



AESJ-SC-S007:202X

(案)

日本原子力学会標準

沸騰水型原子炉の水化学管理指針：202X

202X 年 X 月

一般社団法人 日本原子力学会

全民健康保障基金

まえがき

この指針は、(一社)日本原子力学会が、標準委員会 システム安全専門部会 水化学管理分科会 BWR 水化学管理指針作業会、同分科会、同専門部会及び同委員会での審議を経て制定したものです。この指針では、発電用軽水型原子炉の安全性確保に係る冷却水などの水質管理（以下、“水化学管理”という。）が担っている役割を達成すべく管理方法を規定しています。その実践を通じ、プラントシステム全体の信頼性の維持、向上、及び被ばく低減による作業従事者の安全確保が期待されます。

発電用沸騰水型原子炉（BWR : Boiling Water Reactor）では、高温高圧環境下で構造材料及び燃料被覆管が冷却材及び減速材としての水と接触しています。一般に、金属材料と水の界面では腐食反応が起こりますが、とりわけ BWR のような高温高圧環境下では、水質悪化に伴い構造材料及び燃料被覆管の健全性に影響を及ぼすことが懸念されます。特に水質悪化が長期間に亘ると、原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材漏えい発生、又は燃料被覆管の破損による環境への放射性物質の放出に繋がる可能性があります。また、構造材料の腐食によって発生する腐食生成物が水を介して炉心で放射化され材料の表面に移行蓄積しますと、これが線源となって作業従事者の被ばく線量の上昇の原因となります。

したがって、原子力安全の確保と共に作業安全の確保のためには、水化学管理の側面からは、

1. 腐食損傷の抑制による構造材料・燃料被覆管の健全性維持
2. 線源強度低減による作業従事者の被ばく低減

の継続的な達成が求められます。

しかし、腐食損傷の抑制及び被ばく線量低減は、複雑に絡み合っているため、水化学管理による運用変更は、一方へはメリットになるが、他方へはデメリットとなる側面も有していることから、電気事業者（以下、“事業者”という。）は、プラントシステムを包括的に捉え、多様な課題に対して、調和的に解決する必要があります。

このような状況の下、国内原子力発電所では、事業者が腐食と線源強度上昇に係る種々の試験結果、及び 40 年超に亘る運転経験から水化学管理に係る運用（管理項目、基準値、管理頻度、逸脱時の措置 等）を定めると共に、国内外の知見及び最新技術を適宜取込むことによって、水化学管理を実施してきました。しかし、2011 年に発生した福島第一原子力発電所事故の教訓から、事業者間に限らず、その枠を超えて異なる分野の専門家と利害関係を超えた公開の場で原子力安全の考え方に立脚した水化学管理のあり方を継続的に議論することが必要不可欠であり、同分科会において検討しております。発電用軽水型原子炉の通常運転時、起動時、停止時、及び保管時を対象とした水化学管理は、いずれも異常・事故の発生の未然防止、及びそれら兆候の早期検知を主たる目的としております。水化学管理によって、重要な多重障壁を構成する圧力バウンダリとなる構造材料、及び燃料被覆管の健全性を維持し、それらが損傷した際には、トラブル又は事故の起因事象（発端事象）となって、通常運転を逸脱し事故状態に至ることが想定されます。このため、原子力安全及び深層防護等の“Risk-Informed”の観点を踏まえ、下記の 5 点をもとに安全性向上の検討に継続的に取り組むことが重要です。

- ①BWR の水化学管理と運用が、規制規則及び保安規定等に適合すること
- ②水化学に起因する事象によって通常の状態を逸脱する可能性を低減すること
- ③この指針、「AESJ-SC-S009 沸騰水型原子炉の水化学分析方法 — よう素 131:202X」,「AESJ-SC-S010 沸騰水型原子炉の水化学分析方法 — コバルト 60 イオン:202X」及び「AESJ-SC-S011 沸騰水型原子炉の水化学分析方法 — 金属不純物:202X」の考え方が安全裕度を有し、アクションレベル等を超えても直ちにクリフエッジとはならないこと

- ④深層防護の考え方にに基づき多層のアクションレベルが用意されていること
- ⑤この指針の現場での利用状況をモニタリングし、PDCA サイクルを回すこと

これらによって、構造材料、及び燃料被覆管の健全性の維持、及び向上に寄与できます。また、軽水炉の継続的な安全性向上による長期的な原子力利用に関わる基盤構築には、顕在化したトラブルに対するリアクティブな対策に留まらず、様々なバイアス及び思い込みを取り除きながら“Unknown-unknowns”の存在を前提として、新知見をプロアクティブに蓄積し、原子力安全に反映していくためのPDCAが必要と考えます。

同分科会では、それらの実現に向けて、原子力の安全基本原則をはじめ、原子力安全にとって重要となる考え方及びRisk-Informed等の種々の観点及び指標などを網羅的に調査し、水化学管理指針へのフィードバックについて検討してきました。

昨今の米国における規制の近代化の取り組みにおいては、原子力エネルギー革新と近代化法（NEIMA：Nuclear Energy Innovation and Modernization Act）が制定され、許認可近代化プログラムなどが進められており、そこではリスク上重要な事象を選定し、低頻度・高影響の事象についても考慮していくことが検討されています。そのような新しい考え方も参考に、既存の規範的な手続きに満足することなく、安全上重要な項目に取り組み、継続的な安全性向上に努めることが重要と考えます。

水化学管理は、軽水炉の長期運転に伴う高経年化対策及び軽水炉の設備利用率向上と関係が深いため、それらに関わる新たな評価軸の必要性及び導入についても議論を継続するとともに、引き続き、作業員の被ばく低減及び人と環境の放射線影響からの防護に関係する水化学管理のアップデートを継続していきます。継続中の検討については、まとまり次第随時今後の改定において指針に反映していく予定です。

今回の改定では、福島第一原子力発電所事故の教訓の反映とともに、新知見等を取り入れる継続的な検討などを解説に追加記載しました。

以上の観点における取り組み及び完了した検討を踏まえて、公平、公正、公開の原則に基づく日本原子力学会標準として水化学管理指針を改定することとしました。これによって、福島第一原子力発電所事故後の安全性向上に係る取り組みを示すことも期待されます。

この指針は、事業者及びメーカーの技術者にとって、より良い水化学管理を実践していく上で拠り所となるもので、解説に記載された管理値等の設定に係る技術根拠は、若手技術者への技術伝承のみならず、大学などの機関の研究者にとっても教材として幅広く機能することを期待しています。

指針を策定した後も、安全性向上に係る新知見及び水化学等に係る最新技術を発電所の運用に適切に反映するため、指針を改定していきます。このような活動を通じて、原子力発電所の継続的な安全性向上に寄与できるものと期待されます。

Foreword

The guidelines were established by the Atomic Energy Society of Japan (AESJ) through discussions of the Water Chemistry Guideline Working Group for Boiling Water Reactor, the Water Chemistry Committee, the System Safety Committee, and the Standards Committee. These guidelines stipulate the methodology of boiling water reactor (BWR) coolant control (also known as water chemistry control). Through the practice of these guidelines, we expect to maintain and improve the reliability of BWR coolant systems and secure the safety of workers at BWRs by reducing their radiation exposure. In the BWR coolant system, the structural materials and fuel claddings are in contact with water as coolant and moderator under a high-temperature and high-pressure environment. Generally, corrosion occurs at the interface of water and structural materials and is accelerated under a high-temperature and high-pressure environment; the integrity of structural materials and fuel claddings is affected by the water quality. In particular, prolonged deterioration of water quality can lead to coolant leakage from the reactor coolant pressure boundary or to release of radioactive materials into the environment from the fuel cladding failure. In addition, the corrosion products released from the structural materials are deposited on the surface of the fuel claddings, which will become a radiation source. The radiation source will cause an increase in the worker exposure.

Considering the above, to ensure nuclear safety from the aspect of water chemistry management, the following objectives of water chemistry must be achieved continuously.

1. To ensure primary system component and fuel cladding material integrity by controlling corrosion damage
2. To minimize worker exposure through reduction of radiation source intensity

However, because the control of corrosion damage and the reduction of radiation dose are intricately intertwined, operational changes in water chemistry management have both merits and demerits. Therefore, electric utilities (hereinafter referred to as "utilities") need to take a comprehensive view of plant systems and solve various problems in a harmonious manner.

Japanese utilities have been implementing water chemistry control methodology by establishing management practices (control parameters, standard values, control frequency, measures in case of deviation, etc.) based on the various corrosion tests results related to corrosion and source term strength and on over 40 years of operating experience. This methodology was based on the domestic and overseas knowledge and the state-of-the-art scientific understanding and technical background such as field experience. Based on the lessons learned from the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant accident in 2011, it is essential to continuously discuss water chemistry control based on the philosophy of nuclear safety not only among utilities, but also in open forum with experts in different fields of industry and academia transcend their sectional interests. For this reason, the Sub-committee has started to discuss the issue.

Water chemistry control of light water reactors (LWRs) during normal operation, startup, shutdown, and storage has the main objectives of 1) preventing the occurrence of abnormalities and/or accidents and 2) detecting their indications early.

Water chemistry control maintains the integrity of the structural materials which constitute

important multiple barriers and function as pressure boundaries, and fuel cladding, and when they are damaged, it is assumed to be an initiating event of a trouble or accident, resulting in an accident that deviates from normal operation. Therefore, it is important to continuously study safety improvement based on the following five points from the viewpoint of nuclear safety and “Risk-Informed” in the defense-in-depth

- (1) Water chemistry control and operation of BWRs should comply with regulatory rules and safety regulations.
- (2) The possibility of deviation from normal operation conditions due to events caused by water chemistry changing and degradation should be reduced.
- (3) The concepts of these guidelines and the BWR water chemistry analysis standards (“AESJ-SC-S009, AESJ-SC-S010 and AESJ-SC-S011”) should have a sufficient safety margin, so that exceeding the action level, etc. does not immediately result in a cliff-edge.
- (4) The multiple action levels should be provided based on the defense-in-depth.
- (5) The use of these guidelines in the BWRs should be monitored and the PDCA (Plan-Do-Check-Act) cycle should be implemented.

This will contribute to maintaining and improving the integrities of structural materials and fuel cladding.

In addition, to establish a foundation for the long-term use of nuclear energy by continuously improving the safety of LWRs, it is important not only to take reactive measures against troubles that have appeared, but also to remove various biases and assumptions and to acquire knowledge proactively based on the assumption that “unknown-unknowns” exist. PDCA cycle is necessary to reflect it in nuclear safety.

The Subcommittee has been investigating the fundamental principles, important philosophy for nuclear safety, and various perspectives and metrics such as Risk-Informed, etc., to realize these principles, and has been discussing feedback to the Water Chemistry Guidelines.

In the recent regulatory modernization efforts in the United States, the Nuclear Energy Innovation and Modernization Act (NEIMA) has been enacted and a licensing modernization program is underway, which is considering the selection of risk-significant events and the consideration of low-frequency, and high-consequence events. With reference to such new approaches, we believe it is important not to be satisfied with the existing normative procedures, but to address safety-significant events and strive for continuous safety improvement.

Since water chemistry control is closely related to long-term operation and aging management of LWRs, we will continue to discuss the necessity and introduction of new evaluation axes related to them, and continue to update water chemistry control related to the reduction of worker exposure and protection of humans and the environment from radiation effects. Ongoing discussions will be reflected in future revisions of the guidelines as soon as they are finalized.

In this revision, we have reflected the lessons learned from the accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant, and have added a description of ongoing studies to incorporate new findings and other information in the supplementary explanation.

From these perspectives, we have decided to revise the Water Chemistry Guidelines as a standard of

the AESJ based on the principles of fairness, impartiality, and openness. This is also expected to demonstrate our efforts to improve safety after the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant accident. The technical basis listed in the guidelines will contribute to the creation of more human resources for developing water chemistry experts and academic researchers, including those of the next generation. After the guidelines are published, they will be reviewed every five years, and the necessity of revision will be discussed at all times. The guidelines will be revised based on the state-of-the-art scientific understanding and the extensive field experience of BWR operation performance to provide more advanced guidelines.

It is also expected that the safety and reliability of BWR will be ensured and improved sustainably by the revision.

制定：202X 年 X 月 X 日

この標準についての意見又は質問は、一般社団法人日本原子力学会事務局標準委員会担当（〒105-0004 東京都港区新橋 2-3-7 TEL 03-3508-1263）にご連絡ください。

全民健康保障基金

目 次

	ページ
序文	1
1 適用範囲	1
2 引用規格	1
3 用語及び定義	1
4 BWR 水化学管理	3
4.1 水化学管理の実施	3
4.2 管理項目及び診断項目	3
4.3 管理及び診断対象	4
4.4 アクションレベル、推奨値及び測定頻度	5
5 品質管理	14
5.1 一般事項	14
5.2 サンプルング方法	14
5.3 分析方法	14
5.4 水質等データ管理	14
附属書 A（参考）アクションレベルに至ってから回復するまでの許容時間の考え方	16
附属書 B（参考）BWR の運転モード例	18
附属書 C（参考）改良水化学適用時の水質変動	22
附属書 D（参考）BWR における管理及び診断系統水等のサンプルング箇所の例	25
附属書 E（参考）管理項目及び診断項目の分類の考え方	29
附属書 F（参考）アクションレベル及び推奨値の考え方	42
附属書 G（参考）測定頻度の設定の考え方	68
附属書 H（参考）サンプルング方法の例	84
附属書 I（参考）分析方法の例	86
附属書 J（参考）水質等データの評価方法の例	88
解説	90
1 制定の趣旨	90
2 制定及び改定の経緯	90
3 審議中に特に問題となった事項	91
4 制定後のフォロー	91
5 沸騰水型原子炉のシステムの概要	94
6 水化学管理の考え方	95
7 構造材健全性に対する水化学の役割	96
8 燃料被覆管に対する水化学の役割	130
9 被ばく低減に対する水化学の役割	135
10 測定頻度（海外の水化学管理指針との比較）	156
11 水化学管理の最適化	156
12 管理値等の単位について	157

全民健康保障基金

日本原子力学会標準

沸騰水型原子炉の水化学管理指針：202X

Water Chemistry Guidelines for Boiling Water Reactors: 202X

序文

沸騰水型原子炉（以下，“BWR”という。）は、冷却材として軽水を沸騰させ蒸気を発生し、蒸気タービンを回し発電する原子炉である。原子炉の構造材料及び燃料被覆管の長期健全性の維持、並びに作業従事者の被ばく線量の低減を目的として、水化学管理が実施されている（解説 5,6,7,8 参照）。この指針は、BWR のより良い水化学管理のための標準的な方法を規定することによって、原子力安全の継続的な改善に寄与することを目的としている。

1 適用範囲

この指針は、事業者が現行の BWR の原子力安全の確保において考慮すべき標準的な原子炉水化学管理方法について規定する。

2 引用規格

次に掲げる規格及び標準は、この指針に引用されることによって、この指針の規定の一部を構成する。これらの引用規格は、その追補をも含む。また、記載の年の版だけがこの規格を構成するものであって、その後の改訂（改正、改定）版・追補には適用しない。西暦年の付記がない引用規格は、その最新版（追補をも含む。）を適用する。

なお、引用規格とこの指針の規定に相違がある場合は、この指針の規定を優先する。

JIS Z 4001 原子力用語

JIS K 0211 分析化学用語（基礎部門）

原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則（令和 2 年原子力規制委員会規則第 2 号）

3 用語及び定義

この指針で用いる主な用語及び定義は、**JIS Z 4001**、**JIS K 0211** によるほか、次による。

3.1

管理項目（control parameters）

構造材健全性及び燃料健全性を損なうおそれのあることが明らかになっている水質項目であり、アクションレベルを設定する項目

3.2

アクションレベル（action levels）

プラント設備の健全性確保の観点から必要となる措置の実施を判断するため、管理項目に設定する値

注釈 アクションレベルにはアクションレベル 1,2,3 がある。

3.3

推奨値（recommended values）

管理項目及び診断項目で、より良い水化学管理を達成するために維持することが望ましい範囲として必

要に応じて設定する値

3.4

診断項目 (diagnostic parameters)

水化学管理の状態を把握するため、構造材料及び燃料被覆管の腐食及び線量率などの診断を目的として設定する項目

3.5

運転モード (operation mode)

通常運転時、起動時、停止時、冷温停止時及び改良水化学適用時を含む BWR の運転状態

3.6

通常運転時 (normal operation)

原子炉の起動後、定格熱出力又は定格電気出力に到達してから、原子炉停止のために出力降下させる操作（炉心流量の低下又は制御棒の挿入など）を開始するまでの、原子炉出力運転中の期間

3.7

起動時 (start-up)

原子炉を起動するための操作（制御棒の引抜きなど）を開始してから、定格熱出力又は定格電気出力に到達するまでの期間

3.8

停止時 (shutdown)

通常運転時から原子炉停止のために出力降下させる操作（炉心流量の低下又は制御棒の挿入など）を開始してから原子炉水の温度が 100℃未満となるまでの期間

3.9

冷温停止時 (outage/wet layup)

原子炉の温度が 100℃未満の状態、原子炉を起動するための操作（制御棒の引抜きなど）を開始するまでの期間

注釈 起動前給復水系浄化運転及び原子炉脱気運転もこの期間に含める。

3.10

改良水化学適用時 (improved water chemistry application)

応力腐食割れ (SCC) 環境緩和及び被ばく低減を目的として系統に薬品などを注入している期間又は注入以降その効果を発揮する期間

3.11

原子炉水 (reactor water)

原子炉及びその周辺の系統（原子炉冷却材再循環系及び原子炉冷却材浄化系など）に属する水

3.12

給水 (feedwater)

給水系に属する水

3.13

復水 (condensate water)

復水系に属する水

3.14

オフガス (off-gas)

気体廃棄物処理系に属する放射性物質を含む気体

3.15

使用済燃料プール水 (spent fuel pool water)

使用済燃料プール及びその周辺の系統（使用済燃料プール浄化系など）に属する水

注釈 本対象は原子炉の出力変動による影響を受けないため、運転モードに依らない管理とする。

3.16

復水貯蔵タンク水 (condensate storage tank water)

復水貯蔵タンク内に貯蔵される水

注釈 本対象は原子炉の出力変動による影響を受けないため、運転モードに依らない管理とする。

3.17

純水貯蔵タンク水 (pure-water storage tank water)

純水貯蔵タンク内に貯蔵される水

注釈 本対象は原子炉の出力変動による影響を受けないため、運転モードに依らない管理とする。

4 BWR 水化学管理

4.1 水化学管理の実施

原子力安全の確保に向け、BWR では、主に次の 3 点を目的として、原子炉冷却材の管理を行う。

- － 構造材料の健全性維持
- － 燃料被覆管の健全性維持
- － 作業従事者の被ばく低減

この指針では、これらの目的を達成するために管理項目及び診断項目を設定する（解説 5,6,7,8 参照）。

なお、自主的安全性向上を図るため、この指針に最新知見及び技術を取り込むべく PDCA サイクルを実践し、必要に応じこれら項目の見直しを行う（解説 3 参照）。

4.2 管理項目及び診断項目[1]

4.2.1 管理項目

4.2.1.1 一般事項

管理項目は、構造材健全性及び燃料健全性を損なうおそれのあることが明らかになっている水質項目であり、アクションレベルを設定して各々の数値に対して非安全側に移行（以下、これを“アクションレベルに至る”といい、逆に安全側に移行することを“アクションレベルから回復する”という。）した場合にはレベルごとに適切な措置を実施する。

4.2.1.2 アクションレベル

この指針では、アクションレベルを次のように大別する。

- a) **アクションレベル 1** プラント設備の健全性確保の観点から長期的にその状態になることを避けるべき値。
- b) **アクションレベル 2** プラント設備の健全性確保の観点から迅速な回復が要求される値。
- c) **アクションレベル 3** プラント設備の健全性確保の観点から許容できない値。

4.2.1.3 アクションレベルに至った場合の措置

各アクションレベルに至った場合の措置は次のとおりとする。ただし、アクションレベルに至った状態で運転モードの移行を伴った場合は、運転モードが移行した時点から移行後の運転モードにおけるアクションレベルに基づいて管理を実施する。

a) アクションレベル 1 に至った場合の措置 再測定を実施するなど速やかに事象を評価し、原因の究明を試み、アクションレベル 1 から回復する措置を講じる。1 週間¹⁾以内に回復しない場合は、長期のシステム信頼性への影響を評価する。

注¹⁾ アクションレベルに至ってから回復するまでの許容時間（以下，“許容時間”という。）1 週間の考え方については、**附属書 A**を参照。

b) アクションレベル 2 に至った場合の措置 再測定を実施するなど速やかに事象を評価し、原因の究明を試み、アクションレベル 2 から回復する措置を講じる。24 時間²⁾以内に回復しない場合は、システム信頼性への影響を評価し、必要に応じて出力降下又は通常停止操作による冷温停止などの措置を検討する。

