内に存在していない可能性が高いと推定した。

さらに、10月に注水を増加させたことにより、S/Cプール温度が上昇し、RPV/PCV各部温度と逆転したことから、PCV下部（ペデスタル付近と推定）に熱源があるものと推定される。

(2) 2号機

5月時点においては、原子炉压力容器底部の温度は約100℃～約120℃付近で推移しており、複数の測定点が注水量の変動等に同じように応答していること、原子炉压力容器上部の温度が高めであり熱源は原子炉压力容器内にあると推定されることから、燃料の大部分は原子炉压力容器内で冷却されていると考えられた。したがって、炉心は大幅に損傷していたとしても、所定の装荷位置から下（下部プレナム）に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できているものと考えた。

RPV/PCVの9月以降の温度挙動からも、炉心部を直接通過する炉心スプレイ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ことから、RPV内の炉心部には少量の燃料が存在するが、大部分はRPV下部にて燃料が水没していると推定される。

なお、RPV外部にも発熱体が存在するが、十分に冷却されていると推定される。

(3) 3号機

5月時点においては、原子炉压力容器底部の温度は約100℃～約200℃付近で推移しており、複数の測定点が注水量の変動等に同じように応答していること、原子炉压力容器上部の温度が高めであり熱源は原子炉压力容器内にあ

ると推定されることから、燃料の大部分は原子炉压力容器内で冷却されていると考えられた。したがって、炉心は大幅に損傷していたとしても、所定の装荷位置から下（下部プレナム）に移動・落下し、大部分はその位置付近で安定的に冷却できているものと考えた。

RPV/PCV の 9 月以降の温度挙動からも、炉心部を直接通過する炉心スプレイ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ことから、RPV 内の炉心部には少量の燃料が存在するが、大部分は RPV 下部にて燃料が水没していると推定される。

なお、RPV 外部にも発熱体が存在するが、十分に冷却されていると推定される。

以上

原子炉圧力容器内温度評価モデルによる炉内燃料温度の推定

1. はじめに

原子炉圧力容器（RPV）内温度評価モデルを整備し、ヒートバランス評価を実施することによって、RPV内の炉心部や構造材の温度推定を実施した。評価に際して不確かさのある入力データについては、パラメータとして範囲を設定し、また、過去の測定データを再現評価して推定することによって評価を実施した。

なお、この評価は、発生した蒸気によりエネルギーが各構成物に運ばれるモデルであり、蒸気発生が少ない状態での評価は適用範囲外となる。このため、RPV周辺の温度が低い1号機については評価を実施しておらず、2号機と3号機についての温度推定を実施している。

2. RPV内温度評価モデル

2.1 モデルの概要

本評価モデルの体系を図1に示す。冠水領域と露出領域の燃料を発熱体とし、熱を伝える構造物として上部構造材、炉心シュラウド、RPV上部壁及び側壁を模擬している。図中では注水系からの冷却材の流れを実線で、露出領域の炉心で発生した熱の流れを点線で示した。

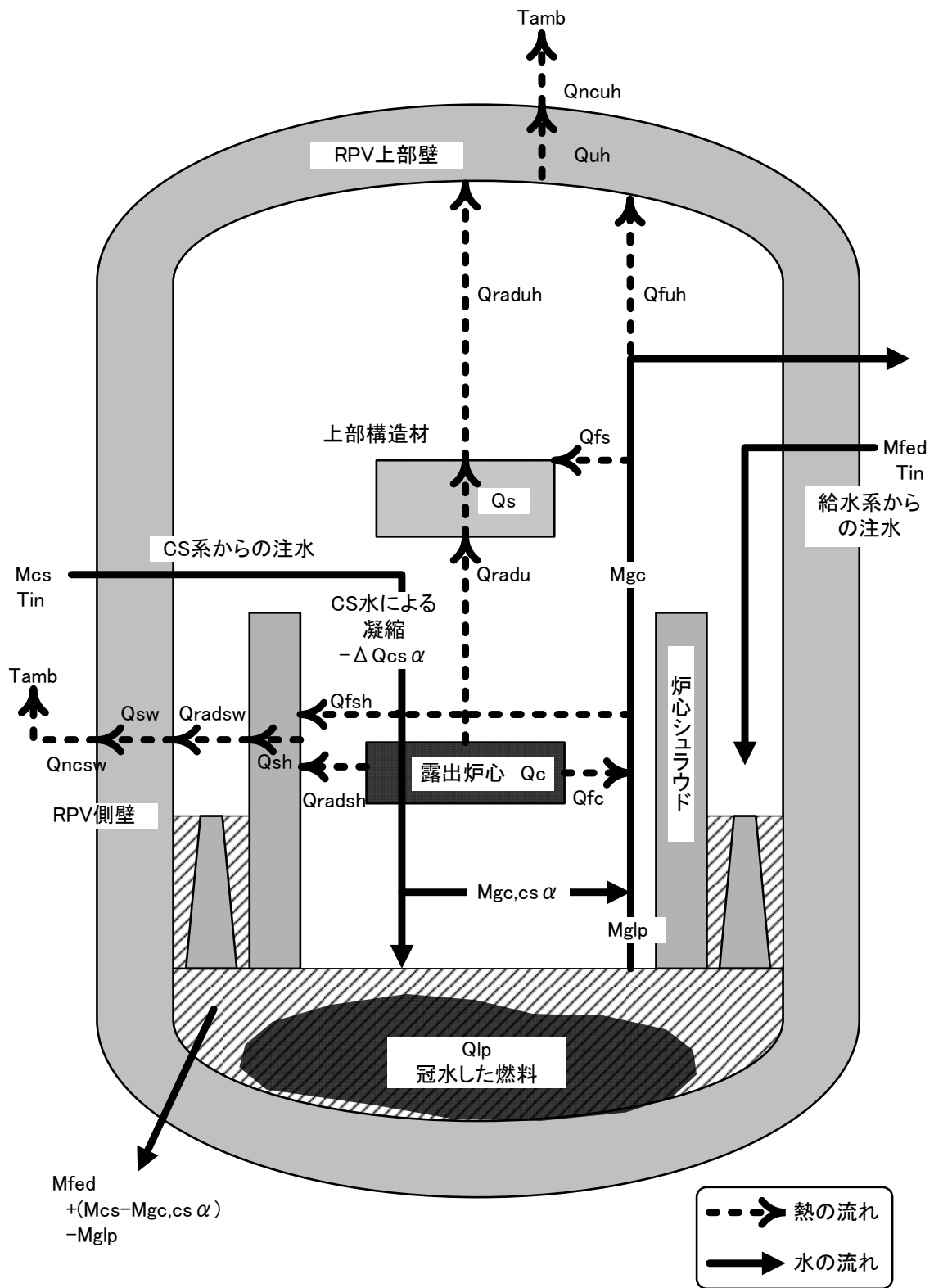
本評価モデルでは、燃料は下部プレナムで冠水している領域、通常時の炉心燃料域付近で露出している領域、及び原子炉格納容器（PCV）へ落下している領域で発熱することを模擬しており、PCVへ落下した燃料から発生する熱はRPV内の蒸気生成に寄与しないものとしている。燃料の冷却については、給水系と炉心スプレイ（CS）系の2系統による注水を考慮したモデルとなっている。

給水系からの注水は下部プレナムを経由して冠水領域で温められて飽和蒸気となり、露出炉心領域で更に温められ、燃料表面と同じ温度の過熱蒸気となるモデルとしている。一方、CS系からの注水は炉心上部の過熱蒸気を凝縮する効果があると考えられるが、ここでは凝縮による除熱の効果分を露出炉心の発熱から減ずることで模擬した。露出炉心で加熱されたCS系の水の一部は蒸気となって炉心シュラウドと上部構造材へ熱が伝わり、残りは下部プレナムへ流れ落ち、冠水領域における蒸気生成に反映される。

露出炉心の冷却は、冠水炉心領域から発生した飽和蒸気による熱伝達、上部構造材及び炉心シュラウドへの輻射熱伝達を考える。過熱蒸気及び上部構造材へ伝えられた熱は蒸気単相の自然対流熱伝達及び輻射によりRPV上部壁へ伝わり、RPV上部壁における熱伝導を介してドライウェルへ自然対流熱伝達により除熱される。炉心シュラウドへ伝わった熱については、炉心シュラウドでの熱

伝導、炉心シュラウドから RPV 側壁への輻射熱伝達、RPV 側壁での熱伝導を介してドライウエルへ自然対流熱伝達により除熱される。

上述の考え方に基づく熱バランス式を解くことにより、本評価モデルを用いて露出炉心温度や RPV 内各部の温度を算出することが可能となる。



図中の変数名は本文参照

図1 RPV内温度評価モデルの概念図

2.2 RPV 内温度評価モデルの手法

2.2.1 熱バランス式

評価に用いる熱バランス式を以下に示す。

露出炉心の熱バランス式

$$Q'_c = Q_{radsh} + Q_{radu} + Q_{fc} \quad (\text{Eq.1})$$

Q'_c 露出炉心の発熱量 (CS 系の注水を考慮)
 Q_{radsh} 露出炉心から炉心シュラウド壁への輻射伝熱量
 Q_{radu} 露出炉心から上部構造材下面への輻射伝熱量
 Q_{fc} 露出炉心を通過する蒸気が受け取る熱量

露出炉心から RPV 上部壁への熱バランス式

$$Q_{ncuh} = Q_{uh} = Q_{raduh} + Q_{fuh} \quad (\text{Eq.2})$$

$$Q_{raduh} = Q_s = Q_{radu} + Q_{fs} \quad (\text{Eq.3})$$

Q_{ncuh} RPV 上部壁外面から D/W 雰囲気への伝熱量
 Q_{uh} RPV 上部壁内面から外面への伝熱量
 Q_{raduh} 上部構造材から RPV 上部壁内面への輻射伝熱量
 Q_{fuh} 上部構造材を通過する蒸気から RPV 上部壁内面への伝熱量
 Q_s 上部構造物下面から上面への伝熱量
 Q_{fs} 露出炉心を通過する蒸気による上部構造材への伝熱量

露出炉心から RPV 側壁への熱バランス式

$$Q_{ncsw} = Q_{sw} = Q_{radsw} = Q_{sh} = Q_{radsh} + Q_{fsh} \quad (\text{Eq.4})$$

Q_{ncsw} RPV 側壁外面から D/W 雰囲気への伝熱量
 Q_{sw} RPV 側壁内面から外面への伝熱量
 Q_{radsw} 炉心シュラウド壁外面から RPV 側壁内面への輻射伝熱量
 Q_{sh} 炉心シュラウド壁内面から外面への伝熱量
 Q_{fsh} 露出炉心の蒸気から炉心シュラウド壁への伝熱量

2.2.2 蒸気発生量と露出炉心の発熱量

本評価モデルでは、燃料は下部プレナムで冠水している領域、通常時の炉心燃料域付近で露出している領域、及び PCV へ落下している領域で発熱することを模擬している。また、PCV へ落下した燃料から発生する熱は RPV 内の蒸気生成に寄与しないものとしている。各領域の発熱量は下式で表される。

$$Q_d = Q_c + Q_{lp} + Q_{pcv} \quad (\text{Eq.5})$$

$$Q_{lp} = X_f Q_d \quad (\text{Eq.6})$$

$$Q_{pcv} = X_s Q_d \quad (\text{Eq.7})$$

$$Q_c = (1 - X_f - X_s)Q_d \quad (\text{Eq.8})$$

Q_d	燃料の崩壊熱
Q_c	露出燃料の発熱量
Q_{lp}	冠水燃料の発熱量
Q_{pcv}	PCV へ落下した燃料の発熱量
X_f	冠水領域にある燃料の割合
X_s	PCV へ落下した燃料の割合 (PCV 落下割合)

給水系からの注水と CS 系からの注水の混合水は、下部プレナムの冠水領域で温められ、蒸気が生成される。下部プレナムにおける蒸気発生量は以下の式により算出する。

$$M_{glp} = \frac{Q_{lp} - (1 - \chi_{wl}) \{ M_{fed} C_{pw} (T_{sat} - T_{in}) + \Delta Q_{lcsa} \}}{\Delta h_{fg}} \quad (\text{Eq.9})$$

M_{glp}	下部プレナムにおける蒸気発生量
χ_{wl}	除熱に寄与しない注水割合 (水リーク割合)
M_{fed}	給水系からの注水量
C_{pw}	水の比熱
T_{sat}	飽和温度
T_{in}	注水温度
ΔQ_{lcsa}	下部プレナムへ流れた CS 系注水が飽和水となるのに必要な熱量
Δh_{fg}	潜熱

露出燃料を通過する蒸気量は、下部プレナムにおける蒸気発生量と露出炉心における CS 系注水の蒸発量の和で表される。

$$M_{gc} = M_{glp} + M_{gc,csa} \quad (\text{Eq.10})$$

M_{gc}	露出燃料を通過する蒸気量
$M_{gc,csa}$	露出燃料における CS 系注水の蒸発量

露出燃料の発熱量は、CS 系注水の一部の割合が過熱蒸気の凝縮に直接寄与するものとし、その除熱効果の分だけ露出燃料の発熱量から減少させるモデルとしている。これらのモデルの考え方について以下に記す。

CS 系注水を考慮した露出燃料の発熱量 Q_c' は下式により表す。 Q_l が Q_c よりも大きい場合は、露出燃料が CS 系注水により全て冷却できていることを意味する。

$$Q'_c = \begin{cases} 0 & (Q_1 > Q_c) \\ Q_c - Q_1 & (Q_1 \leq Q_c) \end{cases} \quad (\text{Eq.11})$$

$$Q_1 = \alpha M_{cs} \{ \Delta h_{fg} + C_{pw} (T_{sat} - T_{in}) \} \quad (\text{Eq.12})$$

Q_1 除熱に寄与する CS 系注水が飽和蒸気となるのに必要な熱量
 A CS 系による露出炉心直接冷却率 (CS 有効寄与割合)
 M_{cs} CS 系からの注水量

次に、凝縮に寄与した CS 系注水が下部プレナムへ流れ落ちる温度は下式により表す。CS 系注水が飽和温度となるのに必要な熱量 Q_2 よりも、CS 系注水が露出炉心から受け取った熱量が大きい場合には飽和水として、そうでない場合はサブクール水として下部プレナムへ流れ落ちることを意味する。

$$T_{lcs} = \begin{cases} T_{sat} & (Q_c - Q'_c \geq Q_2) \\ T_{in} + \frac{\Delta Q_{cs\alpha}}{\alpha M_{cs} C_{pw}} & (Q_c - Q'_c < Q_2) \end{cases} \quad (\text{Eq.13})$$

$$Q_2 = \alpha M_{cs} C_{pw} (T_{sat} - T_{in}) \quad (\text{Eq.14})$$

T_{lcs} 下部プレナムへ流れ落ちる CS 系注水の温度
 Q_2 CS 系注水が飽和水となるのに必要な熱量

CS 系注水による露出炉心の除熱によって生成される蒸気量は、

$$M_{gc,cs\alpha} = \frac{(Q_c - Q'_c) - \alpha M_{cs} C_{pw} (T_{lcs} - T_{in})}{\Delta h_{fg}} \quad (\text{Eq.15})$$

と表すことができる。

一方、下部プレナムへ流れ落ちる CS 系注水は、露出炉心の冷却に寄与した分 (蒸気生成された量を除く) と寄与しなかった分の合計であり、この水が飽和水となるのに必要な熱量 $\Delta Q_{lcs\alpha}$ は下式で表すことができる。

$$\Delta Q_{lcs\alpha} = (\alpha M_{cs} - M_{gc,cs\alpha}) C_{pw} (T_{sat} - T_{lcs}) + (1 - \alpha) M_{cs} C_{pw} (T_{sat} - T_{in}) \quad (\text{Eq.16})$$

2.2.3 露出炉心から RPV 上部壁への伝熱

露出炉心の発熱量と通過した蒸気が受け取った熱量 Q_{fc} は以下の関係式で表される。

$$Q_{fc} = M_{gc} C_{pg} (T_c - T_{sat}) \quad (\text{Eq.17})$$

C_{pg} 蒸気の比熱
 T_c 露出炉心で加熱された蒸気温度 (露出炉心の燃料表面温度)

露出炉心で加熱された過熱蒸気から上部構造材への伝熱量 Q_{fs} は下式で表す。

$$Q_{fs} = M_{gc} C_{pg} (T_{co} - T_{st}) \quad (\text{Eq.18})$$

T_{co} 炉心シュラウド壁への伝熱を考慮した露出炉心の蒸気温度
 T_{st} 上部構造材の上面の温度

上部構造材における、露出炉心から上部構造材下面への輻射熱伝達量 Q_{radu} 、及び下面から上面への熱伝導による伝熱量 Q_s は下式にて表すことができる。

$$Q_{radu} = A_{ct} \frac{1}{\frac{1}{\epsilon_c} + \frac{1}{\epsilon_s} - 1} \sigma (T_c^4 - T_{sb}^4) \quad (\text{Eq.19})$$

$$Q_s = A_s \lambda_s \frac{T_{sb} - T_{st}}{\delta_s} \quad (\text{Eq.20})$$

A_{ct}	露出炉心の上部投影面積
ϵ_c	炉心の輻射率
ϵ_s	上部構造材の輻射率
σ	ステファン-ボルツマン定数
T_{sb}	上部構造材下面温度
A_s	上部構造材の伝熱面積
λ_s	上部構造材の熱伝導率
T_{st}	上部構造材上面温度
δ_s	上部構造材の厚さ

上部構造材から RPV 上部壁への伝熱については、上部構造材からの輻射と上部構造材を通過する蒸気による熱伝達を考える。輻射による伝熱量 Q_{raduh} は下式で表される。

$$Q_{raduh} = A_s \frac{1}{\frac{1}{\epsilon_s} + \frac{1}{\epsilon_{uh}} - 1} \sigma (T_{st}^4 - T_{uhin}^4) \quad (\text{Eq.21})$$

ϵ_{uh}	RPV 上部壁の輻射率
T_{uhin}	RPV 上部壁の内面温度

上部構造材を通過する蒸気温度 $T_{uh,g}$ については、以下の2つの熱バランス Q_{fuh} により求める。それぞれ蒸気と RPV 上部壁の熱バランス式と蒸気が上部構造材を通過した際の熱バランス式である。

$$Q_{fuh} = A_{uh} h_{uhin} (T_{uh,g} - T_{uhin}) \quad (\text{Eq.22})$$

$$Q_{fuh} = M_{gc} C_{pg} (T_{st} - T_{uh,g}) \quad (\text{Eq.23})$$

A_{uh}	RPV 上部壁の伝熱面積
h_{uhin}	RPV 上部壁の熱伝達係数

RPV からドライウエル雰囲気までの熱バランスについては、RPV 上部壁内面から外面への熱伝導 Q_{uh} 、RPV 上部壁外面から D/W 雰囲気への熱伝達 Q_{ncuh} を考える。

$$Q_{uh} = A_{uh} \lambda_{uh} \frac{T_{uhin} - T_{uho}}{\delta_{uh}} \quad (\text{Eq.24})$$

$$Q_{ncuh} = A_{uh} h_{nc} (T_{uho} - T_{amb}) \quad (\text{Eq.25})$$

λ_{uh}	RPV 上部壁の熱伝導率
T_{uho}	RPV 上部壁の外面温度
δ_{uho}	RPV 上部壁の厚さ
h_{nc}	自然対流熱伝達係数
T_{amb}	D/W 雰囲気温度

2.2.4 露出炉心から RPV 側壁への伝熱

炉内の蒸気と炉心シュラウド壁内面への熱伝達については、以下の熱バランス式により求める。それぞれ炉内蒸気と炉心シュラウド壁内面の熱バランス式、露出炉心を通過した蒸気が除熱される際の熱バランス式である。

$$Q_{fsh} = A_{sh} h_{shin} (T_{co} - T_{shin}) \quad (\text{Eq.26})$$

$$Q_{fsh} = M_{gc} C_{pg} (T_c - T_{co}) \quad (\text{Eq.27})$$

A_{sh}	炉心シュラウド壁の伝熱面積
h_{shin}	炉心シュラウド壁の熱伝達係数
T_{co}	炉内蒸気温度
T_{shin}	炉心シュラウド壁の内面温度

露出炉心から炉心シュラウド壁内面への輻射による伝熱量 Q_{radsh} は下式で表される。

$$Q_{radsh} = A_{cs} \frac{1}{\frac{1}{\varepsilon_c} + \frac{1}{\varepsilon_{sh}} - 1} \sigma (T_c^4 - T_{shin}^4) \quad (\text{Eq.28})$$

A_{cs}	露出炉心の側壁面積
ε_{sh}	炉心シュラウド壁の輻射率

炉心シュラウド壁内面からドライウエル雰囲気への熱移行は、炉心シュラウド壁内面から炉心シュラウド壁外面への熱伝導 Q_{sh} 、炉心シュラウド壁外面から

RPV 側壁内面への輻射 Q_{radsw} 、RPV 側壁内面から外面への熱伝導 Q_{sw} 、RPV 側壁外面から D/W 雰囲気への熱伝達 Q_{ncsw} を考える。

$$Q_{sh} = A_{sh} \lambda_{sh} \frac{T_{shin} - T_{sho}}{\delta_{sh}} \quad (\text{Eq.29})$$

$$Q_{radsw} = A_{sh} \frac{1}{\frac{1}{\epsilon_{sh}} + \frac{1}{\epsilon_{sw}} - 1} \sigma (T_{sho}^4 - T_{swin}^4) \quad (\text{Eq.30})$$

$$Q_{sw} = A_{sw} \lambda_{sw} \frac{T_{swin} - T_{swo}}{\delta_{sw}} \quad (\text{Eq.31})$$

$$Q_{ncsw} = A_{sw} h_{nc} (T_{swo} - T_{amb}) \quad (\text{Eq.32})$$

λ_{sh}	炉心シュラウド壁の熱伝導率
T_{sho}	炉心シュラウド壁の外面温度
δ_{sho}	炉心シュラウド壁の厚さ
ϵ_{sw}	RPV 側壁の輻射率、
T_{swin}	RPV 側壁の内面温度
A_{sw}	RPV 側壁の伝熱面積
λ_{sw}	RPV 側壁の熱伝導率
T_{swo}	RPV 側壁の外面温度
δ_{sw}	RPV 側壁の厚さ

3. 炉内燃料デブリ状況の推定

上述の RPV 内温度評価モデルを用いて、過去の計測データを再現することで、炉内燃料デブリの分布状況を推定し、得られた炉内状況の推定結果から 2011/10/10 現在の RPV 内部の温度分布について評価した。

3.1 評価ポイント（日時）と評価温度の選定

炉内状況を再現評価する過去の評価ポイントについては、本評価モデルが静的熱バランスモデルに基づいていることから、炉注水の水量変更等によってプラントパラメータが大きく変動していない安定したポイントを選定した。また、CS 系注水の効果を確認するため、CS 系注水開始後のポイントも合わせて選定した。

(1) 2号機

図 2(1)の温度推移を参考に、2号機では CS 系注水開始前のポイントとして 8 月 12 日と 9 月 12 日を、CS 系注水開始後のポイントとして 9 月 26 日を選定した。

温度計については、本モデルでの RPV 上部表面温度に近い温度計は給水ノズルだけであり、また、評価対象期間を通じて給水ノズルの温度は RPV 下部温度より低く推移している状況である。そこで、保守的に、給水ノズルより高い温度を示す部位が RPV 内にあるものと想定して評価を行った。具体的には、3号機の温度推移（図 2(2)）を参考にして、3号機における給水ノズルと RPV 胴フランジとの温度差分を給水ノズルの温度に加えた温度を再現評価に用いることとした。

D/W 雰囲気温度としては、安定した推移を示している D/W HVH 戻り温度を選定した。

(2) 3号機

図 2(2)の温度推移を参考に、3号機では CS 系注水開始前のポイントとして 8 月 12 日と 8 月 30 日を、CS 系注水開始後のポイントとして 9 月 12 日を選定した。

温度計については、図 2(2)の 8 月から 9 月上旬にかけて RPV 周辺温度の中で最も高い温度を示している RPV 胴フランジを選定し、RPV 上部表面温度（RPV 上部壁の外表面温度）として再現評価に用いた。RPV 上部表面温度を高く設定することは、露出炉心割合を大きく見積もり、保守的な結果を与えることとなる。

D/W 雰囲気温度としては、安定した推移を示している D/W HVH 戻り温度を選定した。

3.2 露出炉心割合（非冠水部）及び CS 有効寄与割合の推定

PCV 落下割合と露出炉心割合に対する RPV 上部表面温度の感度評価結果を示す。水リーク割合を 20%、40%、60%とした場合の CS 系注水開始前の各ポイントについての評価結果である。PCV 落下割合については、0%、20%、40%、60%として感度評価を実施している。

(1) 2号機

図 3(1)～図 3(6)に PCV 落下割合と露出炉心割合に対する RPV 上部表面温度の感度評価結果を示す。これらの図から、当該日の RPV 上部表面温度に対応する露出炉心割合の推定範囲として、8月12日で 0.011～0.031、9月12日で 0.008～0.027 という結果が得られる。

次に、CS 有効寄与割合（CS 系による露出炉心直接冷却率）について、上記で得られたパラメータ（水リーク割合、PCV 落下割合、露出炉心割合）の値を用いて、9月26日の RPV 上部表面温度を再現することにより求めた。結果は 0.001～0.007 である。

下表に推定結果をまとめる。

パラメータと想定範囲		推定結果		
		露出炉心割合		CS 冷却寄与割合
		8月12日	9月12日	9月26日
水リーク割合	20～60%	0.011～0.031	0.008～0.027	0.001～0.007
PCV 落下割合	0～60%			

(2) 3号機

図 3(7)～図 3(12) に PCV 落下割合と露出炉心割合に対する RPV 上部表面温度の感度評価結果を示す。これらの図から、当該日の RPV 上部表面温度に対応する露出炉心割合の推定範囲として、8月12日で 0.008～0.030、8月30日で 0.009～0.031 という結果が得られる。

次に、CS 有効寄与割合（CS 系による露出炉心直接冷却率）について、上記で得られたパラメータ（水リーク割合、PCV 落下割合、露出炉心割合）の値を用いて、9月12日の RPV 上部表面温度を再現することにより求めた。結果は 0.002～0.011 である。

下表に推定結果をまとめる。

パラメータと想定範囲		推定結果		
		露出炉心割合（非冠水部）		CS 有効寄与割合
		8 月 12 日	8 月 30 日	9 月 12 日
水リーク割合	20～60%	0.008～0.030	0.009～0.031	0.002～0.011
PCV 落下割合	0～60%			

3.3 10 月 10 日時点の炉心状況推定

3.2 で得られた各パラメータの値を用いて、10 月 10 日時点の RPV 上部表面温度及び露出炉心の表面燃料温度の評価を各号機について実施した

(1) 2 号機

評価結果を下表に示すが、RPV 上部表面温度は 92.2～94.9℃であり、実測値の 78.6℃よりも若干高めの評価結果となっている。また、露出炉心の燃料表面温度の評価結果は 92.7～99.3℃である。

パラメータと想定範囲		評価結果		
		RPV 上部 表面温度	露出炉心の燃料 表面温度	上部構造材の 温度
水リーク割合	20～60%	92.1～94.9℃ (実測 78.6℃)	92.7～99.3℃	92.2～96.8℃
PCV 落下割合	0～60%			
露出炉心割合 (非冠水部)	0.008～0.031			
CS 有効寄与割合	0.001～0.007			

(2) 3 号機

評価結果を下表に示すが、RPV 上部表面温度は 71.2～81.8℃であり、実測値の 71.1℃と概ね良く一致した結果が得られており、また、露出炉心の燃料表面温度の評価結果は 72.7～97.9℃である。

パラメータと想定範囲		評価結果		
		RPV 上部 表面温度	露出炉心の燃料 表面温度	上部構造材の 温度
水リーク割合	20～60%	71.2～81.8℃ (実測 71.1℃)	72.7～97.9℃	71.4～89.0℃
PCV 落下割合	0～60%			
露出炉心割合 (非冠水部)	0.008～0.031			
CS 有効寄与割合	0.002～0.011			

4. まとめ

RPV 内温度評価モデルによるヒートバランス評価を実施した結果、2 号機及び 3 号機のいずれについても、10 月 10 日時点の炉心状況として、燃料の非冠水部（露出炉心割合）は 3%程度以下と少量であり、この非冠水部の燃料表面温度は 100℃以下という評価結果が得られた。

現状の原子炉压力容器や原子炉格納容器の各部位の温度推移から、原子炉压力容器内及び原子炉格納容器内は十分に冷却されており、露出した過熱部分が有意な割合で存在している状況ではないと推定されるが、今回の評価では、この推定を支持する結果が得られたものと考えられる。

以上

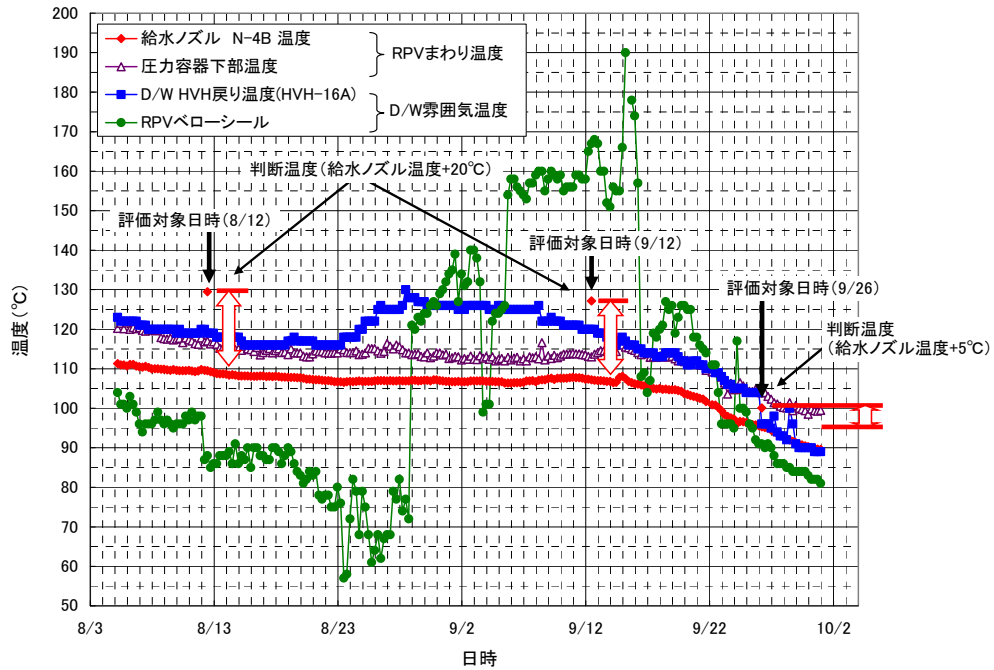


図 2(1) RPV まわり温度と D/W 雰囲気温度の推移 (2号機)