注²⁾ 許容時間 24 時間の考え方については、**附属書 A**を参照。

c) アクションレベル 3 に至った場合の措置 再測定を実施するなど速やかに事象を評価し、原因の究明を試み、アクションレベル 3 から回復する措置を講じる。速やかに回復しない場合、出力降下又は通常停止操作による冷温停止などの措置を講じる。

なお、出力降下によってアクションレベル 3 から回復すると評価される場合は、同措置による回復を確認した上で原子炉運転状態を維持できる。

4.2.1.4 推奨値の設定及び措置

アクションレベルの設定に加えて、より良い水化学管理を達成するために維持することが望ましい範囲として必要に応じて推奨値を設定する。推奨値を達成できない場合は、必要に応じて再測定を実施するなど事象を評価すると共に対応方針を検討する。

4.2.1.5 測定頻度

管理項目のアクションレベルに至っていないかどうか及び推奨値を達成しているかどうかを確認するために、管理項目ごとにその重要度を踏まえて適切な頻度で測定する。

4.2.2 診断項目

4.2.2.1 一般事項

水化学管理の状態を把握するため、構造材料及び燃料被覆管の腐食及び線量率などの診断を目的として設定する項目であり、推奨値を設けた項目についてはその値を達成することが望まれる。

4.2.2.2 推奨値の設定及び措置

管理項目と同様に、より良い水化学管理を達成するために維持することが望ましい範囲として推奨値を設定する。推奨値を達成できない場合は、必要に応じて再測定を実施するなど事象を評価すると共に対応方針を検討する。

4.2.2.3 測定頻度

診断項目の推奨値を達成しているかどうかを確認するため、また、傾向を把握するために、診断項目ごとにその重要度を踏まえて適切な頻度で測定する。

4.3 管理及び診断対象[1]

4.3.1 一般事項

管理項目及び診断項目となる水質項目などは、**表 1**に示すように BWR の各運転モードにおいて系統ごとにそれぞれ規定される。各運転モードと系統水などの定義は次に示すとおりである。

表 1－管理及び診断対象

運転モード	管理及び診断の対象とする系統水など
通常運転時	原子炉水，給水，復水，オフガス，使用済燃料プール水 ^{a)} ， 復水貯蔵タンク水 ^{a)} ，純水貯蔵タンク水 ^{a)}
起動時	原子炉水，給水，復水，使用済燃料プール水 ^{a)} ，復水貯蔵タンク水 ^{a)} ， 純水貯蔵タンク水 ^{a)}
停止時	原子炉水，使用済燃料プール水 ^{a)} ，復水貯蔵タンク水 ^{a)} ， 純水貯蔵タンク水 ^{a)}
冷温停止時	原子炉水，給水，復水，使用済燃料プール水 ^{a)} ，復水貯蔵タンク水 ^{a)} ， 純水貯蔵タンク水 ^{a)}
改良水化学適用時	原子炉水
注 ^{a)} 使用済燃料プール水，復水貯蔵タンク水，純水貯蔵タンク水の水質は原子炉の出力変動による影響を受けないため，運転モードに応じて管理方法を変更する必要はない。	

4.3.2 運転モード

4.3.2.1 一般事項

この指針では，BWR における運転モードを次のように大別する。一般的な BWR の運転操作と運転モードの関連性については，**附属書 B** で説明する。また，改良水化学の具体例については，**附属書 C** で説明する。

- a) 通常運転時
- b) 起動時
- c) 停止時
- d) 冷温停止時
- e) 改良水化学適用時

4.3.3 管理及び診断系統水など

4.3.3.1 一般事項

この指針では，次に示す系統の水質項目などを管理項目又は診断項目として規定する。サンプリング箇所例については，**附属書 D** で説明する。

- a) 原子炉水
- b) 給水
- c) 復水
- d) オフガス
- e) 使用済燃料プール水
- f) 復水貯蔵タンク水
- g) 純水貯蔵タンク水

4.4 アクションレベル，推奨値及び測定頻度^[1]

4.4.1 一般事項

この指針で規定する管理項目及び診断項目と各々の設定値は次に示すとおりとする。改良水化学適用時とその前後の過渡期においても，原則，改良水化学を適用しない場合の管理に準拠し，管理項目の測定値

がアクションレベルに至った場合は**附属書 C**で述べる水質変動の例を考慮して必要な措置を講じる。

なお、管理項目及び診断項目の分類の考え方については**附属書 E**、アクションレベル及び推奨値の考え方については**附属書 F**、測定頻度の設定の考え方については**附属書 G**で説明する。

4.4.2 通常運転時

通常運転時については、原子炉水、給水、復水及びオフガスを規定する。

4.4.2.1 原子炉水

通常運転時の原子炉水の管理項目に対するアクションレベル、推奨値及び測定頻度を**表 2**に示す。また、通常運転時の原子炉水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を**表 3**に示す。

表 2—通常運転時の原子炉水の管理項目に対するアクションレベル、推奨値及び測定頻度

項目		アクションレベル			推奨値	測定頻度
名称	単位	1	2	3		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	µS/m	>20	>100	>1 000	≤10	連続 ^{b)}
塩化物 イオン	µg/L	>5	>100	>500	≤1	1 回/週 ^{c)}
硫酸イオン	µg/L	>5	>100	>500	≤2	1 回/週 ^{c)}

注 a) 測定後に 25 °C に換算した値とする。
注 b) 連続測定計器による連続測定値を監視する。
注 c) 電気伝導率及び/又は pH に大きな変動が生じた場合、必要に応じて確認のための測定を実施する。

表 3—通常運転時の原子炉水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
pH (at 25 °C ^{a)})	—	6.5～7.5	連続 ^{b)}
シリカ	µg/L	≤1 000	1 回/月
溶存酸素	µg/L	—	連続 ^{b)}
金属不純物 ^{c)}	µg/L	≤10	1 回/月
よう素 131	Bq/g	≤0.04 ^{d)}	1 回/週 ^{f)}
銅	µg/L	≤1	1 回/月
コバルト 60 イオン	Bq/mL	≤5 ^{e)}	1 回/週 ^{g)}

注 a) 測定後に 25 °C に換算した値とする。
注 b) 連続測定計器による連続測定値を監視する。
注 c) 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。
注 d) 燃料棒からの放射性物質漏えいを経験していないプラントが対象。
注 e) 給水鉄量制御プラントが対象。
注 f) オフガスモニタ指示値に大きな変動が生じた場合、必要に応じて確認のための測定を実施する。
注 g) これまでの運転実績によって変動要因がないことを確認できれば、1 回/月の測定頻度とすることができる。

4.4.2.2 給水

通常運転時の給水の管理項目に対するアクションレベル、推奨値及び測定頻度を表 4 に示す。また、通常運転時の給水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 5 に示す。

表 4—通常運転時の給水の管理項目に対するアクションレベル、推奨値及び測定頻度

項目		アクションレベル			推奨値	測定頻度
名称	単位	1	2	3		
金属不純物 ^{a)}	µg/L	—	>15	—	≤1	1 回/週
銅	µg/L	—	>2	—	≤0.1	1 回/週

注 ^{a)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。

表 5—通常運転時の給水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	µS/m	≤6	連続 ^{b)}
溶存酸素 ^{c)}	µg/L	20～200	連続 ^{b)}

注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。
 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。
 注 ^{c)} 溶存酸素については、給水と復水脱塩器出口のいずれか又は両方で測定する。

4.4.2.3 復水

a) 復水（低圧復水ポンプ出口） 通常運転時の低圧復水ポンプ出口における復水の管理項目に対するアクションレベル、推奨値及び測定頻度を表 6 に示す。

表 6—通常運転時の復水（低圧復水ポンプ出口）の管理項目に対する
アクションレベル、推奨値及び測定頻度

項目		アクションレベル			推奨値	測定頻度
名称	単位	1	2	3		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	µS/m	—	>20	—	≤10	連続 ^{b)}

注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。
 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。

b) 復水（復水脱塩器出口） 通常運転時の復水脱塩器出口における復水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 7 に示す。

表 7—通常運転時の復水（復水脱塩器出口）の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤6	連続 ^{b)}
溶存酸素 ^{c)}	μg/L	20～200	連続 ^{b)}
金属不純物 ^{d)}	μg/L	—	1 回/週
銅	μg/L	—	1 回/週
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 溶存酸素については、給水と復水脱塩器出口のいずれか又は両方で測定する。 注 ^{d)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

4.4.2.4 オフガス

通常運転時のオフガスの診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 8 に示す。

表 8—通常運転時のオフガスの診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
オフガスモニタ指示値	mSv/h 又は A	—	連続 ^{a)}
放出率 (7 核種 ^{b)})	Bq/s	—	1 回/月 ^{c)}
注 ^{a)} オフガスモニタによる連続測定値を監視する。 注 ^{b)} ¹³³ Xe, ¹³⁵ Xe, ^{135m} Xe, ¹³⁸ Xe, ^{85m} Kr, ⁸⁷ Kr, ⁸⁸ Kr の合計放出率。 注 ^{c)} オフガスモニタ指示値に大きな変動が生じた場合、必要に応じて確認のための測定を実施する。			

4.4.3 起動時

起動時には、原子炉水、給水及び復水を規定する。

4.4.3.1 原子炉水

起動時の原子炉水の管理項目に対するアクションレベル、推奨値及び測定頻度を表 9 に示す。また、起動時の原子炉水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 10 に示す。

表 9—起動時の原子炉水の管理項目に対するアクションレベル、推奨値及び測定頻度

項目		アクションレベル			推奨値	測定頻度
名称	単位	1	2	3		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	—	>100	>1 000	—	連続 ^{b)}
塩化物イオン	μg/L	—	>100	>500	—	起動期間中に 1 回以上
硫酸イオン	μg/L	—	>100	>500	—	起動期間中に 1 回以上

注^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。
 注^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。

表 10—起動時の原子炉水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	連続 ^{b)}
溶存酸素 ^{c)}	μg/L	—	連続 ^{b)}
よう素 131	Bq/g	—	起動期間中に 1 回以上

注^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。
 注^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。
 注^{c)} 温度 100 °C 以上の場合に測定する。

4.4.3.2 給水

起動時の給水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 11 に示す。

表 11—起動時の給水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤6	連続 ^{b)}
溶存酸素 ^{c)}	μg/L	20～200	連続 ^{b)}

注^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。
 注^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。
 注^{c)} 溶存酸素については、給水と復水脱塩器出口のいずれか又は両方で測定する。

4.4.3.3 復水

a) 復水（低圧復水ポンプ出口） 起動時の低圧復水ポンプ出口における復水の管理項目に対するアクションレベル、推奨値及び測定頻度を表 12 に示す。

表 12—起動時の復水（低圧復水ポンプ出口）の管理項目に対する
アクションレベル、推奨値及び測定頻度

項目		アクションレベル			推奨値	測定頻度
名称	単位	1	2	3		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	—	>20	—	≤10	連続 ^{b)}
注^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。						

b) 復水（復水脱塩器出口） 起動時の復水脱塩器出口における復水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 13 に示す。

表 13—起動時の復水（復水脱塩器出口）の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤6	連続 ^{b)}
溶存酸素 ^{c)}	μg/L	20～200	連続 ^{b)}
有機体炭素 (TOC)	μg/L	—	起動期間中に 1 回 以上
注^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注^{c)} 溶存酸素については、給水と復水脱塩器出口のいずれか又は両方で測定する。			

4.4.4 停止時

停止時については、原子炉水だけ規定する。

4.4.4.1 原子炉水

停止時の原子炉水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 14 に示す。

表 14—停止時の原子炉水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	—	連続 ^{b)}
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	連続 ^{b)}
塩化物イオン	μg/L	—	任意
硫酸イオン	μg/L	—	任意
溶存酸素 ^{c)}	μg/L	—	連続 ^{b)}
停止時よう素 131 増加量	Bq	—	停止時に 1 回
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 温度 100 °C 以上の場合に測定する。			

4.4.5 冷温停止時

冷温停止時については、原子炉水、給水及び復水（低圧復水ポンプ出口）を規定する。ただし、給水及び復水（低圧復水ポンプ出口）に関しては、給復水浄化運転時に限る。

4.4.5.1 原子炉水

冷温停止時の原子炉水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 15 に示す。

表 15—冷温停止時の原子炉水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤210	1 回/日
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	1 回/月
塩化物イオン	μg/L	≤100	任意 ^{c)}
硫酸イオン	μg/L	≤100	任意 ^{c)}
溶存酸素 ^{b)}	μg/L	≤200	連続 ^{d)}
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 原子炉脱気運転時。 注 ^{c)} 電気伝導率及び/又は pH に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。 注 ^{d)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。			

4.4.5.2 給水

冷温停止時の給水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 16 に示す。

表 16ー冷温停止時の給水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
金属不純物 ^{a)}	μg/L	—	任意
注 ^{a)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

4.4.5.3 復水（低圧復水ポンプ出口）

冷温停止時の低圧復水ポンプ出口における復水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 17 に示す。

表 17ー冷温停止時の復水（低圧復水ポンプ出口）の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	—	連続 ^{b)}
金属不純物 ^{c)}	μg/L	—	任意
過酸化水素	μg/L	—	任意
有機体炭素 (TOC)	μg/L	—	任意
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。			
注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。			
注 ^{c)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

4.4.6 運転モードに依らない系統

運転モードに依らない系統として、使用済燃料プール水、復水貯蔵タンク水及び純水貯蔵タンク水を規定する。

4.4.6.1 使用済燃料プール水

使用済燃料プール水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 18 に示す。

表 18—使用済燃料プール水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤210	1 回/日
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	1 回/月
塩化物イオン	μg/L	≤100	任意 ^{b)}
硫酸イオン	μg/L	≤100	任意 ^{b)}
金属不純物 ^{c)}	μg/L	—	1 回/月
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 電気伝導率及び/又は pH に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。 注 ^{c)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

4.4.6.2 復水貯蔵タンク水

復水貯蔵タンク水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 19 に示す。

表 19—復水貯蔵タンク水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤100	連続 ^{b), c)}
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	1 回/週 ^{c), d)}
塩化物イオン	μg/L	≤10	1 回/週 ^{c), d)}
硫酸イオン	μg/L	≤10	1 回/週 ^{c), d)}
シリカ	μg/L	≤100	1 回/月 ^{c), d)}
有機体炭素 (TOC)	μg/L	—	1 回/週 ^{c), d)}
金属不純物 ^{e)}	μg/L	≤200	1 回/月 ^{c), d)}
過酸化水素	μg/L	—	任意
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 復水貯蔵タンクに移送される他系統の水について、この項目が測定などによって評価されている場合には、測定頻度を低減又は省略することができる。 注 ^{d)} 電気伝導率に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。 注 ^{e)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

4.4.6.3 純水貯蔵タンク水

純水貯蔵タンク水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度を表 20 に示す。

表 20—純水貯蔵タンク水の診断項目に対する推奨値及び測定頻度

項目		推奨値	測定頻度
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤100	任意
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	任意
塩化物イオン	μg/L	≤10	任意
硫酸イオン	μg/L	≤10	任意
シリカ	μg/L	≤10	任意
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。			

5 品質管理

5.1 一般事項

4.4 で示した項目を適切に管理又は診断するためには、系統水などの項目ごとに適切なサンプリング方法及び分析方法を選択する必要がある。また、これによって得られた水質等データを適切に記録、評価、保管することによって BWR における水化学管理の品質が担保できる。BWR における水質などの項目ごとのサンプリング方法、分析方法及び得られた水質等データの管理方法を次に示す。

なお、原子力発電所では、原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則（令和 2 年原子力規制委員会規則第 2 号）に基づいて品質保証活動を実施しており、水化学管理においても、基本的にはこれに従って品質保証活動を実施している。ここで説明する品質管理は原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則（令和 2 年原子力規制委員会規則第 2 号）に記載される品質保証活動のうち、水化学管理に係る具体的手法を明記するものである。

5.2 サンプリング方法

BWR の系統水などのサンプリングには、連続測定計器を用いた連続サンプリング、及び測定の都度必要量の試料水のサンプリングを行う方法などがあり、分析する項目ごとに適切なサンプリング方法を選択する。各サンプリング方法の例を**附属書 H**に記載する。

5.3 分析方法

各項目の分析には、基本的にはそれぞれ JIS などの規格類に規定された適切な分析方法を用いる。分析方法の例を**附属書 I**に記載する。

5.4 水質等データ管理

5.4.1 記録

水質等データの活用及び運用を考慮し、水質等分析によって得られたデータは、採取日時、採取系統と共に的確かつ速やかに記録する。

5.4.2 評価

水質等分析によって得られた測定値から、水質等変動を極力早期、かつ的確に確認するため、水質等データの評価に際し、考慮しておくことが望ましい事項を次に示す。水質等データの評価方法の例を**附属書 J**に記載する。

5.4.2.1 測定値の正当性確保

水質等分析に際し、次の事項を考慮して実施することによって、測定値の正当性を確保する。

- a) **測定機器の管理** 測定に用いる測定機器は、測定値の正当性確保のため、定期的な校正、適切な保守、調整を行う。
- b) **標準物質等の管理** 分析に用いる標準物質、標準液及び試薬については、原則、国家（国際）標準物質、JIS 規格品を用いる。
- c) **分析器材等の管理** 分析に用いるガラス製体積計、温度計などについては、原則、JIS 規格品を用いる。
- d) **測定員の力量判定と維持** 測定を実施する測定員の力量を判定すると共に、力量を維持するための教育、訓練を行う。

5.4.2.2 測定値の妥当性評価

水質変動時、測定値の妥当性について、安定な運転状態からの水質変動範囲、関連水質項目、関連システム水質との相関評価を行い、水質異常に対する判断を行う。

5.4.3 保管

データの保管期間については、事業者ごとに適切に設定する。

参考文献

- [1] H.Kawamura, H.Hirano, Y.Katsumura, et al., “BWR Water Chemistry Guidelines and PWR Primary Water Chemistry Guidelines in Japan - Purposes and Technical Backgrounds -”, *Nuclear Engineering and Design*, **309**, p.161-p.174(2016).