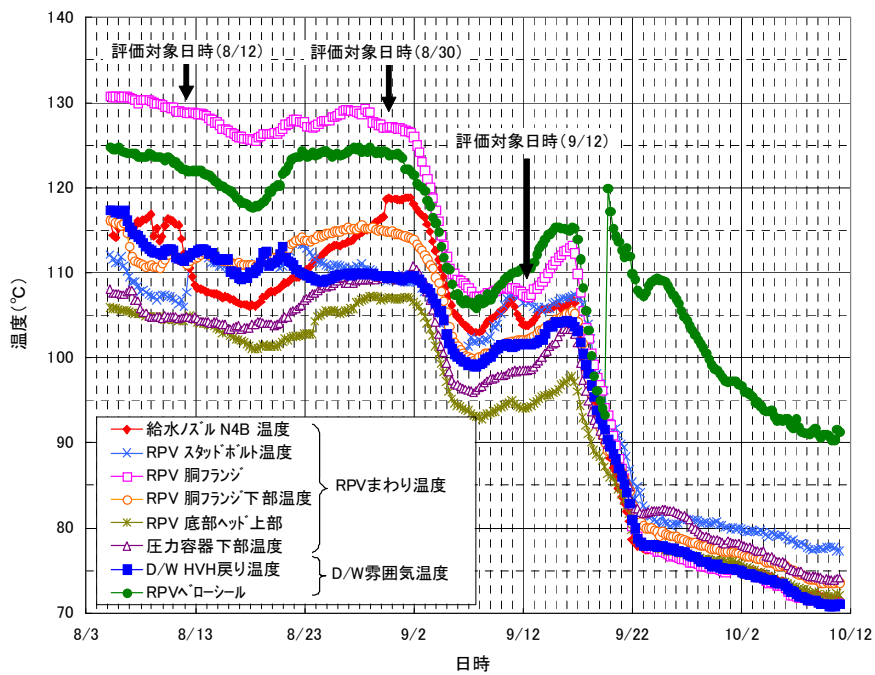


図 2(2) RPV まわり温度と D/W 雰囲気温度の推移 (3号機)

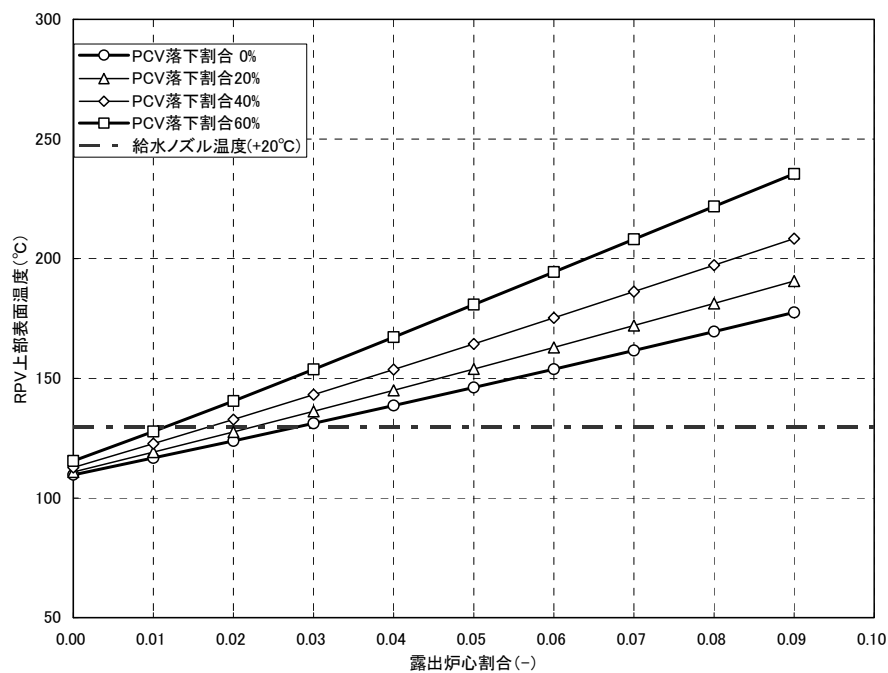


図 3(1) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(2号機、8月12日、水リーク割合 20%)

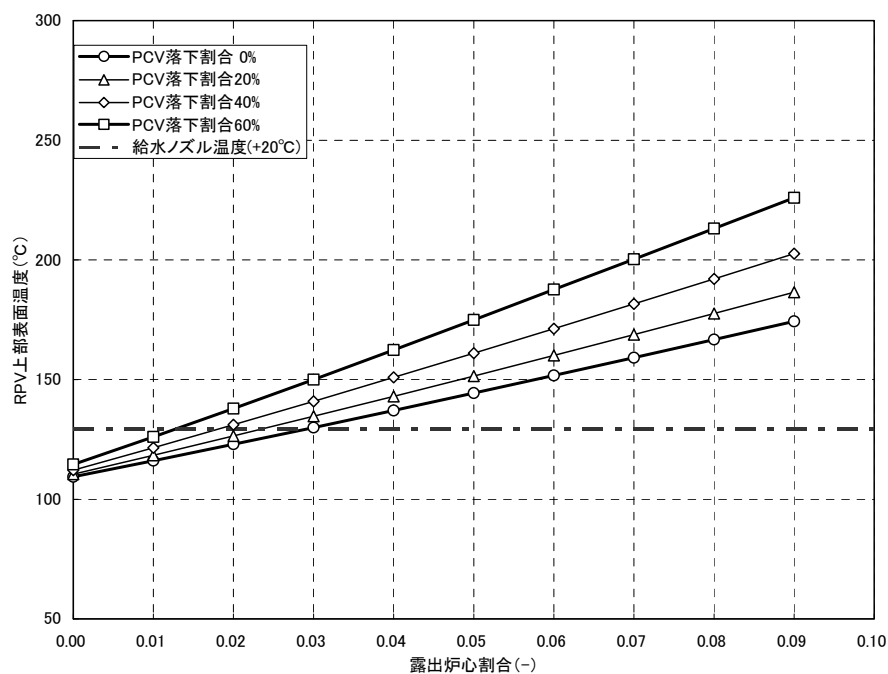


図 3(2) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(2号機、8月12日、水リーク割合 40%)

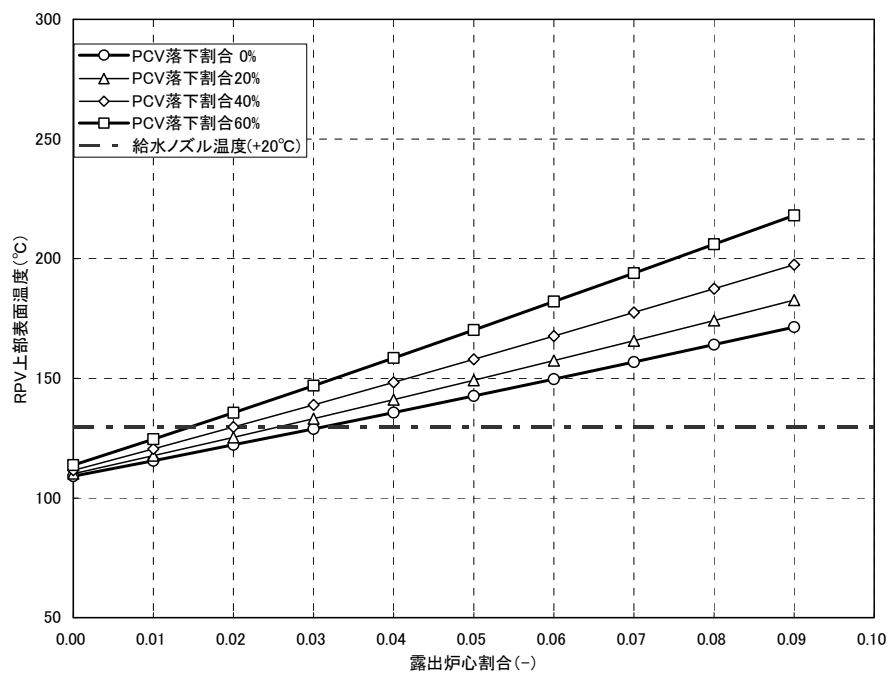


図 3(3) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(2号機、8月12日、水リーク割合 60%)

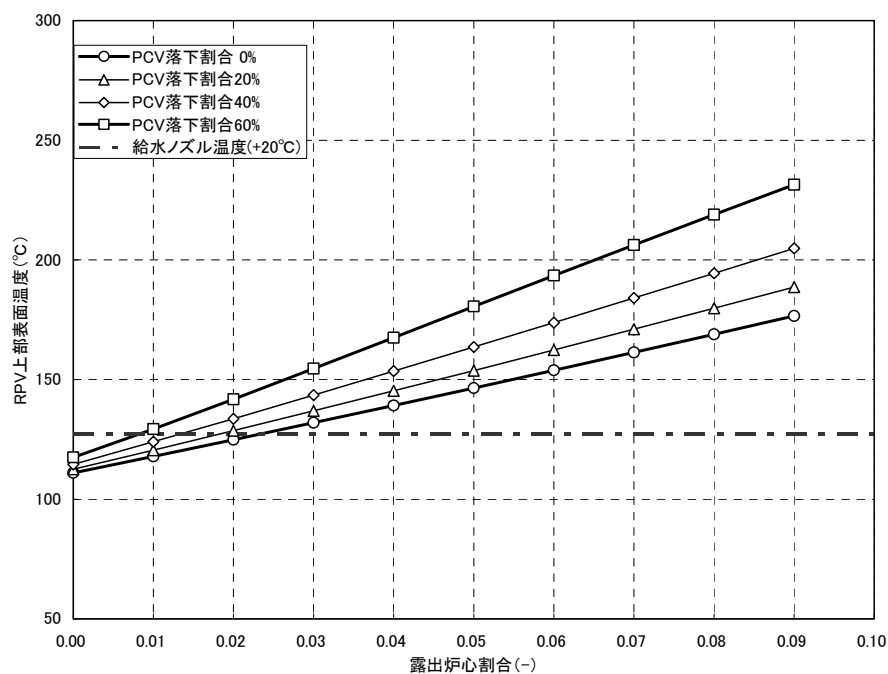


図 3(4) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(2号機、9月12日、水リーク割合 20%)

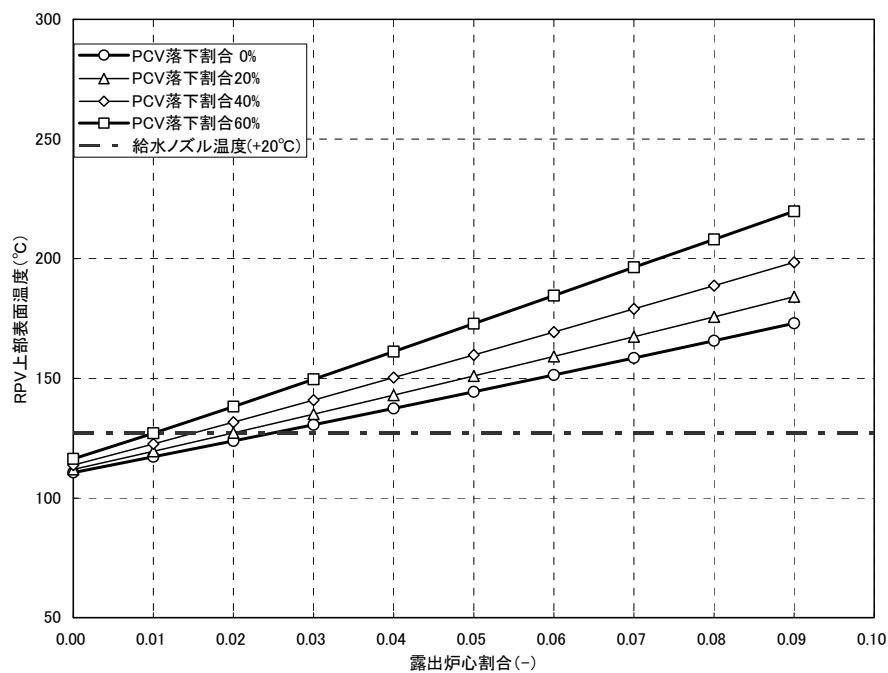


図 3(5) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(2号機、9月12日、水リーク割合 40%)

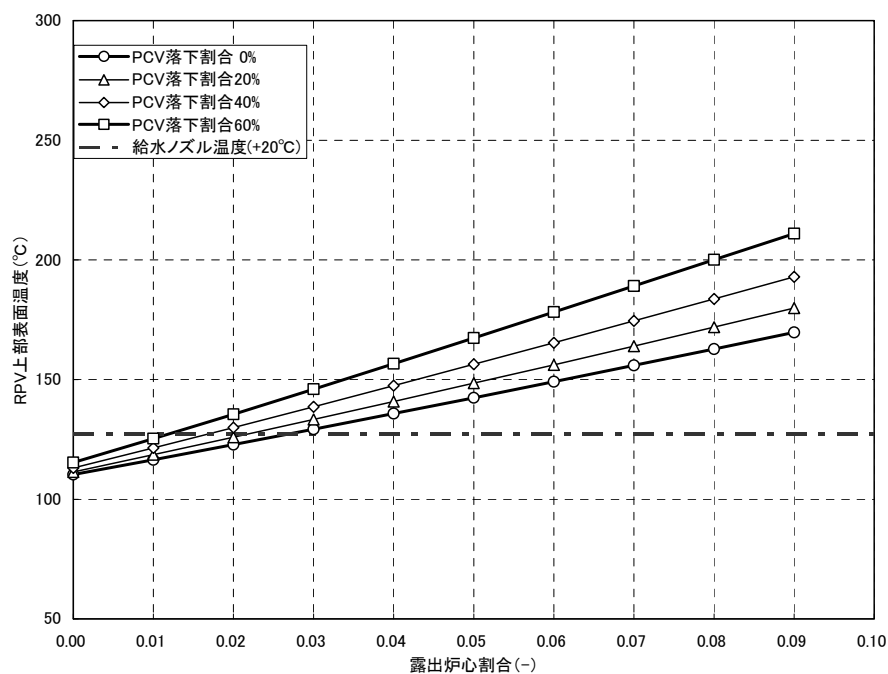


図 3(6) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(2号機、9月12日、水リーク割合 60%)

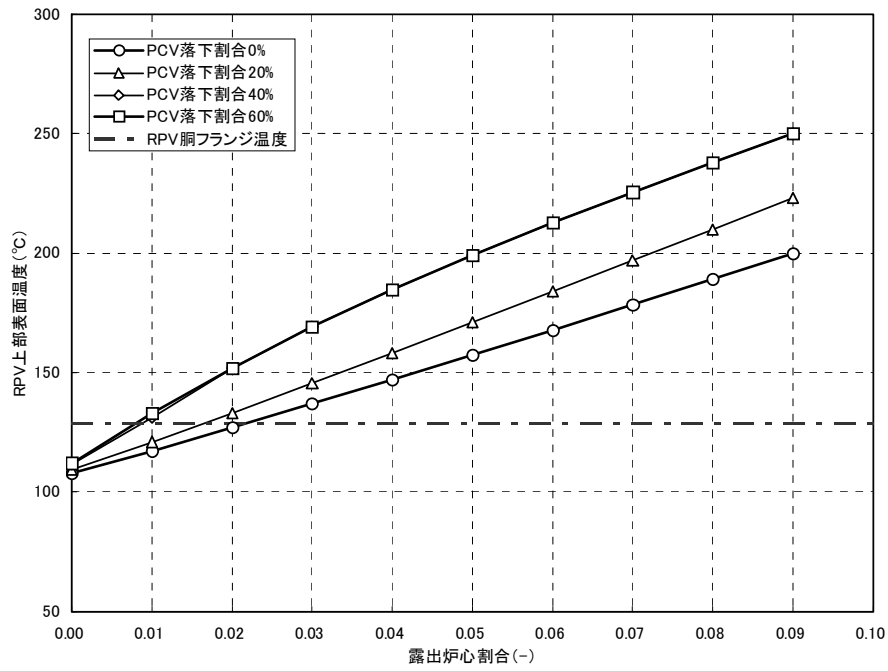


図 3(7) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(3号機、8月12日、水リーク割合 20%)

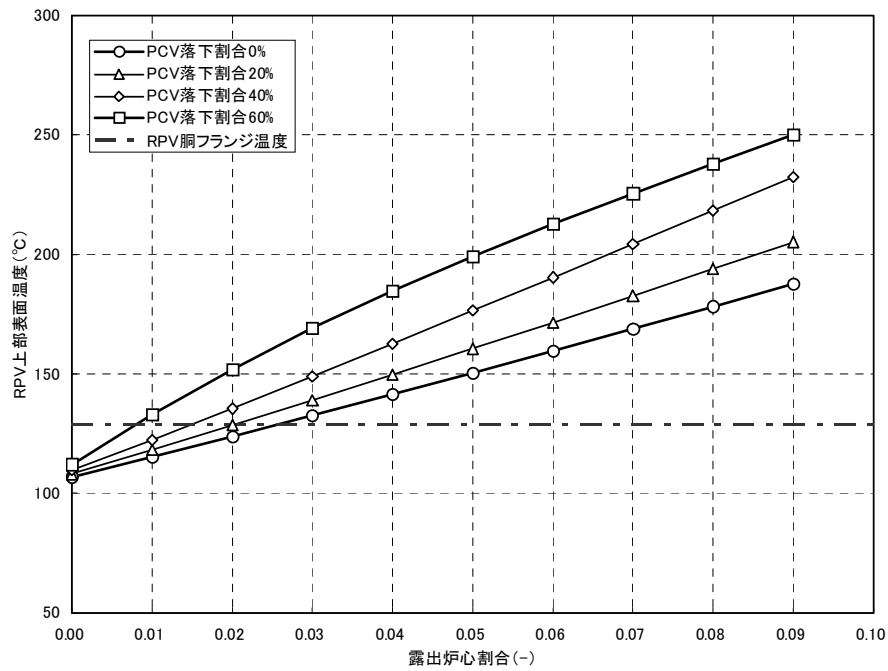


図 3(8) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(3号機、8月12日、水リーク割合 40%)

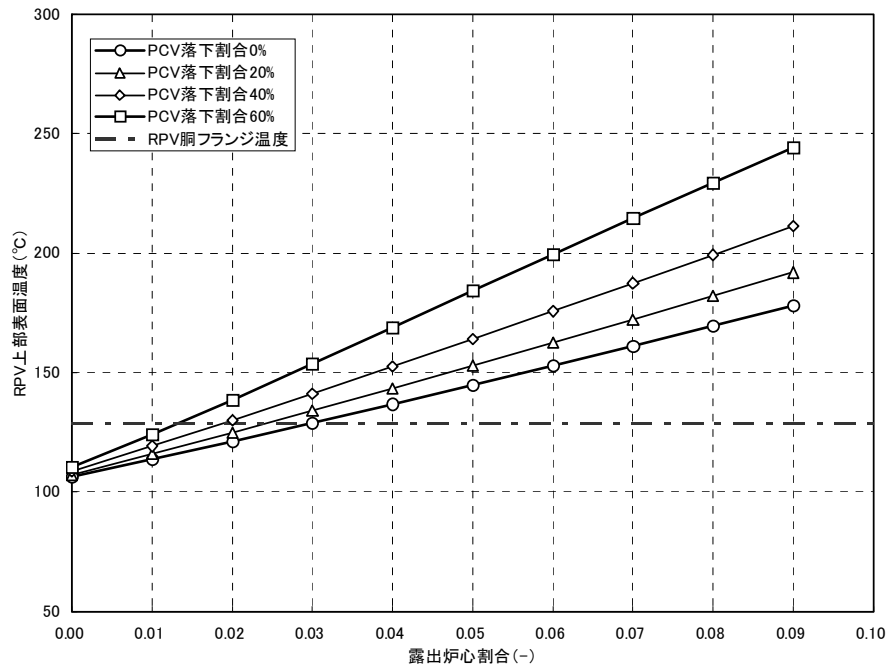


図 3(9) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(3号機、8月12日、水リーク割合60%)

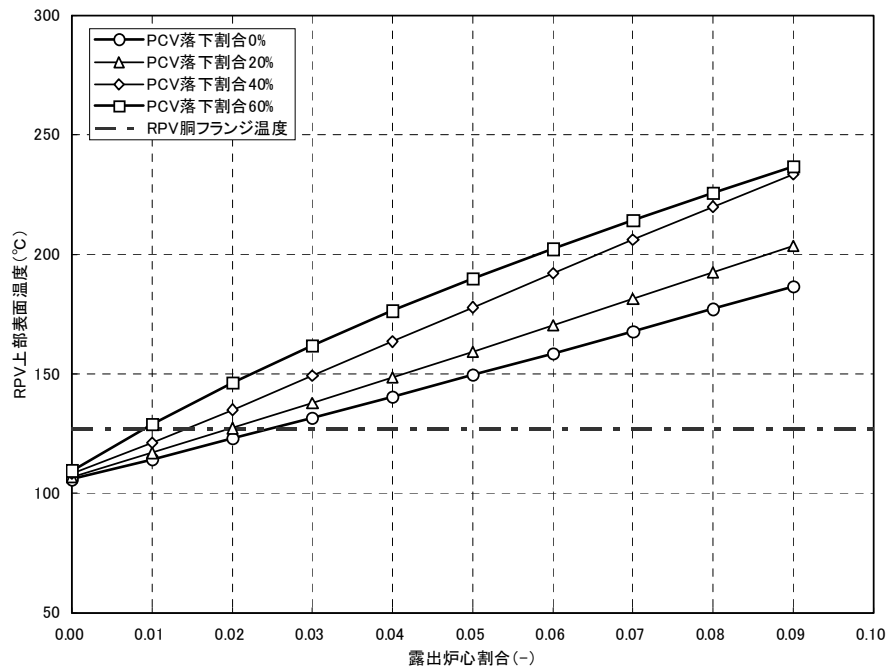


図 3(10) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(3号機、8月30日、水リーク割合20%)

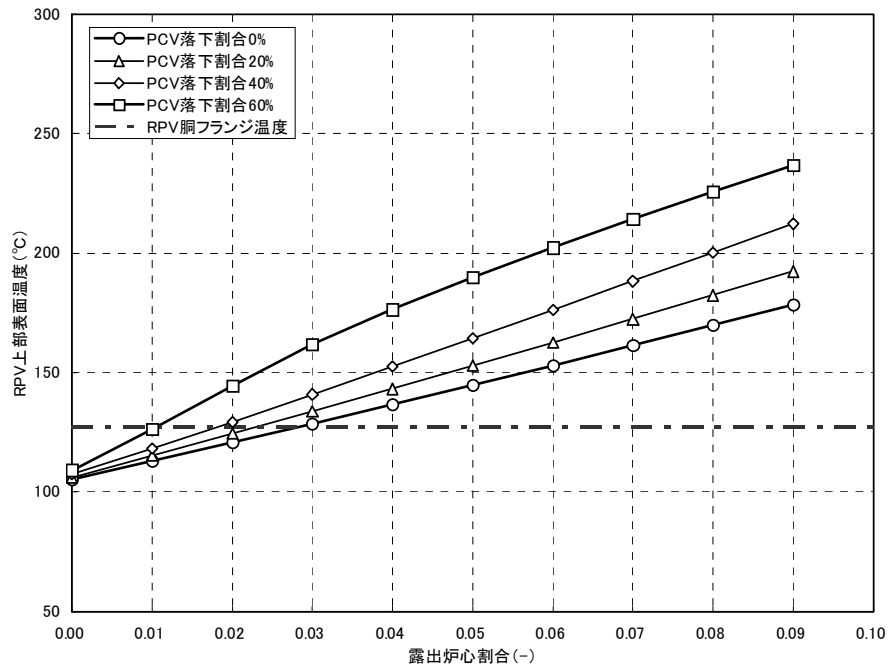


図 3(11) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(3号機、8月30日、水リーク割合40%)

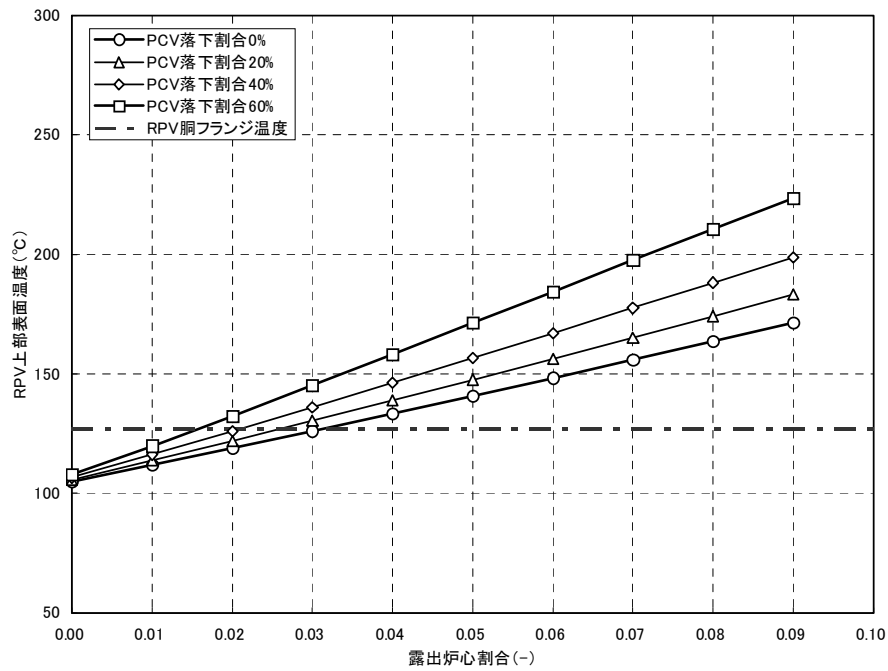


図 3(12) 露出炉心割合/PCV 落下割合と RPV 上部表面温度
(3号機、8月30日、水リーク割合60%)

原子炉水位計の校正について

1. 水位計の測定原理

BWR プラントで採用している「凝縮層方式」の原子炉水位計は、図 1 に示すように、基準面器に常に水位を形成し、 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ような構成となっている。

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）

2. 各号機における水位計の校正状況

2-1. 1号機

5月11日、1号機の原子炉水位計を校正した結果、水位計の機能自体は許容誤差の範囲内であり、良好であることが確認された。その後、水位計をインサービスするために、当該計器の計装配管および基準面器への水張りを実施し、計器の指示値を確認した結果、水位計の指示値はダウンスケールとなった。

加えて傍証のために事故後設置した仮設差圧計もオーバースケールとなったことから、原子炉水位は TAF-500cm 以下と推定した。作業の様子を図 3 に示す。

○水位計校正結果

	原子炉水位 基準値(cm)	入力値 (kPa)	出力値 電圧換算(mV)	原子炉水位 換算値(cm)	誤差 (%)	許容誤差 (%)
0%	-300	-78.53	40.7	-296.8	+0.4	±0.5
100%	500	-1.06	199.9	499.5	-0.1	

○計装配管への水張り前後の指示値

監視計器	中操監視 (LI-263-122A)	遠隔監視 (LT-263-121A)	仮設差圧計
水張り前	-170cm	-1.67m	—
水張り後	ダウンスケール ※1	ダウンスケール ※1	オーバー スケール※2

※1：-300cm 以下（測定可能範囲下限値以下）

※2：仮設差圧計はオーバースケール（100kPa 以上）を指示。水頭値に換算すると、おおよそ TAF-500cm 以下（参考値）となる。

2-2. 2号機

6月22日に本設原子炉水位計に仮設計器を設置し、水位計の計装配管および基準面器への水張りを実施した（図4参照）。水張り後に原子炉格納容器内計装配管（基準面器側、炉側）中の水が蒸発したと思われる挙動を示したが、これは計装配管の雰囲気温度が飽和温度以上であったことによると考えられる。仮設計器の水張り後の瞬時値およびその後の推移より、おおよそ TAF-500cm 以下と推定した。

その後、原子炉格納容器温度が低下傾向を継続しており、格納容器内部の温度が約 85℃となったことから、10月21日に、計装配管および基準面器への水張りを再度実施した。水張り直後の差圧がオーバースケールであったことから、6月同様、原子炉水位は計測用配管レベル以下（おおよそ TAF-500cm 以下）であると推定した。なお、炉側配管については、図5に示すとおり、圧力の指示値がゆるやかな低下傾向を示したことから、炉側配管内の水が蒸発したものと考えられる。そのため、炉側配管の近くに燃料（熱源）が存在することが推定される。

また、2号機の本設水位計の校正は、現場の放射線量が高いなどの影響により実施できていない。

2-3. 3号機

原子炉水位計の校正作業については、計装配管への水張り作業を含め、現場の放射線量が極めて高いなどの影響により実施できていない。

以上

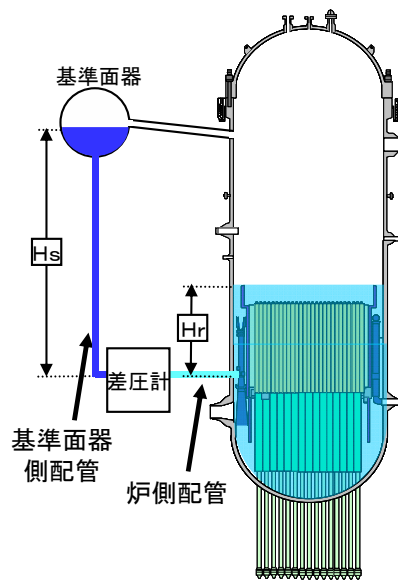


図 1 原子炉水位計の概略図

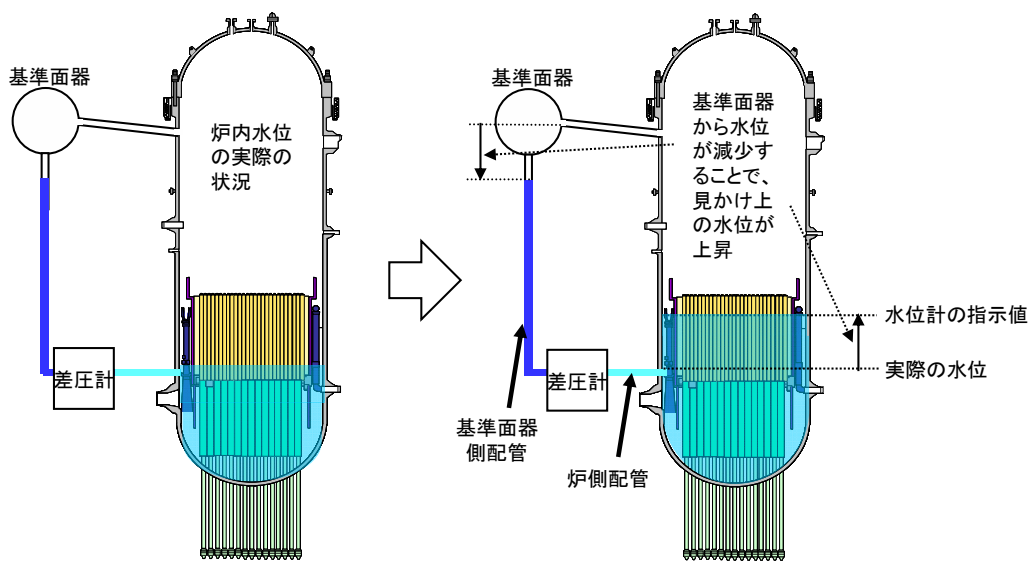


図 2 計装配管内の水位低下に伴う原子炉水位計の指示値について



図3 1号機 原子炉水位計校正作業の様子

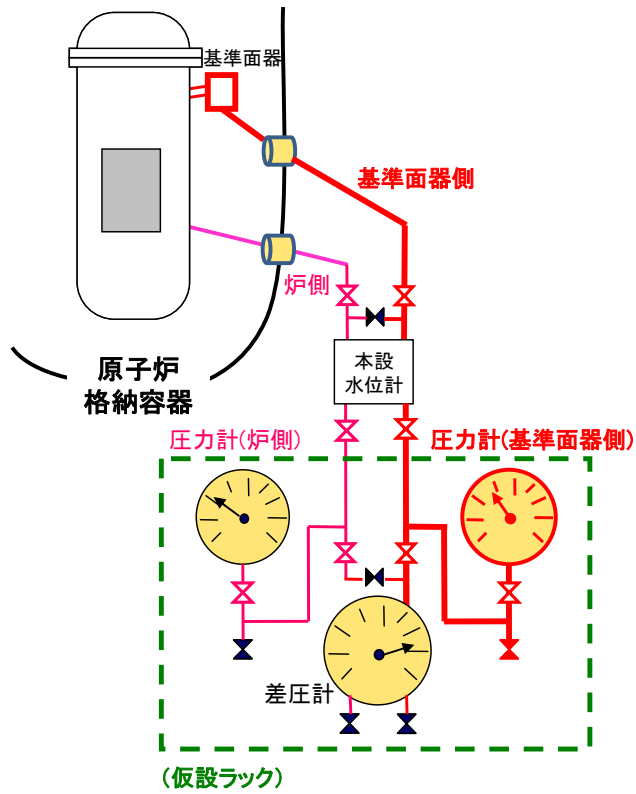


図4 2号機仮設水位計の概念図

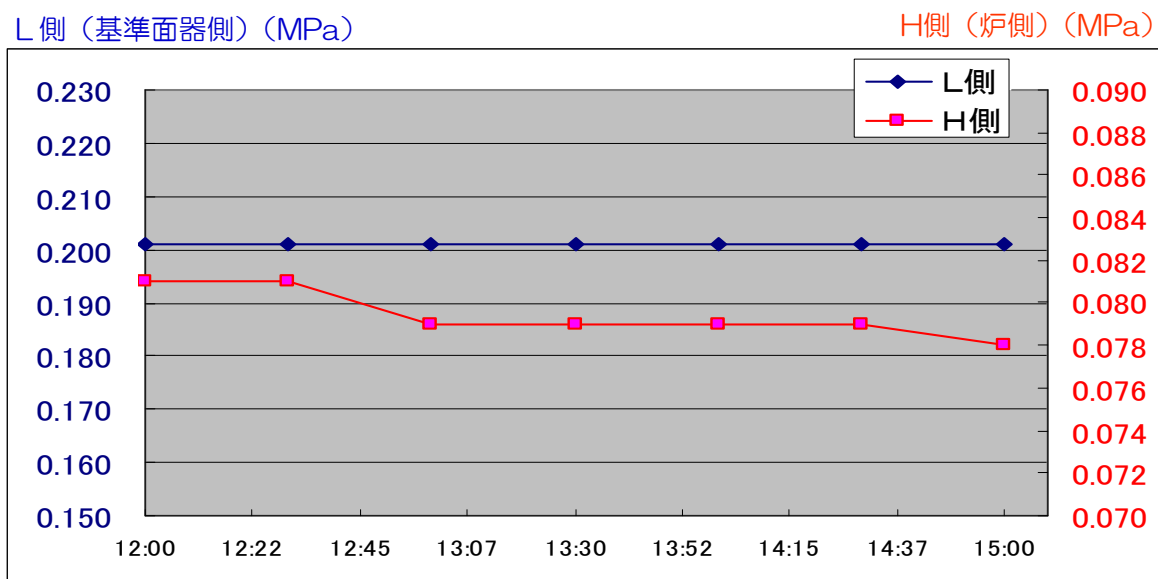


図 5 2号機水張り後の圧力計指示値の変化

格納容器内のガスの放射能濃度

1 概要

7月29日に1号機、8月9日に2号機、9月14日に1号機の格納容器内ガスサンプリングを実施し放射性物質濃度を測定した。

2 サンプリング方法について

2.1 格納容器ガス抽出点について

図1、図2にガス採取システムの概要図を示す。1号機、2号機とも本設の格納容器内酸素分析計ラックに仮設サンプリングラックを接続し、格納容器上部に位置する採取点からガスを採取し、格納容器中部に位置する採取点に戻す系統構成としている。

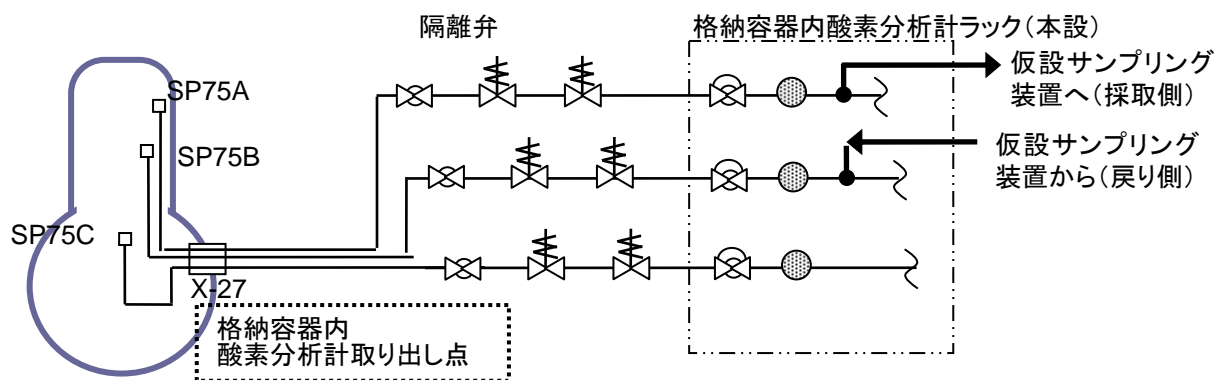


図1 1号機1ショットガスサンプリングにおけるガス採取系統概要図

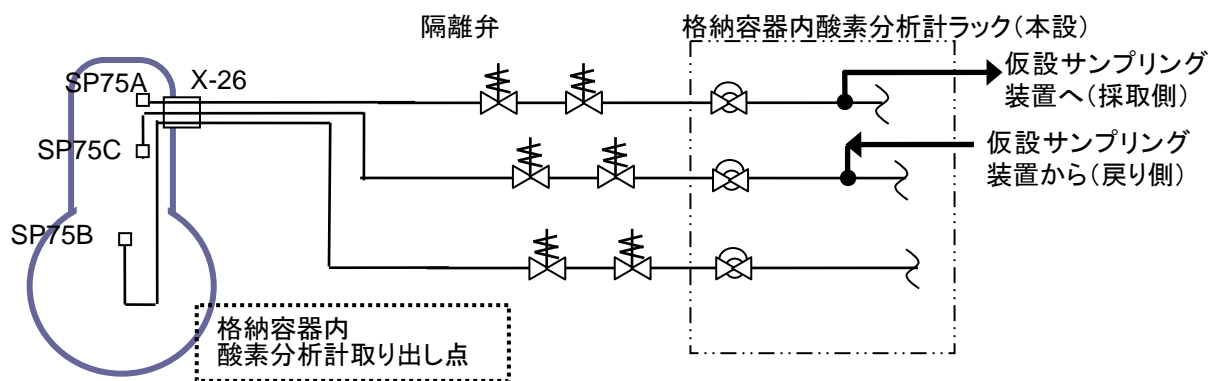


図2 2号機1ショットガスサンプリングにおけるガス採取系統概要図

2.2 仮設サンプリングラックについて

図 3、図 4 に仮設サンプリング (TYPE 1、TYPE 2) の概要図を示す。TYPE 1 では仮設サンプリングライン内に設置されたサンプリングベッセル (約 10cc) の両端をバルブにて隔離・取り出し、容器移し替え用治具に接続・攪拌 (ここで空気です約 4 倍に希釈) したのち、シリンジで Ge 半導体検出器用ガスバイアル瓶に注入する手順となっている。また、サンプリング前後には窒素パージを行う手順となっている。

TYPE 2 では仮設サンプリングライン内に設置され、予め水を張ったインピンジャー (約 350cc×2) に通気することで溶解性の放射性物質を補足するとともに、発生した凝縮水を採取することができる。また、ガスバイアル瓶をラインに接続し、ガスを採取することができる。また、サンプリング前には窒素パージ及びバイパスラインを用いたブロー運転、サンプリング後に再度窒素パージを行う手順となっている。

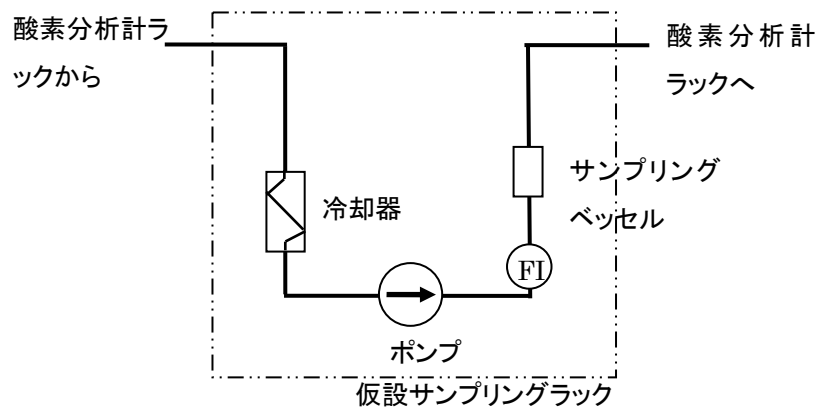


図 3 仮設サンプリングラック (TYPE 1) 概要図

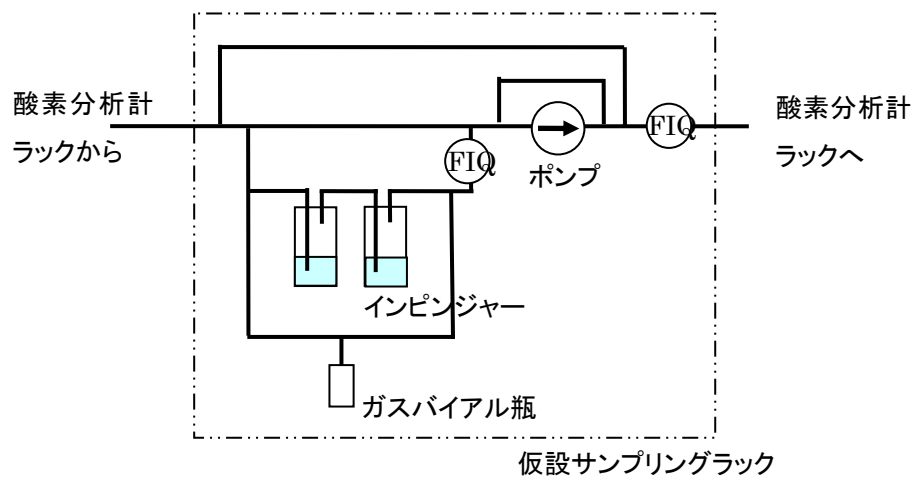


図 4 仮設サンプリングラック (TYPE 2) 概要図

2.3 ガンマ線核種分析について

採取したガス、凝縮水はそれぞれ、ガスバイアル瓶（約 14.1ml）、マリネリビーカー（約 500ml）に入れ、Ge 半導体検出器を用いてガンマ線分析を行った。半導体検出器の測定エネルギー範囲と分解能はそれぞれ、約 50keV～2.0MeV、約 1.8%であり、測定目的に対して十分な範囲である。

3 結果

3.1 凝縮水の採取状況について

7月29日に1号機格納容器内ガスをTYPE1の仮設サンプリングラックにて、8月9日に2号機格納容器内ガスをTYPE2の仮設サンプリングラックにて、9月14日に1号機格納容器内ガスをTYPE2の仮設サンプリングラックにて採取した。

7月29日（1号機、TYPE1ラック）のサンプリングでは、0.1 L/minで2時間、1.0L/minで約30分通気したが、凝縮水が採取できなかった。これは、ポンプ容量が小さいため、蒸気は仮設サンプリングラックに到達するまでに凝縮、途中の配管最低部に滞留し、採取ポイントまで引ききれなかったと考えられる。

一方、8月9日（2号機、TYPE2ラック）のサンプリングでは、10L/minで引っ張った際にサンプリング装置入口ホース（テフロンチューブ）内に凝縮水が流れてくる様子を確認（蒸気成分が完全に凝縮し配管内にプラグ状に滞留）した。流量を調整し、インピンジャーにて凝縮水を採取し、ガスバイアル瓶にガスを採取した。

9月14日（1号機、TYPE2ラック）のサンプリングでは、前回1号機で凝縮水が採取できなかったことをうけて、ポンプ容量が大きく凝縮水を採取できる可能性が高いTYPE2の仮設サンプリングラックを用いて再サンプリングを実施した。約10～40L/minで数10分間循環運転をさせたところ、サンプリング装置入口ホース（以下、テフロンチューブ）内に凝縮水が流れてくる様子を確認でき、インピンジャーにて凝縮水を採取し、ガスバイアル瓶にガスを採取した。

3.2 Cs放射能濃度について

表1に採取凝縮水中の放射能濃度測定値、表2に採取ガス中の放射能濃度測定値を示す。また、得られた結果から、以下の換算式にてPCV内濃度を求めた結果を表8に示す。ここで、得られた凝縮水中、ガス中濃度からそれぞれ格納容器内の水蒸気、ガス中濃度に換算し、これらを格納容器内蒸気割合で加重平均をしたものをPCV内濃度としている。

【PCV内濃度換算式】

水蒸気中セシウム濃度 C1 $C1 = C_{\text{water}} \times \rho_{\text{vapor}}(T_{\text{pcv}}) / \rho_{\text{water}}(T_{\text{sample}})$ (式1)

ガス中セシウム濃度 C2 $C2 = C_{\text{sampled gas}} \times T_{\text{sample}} / T_{\text{pcv}}$ (式2)

PCV 気相部内セシウム濃度 $C_{\text{pcv}} = \alpha \times C1 + (1 - \alpha) \times C2$ (式3)

C_{pcv}

ここで C_{water} : 採取凝縮水中セシウム濃度 (測定値) (表 1)

$C_{\text{sampled gas}}$: 採取ガス中セシウム濃度 (測定値) (表 2)

T_{pcv} : PCV 内雰囲気温度 (表 3)

T_{sample} : 仮設サンプリングラック雰囲気温度 (表 3)

$\rho_{\text{vapor}}(T_{\text{pcv}})$: 温度 T_{pcv} における蒸気密度

$\rho_{\text{water}}(T_{\text{sample}})$: 温度 T_{sample} における水密度 (≈ 1)、

α : 蒸気割合 (表 6、表 7)

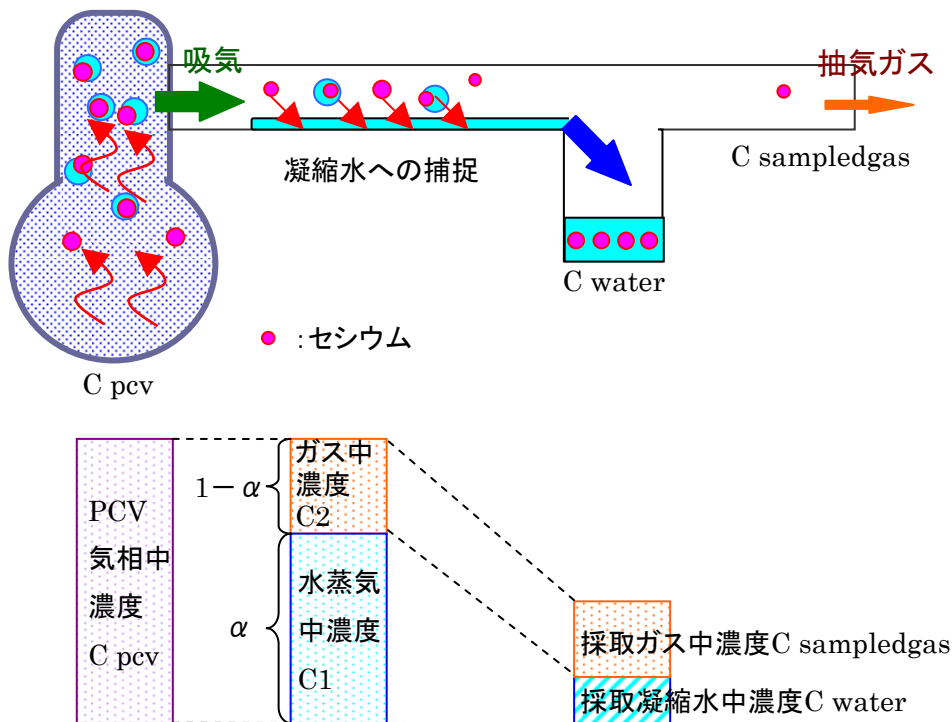


図 5 PCV内濃度への換算模式図

・ 表 1 採取凝縮水中濃度 (測定値) : C water

核種 (半減期)		放射能濃度 (Bq/cm ³)		
		1号機 (9/14) 採取凝縮水	2号機 (8/9) 採取凝縮水	1号機 (7/29) 採取凝縮水
Cs-134 (約 2 年)	1 セット目	3.8×10 ²	6.9×10 ²	
	2 セット目	3.8×10 ²	3.1×10 ²	
	3 セット目	3.4×10 ²	4.9×10 ²	
Cs-137 (約 30 年)	1 セット目	4.2×10 ²	7.3×10 ²	
	2 セット目	4.4×10 ²	3.2×10 ²	
	3 セット目	4.2×10 ²	5.1×10 ²	
備考		—	—	凝縮水未確認 非採取

表 2 採取ガス中濃度 (測定値) : C sampledgas

核種 (半減期)		放射能濃度 (Bq/cm ³)		
		1号機 (9/14) 採取ガス	2号機 (8/9) 採取ガス	1号機 (7/29) 採取ガス
Cs-134 (約 2 年)	1 セット目	2.8	N.D.	1.7×10 ⁻¹
	2 セット目	3.9	8.2×10 ⁻¹	
	3 セット目	3.6	8.2×10 ⁻¹	
Cs-137 (約 30 年)	1 セット目	3.4	7.0×10 ⁻¹	2.0×10 ⁻¹
	2 セット目	5.4	9.6×10 ⁻¹	
	3 セット目	4.6	N.D.	

表 3 サンプルング温度

	1号機 (9/14) 採取ガス	2号機 (8/9) 採取ガス	1号機 (7/29) 採取ガス
サンプルング環境温度 : T _{sample}	25℃	26℃	26℃
D/W 温度* : T _{pcv}	85℃	107℃	96℃

* 2号機は蒸気雰囲気と考え飽和温度 (at 127kPaa of D/W pressure) とした。

1号機はガス抽出点が上部であるため代表としてベローシール部温度とした。

表 4 水蒸気中セシウム濃度（採取凝縮水中濃度の換算）：C1（式1より）

検出核種(半減期)		放射能濃度 (Bq/cc)		
		1号機 (9/14)	2号機 (8/9)	1号機 (7/29)
Cs-134 (約2年)	1セット目	1.4×10^{-1}	5.2×10^{-1}	
	2セット目	1.4×10^{-1}	2.3×10^{-1}	
	3セット目	1.2×10^{-1}	3.7×10^{-1}	
Cs-137 (約30年)	1セット目	1.5×10^{-1}	5.5×10^{-1}	
	2セット目	1.5×10^{-1}	2.4×10^{-1}	
	3セット目	1.5×10^{-1}	3.9×10^{-1}	

表 5 ガス中セシウム濃度（採取ガス中濃度の換算）：C2（式2より）

検出核種(半減期)		放射能濃度 (Bq/cc)		
		1号機 (9/14)	2号機 (8/9)	1号機 (7/29)
Cs-134 (約2年)	1セット目	2.4	N.D.	1.4×10^1
	2セット目	3.2	6.4×10^{-1}	
	3セット目	3.0	6.4×10^{-1}	
Cs-137 (約30年)	1セット目	2.8	5.5×10^{-1}	1.6×10^1
	2セット目	4.5	7.6×10^{-1}	
	3セット目	3.9	N.D.	

表 6 ガス積算流量、採取凝縮水量から推定される蒸気割合（1号機、9月）

	ガス積算流量	→温度補正	採取凝縮水量	→蒸気量換算	蒸気割合：α
1セット目	490L	587L	25cc	7.07E4 cc	0.11
2セット目	396.3L	475L	30cc	8.48E4 cc	0.15
3セット目	348.7L	418L	95cc	2.69E5 cc	0.39

表 7 ガス積算流量、採取凝縮水量から推定される蒸気割合（2号機、8月）

	ガス積算流量	→温度補正	採取凝縮水量	→蒸気量換算	蒸気割合：α
1セット目	9L	11L	550cc	7.32E5 cc	0.98
2セット目	0L	0L	160cc	2.13E5 cc	1.00
3セット目	87L	111L	150cc	2.00E5 cc	0.64

表 8 PCV内濃度：C_{pvc} (式3より)

		放射能濃度 (Bq/cm ³)		
核種 (半減期)		1号機 (9/14)	2号機 (8/9)	1号機 (7/29)
Cs-134 (約2年)	合計 (加重平均) (*1)	1.6	0.44	4.7~6.0(*2)
Cs-137 (約30年)	合計 (加重平均) (*1)	2.0	0.46	5.5~6.9(*2)
D/W 温度		85°C	107°C	96°C
D/W 圧力		124kPaa	127kPaa	133kPaa
蒸気割合(*3)		約47%	約100%	約66%

(*1) 3回採取・測定している1号機(9/14)、2号機(8/9)について、3回の結果を加重平均して算出している。すなわち、凝縮水中濃度について採取凝縮水量で加重平均を行う。ガス中の濃度についてはバイアル瓶に採取している量は3回とも同量であるため、単純な平均となるが、検出限界未満となっているものは平均処理から除外している。

(*2) 1号機(7/29)は凝縮水が取れていないため、ここでは1号機(9/14)での実績を参考に、凝縮水中濃度をCs-134、Cs-137についてそれぞれ40~4000Bq/cm³と仮定したときの値を記載している。

(*3) 蒸気割合=D/W温度における飽和蒸気圧/D/W圧力とした。また、2号機は、ちょうど飽和であるとした。

3.3 格納容器内のガス内の放射能濃度からの炉内状況の推定

表8より、1号機の方が放射能濃度(Cs)が高い結果となっている。格納容器の蒸気割合や温度の違いによりセシウムの放出量が異なることが考えられるため、単純な比較はできないが、この結果は1号機の方が2号機よりも大きくRPVが損傷している事を示す他の評価結果と整合する。

図6に示す模式図のように、事故初期の燃料溶融の過程で放出されたCsについては、沈着や沈降等のメカニズムにより大部分が原子炉圧力容器や原子炉格納容器、炉内構造物などに沈着、若しくは液相に移行していると考えられる。また、原子炉格納容器気相部及び液相部から相当の漏えいが示唆されていることから、格納容器気相部や液相部に存在するCsは漏えいガスに伴い放出されていると考えられる。従って、PCV内の気相に存在するCsは、主に沈着物等の再蒸発による追加放出によるものと考えられる。

PCVガスサンプリング結果によると、1号機のPCV気相部Cs濃度は2

号機よりも大きな値が得られたが、PCV内の温度計指示値を比較すると1号機のサンプリング時が2号機のサンプリング時よりも低い。したがって1号機PCV気相部Cs濃度が2号機より高くなる理由として、1号機の方が炉内燃料がPCVに移行している割合がより高いこととあわせて事故初期に燃料から放出されたCsの量が多く、現在の放出源である沈着物等の量に差がある可能性が考えられる。

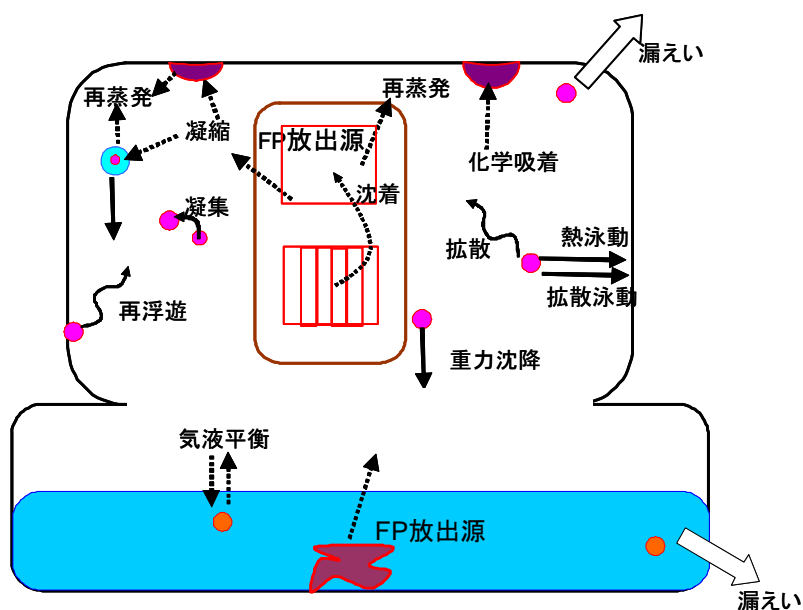


図 6 FP放出メカニズムの模式図

局所出力領域モニタ（LPRM）検出器の状態確認作業（2，3号機）について

1. はじめに

炉内に設置されている核計装系検出器(LPRM/SRNM/SRM)のTDR(Time Domain Reflectometry)波形を測定することで、検出器の損傷位置(短絡 or 断線)を計測できる。破損位置が炉心部にあれば、それは燃料の破損状態を反映したものであると考えられ、直接これを炉心状態の推定に利用できる可能性がある。そのため、計画・準備・技術検討を実施した上で、2号機、3号機のLPRM(局所出力領域モニタ)について10月に本測定を実施した。

なお、本測定は電圧印可を伴う作業であり、水素が可燃限界以上に存在する場合には実施できない。1号機については10月の段階では既に原子炉の冷却が進んでおり、原子炉内の水蒸気割合が減り、相対的に水素濃度が高くなっている可能性があることから、2号機、3号機の結果を見てメリットデメリットを判断し実施することとしていたが、2号機、3号機の結果が期待通りのものではなかったことから、現時点(11月時点)では測定を予定していない。

2. TDR 波形測定概要

TDRとはTime Domain Reflectometry(時間領域反射)のことであり、中央制御室から瞬時的に電圧を印可し炉内核計装系検出器までの反射特性を観測する方法で、特性インピーダンス測定を実施するものである。特性インピーダンスの特徴から、検出器の損傷部位を推定できる可能性がある。

図1に中央制御室から検出器までの測定装置の配置とTDR測定によって得られる波形のイメージを示す。中央制御室から格納容器貫通部(PCVペネ)、炉底部LPRMコネクタを介し、検出器が設置されているが、これらの途中の機器では特徴的な反射波を返すことから、位置情報の特定が可能となる。

TDR波形イメージ図は、横軸が中央制御室からの距離、縦軸がインピーダンスを示している。検出器までが健全であれば、中央制御室からPCVペネおよび炉底部LPRMコネクタの地点に波形上の「くびれ」が見える。一方、断線や短絡(絶縁低下)などがある場合には、インピーダンスは断線/短絡箇所を境に上昇/低下することが知られている。