附属書 A

(参考)

アクションレベルに至ってから回復するまでの許容時間の考え方

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

A.1 アクションレベル 1 に至ってから回復するまでの許容時間の考え方

アクションレベル 1 の設定値は、その値に至ることによって直ちにシステム信頼性に影響を与えるものではないが、長期のシステム信頼性を考慮した場合、それに至らない値で管理することが望ましい。アクションレベル 1 に至る事象のうち、一時的な水質変化に起因し、速やかにかつ容易に回復することが可能なものもあるが、それ以外に、回復までに時間を要しアクションレベル 1 に至った状態が最長で当該運転サイクル終了までの長期に及ぶ場合も考えられる。この指針では、アクションレベル 1 に至った状態が一時的な水質変化に起因したものではないと推定される継続期間を 1 週間と見込み、これを許容時間とした。分析などによってアクションレベル 1 に至ったことを確認してから回復したことを確認するまでの期間が 1 週間を超える場合は、その状態が運転期間中継続した場合のプラントのシステム信頼性への影響を評価する。

A.2 アクションレベル 2 に至ってから回復するまでの許容時間の考え方

アクションレベル 2 の設定値は、その値に至ることによって直ちにシステム信頼性を喪失するものではないが、通常管理されている値から大きく乖離しており、当該値に至った状態で運転を継続した経験も少ないことから、迅速に回復することが要求される。アクションレベル 2 を設定している管理項目（通常運転時における原子炉水の電気伝導率、塩化物イオン濃度及び硫酸イオン濃度）が、アクションレベル 2 に至る要因として、主に次の二つの事象が考えられる。

1) 系統内での不純物発生 例えば原子炉冷却材浄化系又は復水浄化系のイオン交換樹脂劣化に伴う不純物発生など。

2) 系統外からの不純物持込み 例えば主復水器における海水漏えい又は補給水の水質悪化に伴う系統内への不純物持込みなど。

上記 1)、2) がアクションレベル 2 に至る要因で、アクションレベル 3 に至らない場合は是正措置の例を表 A.1 に示す。アクションレベル 2 に至ったことの確認から原因究明及び是正措置が完了し、水質を安定させるまでの実現可能な期間を 24 時間と見込み、これを許容時間とした。分析などによってアクションレベル 2 に至ったことを確認してから回復したことを確認するまでの期間が 24 時間を超える場合は、これによるプラントのシステム信頼性への影響を評価し、必要に応じて出力降下又は通常停止操作による冷温停止などの措置を検討する。

表 A.1－アクションレベル 2 に至る要因と是正措置の例

アクションレベル 2 に至る要因	是正措置の例
1) 系統内での不純物発生	・原子炉冷却材浄化系のイオン交換樹脂張替え又は予備浄化設備への切替え（原子炉冷却材浄化系でのイオン交換樹脂劣化に伴う水質悪化の場合） ・不純物を排出する復水浄化系脱塩器の特定とその隔離（復水浄化系でのイオン交換樹脂劣化に伴う水質悪化の場合）
2) 系統外からの不純物持込み	・海水漏えいが発生した水室の隔離（主復水器における海水漏えいに伴う水質悪化の場合） ・補給水を供給する系統の隔離（補給水からの不純物持込みに伴う水質悪化の場合）

附属書 B (参考) BWR の運転モード例

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

B.1 運転モードと水化学管理

原子炉冷却系の環境及び水質はプラントの運転モードによって大きく変わるため、運転モードによって水化学管理の方法を分類することが必要である。この指針では基本的に定常的な運転操作に基づき、通常運転時、起動時、停止時及び冷温停止時の四つの運転モードに分類して管理方法を規定している。スクラムによる緊急停止などの非定常的な運転操作が伴う場合の管理方法は、この指針に規定する限りではない。

B.2 運転モードの区分

図 B.1～図 B.3 に BWR プラントにおける運転操作と運転モードの関係の例を示す。各々の運転モードは次に説明するとおりとする。

B.2.1 通常運転時

原子炉の起動後定格熱出力又は定格電気出力に到達してから、原子炉停止のために出力降下させる操作（炉心流量の低下又は制御棒の挿入など）を開始するまでの、原子炉出力運転中の期間をいう。

B.2.2 起動時

原子炉を起動するための操作（制御棒の引抜きなど）を開始してから、定格熱出力又は定格電気出力に到達するまでの期間をいう。

B.2.3 停止時

通常運転時から原子炉停止のために出力降下させる操作（炉心流量の低下又は制御棒の挿入など）を始めて原子炉水の温度が 100 °C 未満となるまでの期間をいう。

B.2.4 冷温停止時

原子炉水の温度が 100 °C 未満の状態、原子炉を起動するための操作（制御棒の引抜きなど）を開始するまでの期間をいう。起動前給復水系浄化運転及び原子炉脱気運転もこの期間に含める。

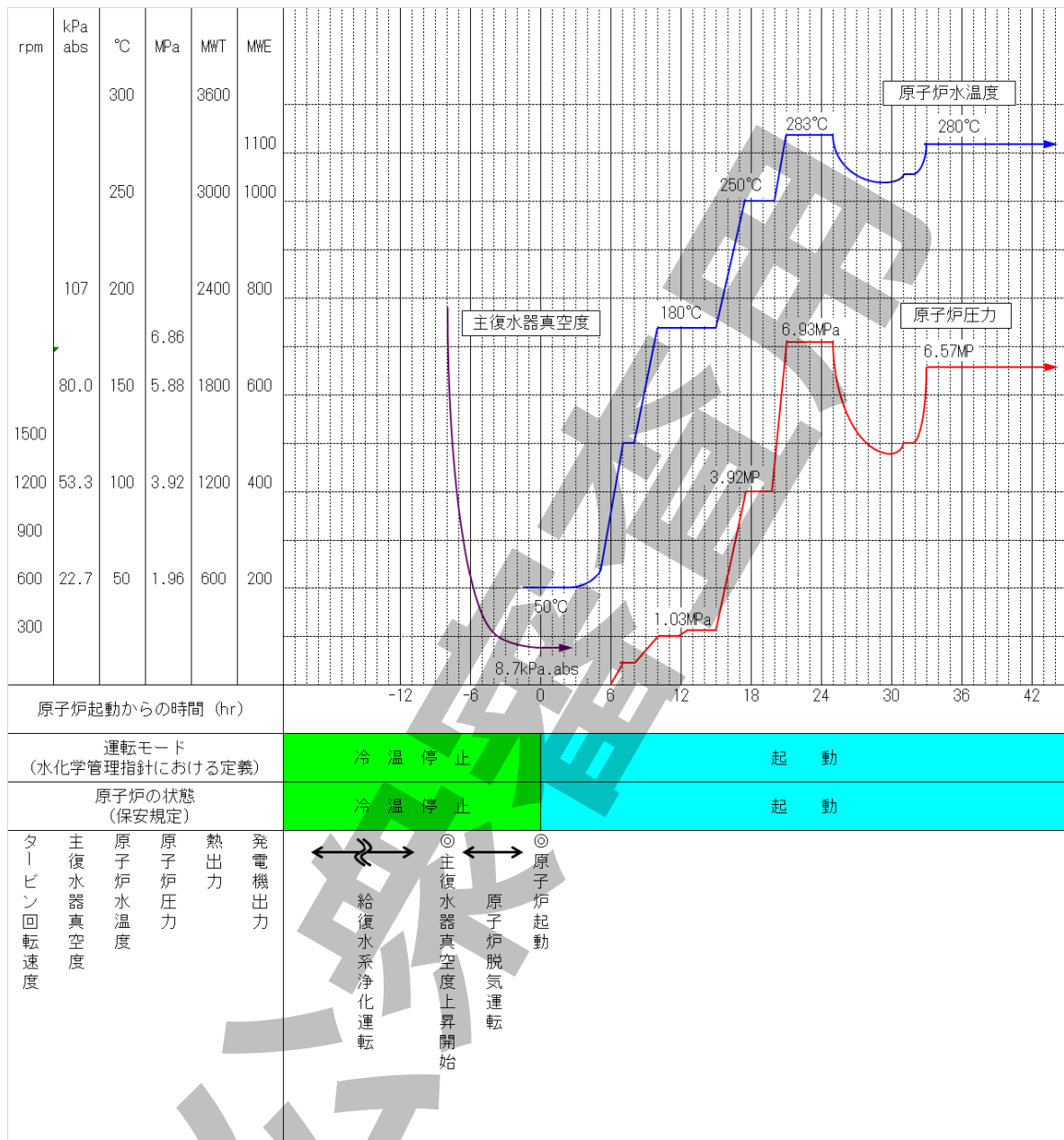


図 B.1－BWR プラントにおける運転操作と運転モードの関係の例（冷温停止時～起動時）

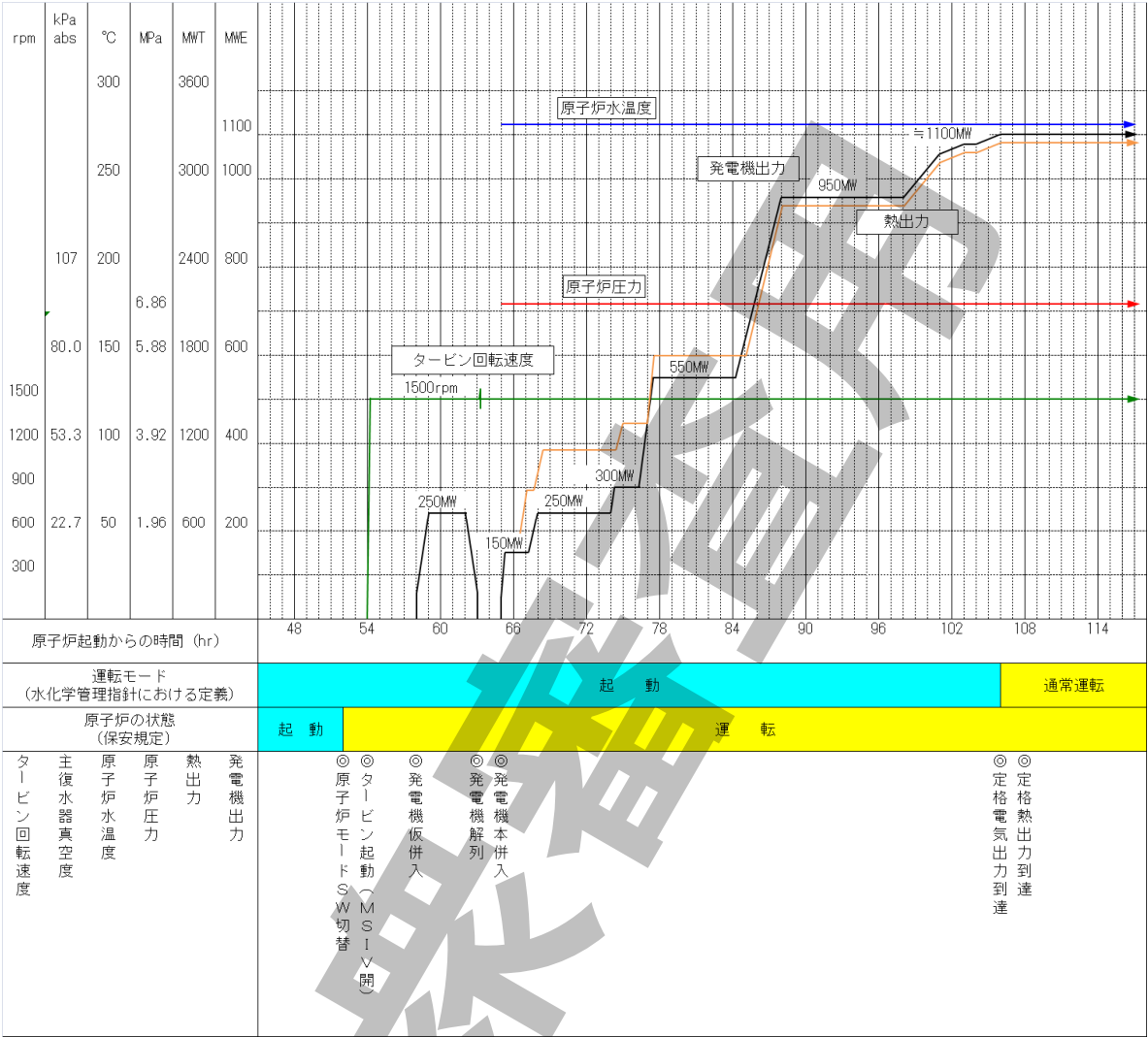


図 B.2—BWR プラントにおける運転操作と運転モードの関係の例（起動時～通常運転時）

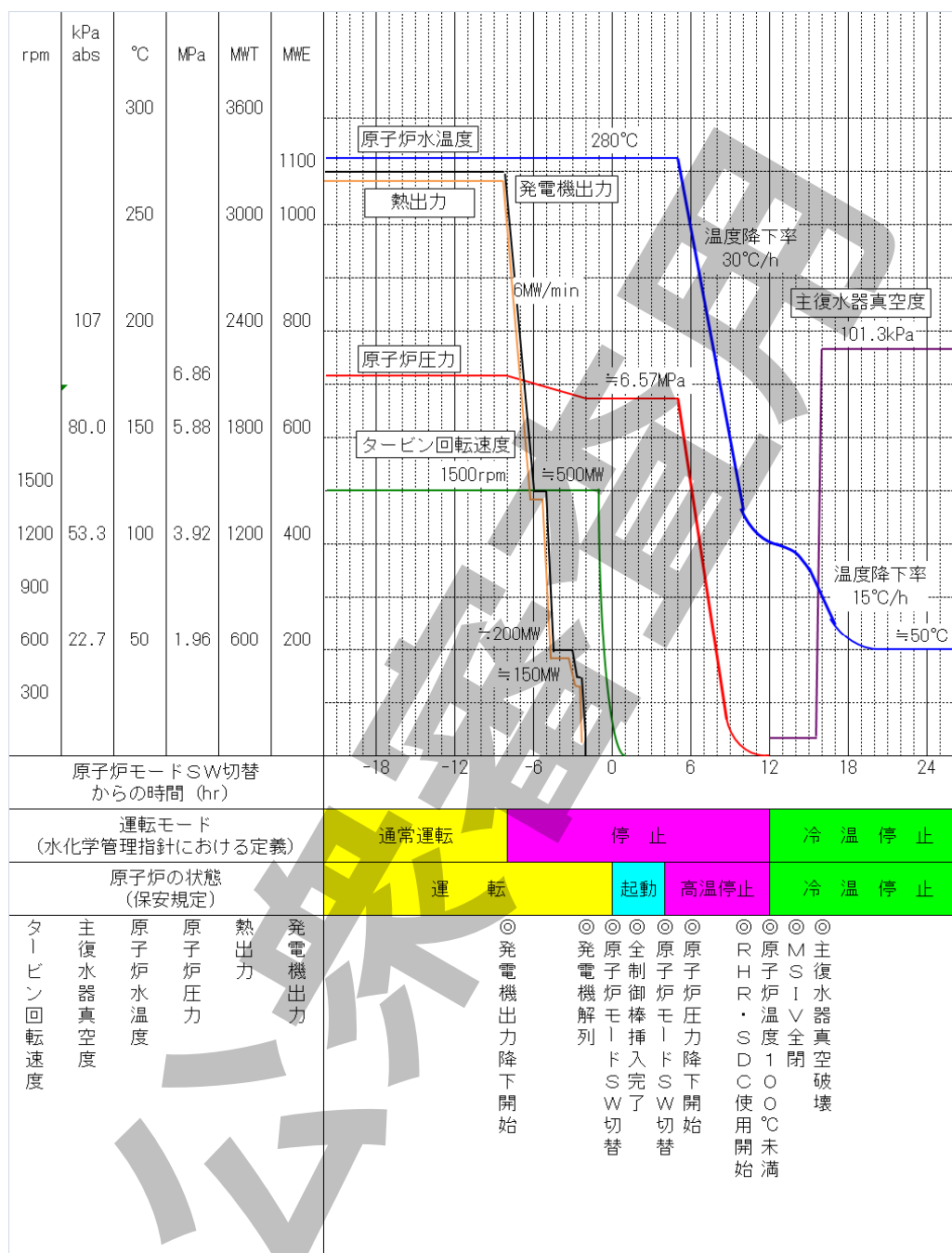


図 B.3—BWR プラントにおける運転操作と運転モードの関係の例（通常運転時～冷温停止時）

附属書 C (参考) 改良水化学適用時の水質変動

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

C.1 改良水化学の例

BWRプラントでは、SCC環境緩和及び被ばく低減を目的として原子炉冷却材に薬品などを注入する改良水化学が適用される場合がある。ここでは、国内外の実機プラントで既に導入実績があり、その効果が認められている改良水化学技術について述べる。各々の技術の概要は次のとおりである。

C.1.1 水素注入（HWC：Hydrogen Water Chemistry）

水素注入は原子炉冷却材中に水素ガスを注入することで、炉心部での水の放射線分解による酸化剤（酸素、過酸化水素など）の生成を抑制し、炉内のSCC環境を緩和する技術である。水素注入に伴う水質変化として、炉水中の溶存水素濃度の増加、溶存酸素濃度及び過酸化水素濃度の低下、並びに腐食電位（以下、“ECP”という。）の低下が生じる。水素注入は、注入する時期によって次の2種類に分類される。

C.1.1.1 通常運転時水素注入

通常運転中に水素ガスを連続的に原子炉冷却材へ注入する手法をいう。改良水化学の適用プラントが増加した場合にはECPの目標値に関する検討が望まれるが、現状、国内では炉内構造物・機器及び配管のSCC亀裂進展速度の低減の観点から例えばステンレス鋼では $ECP \leq -100 \text{ mV vs. SHE}$ を目標に水素注入が適用されてきた。また、米国等では1980年代に実施されたインプラントでのSCC感受性試験結果から $ECP \leq -230 \text{ mV vs. SHE}$ での運転が良好事例として水質ガイドラインに示されている[1], [2], [3]。

C.1.1.2 起動時水素注入

通常運転時に水素注入を行っているプラントの一部において、起動時の昇温昇圧過程に水素ガスを原子炉冷却材へ注入することで更なるSCC環境緩和を図る手法をいう。溶存水素濃度の上昇及び溶存酸素濃度の低下のほか、昇温過程での過酸化水素濃度及び/又はクロム酸濃度の低下などの水質変化が生じる。注入量は原子炉の温度状態によって変化させる。

C.1.2 貴金属注入（NMCA：Noble Metal Chemical Application）

貴金属注入は水素注入によるSCC環境緩和の効果を補完する技術で、原子炉冷却材中に貴金属（白金、ロジウムなど）の溶液を注入するものである。原子炉内に流入した貴金属は、炉内構造物の材料表面に粒子状で付着し、これが材料表面での水素と酸化剤の再結合反応を促進する触媒となってSCC環境が水素注入単独の場合よりも少ない水素注入量でECPが低下する。貴金属付着量が十分な場合には、原理的には溶存水素濃度で決まる水素電極電位（溶存水素濃度が50 mL/kg程度のとき約-500 mV vs. SHE）まで低下する。貴金属注入は、注入する時期によって次の2種類に分類される。

C.1.2.1 クラシック貴金属注入（CNC：Classic NobleChem™）

クラシック貴金属注入は、プラント停止時に実施する貴金属注入である。約1回/4年運転の頻度で白金及びロジウムを注入する技術であるが、注入作業が施設定期検査の工程へ影響するなどによって、現在では後述するオンライン貴金属注入が主流となっている。

C.1.2.2 オンライン貴金属注入（OLNC：Online NobleChem™）

オンライン貴金属注入は、CNCの改良技術であり約11～16か月に1回の頻度で通常運転中に約2週間かけて白金を注入する技術である。原子炉停止時に約50時間で約3倍量の貴金属を注入するCNCに比べて、貴金属濃度が希薄となるため注入時のプラント水質変化が緩和される。また、定検工程への影響がない利点がある。OLNCは再注入が1年ごとであり、CNCの5～6年より短いため、貴金属注入の再注入までに水素注入の停止期間が長くなって、その間に一定以上のき裂進展が生じた場合には、水素注入を再開してもき裂の進展が止まらない現象（クラックフランキング）が生じにくいメリットがある。

C.1.3 亜鉛注入

亜鉛注入は原子炉冷却材中に亜鉛溶液を注入する被ばく低減を目的とした技術である。亜鉛は機器及び配管表面に生成する酸化皮膜への放射性核種の取り込みを抑制し、これによって機器及び配管の線量率が低減される。注入する亜鉛溶液の溶質としては、自身の放射化によって線量率が上昇することを回避するために、放射化によって ^{65}Zn となり得る ^{64}Zn をあらかじめ同位体分離によって除去した酸化亜鉛（DZO；Depleted Zinc Oxide）を用いることが一般的で、通常運転時に連続的に原子炉冷却材中に注入される。

C.1.4 Ni/Fe比コントロール運転

Ni/Fe比コントロール運転は原子炉内に持ち込まれる鉄量を適切に管理する被ばく低減を目的とした技術である。Ni/Fe比コントロール運転の適用によって、燃料棒表面に付着した腐食生成物は安定した化学形態となり、原子炉水への溶出量が抑制され、原子炉水中の放射性イオン濃度の低減が可能となる。Ni/Fe比コントロール運転は復水ろ過器の一部バイパス、低圧ヒータードレン系統水の復水脱塩装置出口への回収、鉄注入装置の導入などによって、給水鉄濃度を制御する方法が一般的に用いられる。

C.1.5 極低鉄/高ニッケル制御運転

極低鉄/高ニッケル制御運転は、給水鉄濃度を極力低く維持する被ばく低減を目的とした技術である。給水鉄濃度を0.1 mg/L以下に制限することによって給水と炉内で生成する鉄量とニッケル量の比率を2未満として燃料表面へのニッケルフェライトその他の付着量を抑制することに加え、原子炉水中のニッケルイオン濃度を1～2 mg/Lに保つことで、腐食生成物の生成量低減と機器及び配管表面の腐食抑制の両立が可能となる。

C.2 改良水化学適用時の水質変化の例

改良水化学を適用する場合も、基本的には本文で規定した管理及び診断に準拠する。ただし、改良水化学の適用によって、適用しない場合の通常水質（NWC：Normal Water Chemistry）では観察されない水質変化が表れる場合があるため、注意が必要である。本文で規定した管理項目及び診断項目のうち、改良水化学を適用した際に水質変化が表れる可能性のある項目について次に示す。改良水化学を適用する場合は、これらの挙動に留意して、管理及び診断を実施する必要がある。

C.2.1 水素注入

- a) **電気伝導率** 通常運転中に水素注入の状態から通常水質の状態に切り替わった場合、炉内構造物の酸化被膜の性状が変化してクロム酸イオン（ CrO_4^{2-} ）が原子炉水に溶出する現象（以下、この現象を“クロムスパイク”という。）が起こる。これに伴い、電気伝導率が一時的に上昇するが原子炉冷却材浄化系による浄化が正常に機能していれば、一時的な上昇を抑えることができる。
- b) **金属不純物** 水素注入停止時にはクロムスパイクに伴い原子炉水中のクロム濃度が上昇する。
- c) **溶存酸素** 水素注入によって原子炉水中の酸素と水素の再結合反応が促進され、原子炉水中の溶存酸素が低減される。

- d) **オフガスモニタ指示値** 通常運転時のオフガスの主要核種は ^{13}N であり, 水素注入時には炉内での放射性窒素の形態変化の影響によってオフガスの線量率が変動する。
- e) **主蒸気系モニタ指示値** 水素注入実施時には, 水素注入量の増加に伴い, 放射性窒素の形態変化の影響によって主蒸気中の ^{16}N 濃度が上昇するため, 主蒸気系モニタの線量率が上昇する。

C.2.2 貴金属注入

- a) **電気伝導率** 貴金属注入の際に原子炉冷却材に注入する薬液に含まれるナトリウムイオンの影響で, 原子炉水の電気伝導率が上昇する。
- b) **溶存酸素** 貴金属注入によって原子炉水中の酸素と水素の再結合反応が促進され, 貴金属が付着した構造材表面の溶存酸素濃度が低減されるのみならず, 原子炉水中の溶存酸素濃度が低下する場合がある。
- c) **よう素 131** 貴金属注入後は, 注入した貴金属への吸着, 又はキャリーオーバー率上昇によって原子炉水中のよう素濃度が低下する。
- d) **金属不純物** 炉内が強還元環境に移行することから炉内構造材の酸化皮膜の性状変化に伴う溶出によって, 原子炉水中の金属不純物の濃度が一時的に上昇する可能性がある。

C.2.3 亜鉛注入

- a) **電気伝導率** 亜鉛注入時は原子炉水中の亜鉛濃度が上昇するため, これに伴い原子炉水の電気伝導率が高めに推移する可能性がある。
- b) **シリカ** 原子炉水中に亜鉛とシリカが混在する場合, 燃料棒表面に亜鉛シリケート¹⁾が析出し, 燃料健全性に影響を及ぼす可能性がある。国内プラントではシリカ 500~1 000 mg/L で亜鉛注入を実施しているが燃料への影響は現状認められていないことから, 亜鉛注入時においても本文の規定に準拠して診断することが望ましい。

注¹⁾ 酸化亜鉛 (ZnO) とシリカ (SiO_2) の複合酸化物。

- c) **コバルト 60 イオン** 亜鉛注入によって燃料及び炉内構造物の酸化被膜表面でのコバルト 60 イオンの挙動が変化し, 原子炉水中のコバルト 60 イオン濃度に変動が生じる可能性がある。

C.2.4 Ni/Fe 比コントロール運転

- a) **金属不純物** Ni/Fe 比コントロール運転では給水鉄濃度を上昇させる制御を実施することから給水鉄濃度は上昇する。

C.2.5 極低鉄/高ニッケル制御運転

- a) **金属不純物** 極低鉄/高ニッケル制御運転では, 鉄濃度とニッケル濃度を制御する運転であることから, 適用前に比べて金属不純物の絶対濃度が変化する可能性がある。

参考文献

- [1] (一社) 日本機械学会“発電用原子力設備規格維持規格 (2008 年版)”, JSME S NA1-2008, ISBN 978-4-88898-176-7 (2008)
- [2] (一社) 原子力安全推進協会, “BWR 予防保全工法ガイドライン 水素注入による環境改善効果の評価方法”第 2 版, JANSI VIP-18, (2017).
- [3] S. Garcia et al., “Recent Advances in BWR Water Chemistry”, Proc. of Nuclear Plant Chemistry Conference 2014 Sapporo - NPC2014, Oct 26-31, 2014 Sapporo, Japan AESJ, No.10006, ISBN9781510807198 (2014).

附属書 D (参考)

BWR における管理及び診断系統水等のサンプリング箇所の例

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

D.1 原子炉冷却系

原子炉冷却系は、通常運転時の原子炉を冷却する主要な系統であり、原子炉、主蒸気系、復水系、給水系などから構成される。この系統に属する水は通常運転時は高温高圧環境下で材料及び燃料と接触することに加え、放射性物質の移行に寄与することから、材料健全性、燃料健全性及び被ばく低減の観点で適切に水化学管理を実施することが重要である。原子炉冷却系の概要を図 D.1 に示す。

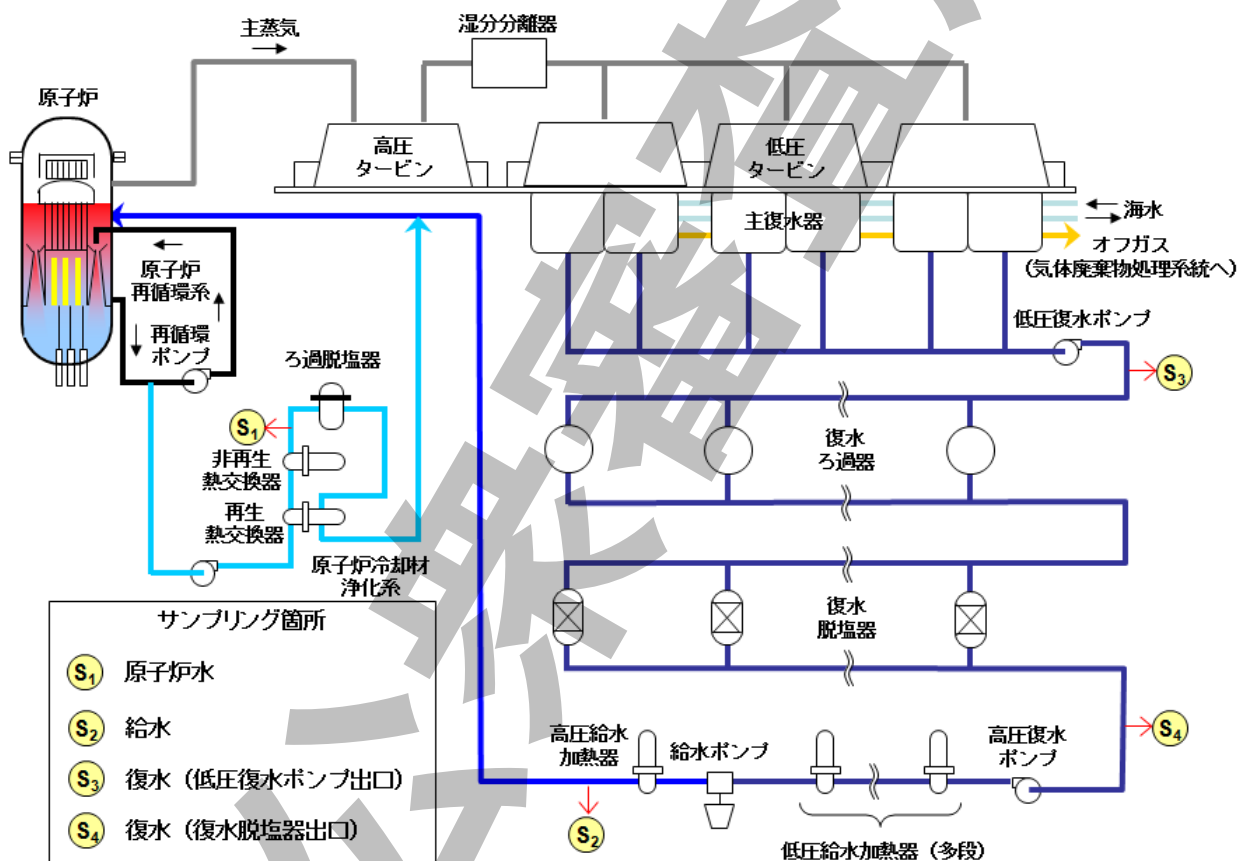


図 D.1—原子炉冷却系の概要とサンプリング箇所の例

原子炉冷却系の水は、一般的に次のように分類してサンプリングした水を分析するなどによって管理、診断を行う。ただし、炉型及び運転モードによってはこれと異なる方法で管理及び診断する場合もある。

a) 原子炉水 原子炉及びその周辺の系統（原子炉再循環系¹⁾及び原子炉冷却材浄化系¹⁾などに属する水で、原子炉冷却材浄化系のろ過脱塩器入口（図 D.1 中の S₁）からサンプリングして分析又は連続測定器によって監視を実施することが多い。

注¹⁾ 改良型 BWR (ABWR) では原子炉内に設置されたインターナルポンプによって原子炉水を再循環させており、原子炉圧力容器外に分岐する原子炉再循環系は存在しない。このため原子炉冷却材浄化系は残留熱除去系から分岐する構成となっている。

- b) **給水** 給水系（一般的に給水ポンプ出口から原子炉入口まで）に属する水で、高圧給水加熱器出口（図 D.1 中の S₂）からサンプリングして分析を実施することが多い。
- c) **復水** 復水系（一般的に主復水器から給水ポンプ入口まで）に属する水で、低圧復水ポンプ出口（図 D.1 中の S₃）及び復水脱塩器出口（図 D.1 中の S₄）などにおいてサンプリングして分析又は連続測定器によって監視を実施することが多い。

D.2 気体廃棄物処理系

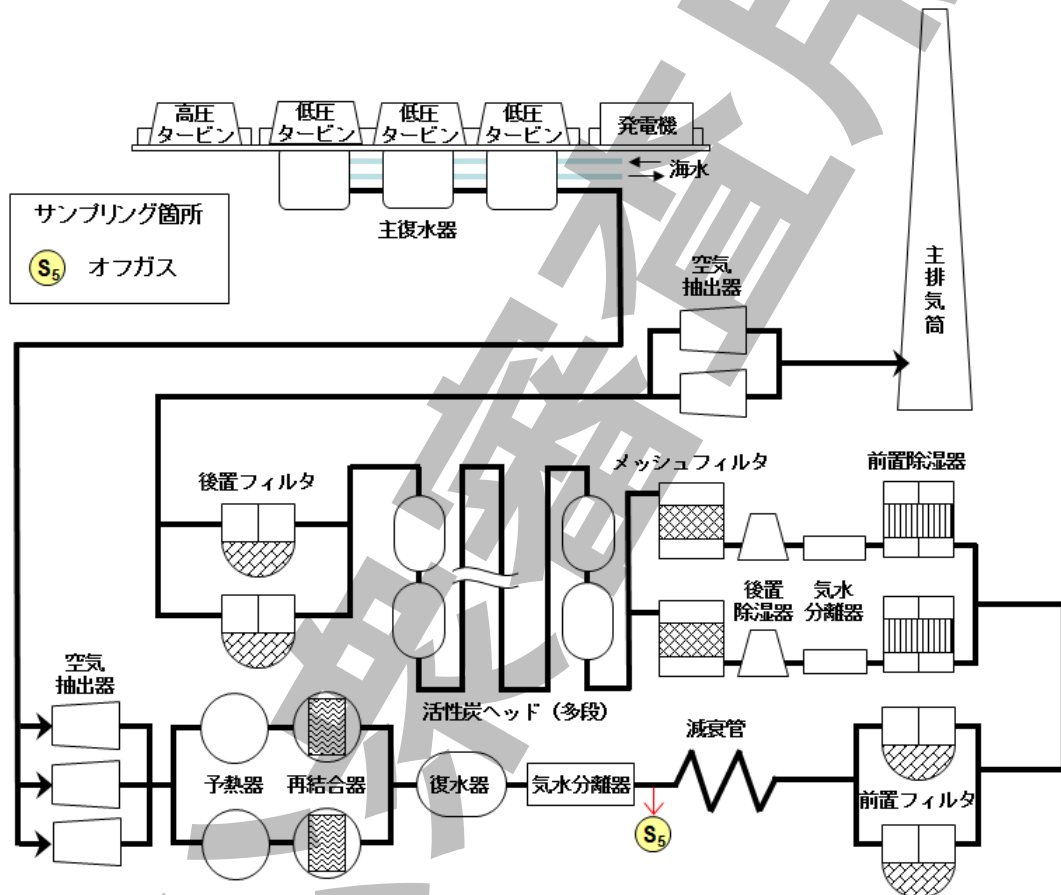


図 D.2—気体廃棄物処理系の概要とサンプリング箇所の例

通常運転時において原子炉内で発生した気体は、主蒸気系からタービンを経て主復水器へ移行し、空気抽出器によって気体廃棄物処理系へ排出される。原子炉内に装荷されている燃料集合体について、燃料被覆管が損傷を受けた場合、その損傷箇所から放射性物質が原子炉水中に漏れいするが、このうち気体状又は揮発性の放射性物質（放射性希ガス、放射性ヨウ素）は気体廃棄物処理系へ移行するため、燃料棒からの放射性物質漏れいの事象を早期に検知するためには、気体廃棄物処理系のガス（オフガス）を監視することが重要である。気体廃棄物処理系の概要を図 D.2 に示す。オフガスは減衰管の入口（図 D.2 中の S₅）からサンプリングして分析又は連続測定器によって監視することが多い。

D.3 使用済燃料プール

使用済燃料プールには、使用済燃料及び新燃料が貯蔵されており、この系統に属する水（使用済燃料プール水）は、これらの燃料を冷却することに加え燃料からの放射線を遮蔽する効果がある。水化学の観点では、燃料健全性、材料健全性及び被ばく低減を考慮して適切な管理を実施することが重要である。使用済燃料プールの概要を図 D.3 に示す。使用済燃料プール水は、浄化装置入口（図 D.3 中の S₆）からサンプリングして分析又は連続測定器によって監視を実施することが多い。

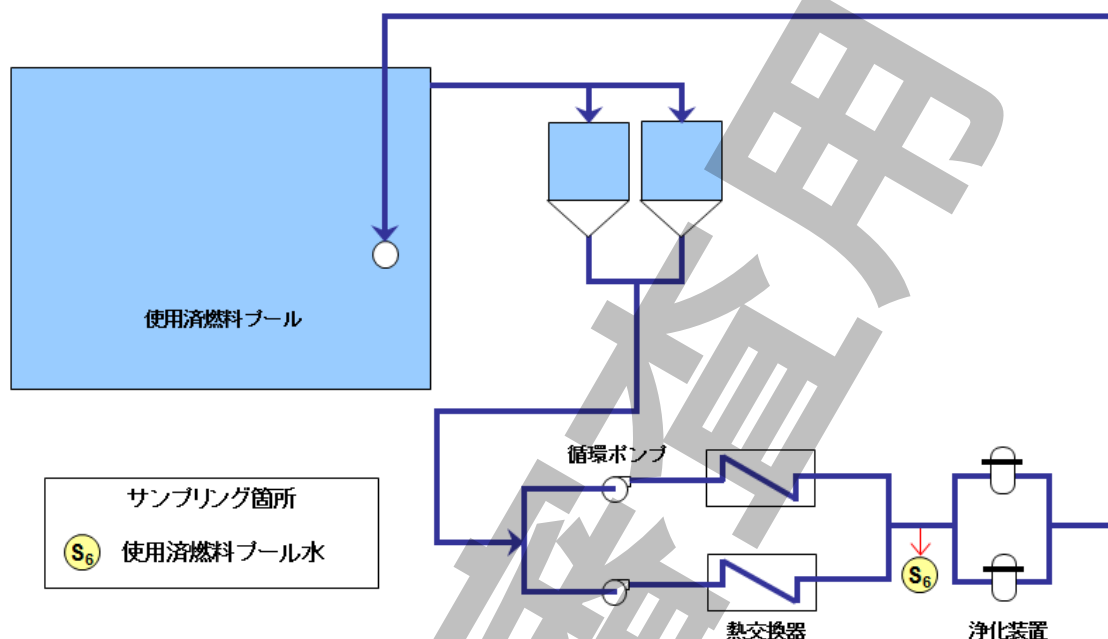


図 D.3—使用済燃料プールの概要とサンプリング箇所の例

D.4 補給水系

補給水は原子炉冷却系に投入される場合があるため、原子炉冷却系への不純物持込みを抑制する観点で適切に水化学管理を実施する必要がある。補給水系の概要を図 D.4 に示す。補給水は一般的に次のように分類してサンプリングした水を分析するなどによって管理及び診断を行う。ただし、プラントの設計によってはこれと異なる方法で管理及び診断する場合もある。

- a) **復水貯蔵タンク水** 復水貯蔵タンク内に貯蔵されている水で、主にプラント補給水として用いられており、主復水器の水位調整に使用されているほか、復水脱塩器イオン交換樹脂の洗浄、燃料交換時の原子炉水張りなどにも使用される。また、冷却材喪失事故などにおける非常用炉心冷却系の原子炉補給水としての役割もある。復水貯蔵タンク水は、主に液体廃棄物処理系で処理された水を回収することで水源を確保しているが、純水貯蔵タンクから補給することも可能である。復水貯蔵タンク出口配管（図 D.4 中の S₇）からサンプリングして分析又は連続測定器によって監視を実施することが多い。
- b) **純水貯蔵タンク水** 純水貯蔵タンク内に貯蔵されている水で、主に補機冷却系への補給水及び各建屋の雑用水として用いられるほか、復水貯蔵タンクに補給される場合もある。純水貯蔵タンク（図 D.4 中の S₈）からサンプリングして分析又は連続測定器によって監視を実施することが多い。

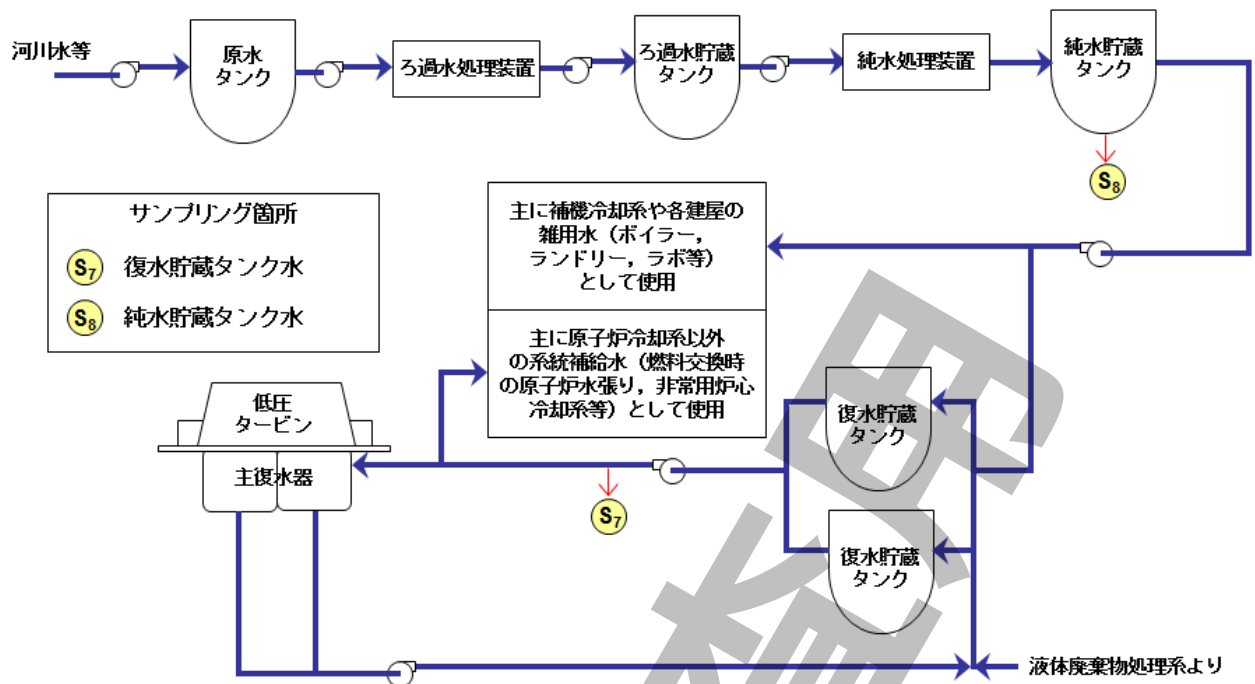


図 D.4ー補給水系の概要とサンプリング箇所の例

附属書 E
(参考)
管理項目及び診断項目の分類の考え方

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

E.1 通常運転時**E.1.1 原子炉水**

通常運転時における原子炉水の管理項目及び診断項目の分類の考え方は表E.1に示すとおりである。

表E.1—通常運転時の原子炉水の管理項目及び診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
管理項目	電気伝導率 (at 25 °C ^a)	本項目は、構造材のSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食の発生に影響を与える不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れることから、管理項目とする。
	塩化物イオン	本項目は、ステンレス鋼の粒界型応力腐食割れ（以下、“IGSCC”という。）、粒内型応力腐食割れ（以下、“TGSCC”という。）の発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物であることから、管理項目とする。
	硫酸イオン	本項目は、塩化物イオンと同様、ステンレス鋼のIGSCC, TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物であることから、管理項目とする。
診断項目	pH (at 25 °C ^a)	BWR原子炉水は純度の高い水であり、不純物イオン濃度の監視は電気伝導率で可能であるが、電気伝導率上昇時に不純物イオン濃度の極性（アニオン種、カチオン種）を判断する上で、本項目は有益なデータとなることから、診断項目とする。
	シリカ	本項目は、BWR原子炉水中で最も濃度の高い不純物であるが、IGSCCにほとんど影響しない。 しかし、主蒸気系へキャリーオーバーしたシリカがタービン系の材料表面に付着し、タービンの性能に影響を及ぼすことから、診断項目とする。