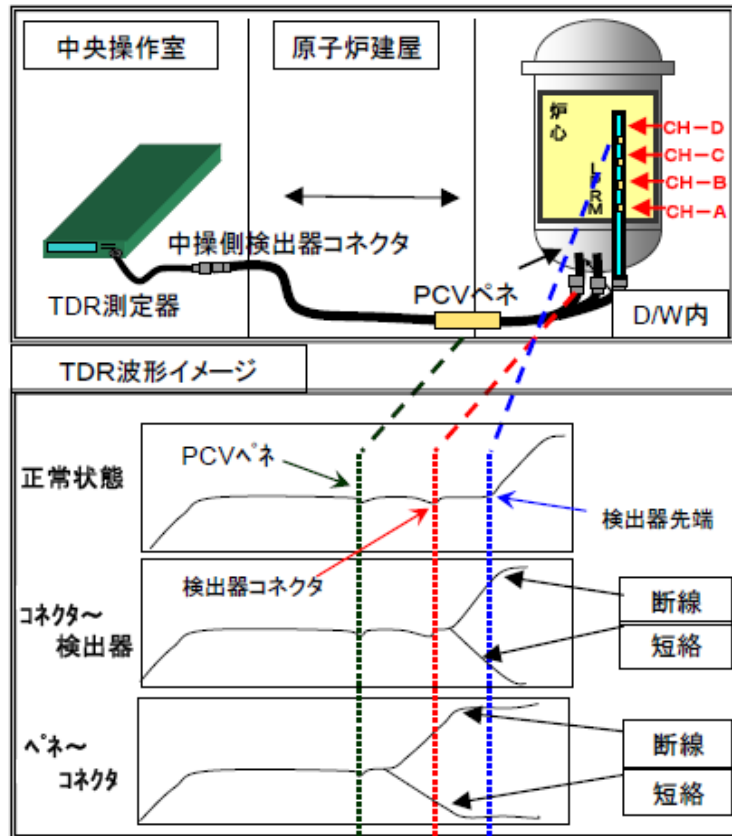


図1 中央制御室から検出器までの配列と TDR 測定によって得られる波形 (イメージ)

3. TDR 波形測定結果

【2号機】

2号機 LPRM の TDR 波形測定結果イメージを図2に示す。

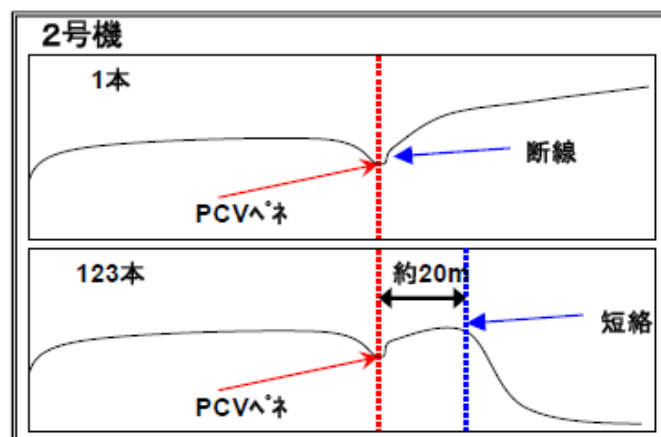


図2 2号機波形測定結果 (イメージ)

測定の結果、1本が断線を示す波形となり、残り123本が短絡（絶縁低下）を示す波形となっている。しかしながら、中操からの距離から判断すると、断線位置はPCVペネ付近と推定され、短絡位置はペネから20mの地点（ペDESTAL付近に相当）と推定される（図3）ため、炉心部の状態に関する直接の情報は得られなかった。

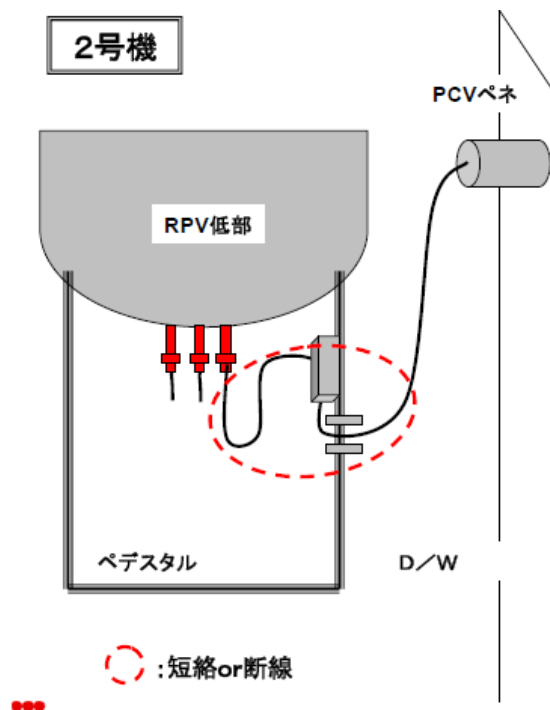


図3 TDR 結果からの短絡・断線位置の推定

【3号機】

3号機 LPRM の TDR 波形測定結果イメージを図4に示す。

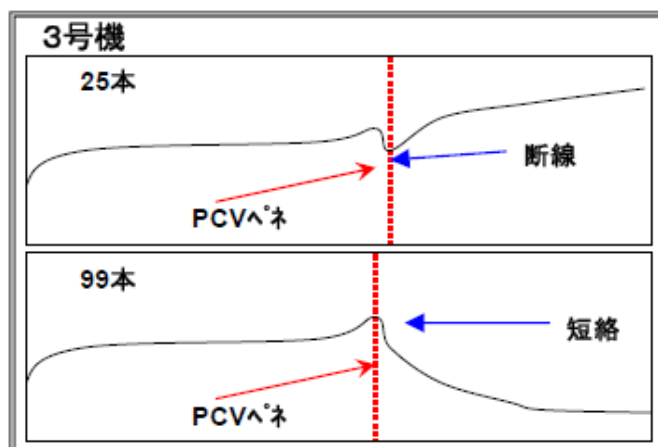


図4 3号機波形測定結果（イメージ）

測定の結果、25本が断線を示す波形となり、残り99本が短絡（絶縁低下）を示す波形となっている。また、中操からの距離から判断すると、断線位置、短絡位置ともにPCVペネ付近と推定される（図5）ため、炉心部の状態に関する直接の情報は得られなかった。

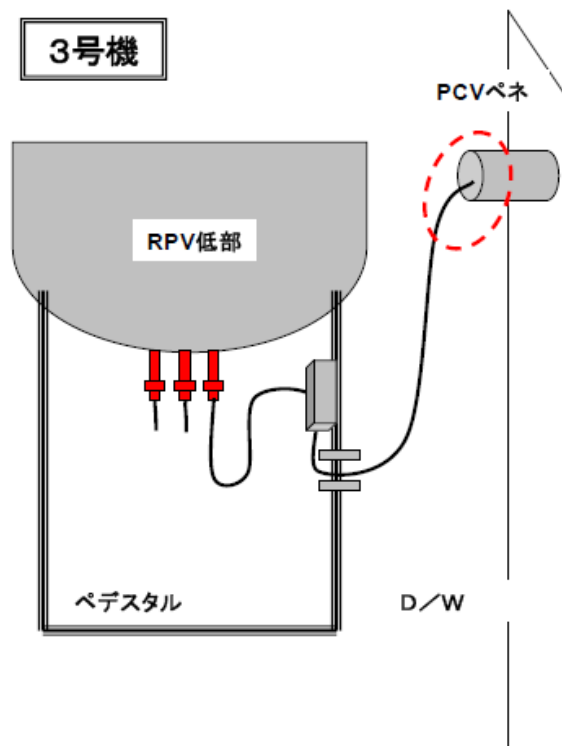


図5 TDR 結果からの短絡・断線位置の推定

4. 炉内状況の推定

本来、健全（断線・短絡のない状態）のものが複数ある場合には、その偏在の状況から、炉心損傷の角度方向依存性や周辺燃料の健全性について説明できる可能性があることから本測定を実施した。

しかしながら、2，3号機の全ての検出器について断線または短絡を示唆する結果となっていることから、炉心損傷の角度依存性や健全箇所推定等の評価ができない状況となっている。

一方、2号機のケーブル損傷箇所はペDESTアル付近、3号機はペネ付近と推定されるが、炉内燃料の状況について推測するのは困難である。また、損傷燃料の落下があった場合には、RPV下部ケーブルを損傷させる可能性も考えられるが、燃料落下と損傷程度との因果関係程度についての定量的な評価やロケーションについて議論することも現状では難しい。

5. まとめ

2号機および3号機について、炉内の状況を推定する目的から LPRM の TDR 波形測定を実施した。

健全な検出器のロケーション等から炉内状況を推定できるかと期待したが、健全な検出器が全くなかったことから、この推定は非常に困難であることが分かった。

なお、LPRM の結果から、SRNM/SRM も同様の結果になると考えられ、作業に要する被ばく線量も勘案すると、追加の調査をする意義は現時点では低いと考えている。

以上

制御棒位置検出器（PIP）の状態確認作業（1，3号機）

1. はじめに

BWRでは、運転中に制御棒の挿入パターンを変更するなど、制御棒が中間的な挿入状態にある場合が想定されている。そのため、制御棒位置検出器（PIP）と呼ばれる装置があり、通常運転時には制御棒の挿入状態を常時監視することができる。地震によるスクラムにより原子炉は停止しているため、事故当初は全制御棒が全挿入状態にあったことがわかっている。その後、炉心損傷に至り、さらに燃料が溶融・落下する状況となったため、制御棒やその下にある制御棒駆動機構（CRD）も損傷している可能性がある。CRDの損傷があった場合には、PIPも損傷するため、全挿入以外の指示や指示不良を示すことで炉底部の損傷状態を推定できる可能性があることから、計画・準備・技術検討を実施した上で、1号機、3号機のPIPについて9月に本測定を実施した。

なお、1号機および3号機は、本作業を中央制御室で実施可能であるが、2号機は現場制御盤にて作業を行う必要がある。このことから、2号については作業に関わる被ばく線量の観点から、1号機、3号機の結果を見てメリットデメリットを判断し実施することとしていたが、1号機、3号機の結果が期待通りのものではなかったことから、現時点（11月時点）では測定を予定していない。

2. PIP状態確認概要

PIPは、炉底部の制御棒駆動機構（CRD）付近に設置されており、CRDに取り付けられている永久磁石とPIP側に縦方向に配列された複数のリードスイッチ（接点）が反応することにより、制御棒位置を把握できる設備である（図1）。

通常の状態であれば、原子炉スクラム以降は、「00（4制御棒位置表示ユニット用全挿入位置）」、「51（全制御棒炉心状態表示ユニット用全挿入位置）」のリードスイッチが反応し、その他のリードスイッチ（例えば、「48（4制御棒位置表示ユニット用全引抜位置）」や「20（4制御棒位置表示ユニット用中間位置）」等）は反応していないはずである。このような通常の導通状態との違いから、原子炉内部あるいは原子炉底部の状態を把握できる可能性がある。

今回は、特徴的な位置を示すリードスイッチとして「00」、「51」、「48」を対象とし、中間にいくつか配置されているリードスイッチのうち、代表点として「20」を対象として、接点導通状況の確認作業を実施した。

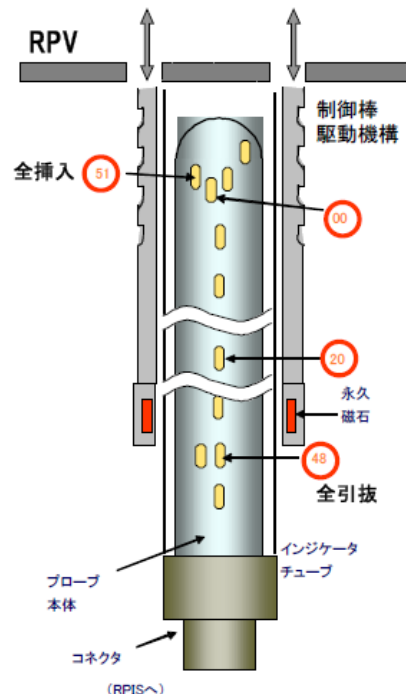


図1 制御棒駆動機構（CRD）と制御棒位置検出器（PIP）の構造概略図

3. PIP 状態確認結果

各制御棒のリードスイッチ接点の導通状況を確認したところ、複数の接点にて導通があるものが確認された。導通の有無・導通の点数により以下のように区別した。

A：4 接点導通あり

C：全挿入位置 2 接点のみ導通あり

D：4 接点導通なし

挿入：挿入位置接点のみ導通あり

引抜：引抜位置接点のみ導通あり

20：「20」ポジションのみ導通あり

00：「00」ポジションのみ導通あり

？：全挿入位置以外 2 接点以上導通あり

なお、このうち正常な状態を示しているのは「C」のみであり、それ以外は、何らかの異常（D はケーブル等の断線と推定、それ以外は短絡と推定）を示している。

【1号機】

1号機全制御棒の PIP 状態確認結果を図2に示す。

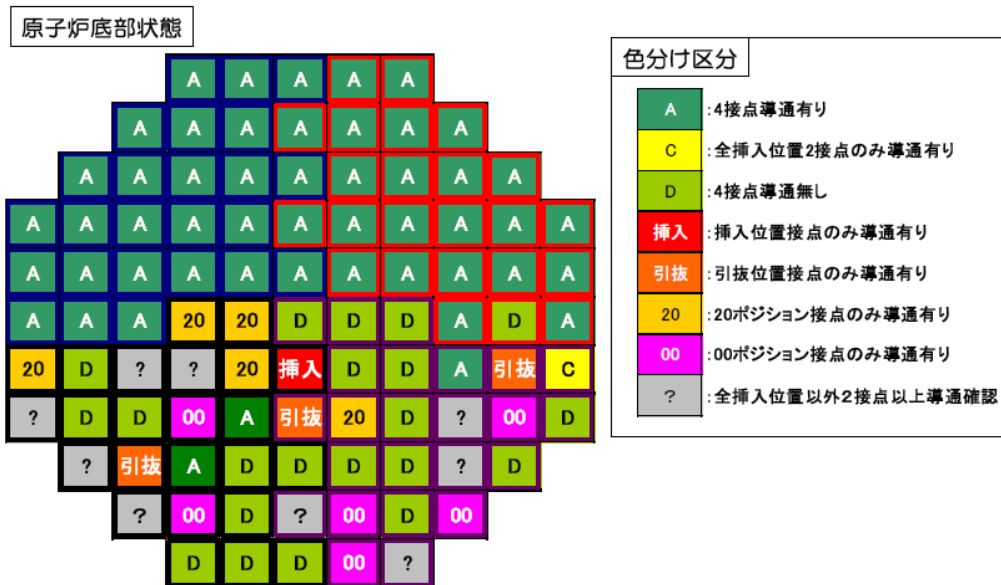


図2 PIP 状態確認結果 (1号機)

PIP 状態確認の結果、図2の右側に1本「C」の正常な指示と思われるものが確認されたが、それ以外は何らかの異常を示していることが確認された。また、PIP ケーブルは幾つかを束ねてペネを通過(同一ペネを通過するものを赤枠、青枠、紫枠、黒枠で表示)しているが、同じペネを通過する PIP 同士が同様の結果となる特徴が確認された。例えば、図2の右上部の赤枠の制御棒は全て A 表示となり、左上部の青枠の制御棒も全て A 表示となり、右下の紫枠の制御棒はバラバラの表示となり、左下の黒枠の制御棒もバラバラの表示となっている。そのため、PIP 測定により得られた情報は炉底部の状況よりは、ペネ位置の状況を反映している可能性が高い。

【3号機】

3号機全制御棒の PIP 状態確認結果を図3に示す。

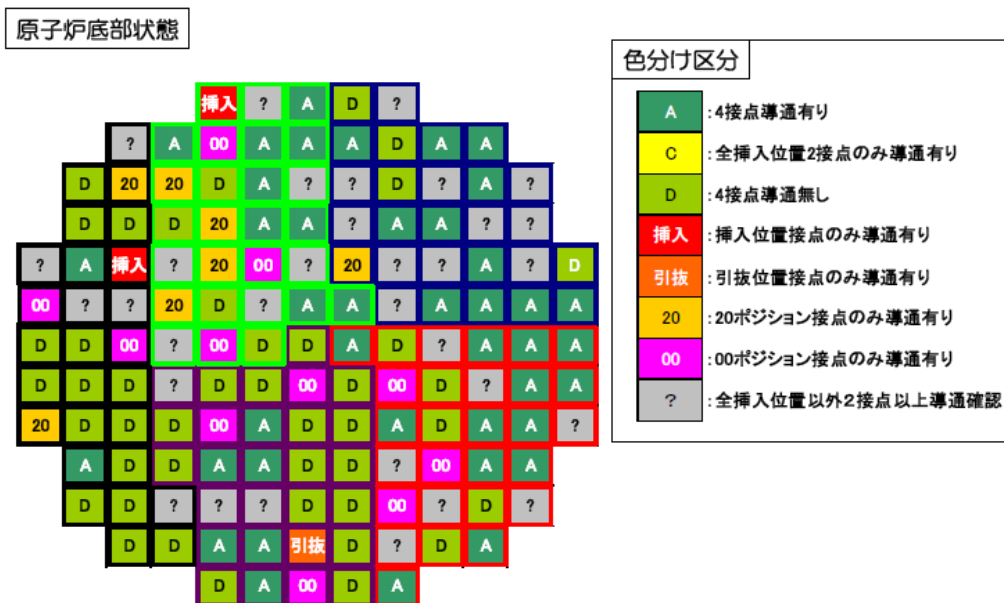


図3 PIP 状態確認結果 (3号機)

PIP 状態確認の結果、正常な状態を示す PIP は1本もなく、全ての制御棒は何らかの異常を示すことが確認された。なお、1号機で確認されたような同じペネを通過(同一ペネを通過するものを赤枠、青枠、紫枠、黄緑枠、黒枠で表示)する PIP ケーブル同士の共通の特徴は確認されなかった。

4. 炉内状況の推定

1号機は、図2の右上部と左上部の傾向から、ケーブルは集合部(ペネ付近)で損傷している可能性が高いと推定される。このため、右上部と左上部の炉底部または炉内の状況を推定するには至らなかった。また、図2の下半分については、特徴的な傾向を示すものではなく、炉底部の損傷状況を推定するまでには至らなかった。なお、1点のみ正常な PIP が確認されたが、付近の制御棒の PIP 状態との共通性も確認されないことから、炉内状況を推定するに足る情報は得られなかった。

3号機は、図3より原子炉の右側半分は短絡傾向、左側半分は断線傾向が明瞭ではないが確認された。しかしながら、右側半分にも断線と推定される箇所が見られ、左側半分にも短絡と推定される箇所が見られたことから、この事実だけをもって原子炉内および原子炉底部を推定するのは現時点では困難である。

5つのペネを介して各 PIP から格納容器外に信号を伝送していることから、同じペネを通過する PIP 同士の傾向を確認したが、明確な傾向を確認するには至らなかった。

5. まとめ

1号機および3号機について、原子炉内および原子炉底部の状況を推定する目的から PIP の状態確認を実施した。

PIP の導通状況から、原子炉内あるいは原子炉底部の状況の推定を試みたが、この結果をもって原子炉底部の状況を推定するには至らなかった。
なお、1号機および3号機の結果から、2号機も同様の結果になると考えられ、作業に要する被ばく線量も勘案すると、追加の調査をする意義は現時点では低いと考えている。

以上

D/W サンプル温度計の状態確認結果および挙動について

1. 状態確認結果

【1号機】(9月23日実施)

Tag No.	線間抵抗平均値	定検時線間抵抗 平均値	線間抵抗平均値 ／定検時線間抵 抗平均値	直 流 抵 抗 結 果 (※)	TE 測定温度
TE-2001-412	60.5Ω	76.1Ω	0.795	絶縁抵抗低下	36.6℃

【2号機】(11月15日実施)

Tag No.	線間抵抗平均値	定検時線間抵抗 平均値	線間抵抗平均値 ／定検時線間抵 抗平均値	直 流 抵 抗 結 果 (※)	TE 測定温度
TE-20-362	∞	144.6Ω	—	断線	—

【3号機】(11月15日実施)

Tag No.	線間抵抗平均値	定検時線間抵抗 平均値	線間抵抗平均値 ／定検時線間抵 抗平均値	直 流 抵 抗 結 果 (※)	TE 測定温度
TE-20-362	54.3Ω	60.9Ω	0.892	絶縁抵抗低下	39.9℃

(※) 直流抵抗結果判定基準

良好: $1.1 \geq \text{①} \geq 0.9$ 絶縁抵抗低下: $\text{①} < 0.9$ 断線: $\text{①} > 1.1$

2. 温度計挙動について

【1号機】

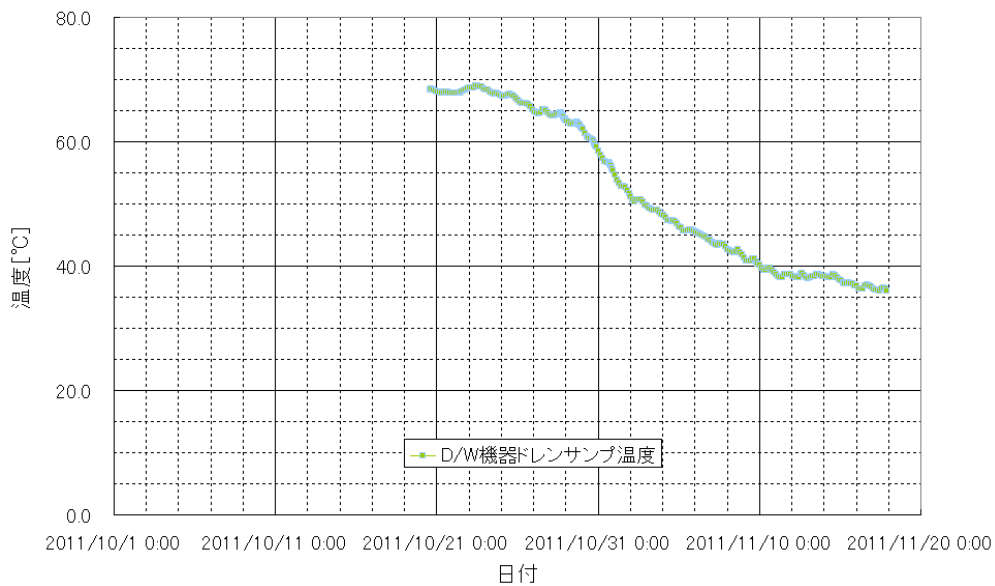


図-1 D/W 機器ドレンサンプル温度
(10月20日よりデジタルレコーダーにて記録採取開始)

【2号機】

(断線のため、記録採取せず)

【3号機】

(記録採取を開始して日が浅いため、割愛)

以上

PLR ポンプ入口温度計の状態確認結果および挙動について

1. 状態確認結果

【1号機】(11月22日実施)

Tag No.	線間抵抗平均値	定検時線間抵抗 平均値	線間抵抗平均値 ／定検時線間抵 抗平均値	直 流 抵 抗 結 果 (※)	TE 測定温度
TE-261-8A	43.5Ω	56.0Ω	0.78	絶縁抵抗低下	39.2℃
TE-261-8B	43.4Ω	52.7Ω	0.82	絶縁抵抗低下	41.4℃

【2号機】(11月22日実施)

Tag No.	線間抵抗平均値	定検時線間抵抗 平均値	線間抵抗平均値 ／定検時線間抵 抗平均値	直 流 抵 抗 結 果 (※)	TE 測定温度
TE-2-145A	95.5Ω	96.6Ω	0.99	良好	44.7～52.8℃
TE-2-145B	93.0Ω	92.4Ω	1.01	良好	50.6℃

【3号機】(11月22日実施)

Tag No.	線間抵抗平均値	定検時線間抵抗 平均値	線間抵抗平均値 ／定検時線間抵 抗平均値	直 流 抵 抗 結 果 (※)	TE 測定温度
TE-2-145A	59.2Ω	74.2Ω	0.80	絶縁抵抗低下	40.8℃
TE-2-145B	58.5Ω	66.4Ω	0.88	絶縁抵抗低下	52.1℃

(※) 直流抵抗結果判定基準

良好: $1.1 \geq \text{①} \geq 0.9$ 絶縁抵抗低下: $\text{①} < 0.9$ 断線: $\text{①} > 1.1$

2. 温度計挙動について

【1号機】

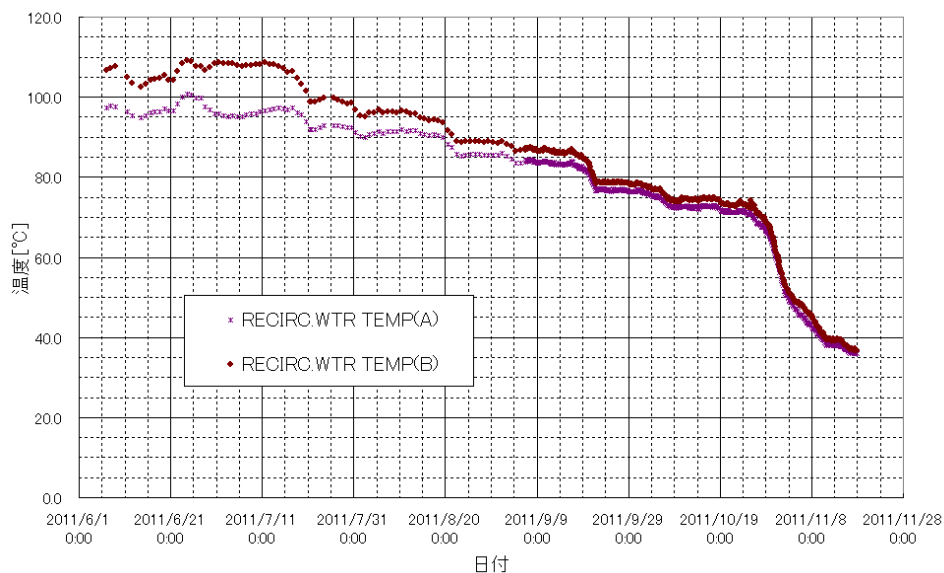


図-1 PLR 入口温度トレンド (1号機)

【2号機】

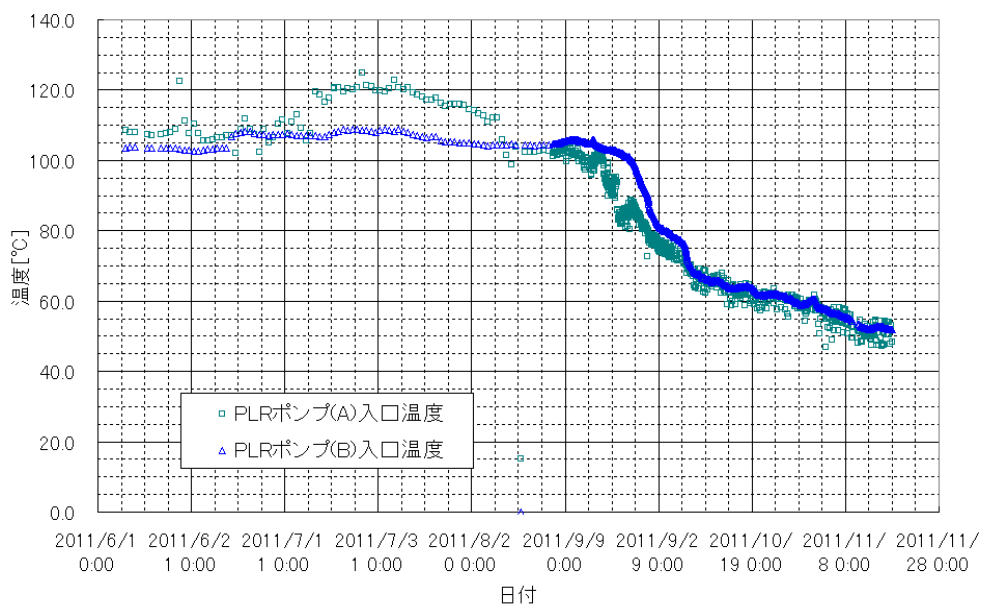


図-2 PLR 入口温度トレンド (2号機)

【3号機】

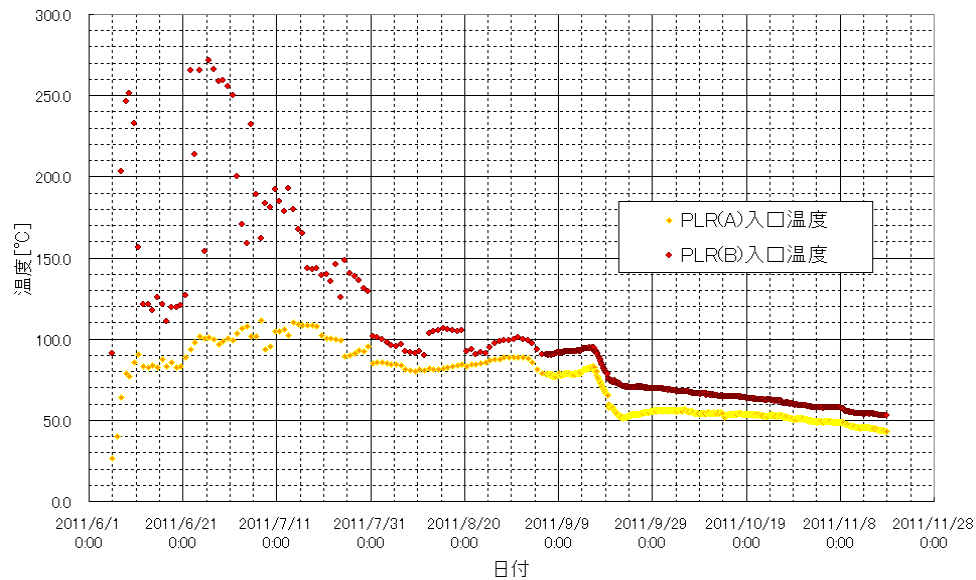


図-3 PLR 入口温度トレンド (3号機)

以上

原子炉補機冷却系（RCW）の汚染状況について

1. 1号機の原子炉補機冷却系（RCW）について

平成23年5月9日、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配管で高い線量が測定された（図1参照）。RCWは補機を冷却するための閉ループシステムであり、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、格納容器内の機器の冷却の役割も担っている。そのため、図2に示すとおりペDESTAL下部の機器ドレンピット内には、ドレン冷却のためにRCW配管が敷設されている。したがって、1号機におけるRCW配管の高汚染は、燃料が機器ドレンピットに落下して、RCW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二次系に移行し、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。

また、その後にも原子炉建屋内の線量測定が実施されている（図3～6参照）が、図5に示すとおり、1号機原子炉建屋2階にて、1000mSvを超える高い線量が測定されている。当該部分は、RCWの熱交換器の設置エリアであり、熱交換器内に大量の放射性物質が付着することで線量が高くなったものと考えられる。熱交換器は、配管表面を通じて1次系と2次系で熱交換するものであるから、配管表面の温度は低くなっていると考えられ、よう素やセシウムなどの揮発性の放射性物質が配管表面に付着した可能性がある。したがって、2号機、3号機については、RCWの熱交換器の設置エリアの線量を比較することで、RCW配管の破損の有無を推定することが可能であると考えられる。

2. 2,3号機の原子炉補機冷却系（RCW）熱交換器について

2,3号機の原子炉建屋内の線量分布を図7～13（線量測定が実施されているところ）に示す。2,3号機のRCWの熱交換器は、いずれも2階に設置されている。2号機の2階の線量分布は図10、3号機の3階の線量分布は図12であるが、いずれもRCW熱交換器周辺の線量は数十mSv程度であり、1号機のような非常に大きな線量は確認されていない。したがって、2号機、3号機の格納容器内のRCW配管は破損していない可能性が高い。

以上

1号機 原子炉建屋内調査結果

平成23年5月14日
東京電力株式会社

調査日時:平成23年5月13日 16時01分～17時39分(緑字)
平成23年5月5日 11時32分～11時58分(青字)
平成23年5月9日 4時18分～4時47分(赤字)

単位:mSv/h

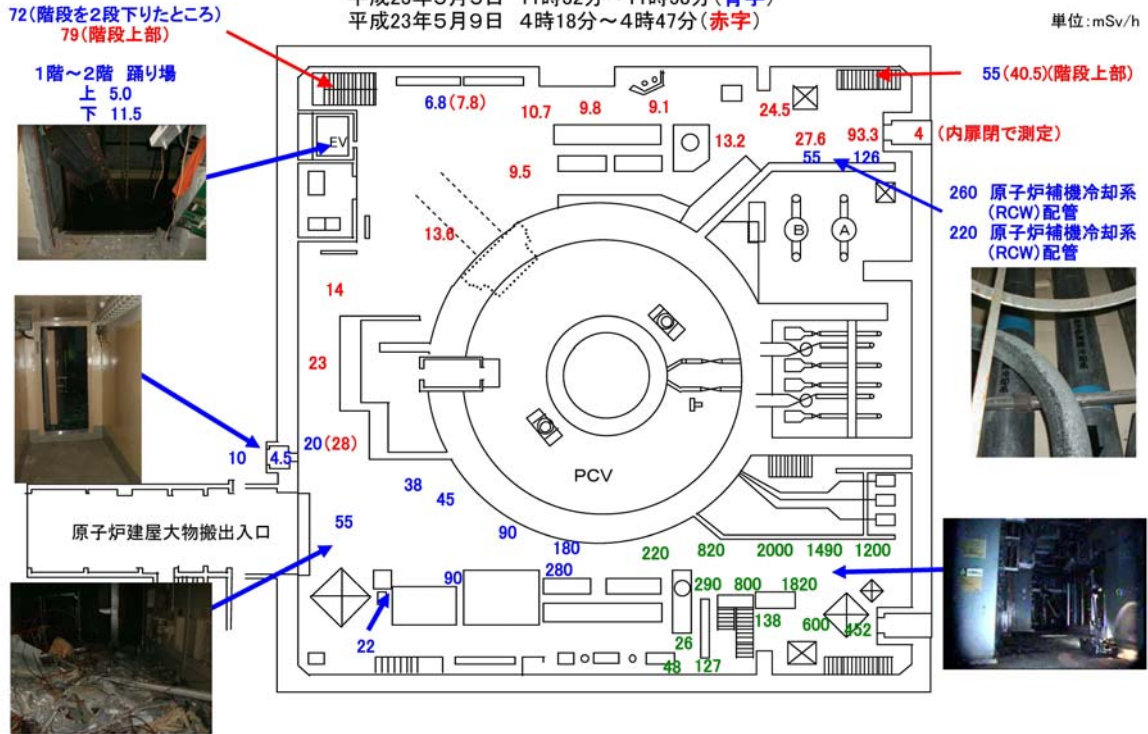


図1 1号機原子炉建屋線量調査結果

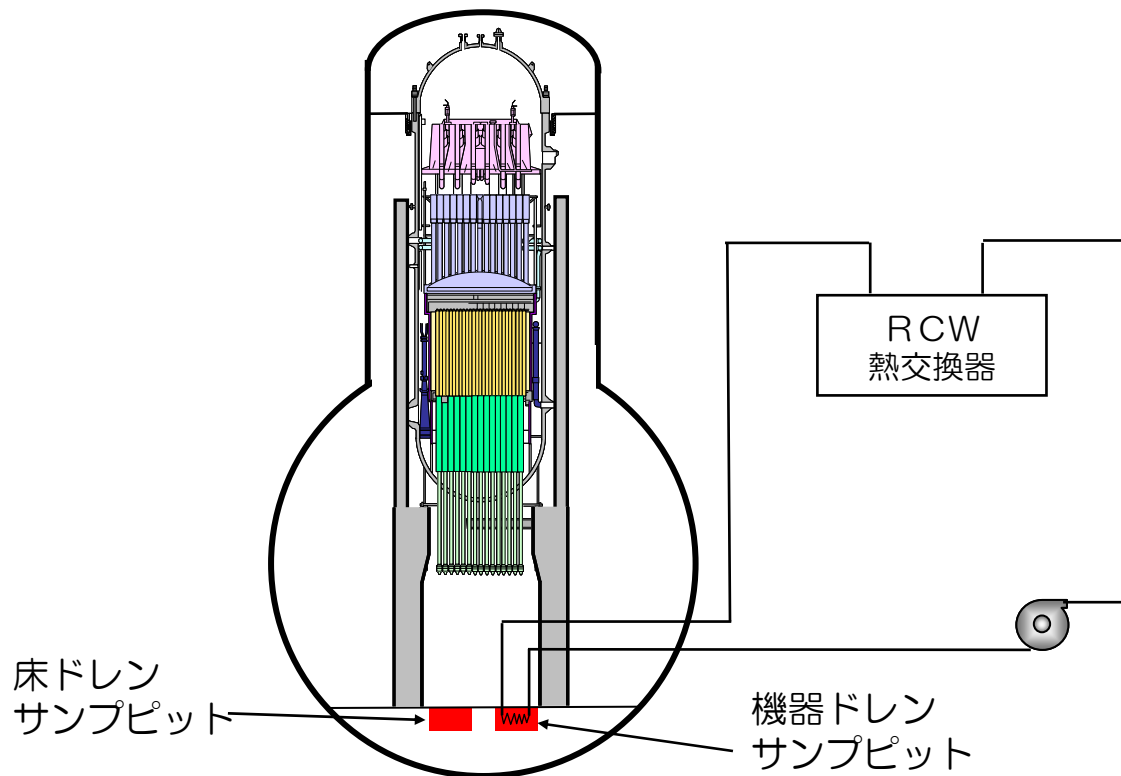
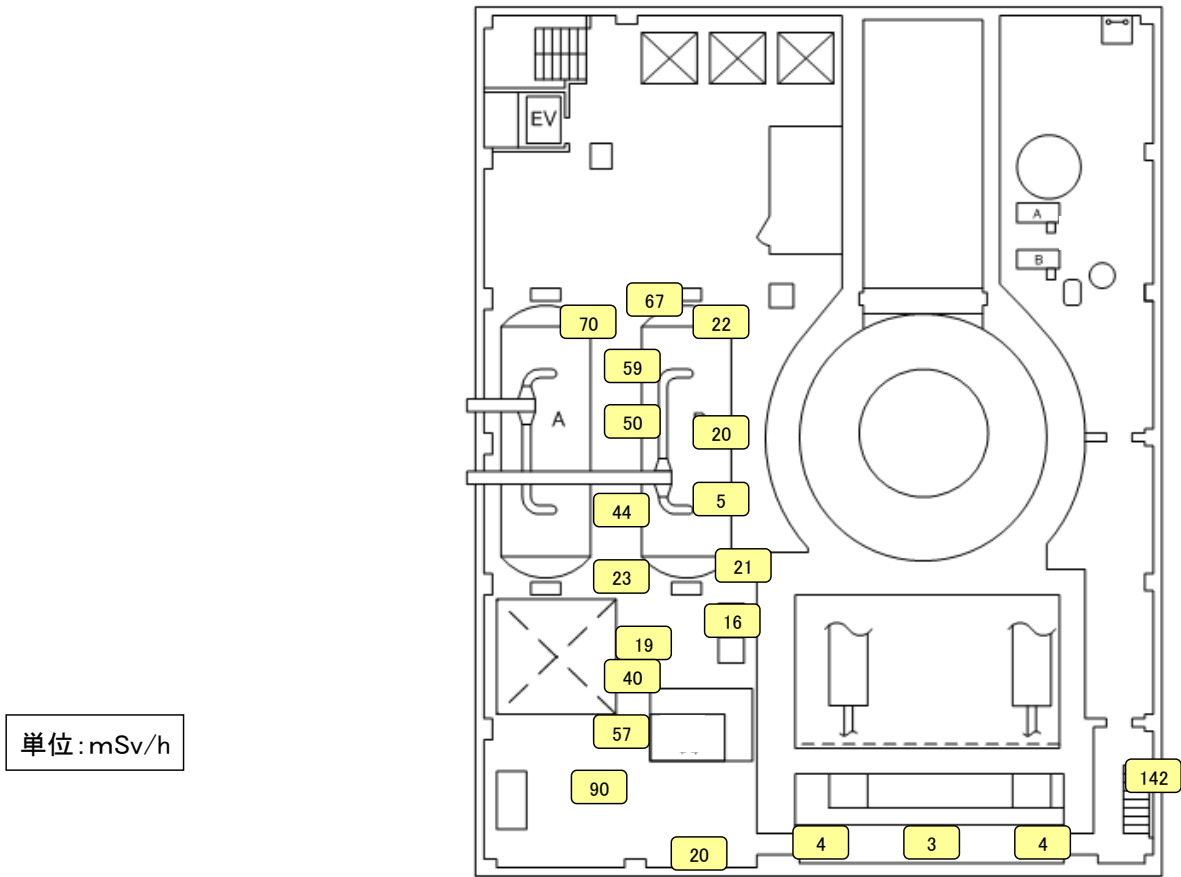


図2 RCW と機器ドレンピットの取り合いの概略図

1号機 R/B 4階



1号機 R/B 4階

図3 1号機 原子炉建屋4階の線量分布

1号機 R/B 3階

単位:mSv/h

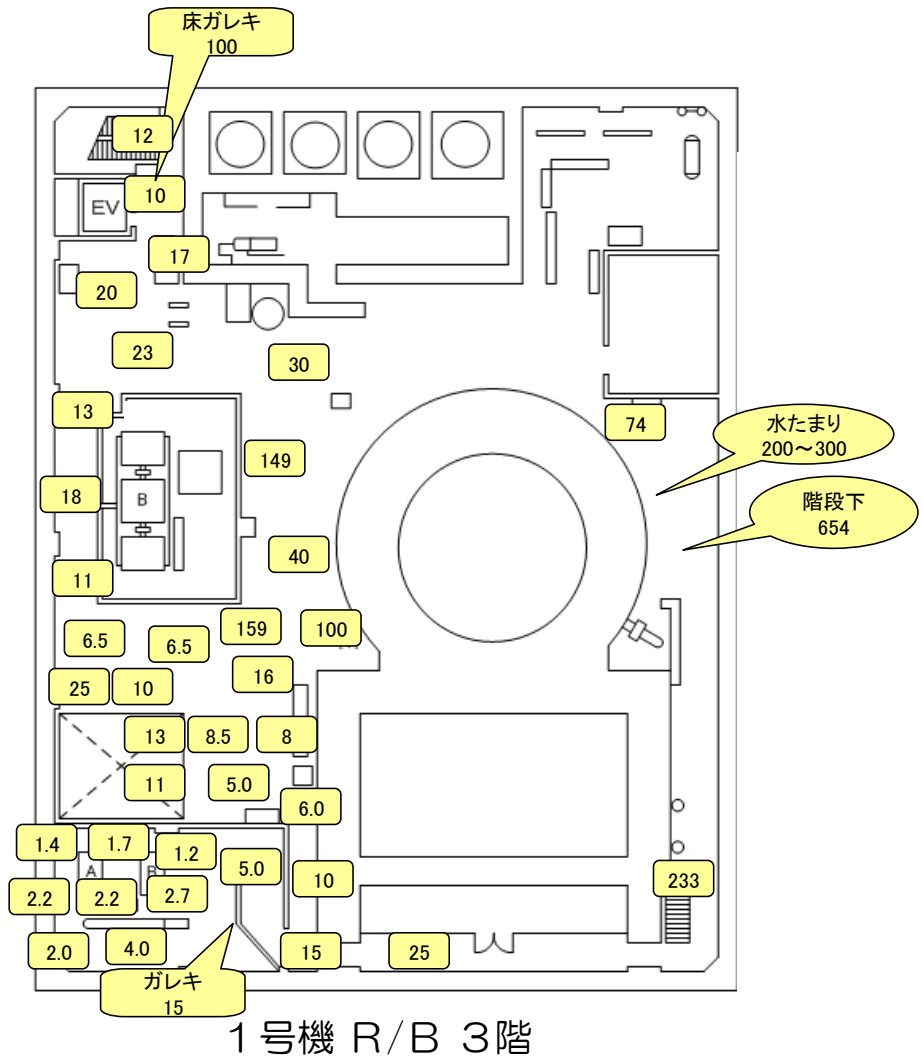


図4 1号機 原子炉建屋3階の線量分布

1号機 R/B 2階

単位: mSv/h

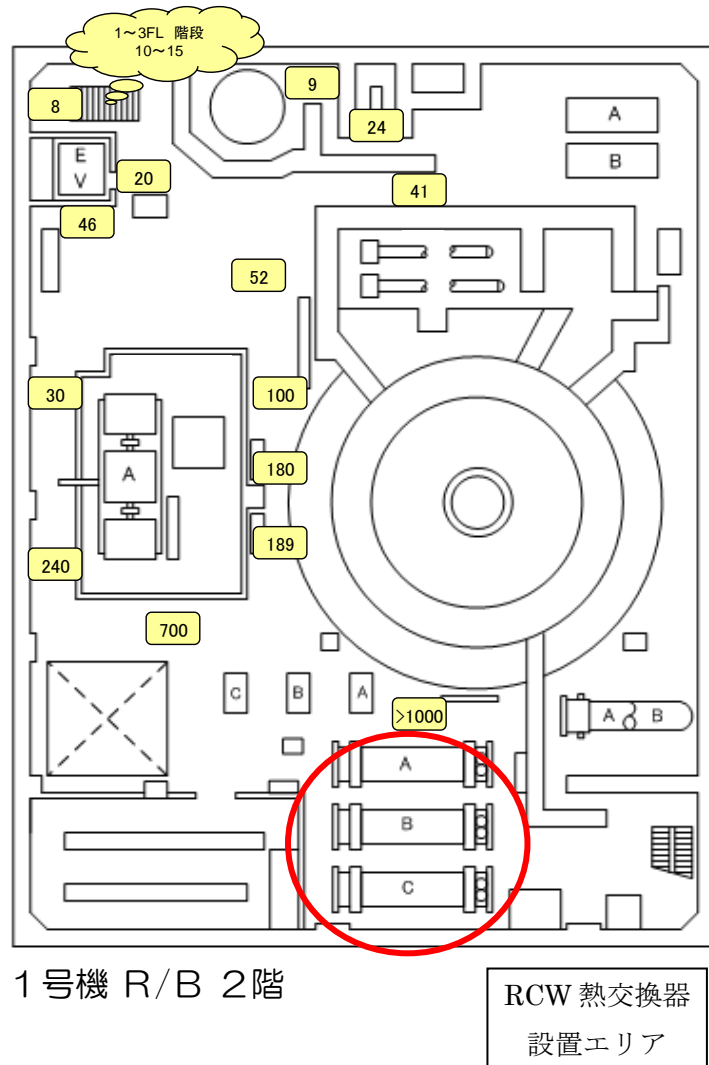


図5 1号機 原子炉建屋2階の線量分布

1号機 R/B 1階

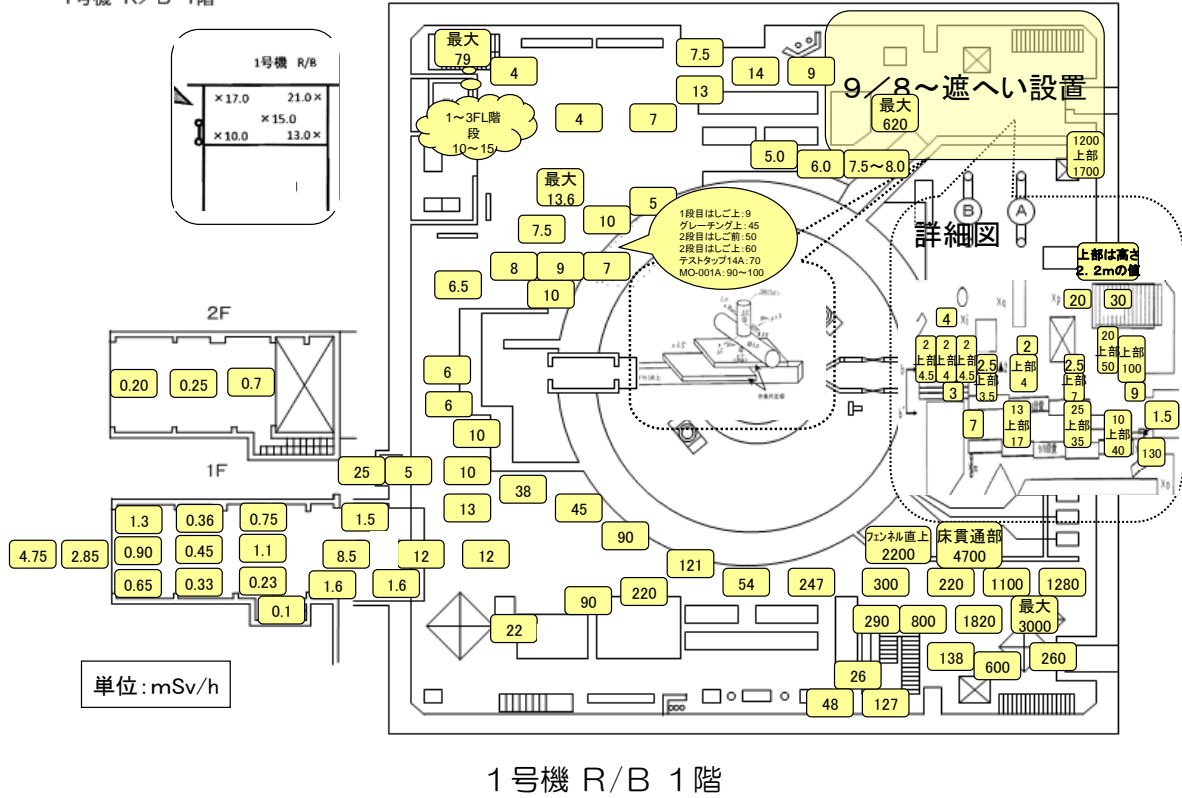
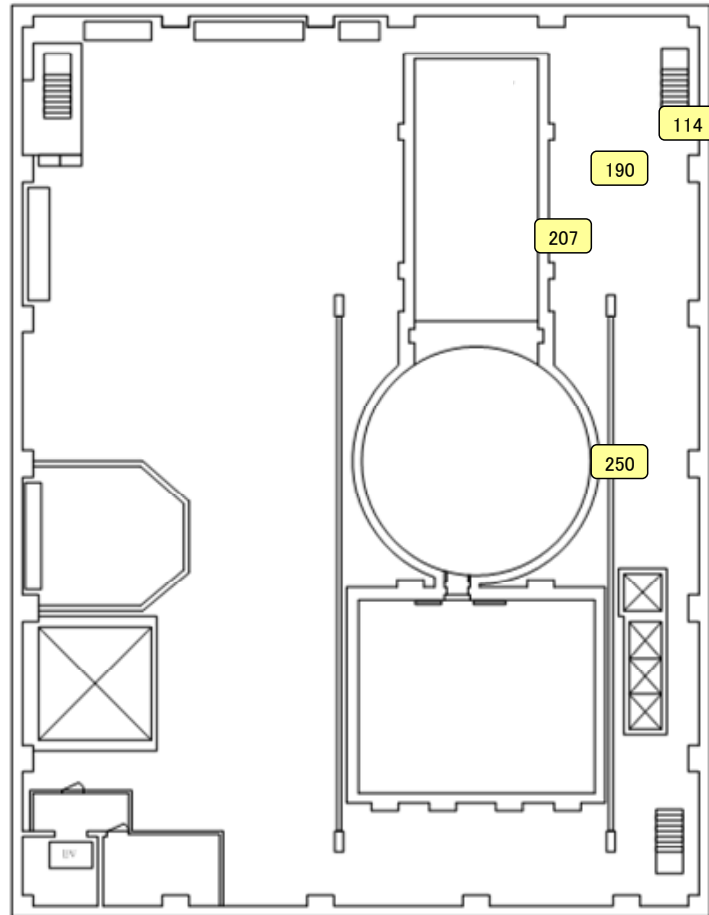


図6 1号機 原子炉建屋1階の線量分布

2号機 R/B 5FL

単位:mSv/h

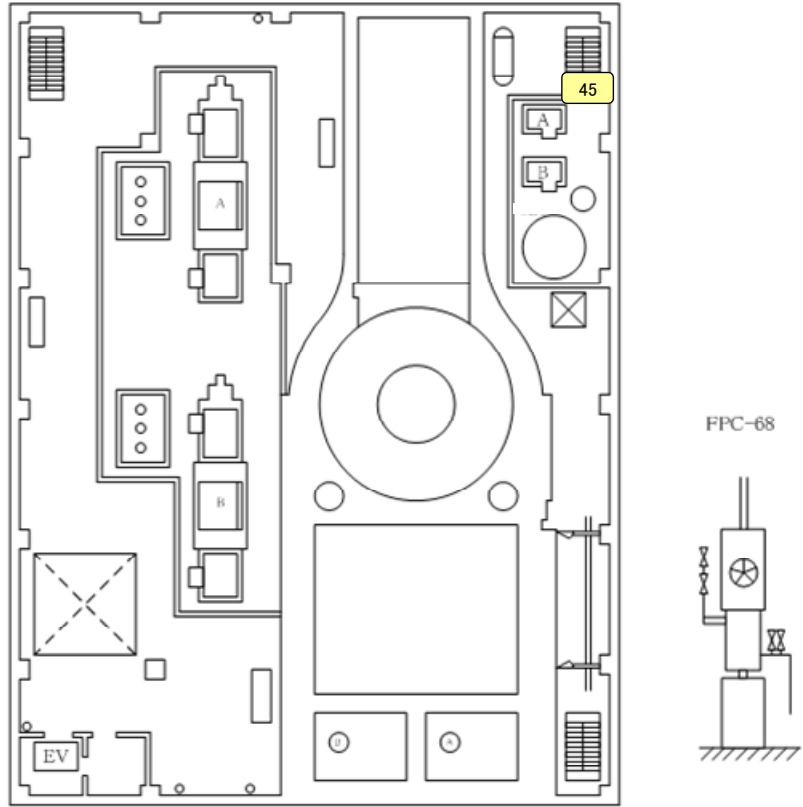


2号機 R/B 5階

図7 2号機 原子炉建屋5階の線量分布

2号機 R/B 4FL

単位:mSv/h



2号機 R/B 4階

図8 2号機 原子炉建屋4階の線量分布

2号機 R/B 3FL

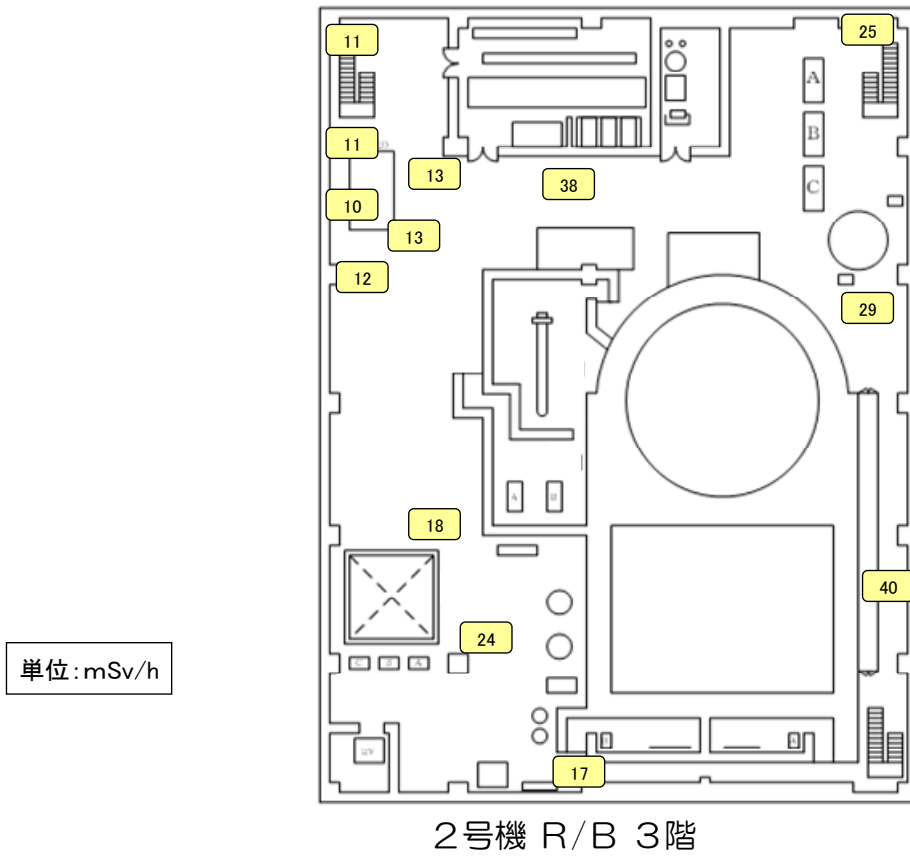
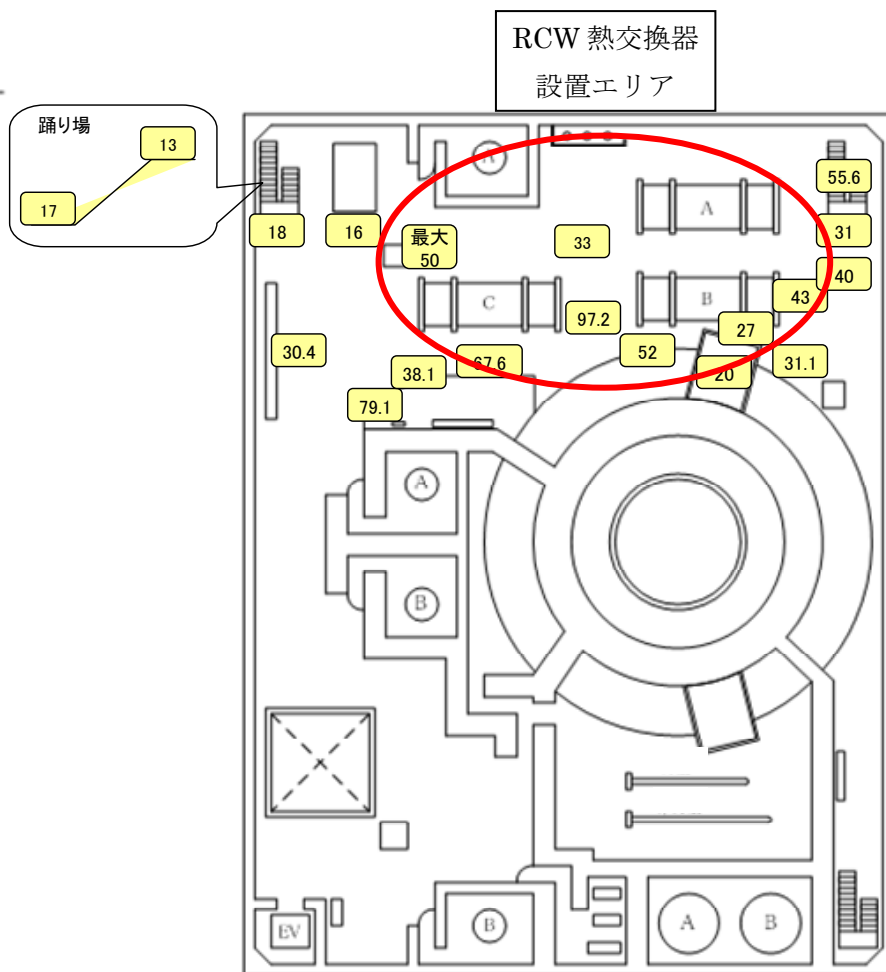