表E.1—通常運転時の原子炉水の管理項目及び診断項目の分類の考え方（続き）

分類	項目	分類の考え方
診断項目	溶存酸素	BWR原子炉内では沸騰が生じており、原子炉水中の溶存酸素濃度は、水の放射線分解で生成する酸素量と沸騰に伴い蒸気相へ移行する酸素量のバランスによって決定される。このため、原子炉の出力が長期間一定で運転される場合、原子炉水中の溶存酸素濃度もほぼ一定値を示す。 なお、本項目は、原子炉水の酸化還元環境状態を示す指標であることから、診断項目とする。
	金属不純物 ^{b)}	本項目は、被ばく線量低減のために重要であり、また、燃料被覆管表面に付着し、熱伝達率を低下させる要因となる。 原子炉水中の金属不純物濃度は、給水から持ち込まれた腐食生成物又は原子炉内で発生した腐食生成物の燃料被覆管表面への付着、原子炉冷却材浄化系での除去、及び機器及び配管表面への付着によって決定されることから、診断項目とする。
	よう素131	本項目は、燃料棒からの放射性物質漏えいを詳細に検知するのに有効な評価パラメータであることから、診断項目とする。
	銅	本項目は、燃料被覆管表面に付着し熱伝達率を低下させる要因となるが、原子炉水中の銅濃度は、金属不純物と同様に燃料被覆管表面への付着、原子炉冷却材浄化系での除去、及び機器及び配管表面への付着によって決定されることから、診断項目とする。
	コバルト60 イオン	本項目は、BWRにおいて最も被ばく線量に影響する線源であり、各種の線量低減対策が施されている。 原子炉水中のコバルト60イオン濃度は、プラント仕様（低コバルト材適用範囲、復水浄化系など）で異なることから、管理項目としては設定しない。ただし、線量率上昇に直結する指標であることから、診断項目とする。
注^{a)} 測定後に25℃に換算した値とする。 注^{b)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。		

E.1.2 給水

通常運転時における給水の管理項目及び診断項目の分類の考え方は表E.2に示すとおりである。

表E.2—通常運転時の給水の管理項目及び診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
管理項目	金属不純物 ^{a)}	本項目は、給水系から炉内への腐食生成物（金属不純物）の持込量を把握し、燃料健全性を確保する観点から、管理項目とする。 なお、本項目は被ばく線量低減のためにも重要である。
	銅	本項目は、給水系から炉内への銅の持込量を把握し、燃料健全性を確保する観点から、管理項目とする。
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{b)})	本項目は、炉内に持ち込まれた場合に構造材のSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食の発生に影響を与える不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、不純物イオンの炉内への持込の兆候を把握する観点から、診断項目とする。
	溶存酸素 ^{c)}	本項目は、炭素鋼配管の全面腐食及び流れ加速型腐食（FAC）などを抑制するため、溶存酸素濃度が適正な防食領域内で管理されていることを監視する観点から、診断項目とする。
注^{a)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。 注^{b)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。 注^{c)} 給水と復水脱塩器出口のいずれか又は両方で測定する。		

E.1.3 復水

E.1.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

通常運転時における復水（低圧復水ポンプ出口）の管理項目の分類の考え方は表E.3に示すとおりである。

表E.3—通常運転時の復水（低圧復水ポンプ出口）の管理項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
管理項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、復水中の不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、復水器細管からの海水漏えいを早期に検知できることから、管理項目とする。
注^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。		

E.1.3.2 復水（復水脱塩器出口）

通常運転時における復水（復水脱塩器出口）の診断項目の分類の考え方は表E.4に示すとおりである。

表E.4—通常運転時の復水（復水脱塩器出口）の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、復水中の不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、復水脱塩器におけるイオン成分除去性能などを監視する観点から、診断項目とする。
	溶存酸素 ^{b)}	本項目は、炭素鋼配管の全面腐食及び流れ加速型腐食（FAC）などを抑制するため、溶存酸素濃度が適正な防食領域内で管理されていることを監視する観点から、診断項目とする。
	金属不純物 ^{c)}	本項目は、被ばく線量低減のために重要な項目であり、炉内に持ち込まれた場合、燃料被覆管に付着し熱伝達率を低下させる要因となるため、復水浄化設備における金属不純物の除去性能を把握する観点から、診断項目とする。
	銅	本項目は、炉内に持ち込まれた場合、燃料被覆管に付着し熱伝達率を低下させる要因となること、復水浄化設備における銅の除去性能を把握する観点から、診断項目とする。
注^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。 注^{b)} 給水と復水脱塩器出口のいずれか又は両方で測定する。 注^{c)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。		

E.1.4 オフガス

通常運転時におけるオフガスの診断項目の分類の考え方は表E.5に示すとおりである。

表E.5—通常運転時のオフガスの診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	モニタ指示値	本項目は、燃料棒からの放射性物質漏えいを早期に検知するのに有効な評価パラメータであることから、診断項目とする。
	放出率 ^{a)}	本項目は、燃料棒からの放射性物質漏えいが発生した場合の有効な評価パラメータであることから、診断項目とする。
注^{a)} 希ガス7核種（ ¹³³ Xe, ¹³⁵ Xe, ^{135m} Xe, ¹³⁸ Xe, ^{85m} Kr, ⁸⁷ Kr, ⁸⁸ Kr）の合計又は核種別放出率。		

E.2 起動時

E.2.1 原子炉水

起動時における原子炉水の管理項目及び診断項目の分類の考え方は表E.6に示すとおりである。

表E.6—起動時の原子炉水の管理項目及び診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
管理項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、構造材のSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を発生させる不純物イオンの総和を示す尺度である。 起動時はSCCの発生及び進展を加速させる状態にあること、薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れることから、管理項目とする。
	塩化物イオン	本項目は、ステンレス鋼のIGSCC、TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物であり、起動時はSCCの発生及び進展を加速させる状態にあることから、管理項目とする。
	硫酸イオン	本項目は、塩化物イオンと同様、ステンレス鋼のIGSCC、TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物であり、起動時はSCCの発生及び進展を加速させる状態にあることから、管理項目とする。
診断項目	pH (at 25 °C ^{a)})	BWR原子炉水は純度の高い水であり、不純物イオン濃度の監視は電気伝導率で可能であるが、電気伝導率上昇時に不純物イオン濃度の極性（アニオン種、カチオン種）を判断する上で、本項目は有益なデータとなることから、診断項目とする。
	溶存酸素	本項目は、構造材のSCCに影響を与える因子であり、温度上昇に伴いSCC感受性は上昇する。起動時は、炉心部での水の放射線分解と蒸気相への移行度合いとのバランスによって濃度は決定されるが、原子炉水環境を把握する観点から、診断項目とする。
	よう素131	本項目は、燃料棒からの放射性物質漏えいを詳細に検知するのに有効な評価パラメータであることから、診断項目とする。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。		

E.2.2 給水

起動時における給水の診断項目の分類の考え方は表E.7に示すとおりである。

表E.7—起動時の給水の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、炉内に持ち込まれた場合に構造材のSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食の発生に影響を与える不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、不純物イオンの炉内への持込の兆候を把握する観点から、診断項目とする。
	溶存酸素 ^{b)}	本項目は、炭素鋼の全面腐食及びFACを抑制するため、溶存酸素濃度が適切な防食領域で管理されていることを監視する観点から、診断項目とする。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。		
注 ^{b)} 給水と復水脱塩器出口のいずれか又は両方で測定する。		

E.2.3 復水

E.2.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

起動時における復水（低圧復水ポンプ出口）の管理項目の分類の考え方は表E.8に示すとおりである。

表E.8—起動時の復水（低圧復水ポンプ出口）の管理項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
管理項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、復水中の不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、復水器細管からの海水漏えいを早期に検知できることから、管理項目とする。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。		

E.2.3.2 復水（復水脱塩器出口）

起動時における復水（復水脱塩器出口）の診断項目の分類の考え方は表E.9に示すとおりである。

表E.9—起動時の復水（復水脱塩器出口）の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、復水中の不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、復水脱塩器におけるイオン成分除去性能などを監視する観点から、診断項目とする。
	溶存酸素 ^{b)}	本項目は、炭素鋼配管の全面腐食及びFACなどを抑制するため、溶存酸素濃度が適正な防食領域内で管理されていることを監視する観点から、診断項目とする。
	有機体炭素（TOC）	本項目は、水中の有機物の総量を有機物中に含まれる炭素量として示す尺度である。 復水脱塩器におけるイオン交換樹脂の酸化劣化の際、スルホ基をもつTOCが溶出することから、イオン交換樹脂の性能を把握する観点から、診断項目とする。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。		
注 ^{b)} 給水と復水脱塩器出口のいずれか又は両方で測定する。		

E.3 停止時

E.3.1 原子炉水

停止時における原子炉水の診断項目の分類の考え方は表E.10に示すとおりである。

表E.10—停止時の原子炉水の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、構造材のSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食の発生に影響を与える不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れるが、原子炉停止操作時は通常運転時及び起動時に比べて対応期間が短く、原子炉水環境を把握する観点から、診断項目とする。

表E.10—停止時の原子炉水の診断項目の分類の考え方（続き）

分類	項目	分類の考え方
診断項目	pH（at 25℃ ^{a)} ）	BWR原子炉水は純度の高い水であり、不純物イオン濃度の監視は電気伝導率で可能であるが、電気伝導率上昇時に不純物イオン濃度の極性（アニオン種、カチオン種）を判断する上で、本項目は有益なデータとなることから、診断項目とする。
	塩化物イオン	本項目は、ステンレス鋼のIGSCC、TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。 原子炉停止操作時は通常運転時及び起動時に比べてSCC感受性が低く影響が小さいことから、原子炉水環境を把握する観点から、診断項目とする。
	硫酸イオン	本項目は、塩化物イオンと同様、ステンレス鋼のIGSCC、TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。 原子炉停止操作時は通常運転時及び起動時に比べてSCC感受性が低く影響が小さいことから、原子炉水環境を把握する観点から、診断項目とする。
	溶存酸素	本項目は、構造材のSCCに影響を与える因子であるが、原子炉停止操作中も高温環境ではSCC感受性が維持される。 炉心部での水の放射線分解と蒸気相への移行度合いとのバランスによって濃度は決定されるが、原子炉水環境を把握する観点から、診断項目とする。
	停止時よう素131増加量	本項目は、原子炉停止操作期間における燃料棒からの放射性物質漏えいの判断指標となることから、診断項目とする。
注 ^{a)} 測定後に25℃に換算した値とする。		

E.3.2 給水

停止時の給水系については、過渡的な状態であることから、管理項目及び診断項目は設定しない。

E.3.3 復水

E.3.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

停止時の復水（低圧復水ポンプ出口）については、過渡的な状態であることから、復水（低圧復水ポンプ出口）の管理項目及び診断項目は設定しない。

E.3.3.2 復水（復水脱塩器出口）

停止時の復水（復水脱塩器出口）については、過渡的な状態であることから、復水（復水脱塩器出口）の管理項目及び診断項目は設定しない。

E.4 冷温停止時

E.4.1 原子炉水

冷温停止時における原子炉水の診断項目の分類の考え方は表E.11に示すとおりである。

表E.11—冷温停止時の原子炉水の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、構造材のSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食の発生に影響を与える不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、原子炉水環境を把握する観点から、診断項目とする。 なお、原子炉冷温停止時には、使用済燃料プール水と混合することもある。
	pH (at 25 °C ^{a)})	BWR原子炉水は純度の高い水であり、不純物イオン濃度の監視は電気伝導率で可能であるが、電気伝導率上昇時に不純物イオン濃度の極性（アニオン種、カチオン種）を判断する上で、本項目は有益なデータとなることから、診断項目とする。
	塩化物イオン	本項目は、ステンレス鋼のIGSCC、TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。 冷温停止時は温度が低くSCC感受性の低い環境であることから、診断項目とする。
	硫酸イオン	本項目は、塩化物イオンと同様にステンレス鋼のIGSCC、TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。 冷温停止時は温度が低くSCC感受性の低い環境であることから、診断項目とする。
	溶存酸素	本項目は、構造材のSCCに影響を与える因子であり、温度上昇に伴いSCC感受性が上昇する。原子炉起動前に実施する原子炉脱気運転において溶存酸素の低減を行うため、原子炉脱気運転時に限り、診断項目とする。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。		

E.4.2 給水

冷温停止時における給水の診断項目の分類の考え方は表E.12に示すとおりである。

表E.12－冷温停止時の給水の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	金属不純物 ^{a)}	本項目は、被ばく線量低減のために重要であり、燃料被覆管表面に付着し、熱伝達率を低下させる要因となる。 プラント起動に際して原子炉への金属の持込みを低減する給復水系浄化運転を行うことから、診断項目とする。
注 ^{a)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。		

E.4.3 復水

E.4.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

冷温停止時における復水（低圧復水ポンプ出口）の診断項目の分類の考え方は表E.13に示すとおりである。

表E.13－冷温停止時の復水（低圧復水ポンプ出口）の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、復水中の不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、復水環境を把握する観点から、診断項目とする。
	金属不純物 ^{b)}	本項目は、被ばく線量低減のために重要な項目であり、復水の腐食生成物（金属不純物）の状態把握及び復水浄化設備への負荷量を推察する観点から、診断項目とする。
	過酸化水素	本項目は、復水脱塩器におけるイオン交換樹脂（カチオン樹脂）の酸化劣化を促進する因子であり、復水脱塩器への影響を把握する観点から、診断項目とする。
	有機体炭素（TOC）	本項目は、水中の有機物の総量を有機物中に含まれる炭素量で示す尺度である。 復水脱塩器におけるイオン交換樹脂の酸化劣化の際、スルホ基をもつTOCが溶出することから、イオン交換樹脂の性能を把握する観点から診断項目とする。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。		
注 ^{b)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。		

E.4.3.2 復水（復水脱塩器出口）

冷温停止時に復水脱塩器へ通水しないため復水（復水脱塩器出口）の管理項目及び診断項目は設定しない。

E.5 運転モードに依らない系統

E.5.1 使用済燃料プール水

使用済燃料プール水の診断項目の分類の考え方は表E.14に示すとおりである。

表E.14－使用済燃料プール水の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は、構造材のSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食の発生に影響を与える不純物イオンの総和を示す尺度である。 薬品注入を実施していないBWRでは不純物イオンの存在は電気伝導率に最も敏感に現れ、使用済燃料プール水環境を把握する観点から、診断項目とする。 なお、原子炉冷温停止時には、原子炉水と混合することもある。
	pH (at 25 °C ^{a)})	使用済燃料プール水は純度の高い水であり、不純物イオン混入の検知は電気伝導率で可能である。 ただし、本項目によって電気伝導率上昇時に不純物イオン濃度の極性（アニオン種、カチオン種）を推察できる情報を得ることができることから、診断項目とする。
	塩化物イオン	本項目は、ステンレス鋼のIGSCC, TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。 使用済燃料プールにおいては温度が低くSCC感受性の低い環境であるため、診断項目とする。 なお、プラントの構造及び運転状態によっては使用済燃料プール中の塩化物イオン濃度を監視することで残留熱除去系熱交換器の破損を確認することが可能なプラントもある。
	硫酸イオン	本項目は、塩化物イオンと同様、ステンレス鋼のIGSCC, TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。 使用済燃料プールにおいては温度が低くSCC感受性の低い環境であるため、診断項目とする。
	金属不純物 ^{b)}	本項目は、使用済燃料プールにおいては、燃料の取扱いなどを容易に可能とするためプール水を清澄に維持する必要がある。プール水の清澄度に影響を及ぼす要因は主に燃料付着クラッドの剥離であることを考慮して、プール水の清澄度の変動を把握する上で有効なため、診断項目とする。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。		
注 ^{b)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。		

E.5.2 復水貯蔵タンク水

復水貯蔵タンク水の診断項目の分類の考え方は表E. 15に示すとおりである。

表E. 15ー復水貯蔵タンク水の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	本項目は構造材のSCCの発生、進展、及び浄化装置のイオン交換性能の状態を示すための不純物イオンの総和を示す尺度である。したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	pH (at 25 °C ^{a)})	不純物イオン濃度の監視は、電気伝導率で可能であるが、電気伝導率上昇時に不純物イオン濃度の極性(アニオン種, カチオン種)を判断する上で本項目は有益なデータとなる。したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	塩化物イオン	本項目は、炉内に持ち込まれた場合、ステンレス鋼のIGSCC, TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。 したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	硫酸イオン	本項目は、塩化物イオンと同様、炉内に持ち込まれた場合、ステンレス鋼のIGSCC, TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。 したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	シリカ	本項目は、炉内に持ち込まれた場合、主蒸気系へキャリーオーバーしたシリカがタービン系の材料表面に付着し、タービンの性能に影響を及ぼす可能性がある。 したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	有機体炭素 (TOC)	本項目は、水中の有機物の総量を有機物中に含まれる炭素量で示す尺度である。炉内に持ち込まれた場合、高温照射下で分解され塩化物イオン及び/又は硫酸イオンが生成される可能性がある。 したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	金属不純物 ^{b)}	本項目は、炉内に持ち込まれた場合、被ばく線量低減のために重要な項目であり、また、燃料被覆管表面に大量に付着した場合、熱伝達率を低下させる要因となる。 したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。

表E. 15ー復水貯蔵タンク水の診断項目の分類の考え方（続き）

分類	項目	分類の考え方
診断項目	過酸化水素	復水貯蔵タンク水は、復水脱塩器のイオン交換樹脂の洗浄水として使用される場合がある。本項目は、復水脱塩器におけるイオン交換樹脂（カチオン樹脂）の酸化劣化を促進する因子であり、復水脱塩器への影響を把握する観点から、診断項目とする。
注^{a)} 測定後に25℃に換算した値とする。		
注^{b)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。		

E.5.3 純水貯蔵タンク水

純水貯蔵タンク水の診断項目の分類の考え方は表E.16に示すとおりである。

表E.16ー純水貯蔵タンク水の診断項目の分類の考え方

分類	項目	分類の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25℃ ^{a)})	本項目は、構造材のSCCの発生、進展、及び浄化装置のイオン交換性能の状態を示すための不純物イオンの総和を示す尺度である。したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	pH (at 25℃ ^{a)})	不純物イオン濃度の監視は、電気伝導率で可能であるが、電気伝導率上昇時に不純物イオン濃度の極性（アニオン種、カチオン種）を判断する上で本項目は有益なデータとなる。したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	塩化物イオン	本項目は、炉内に持ち込まれた場合、ステンレス鋼のIGSCC、TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	硫酸イオン	本項目は、塩化物イオンと同様に、炉内に持ち込まれた場合、ステンレス鋼のIGSCC、TGSCCの発生、進展及び孔食又は隙間腐食を生じさせる不純物である。したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
	シリカ	本項目は、炉内に持ち込まれた場合、主蒸気系へキャリーオーバーしたシリカがタービン系の材料表面に付着し、タービンの性能に影響を及ぼす可能性がある。したがって、原子炉水への不純物持込み低減の観点から、診断項目とする。
注^{a)} 測定後に25℃に換算した値とする。		