図9 2号機 原子炉建屋3階の線量分布

2号機 R/B 2FL



単位:mSv/h

2号機 R/B 2階

図 10 2号機 原子炉建屋2階の線量分布

2号機 R/B 1FL

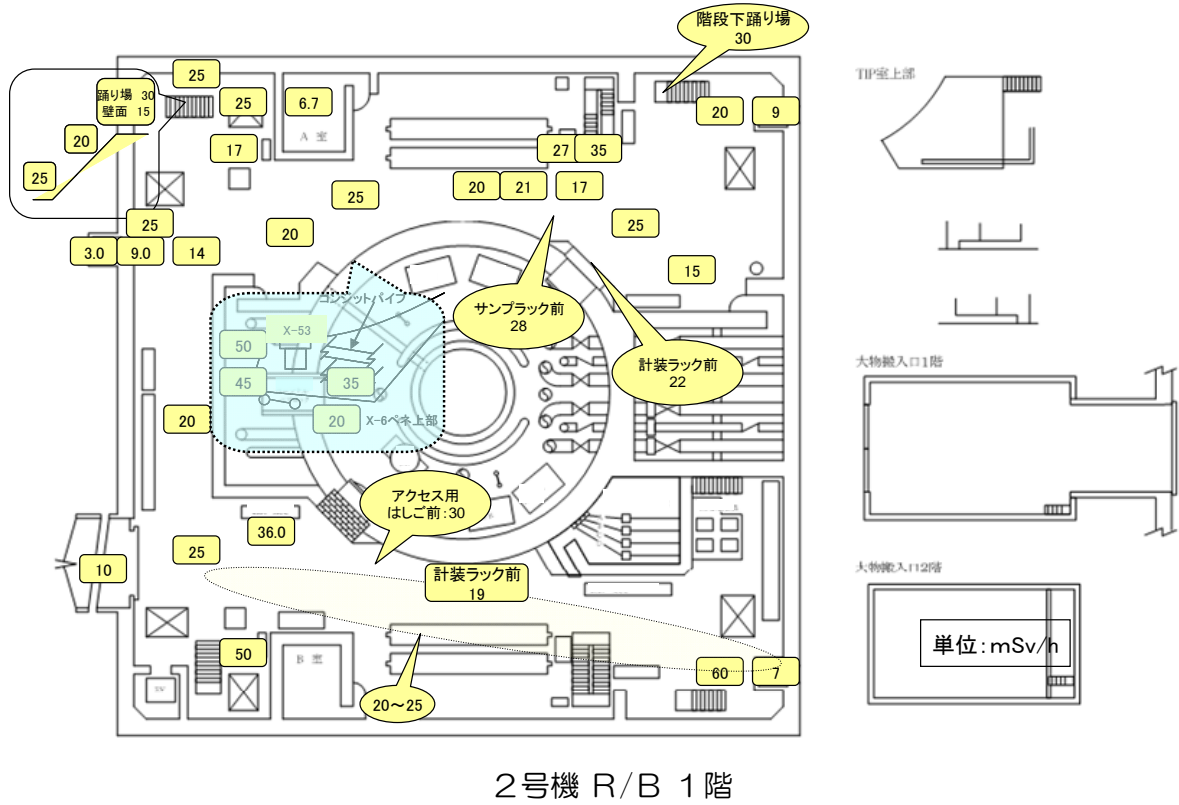


図 11 2号機 原子炉建屋1階の線量分布

3号機 R/B 2FL

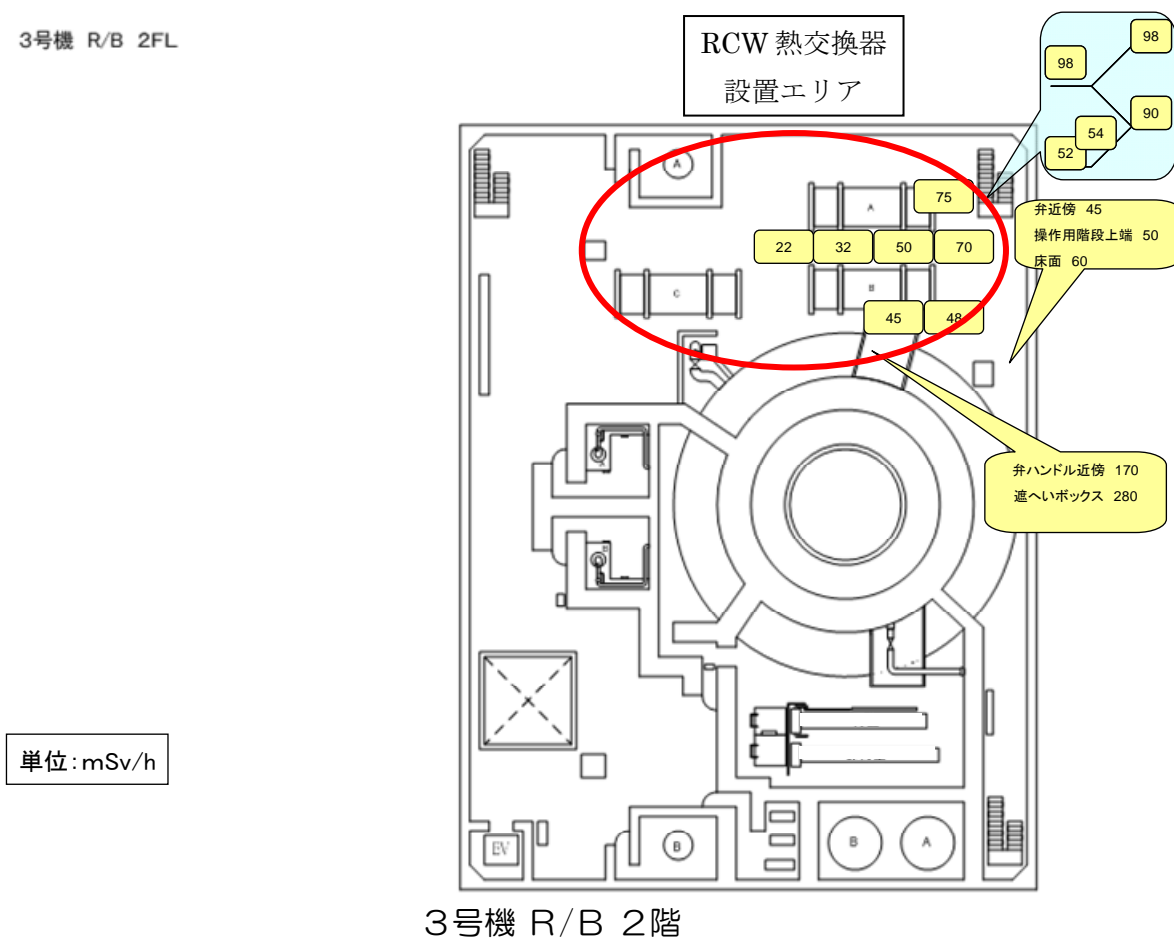


図 12 3号機 原子炉建屋 2階の線量分布

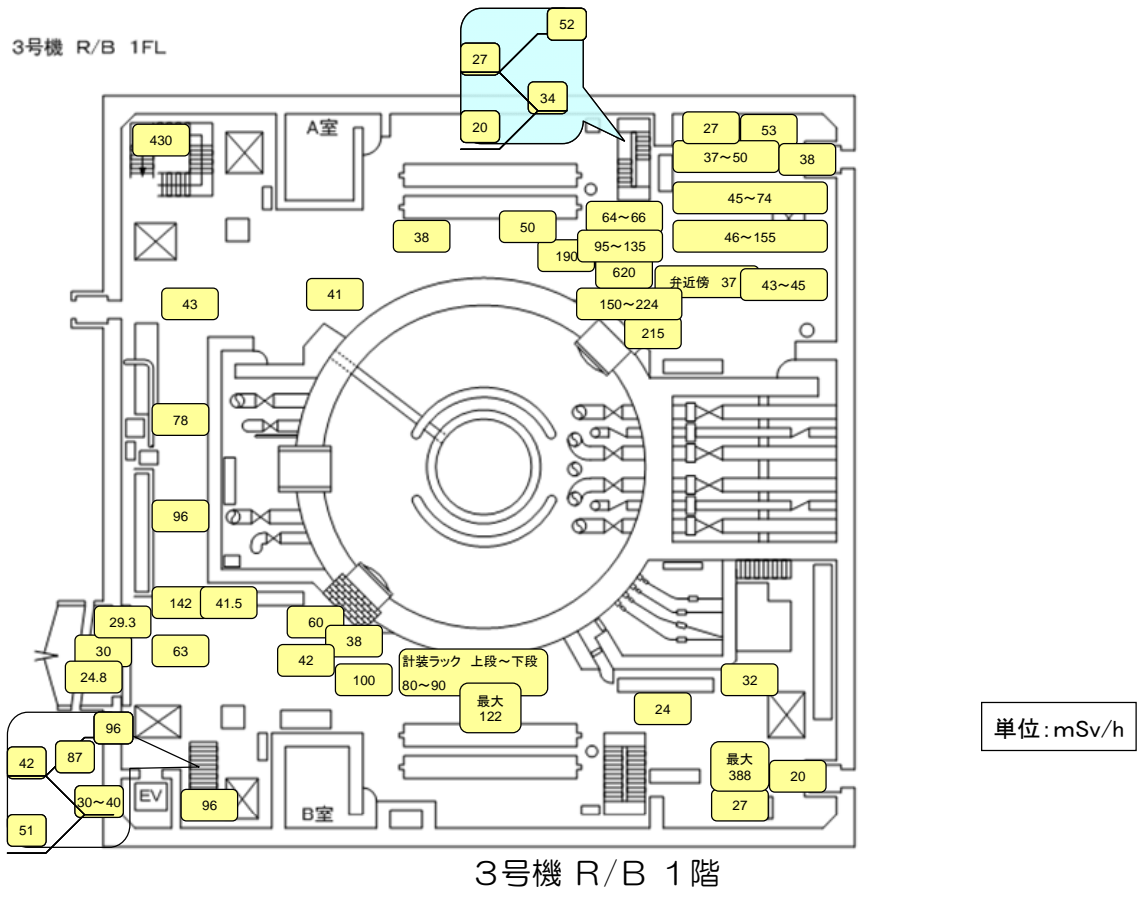


図 13 3号機 原子炉建屋1階の線量分布

コア・コンクリート反応による原子炉格納容器への影響

損傷した炉心が炉内構造物を溶融し、高温の燃料デブリとなって原子炉压力容器の下部に堆積し、原子炉格納容器（ペDESTAL）へ落下した場合、燃料デブリとペDESTAL床のコンクリートが反応する、いわゆるコア・コンクリート反応によるペDESTALの損傷が懸念される。

本添付資料では、1～3号機の各号機について、コア・コンクリート反応による原子炉格納容器への影響について評価した。

1. コア・コンクリート反応について

(1) コア・コンクリート反応とは

コア・コンクリート反応とは、高温の燃料デブリと接したコンクリートが、融点以上まで熱せられることにより分解する反応であり、分解時に水素や二酸化炭素等のガスを放出しつつ燃料デブリが残ったコンクリート成分を取り込み、侵食する。燃料デブリの冷却が十分ではない状況においては、崩壊熱が燃料デブリ表面からの放熱量を上回り、温度がコンクリートの融点を超えると侵食が進行する。

崩壊熱は時間と共に単調減少すること、及びコンクリートの侵食が進行すると、燃料デブリ－コンクリート間の境界面積が単調に増加することから、時間の経過とともに反応は低減する方向に向かい、有限時間・有限体積で停止する。

(2) コア・コンクリート反応の進行過程

溶融した燃料デブリが原子炉格納容器に落下すると、流動性が保たれれば、ペDESTAL床に広がるとともに、スリットからペDESTAL部の外側へも漏れ出し、燃料デブリは表面積の大きな平らな塊（図1参照）となる。

また、機器ドレンサンプルピットなど、床面に穴が開いている場合には、燃料デブリが密に詰まった状況（図2参照）となりうる。

さらに原子炉格納容器底部に水が溜まっている場合には、燃料デブリが水に触れると冷却効果によってかたまり、小さな塊の集合体となる。このように燃料デブリが原子炉格納容器に落下した後の形状およびその分布については、非常に大きな不確かさが有る。

また、水との接触の形態は図3に示す様な燃料デブリが固化したクラスト層

を介していると考えられるが、コンクリートの侵食が進行するに伴い発生するCO₂等のガスが溜まることによりクラストが破壊され、内部の溶融した燃料デブリがクラスト層の上側へ噴出して細粒化したり、さらにクラスト層の下側へ冷却水が流入するといった冷却過程（図4参照）も考えられるため、燃料デブリから水への熱伝達についても非常に大きな不確かさが残る。

この様に、原子炉格納容器ペDESTAL部の侵食状況を推定するには、様々な仮定のもと大きな不確かさが残ると考えられる。

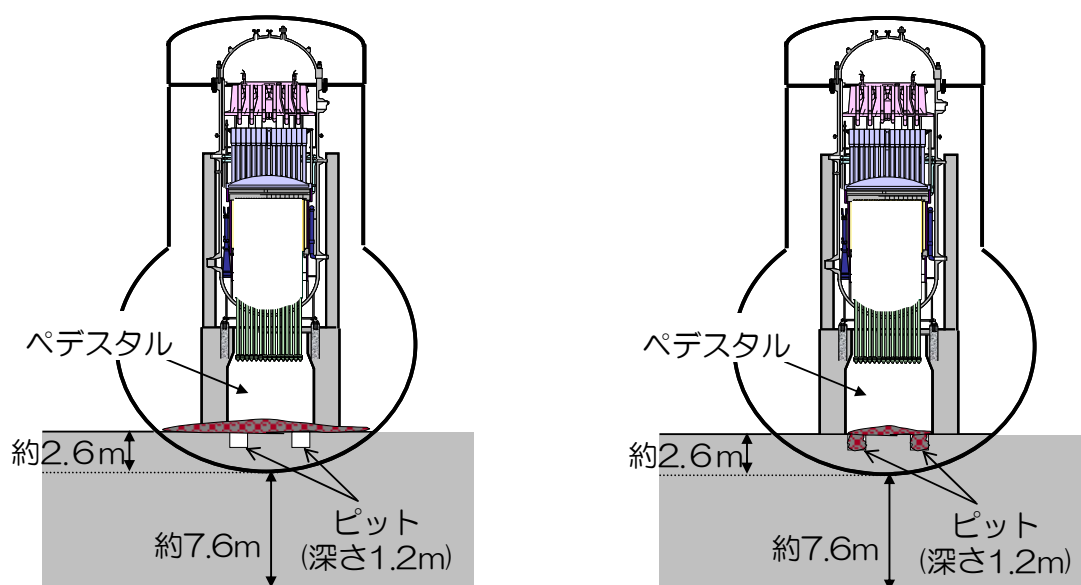


図1 格納容器に落下した燃料デブリの想定図
（流動性が保たれて大きく広がる場合）

図2 格納容器に落下した燃料デブリの想定図
（燃料デブリがピットに密に詰まった場合）

ーデブリ形状

- ・平たい形状に燃料デブリが広がった場合、発生エネルギーあたりの表面積が大きくなり、コア・コンクリート反応は止まりやすい。
- ・1箇所に集中して堆積した場合、発生エネルギーあたりの表面積が小さく、コア・コンクリート反応は止まりにくい。

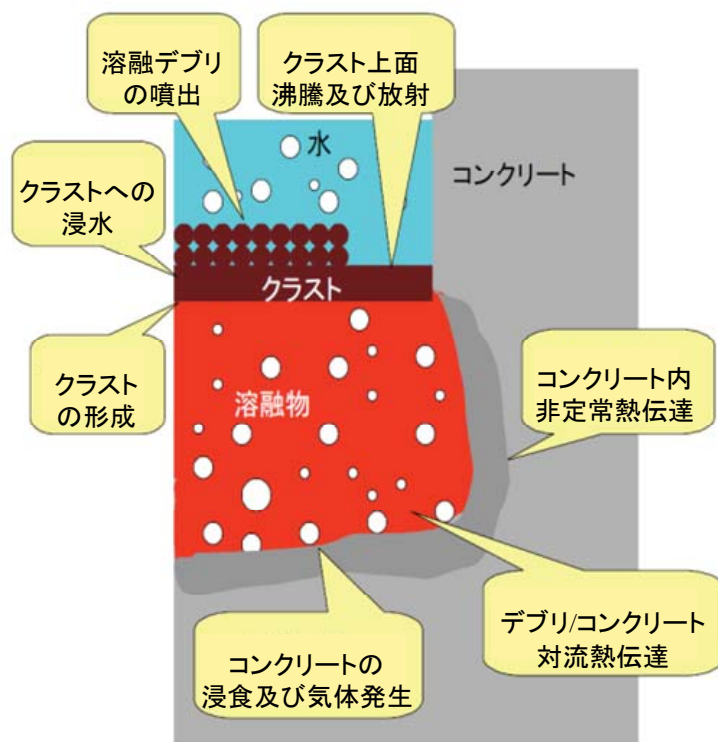
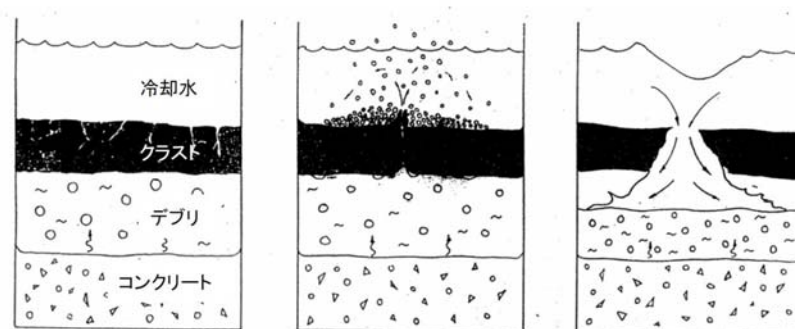


図3 燃料デブリーコンクリートー冷却水の接触形態（概念図）



(a) クラストへの浸水 (b) デブリの噴出 (c) クラストの破損

図4 燃料デブリから冷却水への熱伝達の形態（概念図）

ー熱伝達

- ・上部から冷却水が供給されている状況で、デブリ上部がクラスタ化（固体）して、その上面が熱伝達を阻害し除熱が限定されるとの懸念もある。
- ・コア・コンクリート反応の過程で発生するガス圧などが、デブリ内部や境界での熱移動を活発化する可能性もある。

2. コア・コンクリート反応による影響評価

(1) 侵食深さ評価のための条件設定

コア・コンクリート反応による侵食深さを評価するに当たっては、前節で述べた通りデブリの堆積形状が不明であること、冷却状況の不確かさが大きいことから、一定の仮定を置いた上で解析しなければならない。従って条件の設定により結果が大きく異なる可能性がある。

ここでは、評価に当たって用いたモデル、各種設定条件について述べる。

①解析モデルの概要

コンクリートの侵食深さの解析には、MAAP 内蔵の「コア・コンクリート反応解析コード」"DECOMP" を使用した。解析モデルの概要を以下に記載する。

－燃料デブリの成分（燃料成分、取り込んだ炉内構造物の成分）の比は MAAP 解析結果を使用。

－燃料デブリの崩壊熱は ORIGEN2*モデルを使用。コア・コンクリート反応評価開始時点を MAAP 解析結果による原子炉压力容器破損のタイミングとし、その後の崩壊熱の減衰を考慮。

*1970 年、米国のオークリッジ国立研究所で開発された原子燃料の燃焼計算コード ORIGEN を 1980 年に改良したもの。

－原子炉格納容器へ燃料デブリが落下する時点までに取り込んだジルコニウムの酸化に伴う発熱量を考慮。

－燃料デブリはペDESTAL床に一樣に拡がるとともにスリット部からドライウェル床まで流出すると仮定。さらに、機器ドレンサンプルピット、床ドレンサンプルピットへも流入し、堆積すると仮定。ドレンサンプルピットに堆積した燃料デブリの解析モデル上の配置概念図は図 5 の通り。

－堆積した燃料デブリは常に冷却水で覆われていると仮定し、水による除熱量（熱流束）は OECD-MCCI 試験データ（大気圧/珪酸系コンクリート条件でのデブリ冷却試験）を参考に $125 \text{ (kW/m}^2\text{)}$ 一定を仮定。

－燃料デブリ層

- ・燃料デブリは均質に溶融したプールを形成すると仮定。
- ・上部および下部（側面）にクラスト層が形成されていると仮定。

－クラスト層

- ・クラスト層のエネルギーバランス（溶融プールからの伝熱、冷却水・コンクリートへの伝熱）によりクラスト厚さの変化率を計算。

－コンクリート侵食

- ・コンクリート表面から深さ方向に 1 次元熱伝導を解き、温度分布を計算。
- ・コンクリート溶融温度（1500K）以上で侵食が開始されると仮定。

- ・燃料デブリからの伝熱量と分解／溶融潜熱により侵食量を評価。
- ・燃料デブリとコンクリートの境界面は図6の通り拡大すると仮定。

ー伝熱モデル

- ・上部クラストー冷却水間： デブリベッドからの除熱量（熱流束一定）を仮定、伝熱面積は初期値一定（ドレンサンプルピット断面積）。
- ・クラスト内： 放物線形温度分布を仮定。
- ・溶融プールークラスト間： 対流伝熱により熱伝達すると仮定。
- ・デブリーコンクリート間： 溶融プールからクラスト層への対流伝熱量とクラスト内崩壊熱の和。

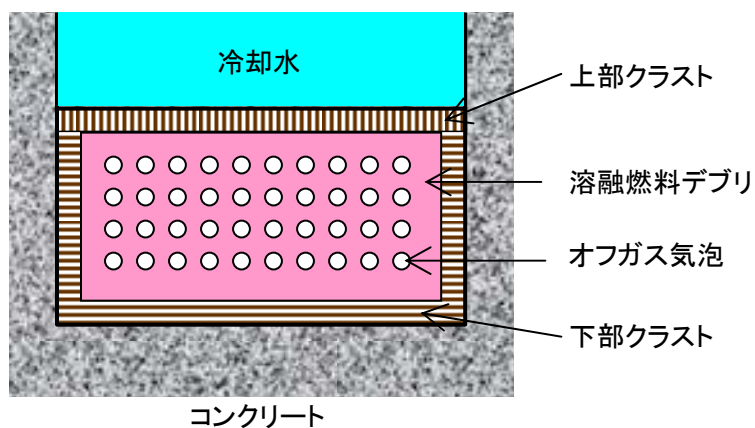


図5 解析モデルにおける燃料デブリ配置概念図

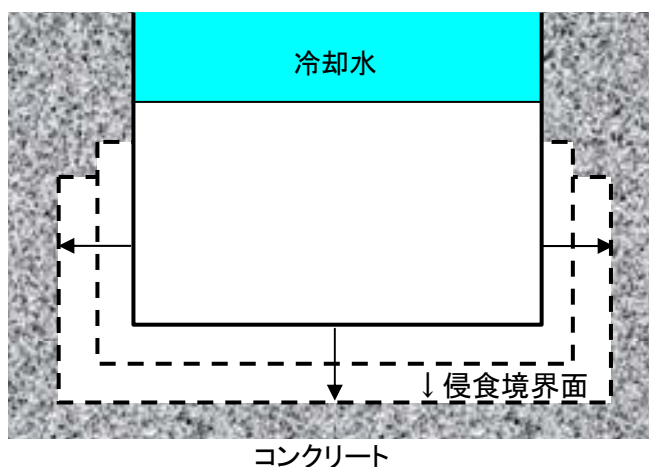


図6 解析モデルにおけるコンクリート侵食概念図

②解析条件の設定

－原子炉格納容器（ペDESTAL）へ落下した炉心割合

原子炉格納容器へ移行した燃料デブリの量については、現時点で定かではないが、MAAP の解析結果で最大となる落下炉心割合に基づき、1～3号機それぞれについて以下の通り設定したため、保守的な評価となる。

- ・ 1号機：100%
- ・ 2号機：57%
- ・ 3号機：63%

－崩壊熱

原子炉圧力容器から原子炉格納容器（ペDESTAL）へ落下する時点までに揮発性の核分裂生成物（以下「揮発性 FP」という）は既に燃料デブリから放出されており、揮発性 FP の崩壊熱はコア・コンクリート反応による侵食には寄与しないと仮定した。（崩壊熱が 20%減損すると仮定）

－ペDESTALにおける初期の蓄水状況

原子炉冷却材再循環系ポンプのメカシール部には、炉水が原子炉圧力容器バウンダリ外へ流出しないようシール水が供給されているが、全交流電源の喪失に伴いシール水を供給している制御棒駆動系（以下「CRD 系」という）が停止したため、メカシール部から炉水が流出したと想定される。

メカシール部から流出した炉水は、ドレン配管を伝ってペDESTALにある機器ドレンサンプピットへ流入する。機器ドレンサンプピットの容量を超える分はペDESTALに蓄水されるとともに、スリットを通過してドライウェル床へ流出し、水位がサプレッション・チェンバーへのベント管の下端へ達するまで蓄水される可能性がある。

燃料デブリがペDESTAL床へ落下する時点で十分蓄水されていた場合、燃料デブリの一部が粒子化することにより除熱が進む効果が期待できることから、各号機について次の様に仮定した。（粒子化以外に燃料デブリ温度の低下が期待できるが、本評価では保守的に粒子化による除熱のみ仮定した。）

- ・ 1号機：MAAP 解析の結果によると、燃料デブリが原子炉格納容器へ落下するまでの時間が比較的短いと評価されたことから、通常運転中に流入していたドレンサンプ内の水を考慮しても、粒子化の観点からはペDESTALへの十分な蓄水は無かったと仮定。
- ・ 2号機：MAAP 解析の結果によると、燃料デブリが原子炉格納容器へ落下するまで比較的時間があつたと評価されたことから、サプレ

ッション・チェンバーベント管下端まで蓄水されていると仮定。粒子化の程度については、燃料デブリが計装管貫通部から流下したケースと CRD 貫通部から流下したケースについて、Ricou-Spalding の相関式等を用いて求めた*。粒子化しなかった燃料デブリによる侵食深さを評価した。

*燃料デブリが計装管貫通部又は CRD 貫通部いずれかの径に相当する円柱状ジェットとして流下すると仮定。ジェットはペDESTAL 水面に突入後粒子化により分散していく分が除かれて径が減少することから、初期のジェット径と床面到達後のジェット径を用いて粒子化割合を求めた。具体的には、単位表面積当たりの粒子化率を Ricou-Spalding の相関式 (F.B. Ricou and D. B. Spalding, "Measurements of Entrainment by Axisymmetrical Turbulent Jets," Journal of Fluid Mechanics, Vol. 11, 1961.) を用い、これをペDESTAL 水の水深方向に積分することで床面到達後のジェット径を求めた。粒子化の概念を図 7 に示す。

- ・ 3 号機：2 号機と同様

ー燃料デブリの堆積状況

燃料デブリが原子炉圧力容器底部から原子炉格納容器へ移行する態様や堆積する形態を推定するには、一定の不確かさが残るものと考えられる。

本評価では、原子炉圧力容器底部から燃料デブリが流下していくものとしてペDESTAL 床及びドライウエル床における堆積形態を以下の様 (概念図を図 8 に示す) に仮定した。(燃料デブリが流下する段階では高温のため流動性が高いと考えられるが、ペDESTAL 床からドライウエル床へ様に拡がり、放熱していく段階で流動性が低下していくものと仮定した。また、注水により流動性はさらに低下すると考えられる。)

- ・ ペDESTAL 床へ流下した燃料デブリは等方的に拡がる。
- ・ ペDESTAL 内縁に到達した燃料デブリは、スリットを通過してドライウエル床へ流出する。(燃料デブリがドライウエル床へ流出する状況によっては、原子炉格納容器鋼板を損傷 (格納容器シェルアタック) させる可能性も考えられる。しかし、1～3 号機のプラントパラメータによると格納容器シェルアタックと考えられるパラメータの変化は現状では確認されていない。)
- ・ ドライウエル床へ流出した燃料デブリは、研究成果を参考に 130 度の角度で放射状に拡がると仮定する。

- ペDESTAL内に設置された機器ドレンサンプピット、床ドレンサンプピットへは金属製の蓋を熔解させて流入するが、蓋上に堆積した分のみではなく、保守的に当該ドレンサンプピットがある内角 90 度の扇形のエリアに堆積する分が全てドレンサンプピットへ流入したと仮定する。
- ドレンサンプピットへ流入したデブリの堆積厚さは、ペDESTAL床やドライウェル床へ一様に拡がった燃料デブリの堆積厚さより厚いため、侵食深さはドレンサンプピットに堆積した燃料デブリについて評価する。

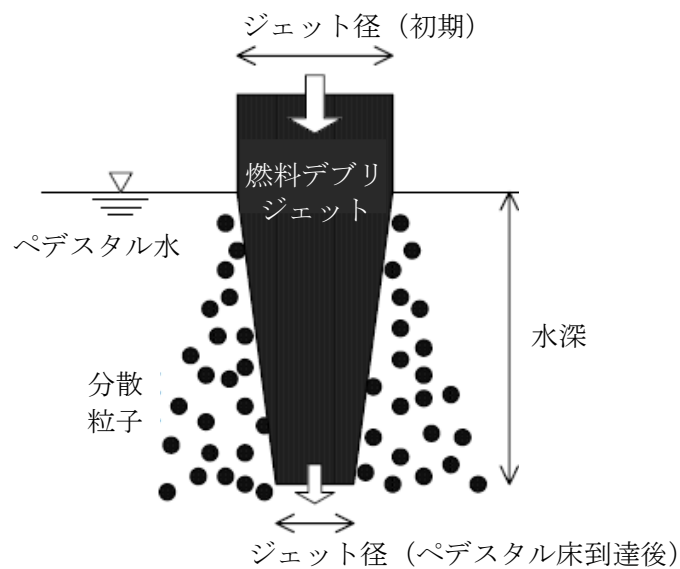


図7 粒子化の概念図

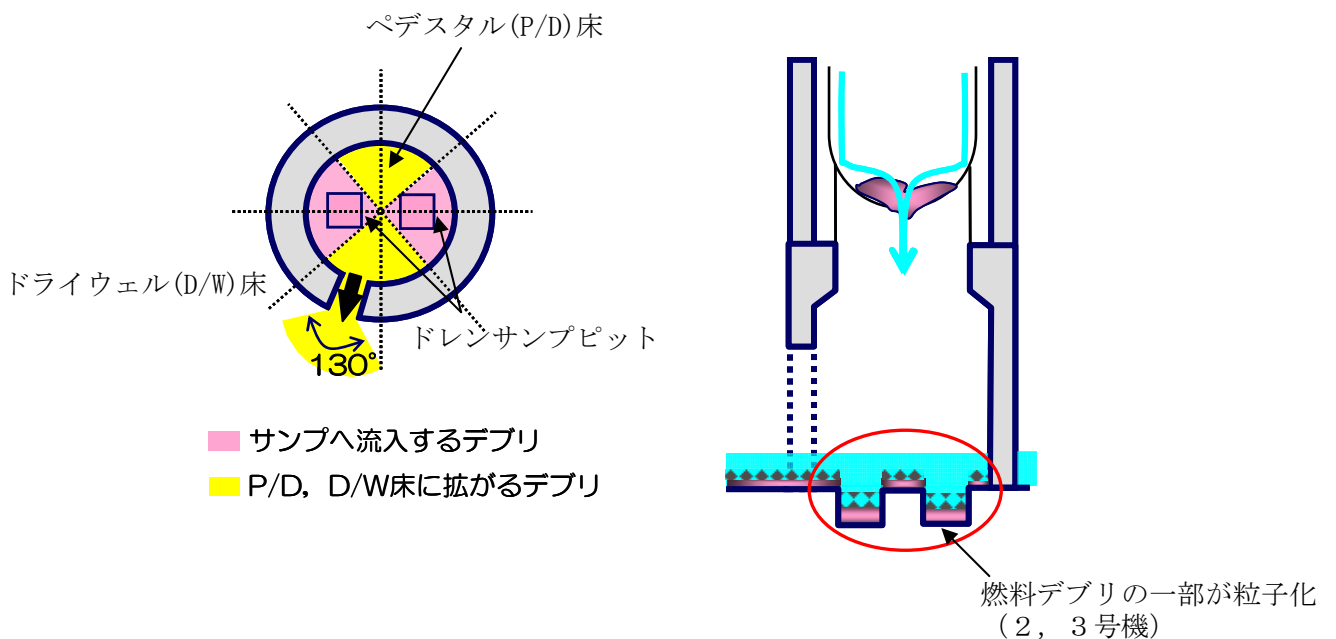


図8 燃料デブリの堆積状況 (仮定)