附属書 F
(参考)
アクションレベル及び推奨値の考え方

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

F.1 通常運転時

F.1.1 原子炉水

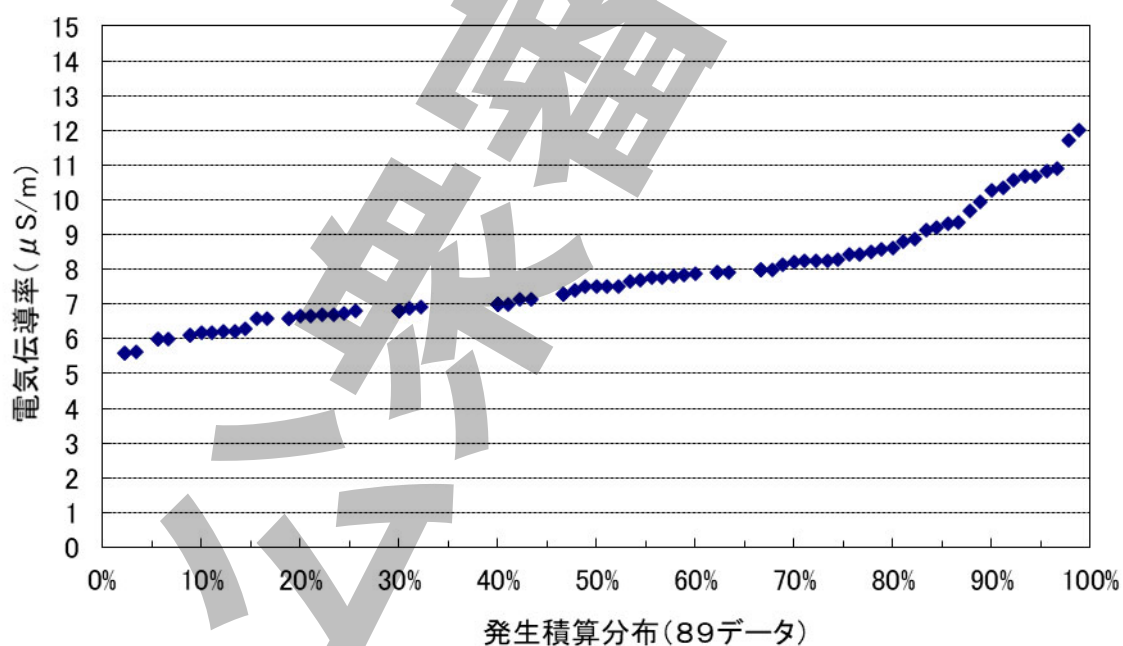
通常運転時の原子炉水における管理項目のアクションレベル（以下、表中では“AL”と略す。）及び推奨値の考え方は表F.1に、診断項目の推奨値の考え方は表F.2に示すとおりである。

表F.1ー通常運転時の原子炉水における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方

項目		アクションレベル 及び推奨値		設定の考え方
名称	単位			
電気伝導率（at 25 ℃ ^{a)} ）	μS/m	AL1	>20	国内プラントの平均値の上限を指標に設定（図F.1参照）。
		AL2	>100	塩化物イオンのAL2（100 μg/L as HCl）に対する電気伝導率（約120 μS/m）を指標に設定（図F.2参照）。
		AL3	>1 000	塩化物イオンのAL3（500 μg/L as HCl）に対する電気伝導率（約600 μS/m）に加え、ほかの不純物も共存する場合を考慮して設定（図F.2参照）。
		推奨値	≤10	国内プラントの平均値の累積頻度80%値を指標に設定（図F.1参照）。
塩化物イオン	μg/L	AL1	>5	国内プラントの塩化物イオン又は硫酸イオン平均値の上限濃度を指標に設定（図F.3参照）。
		AL2	>100	AL3の1/5を指標に設定。
		AL3	>500	塩化物イオン濃度をパラメータとした応力腐食割れ（SCC）感受性試験データから、溶存酸素濃度200 μg/LにおいてSCC感受性が低下する濃度を指標に設定（図F.5、図F.6参照）。
		推奨値	≤1	国内プラントの平均値の累積頻度80%値を指標に設定（図F.3参照）。

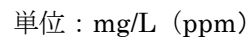
表F.1ー通常運転時の原子炉水における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方
(続き)

項目		アクションレベル		設定の考え方
名称	単位	及び推奨値		
硫酸イオン	μg/L	AL1	>5	国内プラントの塩化物イオン又は硫酸イオン平均値の上限濃度を指標に設定（図F.4参照）。
		AL2	>100	AL3の1/5を指標に設定。
		AL3	>500	硫酸イオンのSCCへの影響度は、塩化物イオンとほぼ同等であることから、塩化物イオンのAL3と同等の値を設定（図F.7、図F.8参照）。
		推奨値	≤2	国内プラントの平均値の累積頻度80%値を指標に設定（図F.4参照）。
注 ^{a)} 測定後に25℃に換算した値とする。				



(出典 : H. Hirano, N. Usui, H. Kitajima, et al., "BWR Water Chemistry Guidelines in Japan", Nuclear Power Chemistry Conference 2014, Sapporo, Japan.No.10179 p.4 ,ISBN 9781510807198 (2014).)

図F.1ー国内プラントの原子炉水ー電気伝導率分布[1]



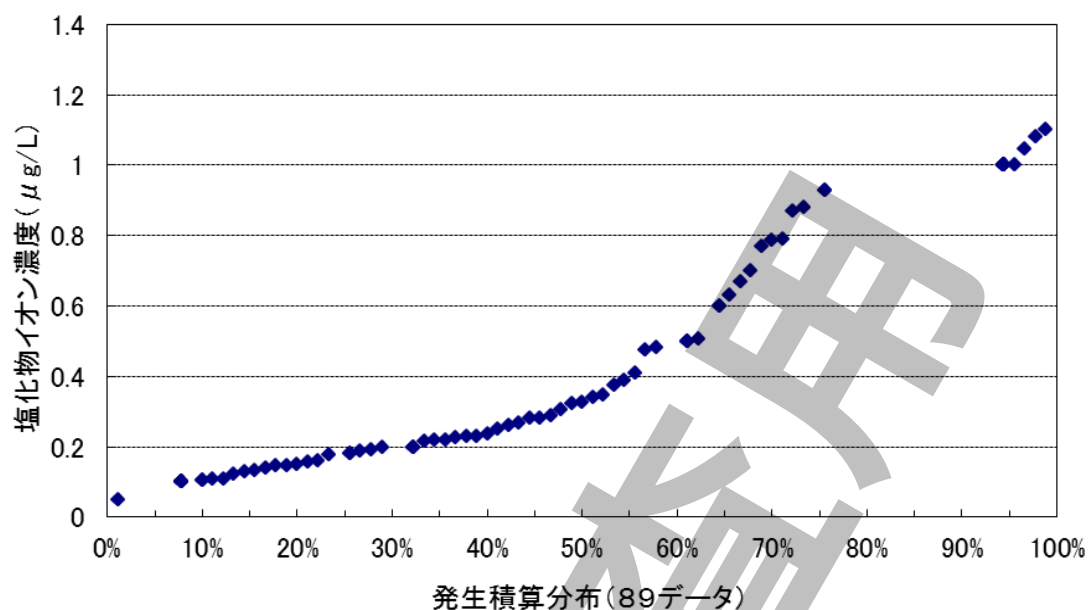
注記 本図では, 参考文献の図から, 必要な値を読み取りやすいように不要な補助線を削除している。

(出典：U. S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Regulatory Guide, OFFICE OF STANDARDS DEVELOPMENT, REGULATORY GUIDE 1.56, MAINTENANCE OF WATER PURITY IN BOILING WATER REACTORS, 1.56-8(1978).)

図F.2—不純物濃度と電気伝導率及びpHの関係[2]

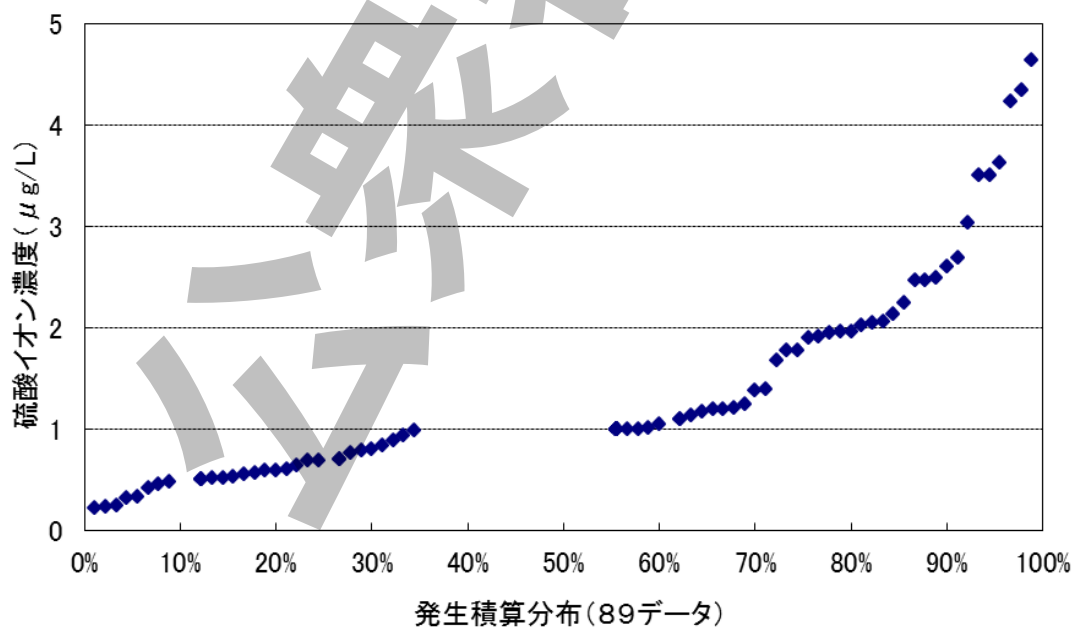
(図F.2 解説)

図 F.2 に、塩化物イオン濃度と電気伝導率の関係を示す。塩化物イオン濃度と電気伝導率の関係は図 F.2 に示すように、塩化物の形態が決まれば一義的に決めることができ、塩化物イオンが存在する場合に電気伝導率が最も高くなるのは HCl の形であるため、HCl を示す実線の曲線（pH7 から小さい領域）と塩化物イオン濃度を示す点線の曲線の交点から、電気伝導率を読み取っている。



(出典 : H. Hirano, N. Usui, H. Kitajima, et al., "BWR Water Chemistry Guidelines in Japan", Nuclear Power Chemistry Conference 2014, Sapporo, Japan.No.10179 p.4 ,ISBN 9781510807198 (2014).)

図F.3—国内プラントの原子炉水—塩化物イオン濃度分布[1]



(出典 : H. Hirano, N. Usui, H. Kitajima, et al., "BWR Water Chemistry Guidelines in Japan", Nuclear Power Chemistry Conference 2014, Sapporo, Japan.No.10179 p.4 ,ISBN 9781510807198 (2014).)

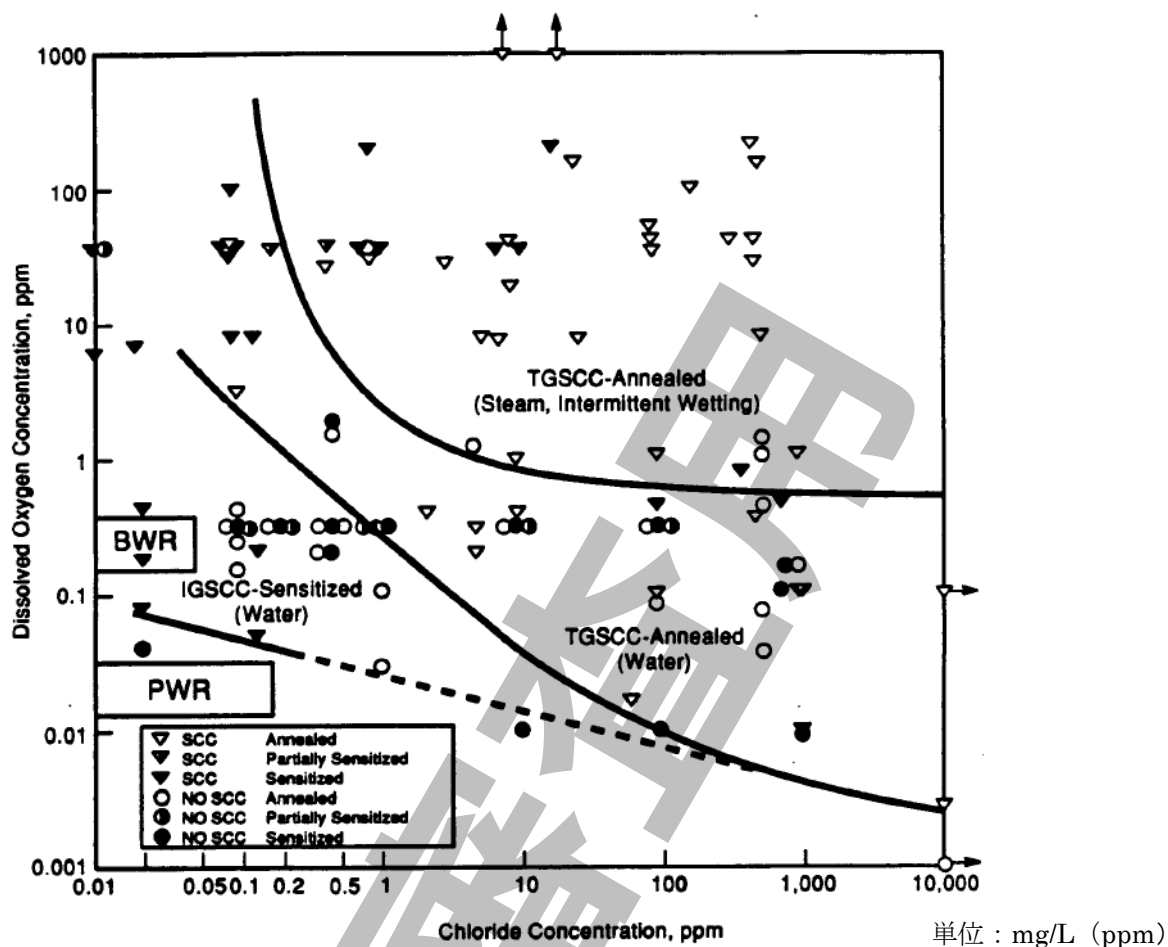
図F.4—国内プラントの原子炉水—硫酸イオン濃度分布[1]

M. O. Speidel, "Overview of Methods for Corrosion Testing as Related to PWR Steam Generator and BWR Piping problems", The 1st US-Japan Joint Symposium on Light Water Reactors, Fuji, Japan. 31, (1978). 転載予定

図F.5—304ステンレス鋼のSCC発生に及ぼす塩化物イオン，溶存酸素濃度の影響[3]

(図F.5 解説)

BWR の炉水溶存酸素濃度は 200～300 $\mu\text{g/L}$ 程度で，この範囲では塩化物イオン濃度によらず SCC が発生するポテンシャルをもっている。特に 1 000 $\mu\text{g/L}$ 以上で SCC 発生は顕著となるので，その 1/2 の 500 $\mu\text{g/L}$ を AL3 として設定した。

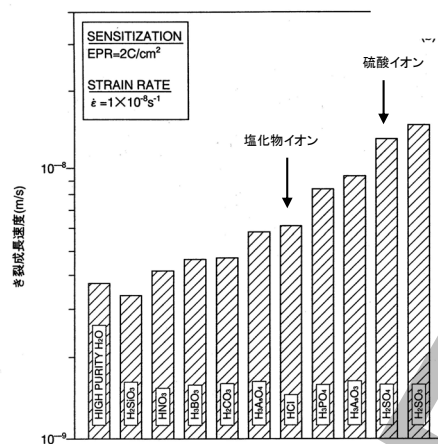


(出典 : G. Cragolino, N. Sridhar, "A REVIEW OF STRESS CORROSION CRACKING OF HIGH-LEVEL NUCLEAR WASTE CONTAINER MATERIALS-I", CNWRA 92-021,3-24 (1992).)

図F.6—ステンレス鋼のSCC発生への溶存酸素と塩化物イオンの影響[4]

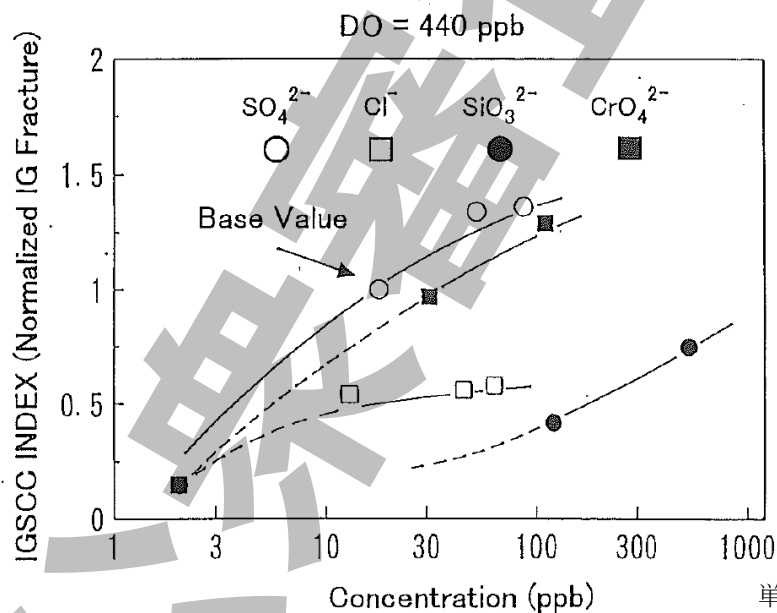
(図F.6 解説)

図F.6に、材料の処理条件別の、溶存酸素及び塩化物イオン濃度とステンレス鋼のSCC発生の有無の相関を示す。溶存酸素濃度が200 $\mu\text{g/L}$ 以下及び塩化物イオンが600 $\mu\text{g/L}$ においては、SCCが発生した結果が少なくなる傾向が読み取れる。



(出典 : Reproduced with permission from NACE International, Houston, TX. All rights reserved. W. E. Ruther, W. K. Soppet, T.F. Kassner, “Effect of Temperature and Ionic Impurities at Very Low Concentrations on Stress Corrosion Cracking of AISI 304 Stainless Steel”, *Corrosion*, Vol.44, 794(1988).)

図F.7—鋭敏化304ステンレス鋼のIGSCCに及ぼすイオン種の影響[5]



IGSCC INDEX : 0.1 μ S/cmにおけるIGSCC進展速度との比

注記 本図は、参考文献の図から、注目するイオン種だけ抽出している。

(出典 : M. Sambongi, K. Takamori, S. Suzuki, et al., “Effect of Reactor Water Impurities on ECP and SCC”, WATER CHEMISTRY'98, Niigata Prefecture, Kashiwazaki City, Kariwa Village, 346(1998).)

図 F.8—鋭敏化 304 ステンレス鋼における IGSCC 感受性とイオン種の濃度の相関関係[6]

(図F.8 解説)

図F.8は、酸化環境下での鋭敏化処理金属材料 (SUS304) におけるIGSCC感受性を示すグラフである。本図は、硫酸イオンが16 μ g/L (0.1 μ S/cm) でのIGSCC感受性を1とした場合の、他イオンとの相対値を示している。硫酸イオンと塩化物イオンでは、IGSCCの感受性は大きく変わらないことが読み取れる。

表F.2—通常運転時の原子炉水における診断項目の推奨値の考え方

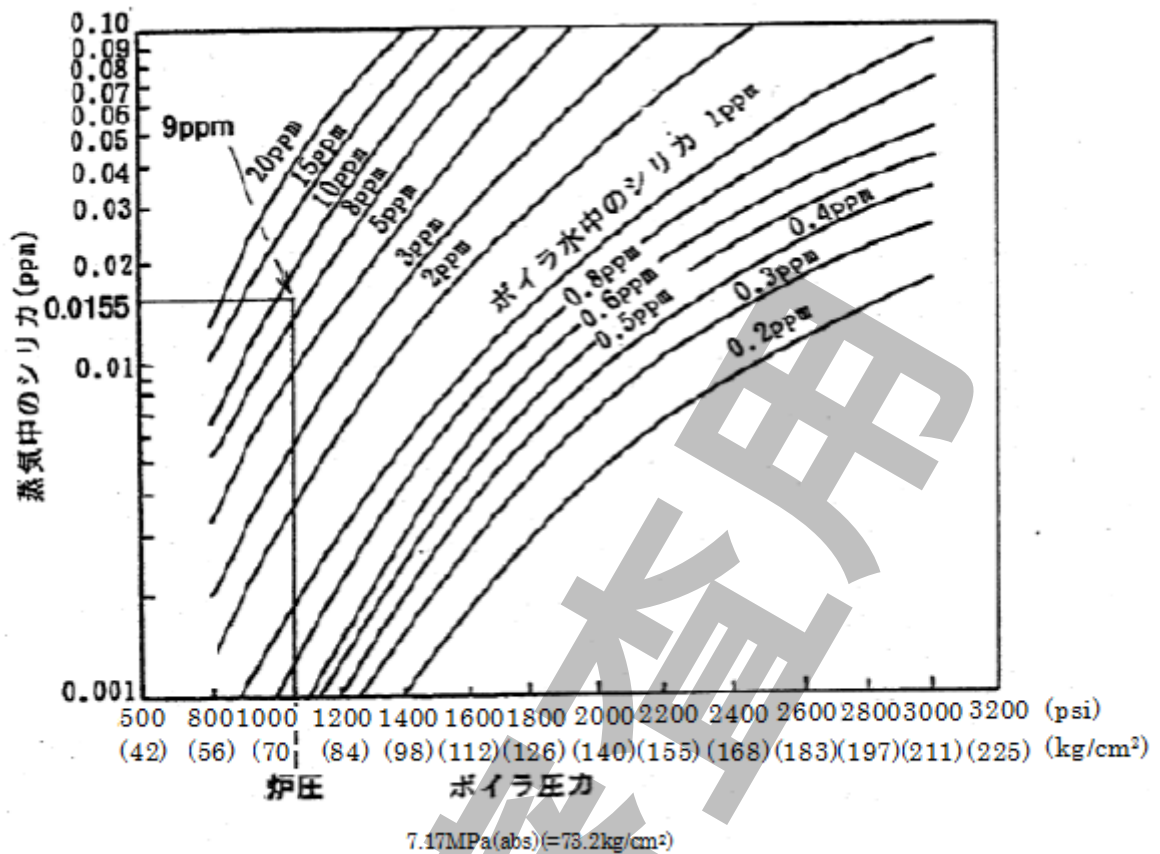
項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
pH (at 25 °C ^{a)})	—	6.5～7.5	国内プラントの平均値の上限と下限を指標に設定。
シリカ	μg/L	≤1 000	シリカは常時一定量が給水系から原子炉へ流入するため、原子炉水中のシリカ濃度は定常値を持たない。このため、タービンでの析出を防止できる濃度に維持することが望ましい。低圧タービン (0.05 MPa) における蒸気中のシリカ濃度0.015 5 mg/Lに相当する原子炉水 (約7 MPa) 中のシリカ濃度は9 000 μg/Lであるので (図F.9参照) , 約10 倍の裕度をもって1 000 μg/L以下とする。
溶存酸素	μg/L	—	本項目は炉内の沸騰バランスによって決定されるものであることから、具体的な推奨値は設定せず変動を監視する。
金属不純物 ^{b)}	μg/L	≤10	国内プラントの平均値を指標に設定。
よう素 131	Bq/g	≤0.04 ^{c)}	燃料棒からの放射性物質漏えい事象の未経験プラントの上限濃度を指標に設定。 なお、過去に上記事象を経験したプラントでは、その後の変動の監視結果を踏まえ、推奨値の設定について判断する。
銅	μg/L	≤1	国内プラントの平均値を指標に設定。
コバルト 60 イオン	Bq/mL	≤5 ^{d)}	国内の給水鉄量制御プラントの平均値を指標に設定。 なお、給水鉄量制御プラント以外のプラントについては、具体的な推奨値は設定せず傾向を監視する。

注^{a)} 測定後に 25 °Cに換算した値とする。

注^{b)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。

注^{c)} 燃料棒からの放射性物質漏えい事象の未経験プラントを対象に設定。

注^{d)} 給水鉄量制御プラントを対象に設定。



(出典：“入門講座 火力・原子力発電所における水・化学管理”，火力原子力発電，Vol. 58(5)，p378 (2007).)

図F.9ーボイラ圧力とボイラ水及び蒸気中のシリカとの関係[7]

F.1.2 給水

通常運転時の給水における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方は表F.3に、診断項目の推奨値の考え方は表F.4に示すとおりである。

表F.3—通常運転時の給水における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方

項目		アクションレベル 及び推奨値		設定の考え方
名称	単位			
金属不純物 ^{a)}	μg/L	AL1	—	AL2 を下回るレベルの水質において, 長期的な燃料健全性に影響を及ぼす知見はないため, AL1 は設定せず AL2 で管理する。
		AL2	>15	燃料健全性を確保するためにその値より低くする必要がある値を設定。
		AL3	—	燃料健全性を確保するために定めた AL2 を超えるレベルの水質において, 更なる影響を及ぼす知見はないため, AL3 は設定せず, AL2 に至った場合の措置を継続する。なお, 国内プラントで AL2 の値を超えた実績はない。
		推奨値	≤1	国内プラント運転実績を考慮し, 指標に設定。
銅	μg/L	AL1	—	AL2 を下回るレベルの水質において, 長期的な燃料健全性に影響を及ぼす知見はないため, AL1 は設定せず AL2 で管理する。
		AL2	>2	燃料棒表面でスケールを生成して燃料棒からの放射性物質漏えいに至った実績から, 燃料健全性を確保するためにその値より低くする必要がある値を設定。
		AL3	—	燃料健全性を確保するために定めた AL2 を超えるレベルの水質において, 更なる影響を及ぼす知見はないため, AL3 は設定せず, AL2 に至った場合の措置を継続する。なお, 国内プラントで AL2 の値を超えた実績はない。
		推奨値	≤0.1	国内プラント運転実績を考慮し, 指標に設定。

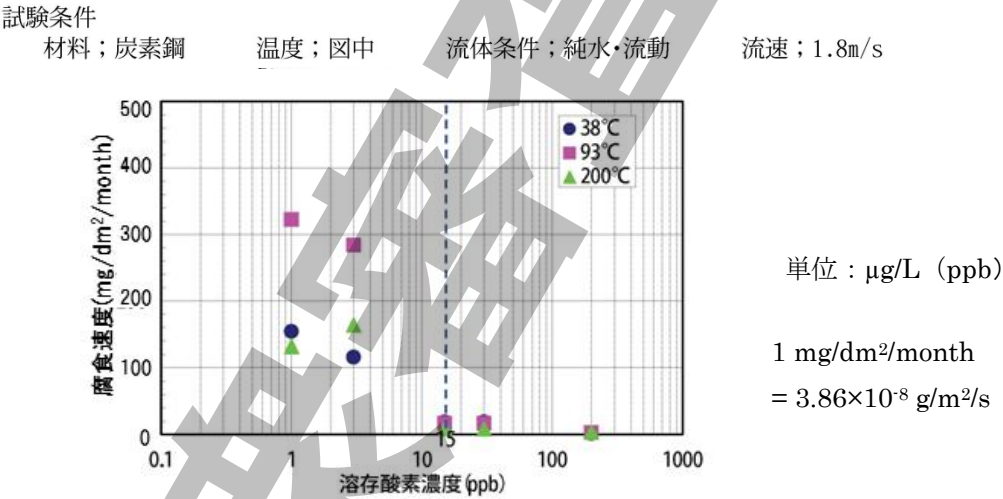
注^{a)} 金属5元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計濃度。

表F.4ー通常運転時の給水における推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≦6	純水の理論電気伝導率に近づけるため6 μS/m以下に設定。
溶存酸素 ^{b)}	μg/L	20～200	配管表面の耐食性の酸化皮膜を生成及び維持し、給水系の配管及び機器の腐食を抑制するための下限として20 μg/L以上を設定。また、炭素鋼の孔食領域の下限値に余裕を見て、上限値を200 μg/Lとして設定（図F.10, 図F.11参照）。

注^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。

注^{b)} 給水と復水脱塩器出口水のいずれか又は両方で測定する。

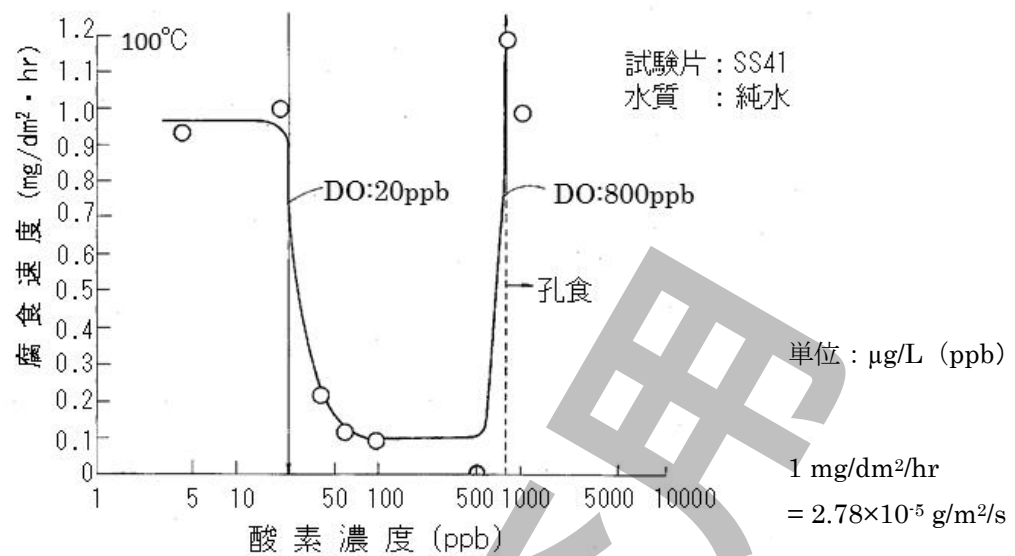


(出典：E. G. Brush, W. L. Pearl, “Corrosion and Corrosion Product Release in Neutral Feedwater”, Corrosion, NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Vol.28, No.4 (1972).)

図 F. 10ー流動純水中における炭素鋼平均腐食率の溶存酸素依存性[8]

(図F.10 解説)

図F. 10に、流動純水中における炭素鋼平均腐食率の溶存酸素依存性を示す。3種類の純水の温度データがあり、15 μg/Lから腐食速度が上昇している傾向が読み取れる。この値から、給水における溶存酸素の下限値は、余裕を見て20 μg/Lとしている。



(出典：泉谷雅清 他，“中性水中における炭素鋼の腐食に及ぼす溶存酸素の影響”，腐食防食協会，1977年春期学術大会講演予稿集，B109(p.44-p.45)，(1977).)

図 F. 11－100℃での酸素濃度と腐食速度[9]

(図F. 11 解説)

図F.11に，100℃における酸素濃度と腐食速度の相関を示す。図から，800 μg/Lから腐食速度が急激に上昇していることが読み取れる。この値から，給水における溶存酸素の上限値は，余裕を見て200 μg/Lとしている。

F.1.3 復水

F.1.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

通常運転時の復水（低圧復水ポンプ出口）における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方は表F.5に示すとおりである。

表F.5ー通常運転時の復水（低圧復水ポンプ出口）における
管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方

項目		アクションレベル 及び推奨値		設定の考え方
名称	単位			
電気伝導率（at 25 ℃ ^{a)} ）	μS/m	AL1	—	検出可能なレベルをAL2として設定しているため、AL1は設定せずAL2で管理する。
		AL2	>20	復水器細管からの海水漏えいなどの異常徴候が有意に検出可能なレベルを設定。
		AL3	—	AL2を更に超えるレベルの水質は、ほとんど時間差なく原子炉水で検知されると考えられるため、ここではAL3を設定せず、通常運転時の原子炉水で管理する。
		推奨値	≤10	通常、ホットウェルなどで発生するイオン性不純物を考慮し、設定。
注 ^{a)} 測定後に25 ℃に換算した値とする。				

F.1.3.2 復水（復水脱塩器出口）

通常運転時の復水（復水脱塩器出口）における診断項目の推奨値の考え方は表F.6に示すとおりである。

表F.6—通常運転時の復水（復水脱塩器出口）における推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率（at 25 °C ^{a)} ）	μS/m	≤6	純水の理論電気伝導率に近づけるため6 μS/m以下に設定。
溶存酸素 ^{b)}	μg/L	20～200	配管表面の耐食性の酸化皮膜を生成及び維持し、給水系の配管及び機器の腐食を抑制するための下限として20 μg /L以上を設定。また、炭素鋼の孔食領域の下限値に余裕を見て、上限値を200 μg /Lとして設定（図F.10, 図F.11参照）。
金属不純物 ^{c)}	μg/L	—	復水系の腐食生成物（金属不純物）の状態を把握するものであるが、最終的な腐食生成物（金属不純物）の炉内持込量は給水系で管理するため復水系では設定しない。
銅	μg/L	—	復水系の腐食生成物（銅）の状態を把握するものであるが、最終的な腐食生成物（銅）の炉内持込量は給水系で管理するため復水系では設定しない。
注^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。 注^{b)} 給水と復水脱塩器出口水のいずれか又は両方で測定する。 注^{c)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。			

F.1.4 オフガス

通常運転時のオフガスにおける診断項目の推奨値の考え方は表F.7に示すとおりである。

表F.7ー通常運転時のオフガスにおける推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
モニタ指示値	mSv/h 又はA	—	本モニタの指示値は ^{13}N の濃度の影響が大きく ^{b)} 、プラントごとの炉心から本モニタまでの到達時間の違いが指示値に影響するため、プラントごとに燃料健全時との差を比較することで評価することが望ましい。したがって、統一した推奨値は設定しない。
放出率 ^{a)}	Bq/s	—	希ガスの放出率は、燃料棒からの放射性物質の放出パターン及びプラントごとの炉心から測定箇所までの希ガスの到達時間の違いに影響されるため、プラントごとに燃料健全時の値との差を比較することで評価することが望ましい。したがって、統一した推奨値は設定しない。
注^{a)} 希ガス7核種 (^{133}Xe, ^{135}Xe, $^{135\text{m}}\text{Xe}$, ^{138}Xe, $^{85\text{m}}\text{Kr}$, ^{87}Kr, ^{88}Kr) の合計放出率。 注^{b)} ^{13}Nの影響に依らずより高感度にオフガスの放出核種を測定する機器として、近年国内プラントで高感度オフガスモニタの導入が進んでいる。			

F.2 起動時

F.2.1 原子炉水

起動時の原子炉水における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方は表F.8に、診断項目の推奨値の考え方は表F.9に示すとおりである。

表F.8—起動時の原子炉水における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方

項目		アクションレベル 及び推奨値		設定の考え方
名称	単位			
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	AL1	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きく、起動に要する期間が短いことから、AL1 は設定せず AL2 以上で管理する。
		AL2	>100	塩化物イオンのAL2 (100 μg/L as HCl) の電気伝導率 (約120 μS/m) を指標に設定 (図F.2参照)。
		AL3	>1 000	塩化物イオンのAL 3 (500 μg/L as HCl) の電気伝導率 (約600 μS/m) に加え、ほかの不純物も共存する場合を考慮し設定 (図F.2参照)。
		推奨値	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
塩化物イオン	μg/L	AL1	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きく、起動に要する期間が短いことから、AL1 は設定せず AL2 以上で管理する。
		AL2	>100	AL3の1/5を指標に設定。
		AL3	>500	塩化物イオン濃度をパラメータとしたSCC感受性試験データから、溶存酸素濃度約200 μg/LにおいてSCC感受性が低下する濃度を指標に設定 (図F.5, 図F.6参照)。
		推奨値	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。

表F.8—起動時の原子炉水における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方（続き）

項目		アクションレベル 及び推奨値		設定の考え方
名称	単位			
硫酸イオン	μg/L	AL1	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きく、起動に要する期間が短いことから、AL1 は設定せず AL2 以上で管理する。
		AL2	>100	AL3の1/5を指標に設定。
		AL3	>500	硫酸イオンのSCCへの影響度は、塩化物イオンとほぼ同等であることから、塩化物イオン管理値と同等とすることを指標に設定（図F.7，図F.8参照）。
		推奨値	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
注 ^{a)} 測定後に25℃に換算した値とする。				

表F.9—起動時の原子炉水における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
溶存酸素	μg/L	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
よう素131	Bq/g	—	起動時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			

F.2.2 給水

起動時の給水における診断項目の推奨値の考え方は表F.10に示すとおりである。

表F.10—起動時の給水における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	—	≤6	純水の理論電気伝導率に近づけるため6 μS/m以下に設定。
溶存酸素 ^{b)}	μg/L	20～200	配管表面の耐食性の酸化皮膜を生成及び維持し、給水系の配管及び機器の腐食を抑制するための下限として20 μg/L以上を設定。また、炭素鋼の孔食領域の下限値に余裕を見て、上限値を200 μg/Lとして設定（図F.10、図F.11参照）。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			
注 ^{b)} 給水と復水脱塩器出口水のいずれか又は両方で測定する。			

F.2.3 復水

F.2.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

起動時の復水（低圧復水ポンプ出口）における管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方は表F.11に示すとおりである。

表F.11—起動時の復水（低圧復水ポンプ出口）における
管理項目のアクションレベル及び推奨値の考え方

項目		アクションレベル 及び推奨値		設定の考え方
名称	単位			
電気伝導率（at 25 ℃ ^{a)} ）	μS/m	AL1	—	検出可能なレベルを AL2 として設定しているため、AL1 は設定せず AL2 で管理する。
		AL2	>20	復水器細管からの海水漏えいなどの異常徴候が有意に検出可能なレベルを設定。
		AL3	—	AL2 を更に超えるレベルの水質は、ほとんど時間差なく原子炉水で検知されるところと考えられるため、ここでは AL3 を設定せず、通常運転時の原子炉水で管理する。
		推奨値	≤10	通常、ホットウェルなどで発生するイオン性不純物を考慮し、設定。

注^{a)} 測定後に25 ℃に換算した値とする。

F.2.3.2 復水（復水脱塩器出口）

起動時の復水（復水脱塩器出口）における診断項目の推奨値の考え方は表F.12に示すとおりである。

表F.12—起動時の復水（復水脱塩器出口）における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率（at 25 ℃ ^{a)} ）	μS/m	≤6	純水の理論電気伝導率に近づけるため6 μS/m以下に設定。
溶存酸素 ^{b)}	μg/L	20～200	配管表面の耐食性の酸化皮膜の生成及び維持し、給水系の配管及び機器の腐食を抑制するための下限として20 μg/L以上を設定。また、炭素鋼の孔食領域の下限値に余裕を見て、上限値を200 μg/Lとして設定（図F.10、図F.11参照）。
有機体炭素（TOC）	μg/L	—	用いるイオン交換樹脂の銘柄、使用年数などによってTOCの溶出などは異なるため、統一した推奨値は設定しない。
注 ^{a)} 測定後に25 ℃に換算した値とする。			
注 ^{b)} 給水と復水脱塩器出口水のいずれか又は両方で測定する。			

F.3 停止時**F.3.1 原子炉水**

停止時の原子炉水における診断項目の推奨値の考え方は表F.13に示すとおりである。

表F.13—停止時の原子炉水における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	—	停止時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	停止時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
塩化物イオン	μg/L	—	停止時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
硫酸イオン	μg/L	—	停止時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
溶存酸素	μg/L	—	停止時はプラントが過渡的な状態で水質変動が大きいため、具体的な推奨値は設定せず、傾向を監視する。
停止時よう素131増加量	Bq	—	本項目は、燃料棒からの放射性物質漏えい事象の経験の有無及び放出パターンによって差があるため、値が異なる。したがって、統一した推奨値は設定しない。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			

F.3.2 給水

停止時の給水系については、過渡的な状態であることから、管理項目のアクションレベル及び推奨値は設定しない。

F.3.3 復水**F.3.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）**

停止時の復水系については、過渡的な状態であることから、復水（低圧復水ポンプ出口）の管理項目のアクションレベル及び推奨値は設定しない。

F.3.3.2 復水（復水脱塩器出口）

停止時の復水系については、過渡的な状態であることから、復水（復水脱塩器出口）の管理項目のアクションレベル及び推奨値は設定しない。

F.4 冷温停止時

F.4.1 原子炉水

冷温停止時の原子炉水における診断項目の推奨値の考え方は表F.14に示すとおりである。

表F.14－冷温停止時の原子炉水における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤210	大気開放状態 (25 °C) の水 (80 μS/m) に塩化物イオン100 μg/L又は硫酸イオン100 μg/Lが溶解した状態 (それぞれ200 μS/m, 170 μS/m) を想定し、気温変動に伴う炭酸溶解も考慮に入れて電気伝導率の推奨値として210 μS/m以下に設定。
pH(at 25 °C ^{a)})	—	—	冷温停止時は、大気開放の状態で常温、常圧状態であることから、大気中の炭酸ガスなどの溶解によって水質が決定され、また原子炉水環境の総合的な判断は電気伝導率で可能であることから推奨値は設定しない。
塩化物イオン	μg/L	≤100	冷温停止時は SCC 感受性が低い環境であり、100 μg/L 程度の塩化物イオンでは SCC は生じない。原子炉の起動時及び通常運転時の AL2 (>100 μg/L) に至ることのないよう、原子炉内の水質環境を良好に保つための指標として 100 μg/L 以下に設定。
硫酸イオン	μg/L	≤100	冷温停止時は SCC 感受性が低い環境であり、100 μg/L 程度の硫酸イオンでは SCC は生じない。原子炉の起動時及び通常運転時の AL2 (>100 μg/L) に至ることのないよう、原子炉内の水質環境を良好に保つための指標として 100 μg/L 以下に設定。
溶存酸素	μg/L	≤200	ステンレス鋼のIGSCCを発生させ、加速する溶存酸素濃度の領域を避けるため、起動時における脱気運転の目標値として200 μg/L以下に設定。
注^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			

F.4.2 給水

冷温停止時の給水における診断項目の推奨値の考え方は表F.15に示すとおりである。

表F.15—冷温停止時の給水における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
金属不純物 ^{a)}	μg/L	—	給復水浄化運転時における浄化管理方法が異なることから、統一した推奨値は設定しない。
注 ^{a)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。			