(2) 侵食深さの評価結果

－ 1号機

侵食深さの評価結果を表 1、図 9、図 10 及び図 11 に示す。

落下炉心割合	100%
デブリ堆積厚さ	0.81 m
侵食深さ	0.65 m

表 1 1号機侵食深さ評価結果

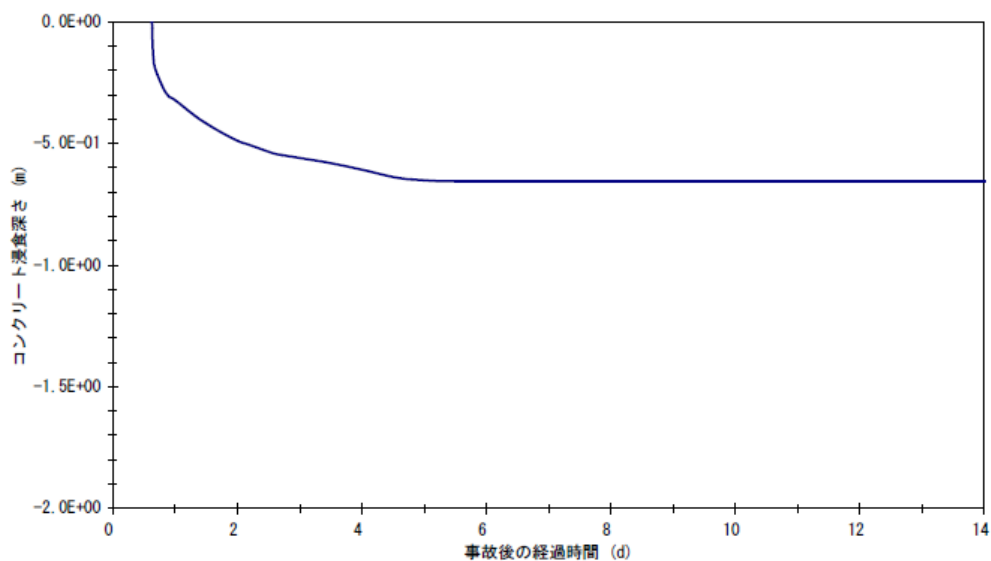


図 9 侵食の進行状況の経時変化 (1号機)

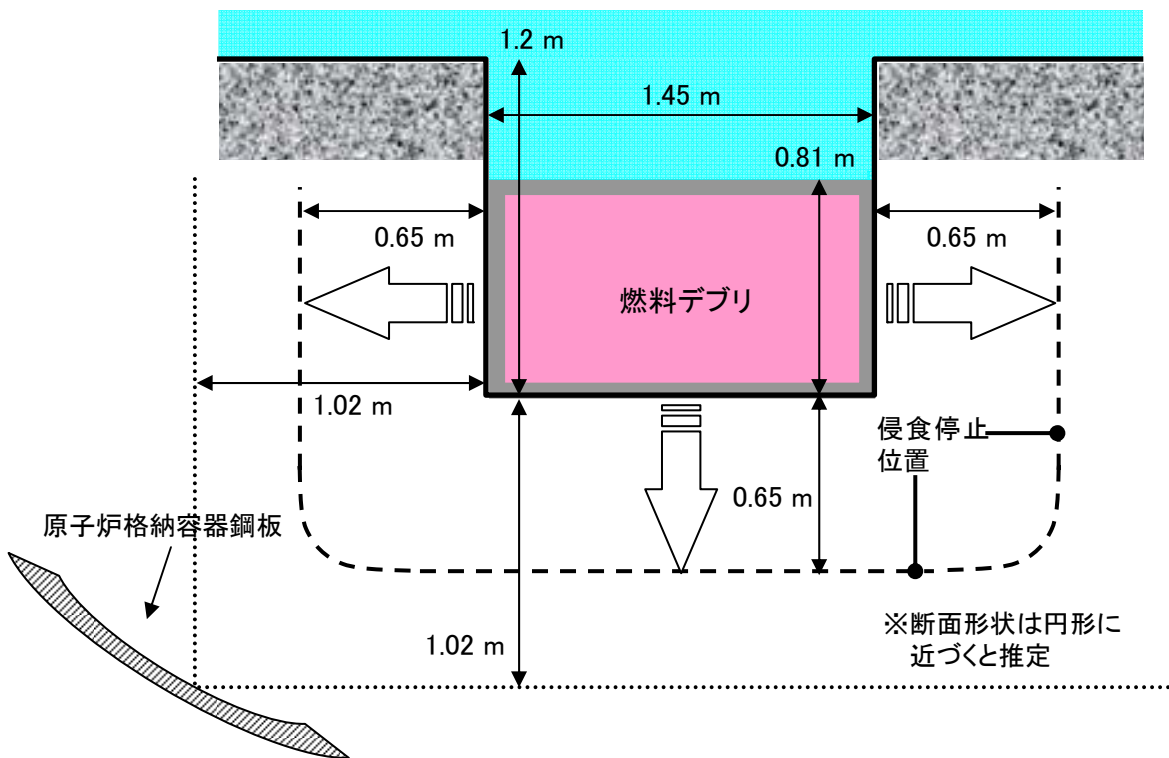
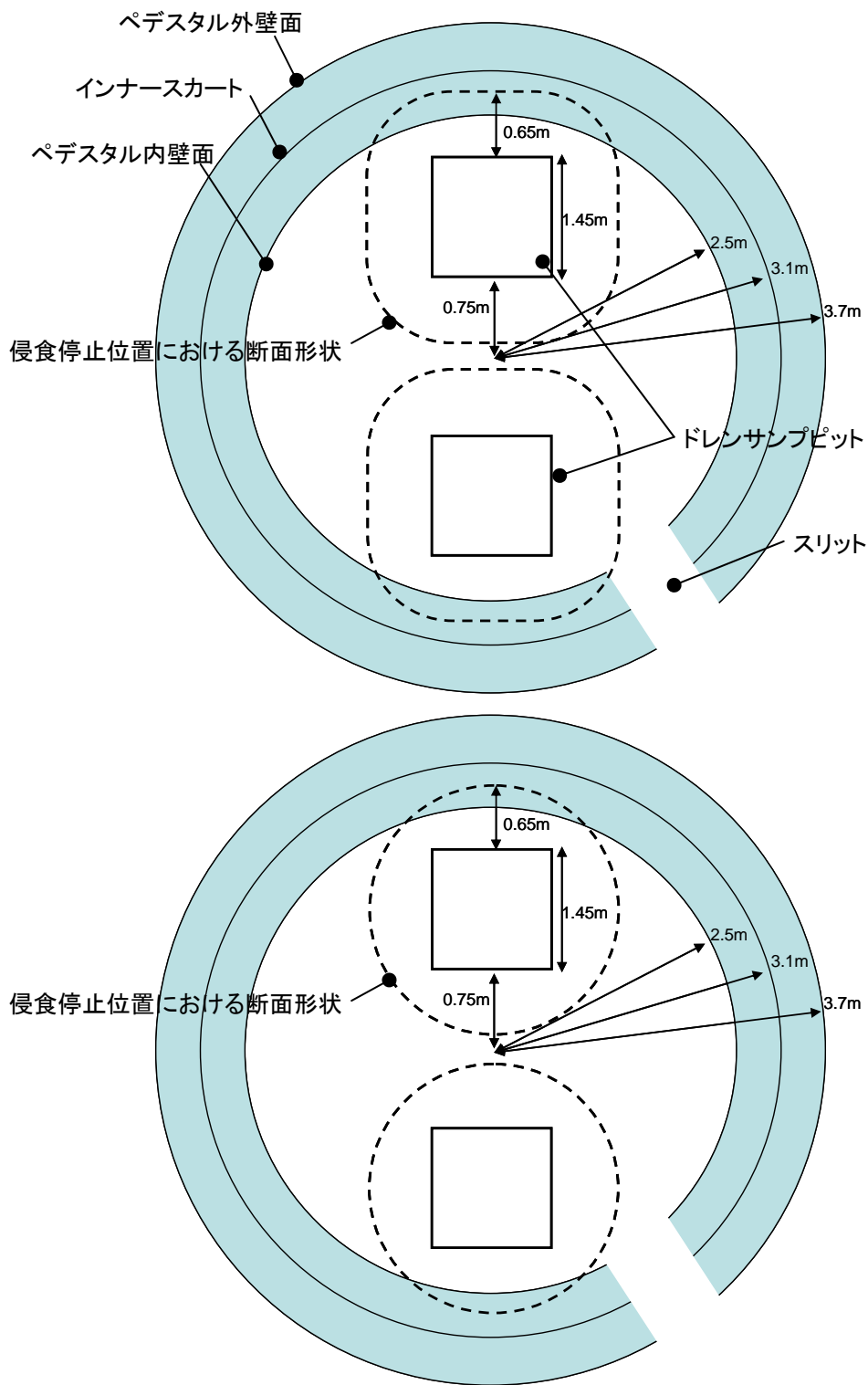


図 10 侵食状況概念図 (立面) (1号機: 落下炉心割合 100%)



ドレンサンプルピットに堆積した燃料デブリによるサンプル壁面の侵食が進行するにつれ、侵食面は円形に近づくことと推定される。
 このため、実際の侵食停止位置における断面形状は上図と下図の間にあると推定される。

図 11 侵食状況概念図（平面）（1号機：落下炉心割合 100%）

－ 2号機

侵食深さの評価結果を表 2、図 12 及び図 13 に示す。

落下炉心割合	57%	57%
流下経路	計装管貫通部	CRD 貫通部
粒子化割合	0.62	0.27
デブリ堆積厚さ	0.20 m	0.40 m
侵食深さ	0.07 m	0.12 m

表 2 2号機侵食深さ評価結果

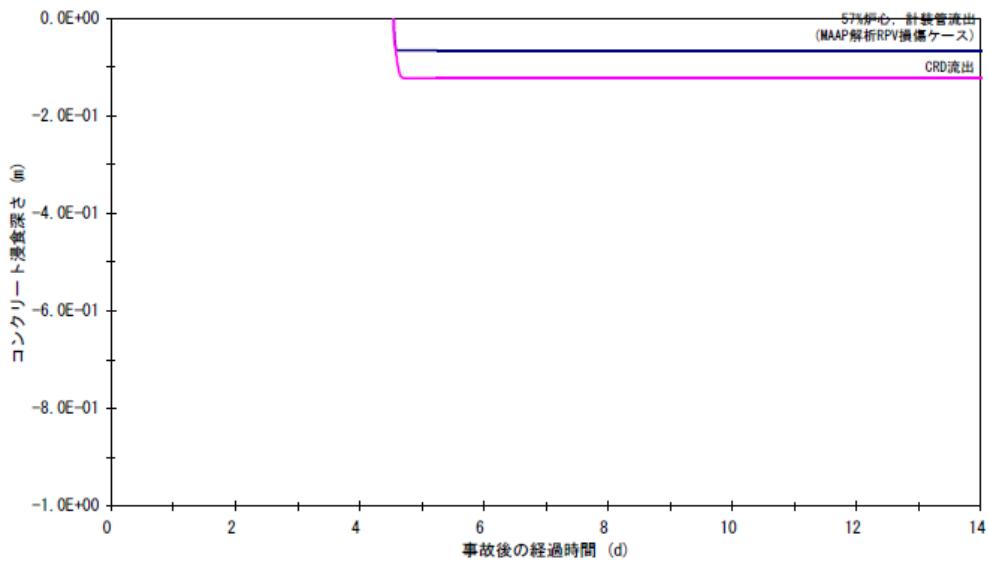


図 12 侵食の進行状況の経時変化 (2号機)

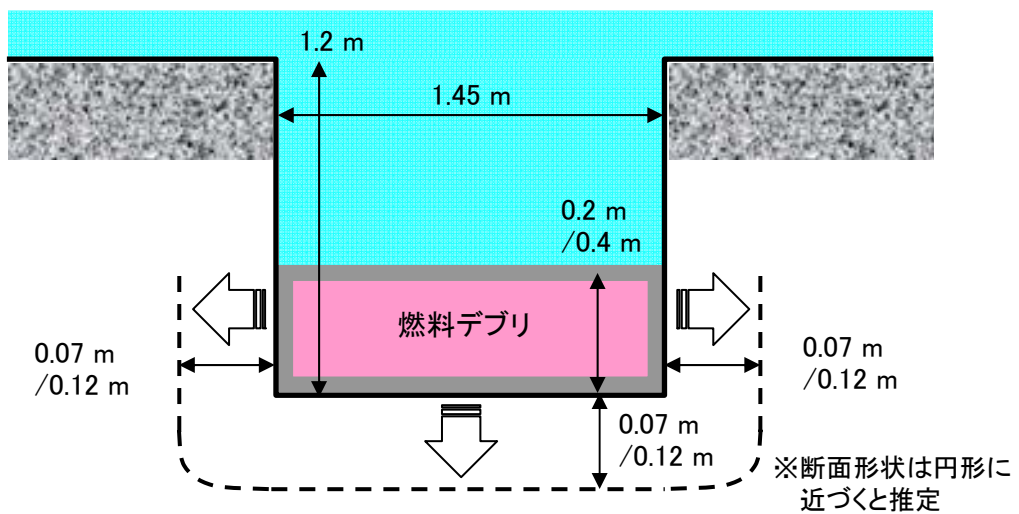


図 13 侵食状況概念図 (2号機：落下炉心割合 57%)

－ 3号機

侵食深さの評価結果を表 3、図 14 及び図 15 に示す。

落下炉心割合	63%	63%
流下経路	計装管貫通部	CRD 貫通部
粒子化割合	0.56	0.25
デブリ堆積厚さ	0.31 m	0.53 m
侵食深さ	0.13 m	0.20 m

表 3 3号機侵食深さ評価結果

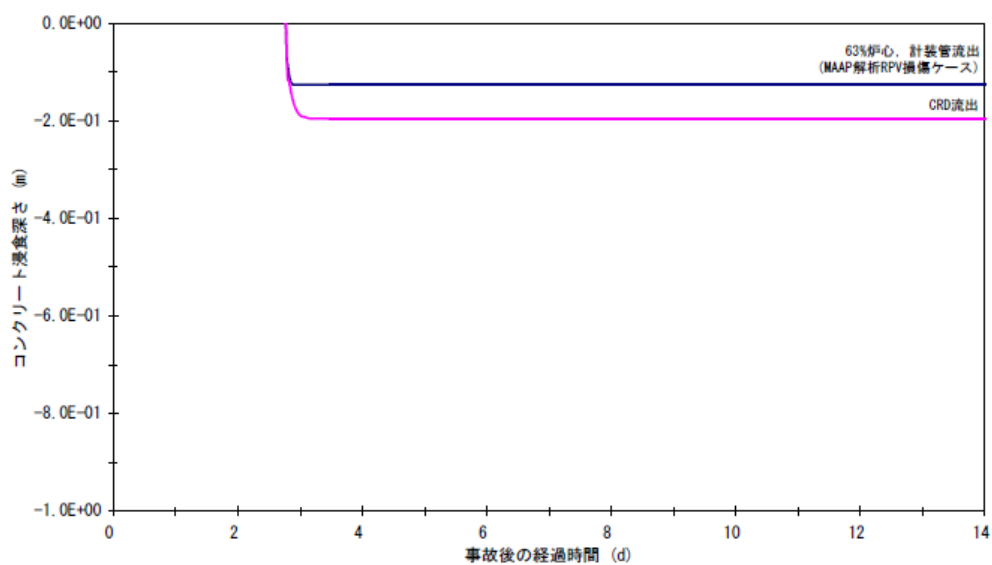


図 14 侵食の進行状況の経時変化（3号機）

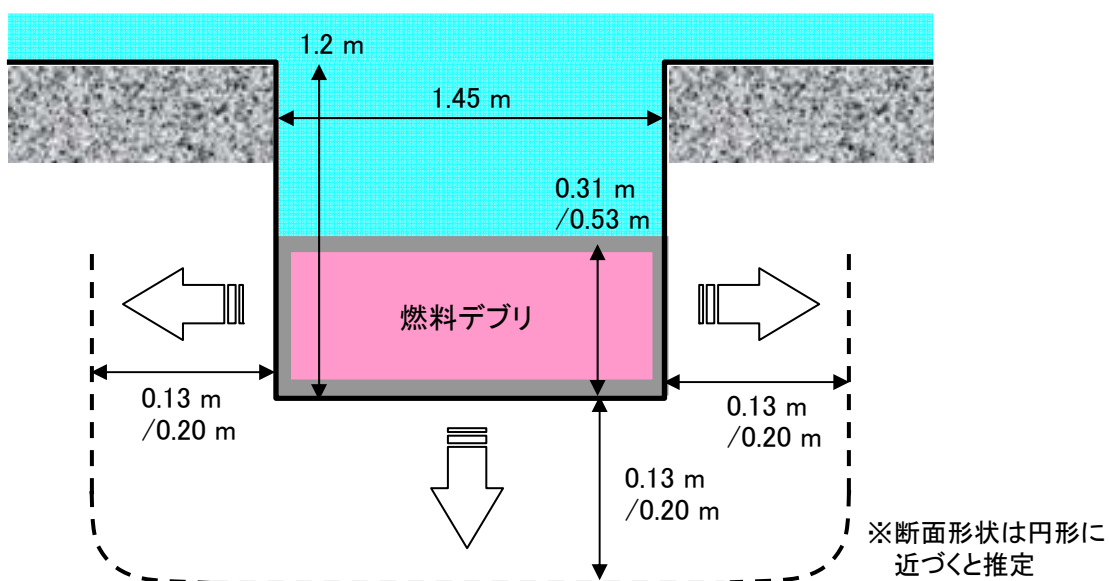


図 15 侵食状況概念図（3号機：落下炉心割合 63%）

3. まとめ

1～3号機についてコア・コンクリート反応によるペDESTALの侵食深さを評価した。今回想定した評価条件に基づくと、それぞれ最も侵食深さが大きなケースにおいて1号機：0.65m、2号機：0.12m、3号機：0.20mとの評価結果を得た。

今回の評価結果に基づくと、比較的侵食量が大きい1号機の場合でも、原子炉格納容器鋼板に達する侵食量（約1.02m）を下回ることから、ペDESTAL床を侵食するものの、原子炉格納容器内に留まるという結果になった。

今回の評価に当たっては、燃料デブリが冷却される過程として、デブリ内部に発生したガス圧でクラストが破壊され、熔融デブリがクラスト上面へ噴出するモデル*を採用していない。これは現象の定量化に不確かさを伴うためであるが、大きな冷却効果が見込めると考えられるため、定性的には今回評価した侵食量が実際より緩和されると評価することができる。

また、同じく定量的な評価に採り入れていないが、その他にもペDESTAL部の蓄水状況や設備構造により燃料デブリの冷却、あるいは堆積厚さの低下が期待できる要因がある。

具体的には、事故初期の段階で機器／床ドレンサンプルピットに残存していた水による燃料デブリの冷却、ドレンサンプルピットから連通管を経由したドレンポンプピット側への燃料デブリ流出による堆積厚さの低下、CRD交換機等のペDESTAL内にある機器の熔融による除熱効果と燃料デブリの発熱密度の低下等が想定される。

*噴出したデブリは砕石状に凝固して隙間が多いデブリベットになるため、十分な冷却が行われる。また、破壊されたクラストの穴から冷却水がクラスト下面へ侵入し、熔融した燃料デブリと接触することにより冷却が促進される。

なお、コア・コンクリート反応による原子炉格納容器への影響については、独立行政法人 原子力安全基盤機構（以下、“JNES”という）においても評価が行われている。燃料デブリの堆積状況の仮定など、解析条件の設定に違いが見られるが、JNESの解析においてもペDESTAL床を侵食しても原子炉格納容器内に留まるという結果が得られている。（主な解析条件の比較については、別紙1参照）

以上

コア・コンクリート反応による原子炉格納容器への影響に関する
JNES 評価結果との比較について

燃料デブリによる原子炉格納容器（ペDESTAL）の侵食について以下の通り
JNES において評価が行われている。

- －資料（1）平成23年3月25日「検討事項No.6 CCIの検討」
- －資料（2）平成23年4月6日 「炉心－コンクリート反応（MCCI）の発生可能性とその影響について」
- －資料（3）平成23年4月7日 「炉心－コンクリート反応（MCCI）の発生可能性とその影響について（その2）」
- －資料（4）平成23年4月13日「炉心－コンクリート反応（MCCI）の発生可能性とその影響について（その3）」

公開されている上記資料に基づき、主な解析条件の比較を以下に示す。

○落下炉心割合

当社は、MAAP の解析結果に基づき、原子炉圧力容器が損傷するケースで想定される損傷炉心の割合を燃料デブリの最大値（1号機：100%炉心、2号機：57%炉心、3号機：63%炉心）として設定した。

JNES 評価では、資料（2）を除いて燃料デブリを1～3号機：100%炉心として設定した。（資料（2）では、1号機：70%炉心、2，3号機：30%炉心）

⇒JNES 評価の方が2，3号機については侵食深さが厳しい仮定

○燃料デブリがペDESTALに堆積する状況

当社は、原子炉圧力容器底部より流下した燃料デブリはペDESTALで一様に拡がった後、ペDESTALのスリットを通過してドライウェル床まで流出するとし、さらにペDESTAL床にある機器／床ドレンサンプピットへ流入するとして堆積厚さを設定した。

JNES 評価では、原子炉圧力容器底部より流下した燃料デブリは、ペDESTAL内でのみ一様に拡がって堆積するとして堆積厚さを設定した。（ドレンサンプピットの存在を仮定せず）

⇒JNES 評価の方がペDESTALにおける堆積厚さが大きくなると想定している。

一方、当社はドレンサンプピットへ堆積すると想定しており、それぞれ侵食深さが厳しい仮定をしている。

○燃料デブリの形状

当社は、2, 3号機において燃料デブリがペDESTALへ流下する前に原子炉冷却材再循環ポンプのメカシール部よりペDESTALへ漏えいした炉水により、燃料デブリが粒子化すると仮定している。コア・コンクリート反応は粒子化しなかった残りの燃料デブリにより評価する。(1号機については燃料デブリの落下時刻が比較的早かったため、十分粒子化するほどの蓄水が無かったと仮定した。)

JNES 評価では、デブリが砕石化した状態では、冷却水による燃料デブリの凝固が進むとしながらも、燃料デブリの溶融プールが形成されたとして評価している。

⇒JNES 評価の方が2, 3号機については侵食深さが厳しい仮定

○崩壊熱

揮発性FPによる崩壊熱への寄与を減損する仮定(揮発性FPはコア・コンクリート反応前に揮発済みであるとして反応の熱源である崩壊熱からその寄与分を20%減損させる)は共通。それ以外の違いは次の通り。

当社は、崩壊熱をORIGEN2を用いて評価している。また、コア・コンクリート反応の開始を事故初期(原子炉圧力容器が損傷した時点)としている。また、コア・コンクリート反応には崩壊熱以外にジルコニウムの酸化による発熱量も考慮している。

JNES 評価では、May Witt、ANSI/ANSを用いて評価している。また、コア・コンクリート反応の開始を事故後20日以降について評価している。なお、ジルコニウムの酸化による発熱量は考慮していない。(反応開始時点では既に酸化済みとの仮定)

⇒当社の方が事故後早い時期におけるコア・コンクリート反応を仮定していること、ジルコニウムの酸化による発熱量を考慮していることから、侵食深さが厳しい仮定

○冷却モデル

燃料デブリの上面は冷却水と接触し、境界に形成されたクラスト層を通して除熱が行われ、燃料デブリ下面はコンクリートと接触し、境界に形成されたクラスト層を通して放熱、侵食が行われているというモデルは共通。

JNES の評価では、クラストがコア・コンクリート反応で発生したガスの圧力で破壊され、燃料デブリが噴出するという冷却モデルを採用し、現実的な冷却状況の設定を試みている。

⇒当社の方は燃料デブリが噴出するという冷却モデルを採用していないため、侵食深さが厳しい仮定

○侵食深さ

JNES 評価資料（１）～（４）において、各評価間の条件設定の違いが公開資料では必ずしも記載されていないものの、資料（４）では侵食深さを「１ m 前後」とし、原子炉格納容器内に留まる評価となっている。今回得られた１号機の当社評価結果は 0.65 m であり、同様に原子炉格納容器内に留まる結果になった。

以上も含め、解析条件の比較を表 4 に示す。

	資料 (1) 3/25 付	資料 (2) 4/6 付	資料 (3) 4/7 付	資料 (4) 4/13 付	当 社	備 考
落下炉心 割合	100%	1F1:70% 1F2, 3:30%	100%	100%	1F1:100% 1F2:57% 1F3:63%	
デブリ堆積	ペDESTAL のみに堆積	同左	同左	同左	ペDESTAL とドライウ ェルに堆積	
デブリ形状	粒子化考慮 せず	同左	同左	同左	2, 3 号機につ いては粒子 化考慮	
崩壊熱	記載無し	ANSI/ANS5.1 -1979	May Witt	記載無し	ORIGEN2	
揮発性 FP	崩壊熱の減 損考慮	崩壊熱の減 損考慮せず	崩壊熱の減 損考慮	同左	同左	
MCCI 開始 時期	圧力容器損 傷直後	事故 20 日後	事故 27 日後	事故 27 日後	圧力容器損 傷直後	
Zr 酸化熱	酸化熱の寄 与を考慮せ ず	記載無し	記載無し	酸化熱の寄 与を考慮せ ず	酸化熱の寄 与を考慮	
侵食深さ (燃料デブ リの噴出に よる冷却を 考慮しない 場合)	1F1~3 : 侵食が進展 する前に燃 料デブリが 冷却凝固す る	1F1: 0.92m 1F2: 0.07m 1F3: 0.07m	1F1: 1.8 m 1F2: 10 日後に も停止せず 1F3: 1F2 と同じ	1F1~3 : 1m 前後 (各評価結 果について は公開され ていない)	1F1: 0.65m 1F2: 0.07m ^{*1} 0.12m ^{*2} 1F3: 0.13m ^{*1} 0.20m ^{*2}	*1 : 燃料デ ブリが計装 管貫通部か ら流下した 場合 *2 : 燃料デ ブリが CRD 貫通部から 流下した場 合
侵食深さ (燃料デブ リの噴出に よる冷却を 考慮する場 合)	—	—	1F1: 0.48m ^{*3} 0.63m ^{*4} 1F2: 0.7 m ^{*3} 1.1 m ^{*4} 1F3: 1F2 と同じ		—	*3 : メルト 噴出係数 E=0.12 で評 価 *4 : E=0.08 で評価

表 4 当社解析条件と JNES 解析条件の整理表

1 号機の格納容器内部の構造体の推定について

1 概要

1 号機については、かなりの量の燃料デブリが落下して、RPV ペDESTALに囲まれた範囲のコンクリートが侵食されている可能性が高いと推定されている。このような状態を仮定した場合に、格納容器内部の構造体がどのような状況になっているかを検討するものである。

2 1 号機の格納容器内部の構造について

1 号機の格納容器内部の構造について、図 1 に示す。RPV からの荷重（自重や地震荷重など）は、まず鉄筋コンクリート構造である RPV ペDESTALに伝達され、さらに鋼板構造である内側スカートを介して、最終的には鉄筋コンクリート構造である基礎マットに伝達されることとなっている。

3 燃料デブリによって侵食されているコンクリート部分について

現在推定している燃料デブリは、図 1 に示したような位置において、図 2 に示したようにコンクリートを侵食しているものと推定されている。この部分には床にドレンサンプがあり、この中に溜まった燃料デブリがコンクリートを侵食しているものとして、この部分のコンクリートについては構造体ではなく、応力を負担するための鉄筋もない部分である（ただし、コンクリートのひび割れ防止を目的とした鉄筋は部分的に存在している）。燃料デブリにより侵食された部分のコンクリートは応力を負担したりすることは困難になると推定されるが、現在推定されている部分はもともと設計上応力を負担しない部分であるので、影響は少ない。

したがって、燃料デブリが現在の推定範囲に留まっていると仮定した場合には、格納容器内部において RPV などの重量構造物を支持する構造に関して直接の影響はないので、構造健全性は確保されているものと評価できる。

格納容器下部構造(1号機)

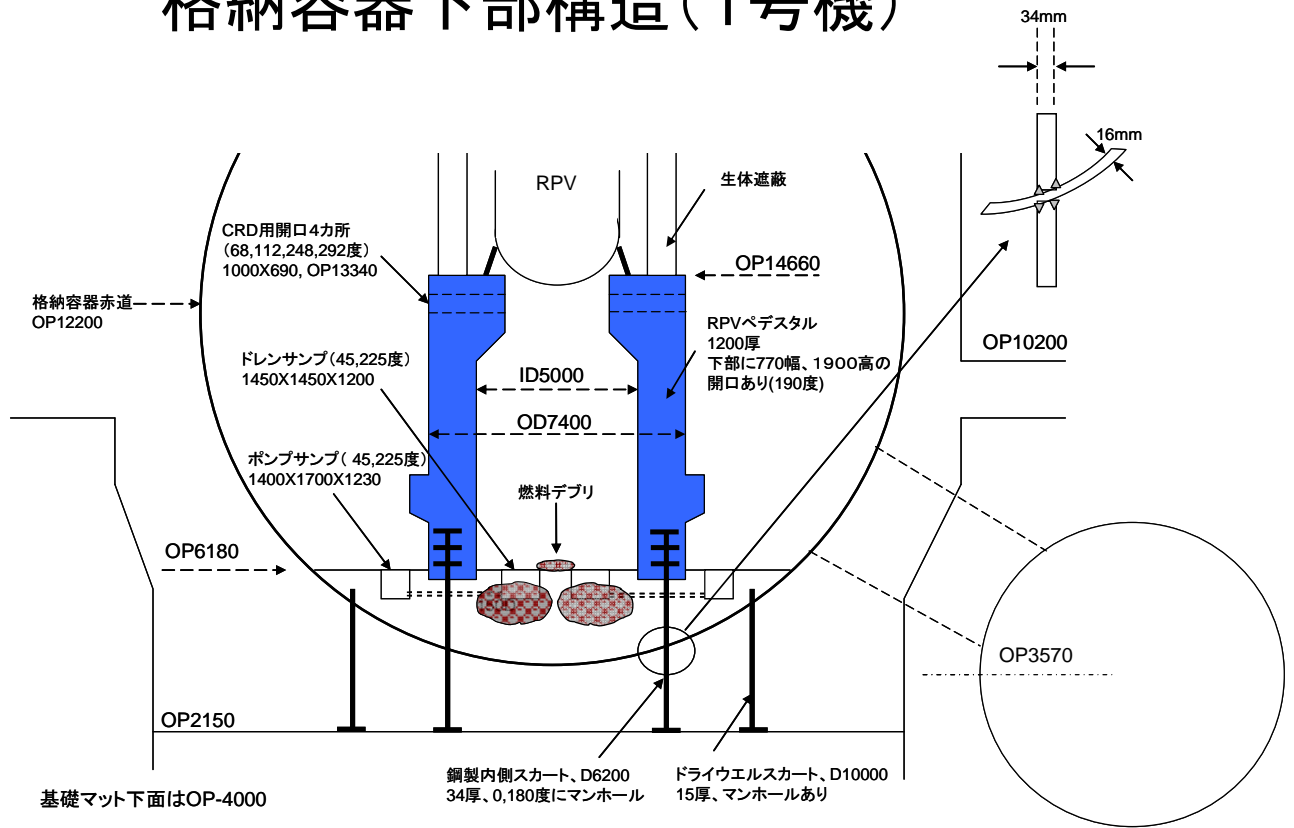
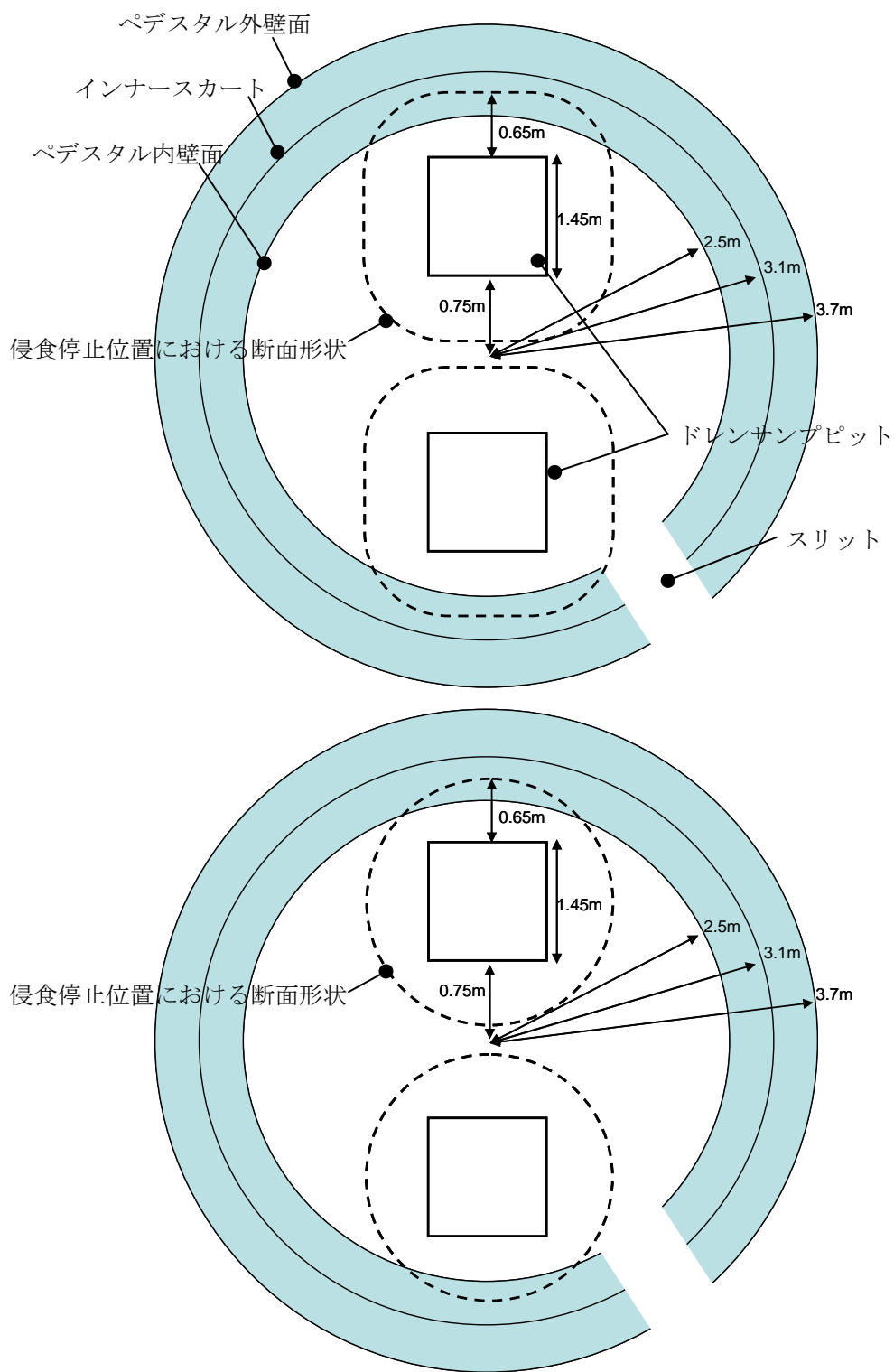


図1 1号機の格納容器内部の構造について



ドレンサンプピットに堆積した燃料デブリによるサンプ壁面の侵食が進行するにつれ、侵食面は円形に近づくことと推定される。
 このため、実際の侵食停止位置における断面形状は上図と下図の間にあると推定される。

図2 侵食状況概念図

格納容器内気体のガス成分分析結果

1 概要

格納容器内の放射性物質の濃度を測るため、7月29日、8月9日、9月14日に1号機、2号機のPCVガスのサンプリング（図1、図2）を実施した。この際に採取したガス試料について、水素、一酸化炭素、二酸化炭素の各濃度のガス成分分析を実施した。分析を実施したPCVガスサンプルは以下の9サンプルである。

- 試料 No. 1～3：1号機PCVガスサンプル（7月29日採取） 3本
- 試料 No. 4～6：2号機PCVガスサンプル（8月9日採取） 3本
- 試料 No. 7～9：1号機PCVガスサンプル（9月14日採取） 3本

試料 No. 1～3は7月29日に1号機格納容器から採取した試料であり、当時採取したバイアル瓶1本（試料 No. 1）に加え、10月3日に保管中の試料（7月29日採取）から、バイアル瓶2本（試料 No. 2、3）を再配分して計3本とした。

試料 No. 4～6は8月9日に2号機格納容器から採取したサンプル3本をそのまま利用した。

試料 No. 7～9は9月14日に1号機格納容器から採取したサンプル3本をそのまま利用した。

分析結果を表1に示す。結果はバイアル瓶中のガス濃度である。1、2号ともに水素が検出された。一酸化炭素は2号からは検出（検出限界と同程度）されたが、1号では非検出であった。二酸化炭素は1、2号ともに検出された。



図 1 仮設 PCV ガスサンプリング装置 (1号7月)



図 2 仮設 PCV ガスサンプリング装置 (2号8月、1号9月)

表 1 ガス分析結果（バイアル瓶中の濃度）

（単位：Vol %）

No.	試料	H	CO	CO ₂
1	1号（7月分）①	<0.001	<0.01	0.139 ^{※1}
2	1号（7月分）②	<0.001	<0.01	0.133 ^{※1}
3	1号（7月分）③	<0.001	<0.01	0.112 ^{※1}
4	2号（8月分）①	0.507	0.014	0.145
5	2号（8月分）②	0.964	0.015	0.143
6	2号（8月分）③	<0.001	<0.01	0.145
7	1号（9月分）①	0.14	<0.01	0.114
8	1号（9月分）②	0.092	<0.01	0.189
9	1号（9月分）③	0.072	<0.01	0.124
10	空気（屋外）	<0.001	<0.01	0.074
参考	検出限界	0.001	0.01	0.01

※1 空気希釈割合が高く、空気中の CO₂ 濃度の影響が大きいため、参考扱い

2 分析結果の PCV 内濃度への換算について

試料 No.1～3（1号：7月分）については、ガスサンプリング治具内で空気により 4.32 倍に希釈後、シリンジで減圧した 14.1ml バイアル中に 6ml 封入。No.4～9 と異なり、バイアル内には屋内(分析室)の空気が残存していた。よってバイアル中の PCV 内ガス量は 1.4ml と計算され、残りは空気とすれば、PCV 内ガスの濃度（非凝縮性ガス中の濃度）が式 1 のように換算される。

$$A = \frac{14.1C - 12.7B}{1.4} \quad \text{式 1}$$

ただし、A：非凝縮性ガス中の濃度、B：空気中の濃度、C：バイアル瓶中の濃度、

試料 No.4～9（2号：8月分、1号：9月分）については、ガスサンプリング治具から直接サンプルを採取し、真空ポンプで減圧した 14.1ml バイアル中に 12.8ml 封入。バイアル内には屋外空気が残存していた。よって、PCV 内ガスの濃度（非凝縮性ガス中の濃度）が式 2 のように換算される

$$A = \frac{14.1C - 1.3B}{12.8} \quad \text{式 2}$$

以上より、分析結果から空気希積分の換算した結果を表 2 に示す。換算に用いる空気中の濃度は、試料 No.10 の濃度を用いる。水素と一酸化炭素は検出限界値とする。

ただし、1号（7月分）のサンプルは空気希釈割合が高く、サンプル中のガスの約9割が屋外と比較して二酸化炭素濃度の高い空気（屋内）である。従って、資料 No.1～3 で検出された二酸化炭素の大部分が空気中に含まれる二酸化炭素と考えられる。よって、No.1～3 については、分析結果から PCV 内の二酸化炭素濃度を推定することは難しい。参考として、式 1 による屋内空気の二酸化炭素濃度を 0.038～0.20%とした場合の PCV 内濃度の評価結果（数値感度）を表 3 に示す。評価結果は、空気中の二酸化炭素濃度の参照値が小さければ PCV 内濃度が非常に大きくなり、大きければ負の濃度となる。空気中の二酸化炭素濃度が支配的となっており、バイアル中に存在していた空気中の二酸化炭素濃度の正確な値が不明であるため、No.1～3 については PCV 内濃度を換算することは困難であると判断した。

表 2 PCV 中の非凝縮性ガス中の濃度換算値（空気希積分を考慮）
(単位：%)

No.	試料	H	CO	CO ₂
1	1号（7月分）①	<0.001	<0.01	表 6 参照
2	1号（7月分）②	<0.001	<0.01	表 6 参照
3	1号（7月分）③	<0.001	<0.01	表 6 参照
4	2号（8月分）①	0.558	0.014	0.152
5	2号（8月分）②	1.062	0.016	0.150
6	2号（8月分）③	<0.001	<0.01	0.152
7	1号（9月分）①	0.154	<0.01	0.118
8	1号（9月分）②	0.101	<0.01	0.201
9	1号（9月分）③	0.079	<0.01	0.129

表 3 空気中の二酸化炭素濃度による評価結果の感度（1号7月分）
(単位：%)

No.	試料	空気中の二酸化炭素濃度		
		0.038%	0.074%	0.20%
1	1号（7月分）①	1.055	0.729	-0.414
2	1号（7月分）②	0.995	0.668	-0.475
3	1号（7月分）③	0.783	0.457	-0.686

3 一酸化炭素、二酸化炭素濃度から推定されるコア・コンクリート反応の発生状況

MAAP コードに含まれる DECOMP (コア・コンクリート反応サブコード) を用いて、仮に 1、2 号機でコア・コンクリート反応が発生していると想定し、原子炉格納容器内の一酸化炭素濃度、二酸化炭素濃度を評価した。ペDESTAL に落下したデブリがコア・コンクリート反応を起こした場合のガス放出量とその時の一酸化炭素・二酸化炭素濃度の濃度を表 4 に示す。ここで、 $CO+CO_2$ の N_2 の対する比率 $(CO+CO_2) / (N_2+CO+CO_2)$ を非凝縮性ガス中の濃度と考えた。仮にデブリがペDESTAL に落下しそれによってコア・コンクリート反応が発生していれば、 $CO+CO_2$ 濃度は約 1 割以上となるはずであるが、表 1、表 2 に示しているように、ガス分析結果はこれよりは十分小さい。また、解析で得られるコンクリート反応でのガス組成比 (表 5) と組成も異なる。よってコア・コンクリート反応が現在進行形で発生しているとは考えにくい。

表 4 コア・コンクリートによる一酸化炭素・二酸化炭素発生量と濃度評価 (解析) ※ 1

		1 号機	2 号機	
PCV への炉心落下割合(%)		100%	57% (計装管貫通部)	57% (CRD 貫通部)
解析による ガス発生量(kmol) (累積)	水蒸気	75.8	1.18	4.3
	H ₂	37.8	2.06	4.1
	CO	5.2	0.04	0.1
	CO ₂	8	0.12	0.46
解析による ガス発生率 (Nm ³ /h) (平均値) ※ 2	水蒸気	15.4	19.8	24.6
	H ₂	7.6	34.8	23.4
	CO	1.0	0.8	0.6
	CO ₂	1.6	2.0	2.6
解析による 非凝縮性ガス中の CO+CO ₂ 濃度 (%)	CO+CO ₂ /N ₂ +CO+CO ₂	8.5	17.7	19.8

※ 1 ペDESTAL サンプピットで発生するガス量のみ

※ 2 累積ガス発生量をコア・コンクリート反応進行時間で除したもの

表 5 コア・コンクリート反応による発生ガスの組成比 (解析)

		1 号機	2 号機	
PCV への炉心落下割合(%)		100%	57% (計装管貫通部)	57% (CRD 貫通部)
発生する非凝縮性 ガスの組成比	H ₂	75%	93%	88%
	CO	10%	2%	2%
	CO ₂	16%	5%	10%

【参考1】注水中に溶解している二酸化炭素の炉内、格納容器内での放出

現在炉に注水している水には、一定量の二酸化炭素（遊離炭酸）が溶解していると考えられる。炉注水の水源の性状としては、表流水やダム水に近いと考えられるが、炉注水注に含まれる遊離炭酸濃度を表流水やダム、湖沼水に近い、2～10 mg/L（平成12年水道統計、厚生労働省）とした場合にPCV内で解放される二酸化炭素濃度を表6に示す。

遊離炭酸の濃度によって、0.01%～0.16%程度の二酸化炭素濃度に寄与する可能性があり、注水中に溶解している遊離炭酸濃度は、今回検出されたPCVガス中の二酸化炭素に有意な影響を与えていると推定される。

表6 炉注水中に含まれる二酸化炭素量と推定される非凝縮性ガス中の二酸化炭素濃度

	1号機		2号機	
	炉注水量[m ³ /h]	4	4	4
窒素封入量[Nm ³ /h]	28		13	
水中のCO ₂ 濃度[mg/L]	2	10	2	10
推定二酸化炭素濃度（非凝縮性ガス）[%]	0.01	0.07	0.03	0.16

【参考2】ケーブル等に使用されている高分子化合物の熱分解について

PCV内には、ケーブル被覆材などの高分子化合物が存在しており、加熱されることで一酸化炭素や二酸化炭素を発生する。しかし、現在のPCV内温度は高分子が熱分解をはじめめる温度環境（塩化ビニル樹脂で200℃程度）にはなっていない。よって、少なくとも、現在も一酸化炭素、二酸化炭素が発生しているとは考えにくい。

事故初期のガスの残留について

1 概要

事故後の炉内では、注水による燃料冷却によって大量の蒸気が発生しており、格納容器内の気体は常に外部に漏えいする状態であったことから、事故初期に発生した非凝縮性ガスが有意に残存している可能性は低いと想定される。一方で、1 F 2号機については、ガスサンプルから希ガス（Kr-85）が少量ながら検出されたことから、初期の非凝縮性ガスも局所的に滞留するなどにより、ごく微量に残存する可能性が示唆されている。

2 水蒸気発生に伴う格納容器内の気体の置換について

事故後の炉内では、注水による燃料冷却によって大量の蒸気が発生していた。図 1 に 2号機の崩壊熱について、沸騰潜熱で冷却できる注水量（崩壊熱相当注水量）を示す。発生する蒸気量を、崩壊熱相当注水量とすれば、4月1日以降、窒素封入が開始されるまでの6月28日までの間に発生した蒸気は、積算で約6300[t]である。これは、大気圧・100℃の水蒸気でおよそ $1.1 \times 10^7 \text{m}^3$ に相当する。2号機のPCV容積を約4500 m^3 （水位がないと仮定した場合）とすれば、積算蒸気発生量はPCV容積の約2400倍である。原子炉圧力容器、格納容器内の気体は常に外部に漏えいする状態であったことから、蒸気発生によって約2400回分のガス置換が行われたと考えれば、事故初期に発生した非凝縮性ガスが格納容器内で有意に残存している可能性は低いと推定される。

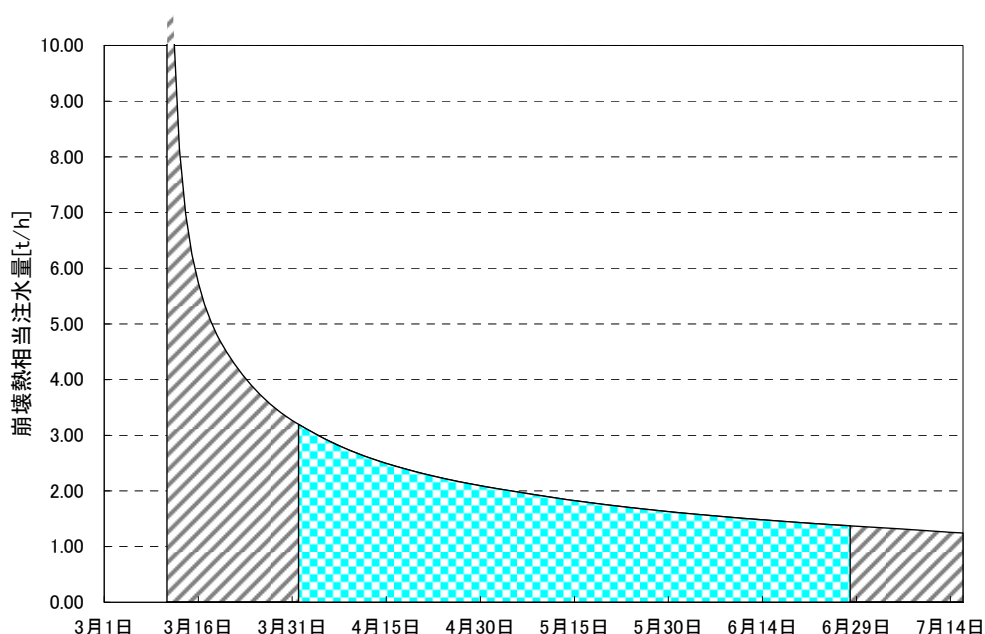


図 1 2号機の崩壊熱相当注水量

3 2号機の残存率について

8月に実施された2号機の格納容器ガスのガンマ核種分析では、微量の希ガス(Kr-85等)が検出された。Kr-85は、半減期が長いいため長期間存在する核種であり、自発核分裂等による生成量は少ないため、検出されたKr-85は、運転中に蓄積されたものが格納容器内にわずかに残ったものであると考えられる。したがって、Kr-85の初期インベントリと、PCV中のKr-85インベントリ(検出されたKr-85の濃度から推定)の比が残存率となる。残存率は式1のように表される。

$$\alpha = \frac{A_{Kr85} \times (1 - \beta) \times V_{PCV}}{M_{Kr85}} \quad \text{式 1}$$

残存率： α 、蒸気割合： β 、PCV容積： V_{PCV} 、

非凝縮性ガス中のKr-85濃度： A_{Kr85} 、Kr-85の初期インベントリ： M_{Kr85}

この残存率を他の非凝縮性ガスにも適用すると、各ガス成分の事象初期のインベントリを逆算することが可能である。

$$M_{GAS} = \frac{A_{GAS} \times (1 - \beta) \times V_{PCV}}{\alpha}$$

$$= \frac{A_{GAS}}{A_{Kr85}} M_{Kr85} \quad \text{式 2}$$

非凝縮性ガス中のガス濃度： A_{GAS} 、ガスの初期インベントリ： M_{GAS}

Kr-85の初期インベントリは崩壊による減少分を考慮して停止後150日のインベントリを用いる。今回検出された二酸化炭素が、事故初期に発生した二酸化炭素が残存したもののみによると仮定した場合、二酸化炭素の事故当初の初期インベントリは式2より、表1のように評価される。

表 1 Kr-85の残存率から推定する2号機二酸化炭素初期インベントリ

非凝縮性ガス中のKr-85濃度[Bq/cm ³]	74.5
Kr-85初期インベントリ(ORIGEN評価値:停止後150日)[Bq]	2.20E+16
非凝縮性ガス中のCO ₂ 濃度[%]	0.151
非凝縮性ガス中のCO ₂ 濃度[mol/cm ³]	6.76E-08
CO ₂ 初期インベントリ[mol]	2.00E+07

4 1号機の残存率について

事故初期に発生した非凝縮性ガスが、PCV 内に残存している可能性は極めて低いと考えられる。ただし、2号機で希ガスが検出されていることを鑑み、1号機についても以下のケースについて残存率の検討を行う。なお、1号機については、希ガスは検出限界未満であったが、7月分の γ 線核種分析結果（ゲルマ分析）には Kr-85 の可能性がある一定のカウントが検知されている。

ケース1：2号機と同じ残存率を使用

ケース2：7月の Kr-85 の推定残存量（検出限界未満）による残存率の推定

ケース3：7月と9月のサンプリング結果の比によって指数関数的に残存率を推定

4.1 ケース1について

PCV からのガスのリーク経路は不明であり、1号機は4月上旬の早い時期から窒素注入を開始していることから、1号機と2号機で残存率が異なり過大評価となっている可能性があるが、仮に同じとすれば、2号同様、事故初期に発生した二酸化炭素が残存したもののみによると仮定した場合の推定される初期インベントリは表2の通り。

表2 (ケース1) 2号機残存率から推定する1号二酸化炭素初期インベントリ

ケース1	1号7月※	1号9月
非凝縮性ガス中の CO ₂ 濃度[%]	6.18E-01	1.49E-01
非凝縮性ガス中の CO ₂ 濃度 [mol/cm ³]	2.76E-07	6.66E-08
CO ₂ 初期インベントリ [mol]	8.15E+07	1.97E+07

※ 空気希釈割合が高く、空気中の CO₂ 濃度の影響が大きいため、参考扱い

4.2 ケース2について

1号機については、サンプルの γ 線核種分析結果（ゲルマ分析）によると、7月分の測定値には、検出限界未満ではるものの Kr-85 の可能性があるエネルギーピークが一定カウント検知されており、これを Kr-85 として評価すると、 $4.67 \times 10^2 \text{ Bq/cc}$ （検出限界は $5.31 \times 10^2 \text{ Bq/cc}$ 程度※）であった。この測定値で式2を用いて評価した初期インベントリを

表 3 に示す。値としては、ケース 1 とほぼ同じオーダーとなったが、1 号（7 月）のサンプルは空気希釈割合が高く、空気中の CO₂ 濃度の影響が大きいため、参考扱いとする。

※ 実際の測定検出限界は約 $1.23 \times 10^2 \text{Bq/cc}$ であるが、4.32 倍に空気希釈されている事を考慮した検出限界相当の非凝縮性ガス中の濃度

表 3 (ケース 2) Kr-85 の残存率から推定する 1 号機二酸化炭素初期インベントリ

	1 号 7 月※
非凝縮性ガス中の CO ₂ 濃度[%]	6.18E-01
非凝縮性ガス中の CO ₂ 濃度 [mol/cm ³]	2.76E-07
CO ₂ 初期インベントリ [mol]	1.01E+07

※ 1 空気希釈割合が高く、空気中の CO₂ 濃度の影響が大きいため、参考扱い

4.3 ケース 3 について

格納容器内の非凝縮性ガス濃度が指数関数的に減少すると仮定すると、7 月と 9 月のサンプリング結果の比から残存率を求めることが可能である。このようにして求めた残存率と二酸化炭素の推定初期インベントリを評価した結果を表 4 に示す。一方、この評価による残存率を用いると、各時点の Kr-85 の量を逆算できる。評価した Kr-85 の残存量を表 5 に示すが、7 月のサンプリング時点で残存している Kr-85 は検出限界 (約 $5.31 \times 10^2 \text{ Bq/cc}$ ※) を大きく上回る数値であり、検出限界未滿となった γ 線核種分析結果 (ゲルマ分析) の結果と矛盾する。したがって、ケース 3 は、残存率の考え方としては採用されない。

※ 実際の測定検出限界は約 $1.23 \times 10^2 \text{ Bq/cc}$ であるが、4.32 倍に空気希釈されている事を考慮した検出限界相当の非凝縮性ガス中の濃度

表 4 (ケース 3) の 7 月と 9 月の比による残存率推定

1 号 7 月平均[%]※	0.618
1 号 9 月平均[%]	0.149
減衰比 (9 月 / 7 月)	2.42E-01
1 日あたりの減衰比	9.70E-01
推定初期 CO ₂ インベントリ [mol]	2.84E+06

※ 空気希釈割合が高く、空気中の CO₂ 濃度の影響が大きいため、参考扱い

表 5 ケース 3 の残存率から推定される Kr-85 の残存量

	7 月分	9 月分
Kr-85 初期インベントリ	1.70E+16	
PCV 中のインベントリ	2.47E+14	5.97E+13
PCV 容積[m ³]	2800	2800
PCV 蒸気割合	0.65	0.46
PCV 中の推定放射能濃度[Bq/cm ³]	8.82E+04	2.13E+04
非凝縮性ガス中の推定放射能濃度 [Bq/cm ³]	2.52E+05	3.95E+04

5 残存率から推定される事故初期のガスの残留について

MAAP コードに含まれる DECOMP (コア・コンクリート反応サブコード) で評価された一酸化炭素、二酸化炭素の初期インベントリは表 6 に示す通り、高々 $1.4 \times 10^4 \text{mol}$ であり、表 1、表 2、

表 3 のいずれについても、評価された初期インベントリは 7 乗オーダーであるのに対して 3 桁程度小さい。残存率を仮定する評価では、流れ込みがある場合には、初期インベントリを過大に評価してしまう傾向がある。従って、現時点で測定されている二酸化炭素は、なんらかの原因で格納容器内に流れ込んできたものであると考えられる。もし仮に事故初期に大規模なコア・コンクリート反応が発生していたと仮定した場合においても、現時点では流入分が支配的であり、当時発生したガスはサンプリング時点においてほとんど残存していないと推定される。

表 6 コア・コンクリート反応発生時の一酸化炭素・二酸化炭素発生量評価（解析）

		1号機	2号機	
PCV への炉心落下割合(%)		100%	57% (計装管貫通部)	57% (CRD 貫通部)
解析による ガス発生量(kmol) (累積)	水蒸気	75.8	1.18	4.3
	H ₂	37.8	2.06	4.1
	CO	5.2	0.04	0.1
	CO ₂	8	0.12	0.46
	CO+ CO ₂	13.2	0.16	0.56

※ ペデスタルサンプルピットで発生するガス量のみ

原子炉建屋天井クレーンの塗装の剥がれ事象について

1. 事象の概要

9月17日の撮影では、原子炉の真上から蒸気と推定される白色のガスの発生が認められる。約一ヵ月後の10月17日の撮影では、ガスの放出はおさまっているが、天井クレーンの塗装の一部に剥がれが発生している。この剥がれは、蒸気の発生停止後に発生したものと推定される。

2. 剥がれのメカニズム

塗膜の剥がれや割れなどの欠陥の要因は、塗膜内に発生する内部応力に起因することが多いとされている。内部応力が付着力を上回った時に塗膜の剥がれが発生する。塗膜は施工時の体積収縮による収縮応力をはじめから持っているが、周囲の環境の湿度変化に対応した増減を繰り返している。湿度が高いと時間の経過とともに内部応力は低下することが知られている。また、吸湿によって低下した内部応力は、脱湿により再び増加する^[1]。

以上のことから、天井クレーンの塗膜の剥がれの発生のメカニズムは、次のように考えられる。

- ① 事故時の熱や蒸気の影響で塗料が劣化し、付着力が低下した。それと同時に、塗膜への吸湿が起り、内部応力が低下したため、塗膜は維持された。
- ② 原子炉への注水により蒸気の発生が抑制され、雰囲気湿度が低下したため、塗膜の脱湿が進み、内部応力が回復した。
- ③ 回復した内部応力が、低下していた付着力を上回り、塗膜が剥がれた。

参考文献

- [1] 塗膜の付着 そのメカニズムの理論と解説 佐藤弘三著 理工出版社刊

以上