F.4.3 復水

F.4.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

冷温停止時の復水（低圧復水ポンプ出口）における診断項目の推奨値の考え方は表F.16に示すとおりである。

表F.16—冷温停止時の復水（低圧復水ポンプ出口）における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率（at 25 °C ^{a)} ）	μS/m	—	冷温停止時は、大気中の炭酸ガスなどの溶解によって水質が決定されるため設定しない。
金属不純物 ^{b)}	μg/L	—	冷温停止時は、点検後の水張りの際、腐食生成物などの不純物が持ち込まれる可能性があり、水質変動が大きいと推測されるため、推奨値は設定しない。
過酸化水素	μg/L	—	用いるイオン交換樹脂の銘柄、使用年数などによって異なり、設定は困難なため設定しない。
有機体炭素（TOC）	μg/L	—	点検などにて混入する有機物（浸透探傷剤など）によって異なるため、統一した推奨値は設定しない。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			
注 ^{b)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。			

F.4.3.2 復水（復水脱塩器出口）

冷温停止時に復水脱塩器へ通水しないため復水（復水脱塩器出口）の管理項目のアクションレベル及び推奨値は設定しない。

F.5 運転モードに依らない系統

F.5.1 使用済燃料プール水

使用済燃料プール水における診断項目の推奨値の考え方は表F.17に示すとおりである。

表F.17－使用済燃料プール水における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤210	大気開放状態 (25 °C) の水 (80 μS/m) に塩化物イオン100 μg/L又は硫酸イオン100 μg/Lが溶解した状態 (それぞれ200 μS/m, 170 μS/m) を想定し、気温変動に伴う炭酸溶解も考慮に入れて電気伝導率の推奨値として210 μS/m以下に設定。
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	使用済燃料プールは、大気開放の状態常温、常圧状態であることから、大気中の炭酸ガスなどの溶解によって水質が決定される。また使用済燃料プール水環境の総合的な判断は電気伝導率で可能であることから推奨値は設定しない。
塩化物イオン	μg/L	≤100	使用済燃料プールは SCC 感受性が低い環境であり、100 μg/L 程度の塩化物イオンでは SCC は生じない。ただし、原子炉冷温停止時に炉水と混合することもあることから、原子炉水の起動時及び通常運転時の AL2 (>100 μg/L) に至ることのないよう、使用済燃料プールの水質環境を良好に保つための指標として 100 μg/L 以下に設定。
硫酸イオン	μg/L	≤100	使用済燃料プールは SCC 感受性が低い環境であり、100 μg/L 程度の硫酸イオンでは SCC は生じない。ただし、原子炉冷温停止時に炉水と混合することもあることから、原子炉水の起動時及び通常運転時の AL2 (>100 μg/L) に至ることのないよう、使用済燃料プールの水質環境を良好に保つための指標として 100 μg/L 以下に設定。
金属不純物 ^{b)}	μg/L	—	金属不純物濃度の測定は使用済燃料プール水環境の変動を把握することが主目的であることから推奨値は設定しない。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			
注 ^{b)} 金属5元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

F.5.2 復水貯蔵タンク水

復水貯蔵タンク水における診断項目の推奨値の考え方は表F.18に示すとおりである。

表F.18—復水貯蔵タンク水における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	μS/m	≤100	大気開放状態 (25 °C) の水 (80 μS/m) に塩化物イオン10 μg/L又は硫酸イオン10 μg/Lが溶解した状態 (それぞれ90 μS/m, 85 μS/m) を想定し, 気温変動に伴う炭酸溶解も考慮に入れて電気伝導率の推奨値を100 μS/m以下に設定。
pH (at 25 °C ^{a)})	—	—	大気開放状態の水の pH 値は, 炭酸ガスの溶解に大きく影響を受ける。したがって, 具体的な推奨値は設定せず, その変動を監視することによって不純物の混入を評価する。
塩化物イオン	μg/L	≤10	通常運転時の原子炉水における AL1 (>5 μg/L) に至らない水質を維持する上で, 通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さいため, 十分希釈されることを考慮して 10 μg/L 以下に設定。
硫酸イオン	μg/L	≤10	通常運転時の原子炉水における AL1 (>5 μg/L) に至らない水質を維持する上で, 通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さいため, 十分希釈されることを考慮して 10 μg/L 以下に設定。
シリカ	μg/L	≤100	通常運転時の原子炉水における推奨値 (≤1 000 μg/L) を維持する上で, 本項目は浄化系では浄化されにくいいため濃縮による影響を考慮して 100 μg/L 以下に設定。
有機体炭素 (TOC)	μg/L	—	復水貯蔵タンク水中の TOC が原子炉冷却系へ持ち込まれた際に, 熱及び照射による分解生成物として塩化物イオン及び/又は硫酸イオンがどの程度発生するかは, TOC の起源 (イオン交換樹脂, 塗装剤など) 及び起動前浄化運転で使用した水及び原子炉ウェル水などの復水貯蔵タンクへの回収方法に大きく依存するため, プラントごとに評価することが望ましい。したがって, 統一した推奨値は設定しない。

表F.18—復水貯蔵タンク水における診断項目の推奨値の考え方（続き）

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
金属不純物 ^{b)}	μg/L	≤200	通常運転時の原子炉水における推奨値(≤10 μg/L)を維持する上で、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さいこと、原子炉内では大半が燃料に付着するため濃縮の影響を除外できることを考慮して 200 μg/L 以下に設定。
過酸化水素	μg/L	—	過酸化水素は原子炉ウェル水を復水貯蔵タンクに直接回収した場合に上昇する。ただし、この回収方法及び復水脱塩器で用いるイオン交換樹脂の種類はプラントごとに異なることから、統一した推奨値は設定せず、個々のプラントのニーズに応じて設定。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			
注 ^{b)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。			

F.5.3 純水貯蔵タンク水

純水貯蔵タンク水における診断項目の推奨値の考え方は表F.19に示すとおりである。

表F.19—純水貯蔵タンク水における診断項目の推奨値の考え方

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
電気伝導率（at 25 °C ^{a)} ）	μS/m	≤100	大気開放状態（25 °C）の水（80 μS/m）に塩化物イオン10 μg/L又は硫酸イオン10 μg/Lが溶解した状態（それぞれ90 μS/m, 85 μS/m）を想定し、気温変動に伴う炭酸溶解も考慮に入れて電気伝導率の推奨値を100 μS/m以下に設定。
pH（at 25 °C ^{a)} ）	—	—	大気開放状態の水の pH 値は、炭酸ガスの溶解に大きく影響を受ける。したがって、具体的な推奨値は設定せず、その変動を監視することによって不純物の混入を評価する。
塩化物イオン	μg/L	≤10	通常運転時の原子炉水における AL1（>5 μg/L）に至らない水質を維持する上で、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さいため、十分希釈されることを考慮して 10 μg/L 以下に設定。

表F.19—純水貯蔵タンク水における診断項目の推奨値の考え方（続き）

項目		推奨値	設定の考え方
名称	単位		
硫酸イオン	μg/L	≤10	通常運転時の原子炉水における AL1 (>5 μg/L) に至らない水質を維持する上で、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さいため、十分希釈されることを考慮して 10 μg/L 以下に設定。
シリカ	μg/L	≤10	通常運転時の原子炉水における推奨値 (≤1 000 μg/L) を維持する上で、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さいこと、原子炉での濃縮と共に、脱塩水を製造するイオン交換樹脂性能の保証の観点から 10 μg/L 以下に設定。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			

参考文献

- [1] H. Hirano, N. Usui, H. Kitajima, et al., "BWR Water Chemistry Guidelines in Japan", *Nuclear Power Chemistry Conference 2014*, Sapporo, Japan.No.10179 p.4 ,ISBN 9781510807198 (2014).
- [2] U. S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Regulatory Guide, OFFICE OF STANDARDS DEVELOPMENT, REGULATORY GUIDE 1.56, MAINTENANCE OF WATER PURITY IN BOILING WATER REACTORS, 1.56-8(1978).
- [3] M. O. Speidel, "Overview of Methods for Corrosion Testing as Related to PWR Steam Generator and BWR Piping problems", *The 1st US-Japan Joint Symposium on Light Water Reactors*, Fuji, Japan. 31, (1978).
- [4] G. Cragolino, N. Sridhar, "A REVIEW OF STRESS CORROSION CRACKING OF HIGH-LEVEL NUCLEAR WASTE CONTAINER MATERIALS-I", CNWRA 92-021,3-24 (1992).
- [5] W. E. Ruther, W. K. Soppet, T.F. Kassner, "Effect of Temperature and Ionic Impurities at Very Low Concentrations on Stress Corrosion Cracking of AISI 304 Stainless Steel", *Corrosion*, NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Vol.44, 794(1988).
- [6] M. Sambongi, K. Takamori, S. Suzuki, et al., "Effect of Reactor Water Impurities on ECP and SCC", *WATER CHEMISTRY'98*, Niigata Prefecture, Kashiwazaki City, Kariwa Village, 346(1998).
- [7] “入門講座 火力・原子力発電所における水・化学管理”，火力原子力発電，Vol. 58(5)，p378 (2007).
- [8] E. G. Brush, W. L. Pearl, "Corrosion and Corrosion Product Release in Neutral Feedwater", *Corrosion*, NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Vol.28, No.4 (1972).
- [9] 泉谷雅清 他，“中性水中における炭素鋼の腐食に及ぼす溶存酸素の影響”，腐食防食協会，1977 年春期学術大会講演予稿集，B109(p.44-p.45)，(1977).

附属書 G
(参考)
測定頻度の設定の考え方

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

G.1 通常運転時

G.1.1 原子炉水

通常運転時の原子炉水における管理項目及び診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.1に示すとおりである。

表G.1ー通常運転時の原子炉水における管理項目及び診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
管理項目	電気伝導率 (at 25 °C ^a)	連続 ^b)	本項目は、水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
	塩化物イオン	1回/週	原子炉水への高濃度 (mg/Lオーダー) の不純物混入については、連続測定計器で連続的に監視している電気伝導率とpHとによって監視可能である。一方、低濃度の不純物挙動を把握するためには、各イオン種を測定すると共に、その変動をモニタリングすることが重要と考える。これらの観点から、塩化物イオンについては週に1回の測定頻度とする。ただし、電気伝導率とpHとに大きな変動が生じた場合には、必要に応じて確認のための測定を実施する。
	硫酸イオン	1回/週	原子炉水への高濃度 (mg/Lオーダー) の不純物混入については、連続測定計器で連続的に監視している電気伝導率とpHとによって監視可能である。一方、低濃度の不純物挙動を把握するためには、各イオン種を測定すると共に、その変動をモニタリングすることが重要と考える。これらの観点から、硫酸イオンについては週に1回の測定頻度とする。ただし、電気伝導率とpHとに大きな変動が生じた場合には、必要に応じて確認のための測定を実施する。

表G.1—通常運転時の原子炉水における管理項目及び診断項目の測定頻度の設定の考え方（続き）

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	pH (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は電気伝導率上昇時の不純物イオン濃度の極性を推察することが可能となる測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能なため、連続測定計器で連続的に監視する。
	シリカ	1回/月	これまでの運転実績から、短期間での急激な変動はなく、タービン性能への副次的影響も急速には加速されないことから、月に1回の測定頻度とする。
	溶存酸素	連続 ^{b)}	本項目は、原子炉水の酸化還元環境状態を示す測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能なため、連続測定計器で連続的に監視する。
	金属不純物 ^{c)}	1回/月	本項目は、被ばく線源を増加させる可能性のある腐食生成物を長期的に診断するものである。これまでの運転実績から金属不純物濃度の上昇によって短期的に燃料及び構造材に影響を与えるもの及び原子炉水の放射能濃度を上昇させるものではないことから、月に1回の測定頻度とする。
	よう素131	1回/週	燃料棒からの放射性物質漏えいの兆候は、オフガスモニタ指示値によって連続監視しているため、本項目は週に1回の測定頻度とする。 ただし、オフガスモニタ指示値に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。
	銅	1回/月	これまでの運転実績から、短期間での急激な変動はなく、燃料への副次的影響も急速には加速されないことから、月に1回の測定頻度とする。
	コバルト60イオン	1回/週	本項目は、被ばく線源増加に直接起因するものであることから、週に1回の測定頻度とする。 ただし、これまでの運転実績によって変動要因がないことを確認できれば、月に1回の測定頻度とすることができる。
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

G.1.2 給水

通常運転時の給水における管理項目及び診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.2に示すとおりである。

表G.2—通常運転時の給水における管理項目及び診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
管理項目	金属不純物 ^{a)}	1回/週	被ばく線源を増加させる可能性のある腐食生成物を長期的に診断するものであり、また、燃料保証上の管理基準である週に1回の測定頻度とする。
	銅	1回/週	本項目は、腐食生成物を長期的に診断するものであり、燃料保証上の管理基準である週に1回の測定頻度とする。
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{b)})	連続 ^{c)}	本項目は、水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
	溶存酸素 ^{d)}	連続 ^{c)}	本項目は、炭素鋼配管の全面腐食及び流れ加速型腐食（FAC）などに影響を与える因子であり、電気伝導率とは別に独立して診断する必要がある。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
注 ^{a)} 金属 5 元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。 注 ^{b)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{c)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{d)} 給水と復水脱塩器出口水のいずれか又は両方で測定する。			

G.1.3 復水

G.1.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

通常運転時の復水（低圧復水ポンプ出口）における管理項目の測定頻度の設定の考え方は表G.3に示すとおりである。

表G.3—通常運転時の復水（低圧復水ポンプ出口）における管理項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
管理項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は、水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。			

G.1.3.2 復水（復水脱塩器出口）

通常運転時の復水（復水脱塩器出口）における診断項目の測定頻度の設定の考え方は**表G.4**に示すとおりである。

表G.4—通常運転時の復水（復水脱塩器出口）における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は、水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
	溶存酸素 ^{c)}	連続 ^{b)}	本項目は、炭素鋼配管の全面腐食及びFACなどに影響を与える因子であり、電気伝導率とは別に独立して診断する必要がある。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
	金属不純物 ^{d)}	1回/週	本項目は、被ばく線源を増加させる可能性のある腐食生成物を長期的に診断するものであり、燃料保証上の管理基準である週に1回の測定頻度とする。
	銅	1回/週	本項目は、腐食生成物を長期的に診断するものであり、燃料保証上の管理基準である週に1回の測定頻度とする。
注^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。 注^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注^{c)} 給水と復水脱塩器出口水のいずれか又は両方で測定する。 注^{d)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。			

G.1.4 オフガス

通常運転時のオフガスにおける診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.5に示すとおりである。

表G.5—通常運転時のオフガスにおける診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	モニタ指示値	連続 ^{a)}	オフガスモニタ指示値は燃料棒からの放射性物質漏えいを早期に検知するための項目であるため、連続測定計器で連続的に監視する。
	放出率 ^{b)}	1回/月	オフガス7核種放出率は燃料棒からの放射性物質漏えいが生じた場合の評価に用いるパラメータであるが、評価の際に比較する燃料健全時の値を蓄積しておくという観点で、月に1回の測定頻度とする。 ただし、連続測定計器での指示値に大きな変動が生じた場合には、必要に応じて確認のための測定を実施する。
注 ^{a)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。			
注 ^{b)} 希ガス7核種 (^{133}Xe , ^{135}Xe , $^{135\text{m}}\text{Xe}$, ^{138}Xe , $^{85\text{m}}\text{Kr}$, ^{87}Kr , ^{88}Kr) の合計放出率。			

G.2 起動時

G.2.1 原子炉水

起動時の原子炉水における管理項目及び診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.6に示すとおりである。

表G.6—起動時の原子炉水における管理項目及び診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
管理項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。 測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能であるため、連続測定器で連続的に監視する。

表 G.6—起動時の原子炉水における管理項目及び診断項目の測定頻度の設定の考え方（続き）

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
管理項目	塩化物イオン	起動期間中に1回以上	原子炉水への高濃度（mg/Lオーダー）の不純物混入については、連続測定計器で連続的に監視している電気伝導率とpHとによって監視可能である。 ただし、低濃度の不純物挙動を把握するには、各イオン種を測定すると共に、その変動をモニタリングすることが必要である。 なお、起動時についてはSCCの発生及び進展を加速させる状態にあり、原子炉圧力、炉水温度などのプラントパラメータが短期間で変化する。以上から、起動期間中に1回の測定頻度とする。
	硫酸イオン	起動期間中に1回以上	原子炉水への高濃度（mg/Lオーダー）の不純物混入については、連続測定計器で連続的に監視している電気伝導率とpHとによって監視可能である。 ただし、低濃度の不純物挙動を把握するには、各イオン種を測定すると共に、その変動をモニタリングすることが必要である。 なお、起動時についてはSCCの発生及び進展を加速させる状態にあり、原子炉圧力、炉水温度などのプラントパラメータが短期間で変化する。以上から、起動期間中に1回の測定頻度とする。
診断項目	pH（at 25℃ ^{a)} ）	連続 ^{b)}	本項目は電気伝導率上昇時の不純物イオン濃度の極性を推察することが可能となる測定項目である。 測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能であるため、連続測定器で連続的に監視する。
	溶存酸素 ^{c)}	連続 ^{b)}	本項目は、原子炉水の酸化還元環境状態を示す測定項目である。また、起動時は炉心部での水の放射線分解と蒸気相への移行度合いのバランスとによって濃度が変動する。 測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
	よう素131	起動期間中に1回以上	本項目は、起動時の燃料棒からの放射性物質漏えいの判断指標であり、起動期間中に1回以上の測定頻度とする。 なお、本項目は燃料棒からの放射性物質漏えいを監視する観点から主蒸気隔離弁が開の状態において確認する。
注 ^{a)} 測定後に 25℃ に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 温度 100℃ 以上の場合に測定する。			

G.2.2 給水

起動時の給水における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.7に示すとおりである。

表G.7—起動時の給水における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能なため、連続測定計器で連続的に監視する。
	溶存酸素 ^{c)}	連続 ^{b)}	本項目は、炭素鋼配管の全面腐食及びFACなどに影響を与える因子であり、電気伝導率とは別に独立して診断する必要がある。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能なため、連続測定計器で連続的に監視する。
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 給水と復水脱塩器出口水のいずれか又は両方で測定する。			

G.2.3 復水

G.2.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

起動時の復水（低圧復水ポンプ出口）における管理項目の測定頻度の設定の考え方は表G.8に示すとおりである。

表G.8—起動時の復水（低圧復水ポンプ出口）における管理項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
管理項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は、水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能なため、連続測定計器で連続的に監視する。
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。			

G.2.3.2 復水（復水脱塩器出口）

起動時の復水（復水脱塩器出口）における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.9に示すとおりである。

表G.9—起動時の復水（復水脱塩器出口）における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は、水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
	溶存酸素 ^{c)}	連続 ^{b)}	本項目は、炭素鋼配管の全面腐食及びFACなどに影響を与える因子であり、電気伝導率とは別に独立して診断する必要がある。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
	有機体炭素（TOC）	起動期間 中に1回 以上	本項目は、復水脱塩器の樹脂の性能を長期的に診断するものである。これまでの運転実績からTOC濃度の急激な上昇はないこと、また、TOC濃度の上昇によって短期的に燃料及び構造材に影響を与えたりするものではないことから、起動期間中に1回以上の測定頻度とする。
注 ^{a)} 測定後に 25 °Cに換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 給水と復水脱塩器出口水のいずれか又は両方で測定する。			

G.3 停止時

G.3.1 原子炉水

停止時の原子炉水における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.10に示すとおりである。

表G.10—停止時の原子炉水における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を把握することが可能となる測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能であるため、連続測定器で連続的に監視する。
	pH (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は電気伝導率上昇時の不純物イオン濃度の極性を推察することが可能となる測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能であるため、連続測定器で連続的に監視する。
	塩化物イオン	任意	原子炉水への高濃度 (mg/Lオーダー) の不純物混入については、連続測定計器で連続的に監視している電気伝導率とpHとによって監視可能である。 ただし、低濃度の不純物挙動を把握するには、各イオン種を測定すると共に、その変動をモニタリングすることが必要であるが、原子炉停止操作時は通常運転時及び起動時に比べてSCC感受性が低く影響が小さいことから、必要に応じて測定する。
	硫酸イオン	任意	原子炉水への高濃度 (mg/Lオーダー) の不純物混入については、連続測定計器で連続的に監視している電気伝導率とpHとによって監視可能である。 ただし、低濃度の不純物挙動を把握するには、各イオン種を測定すると共に、その変動をモニタリングすることが必要であるが、原子炉停止操作時は通常運転時及び起動時に比べてSCC感受性が低く影響が小さいことから、必要に応じて測定する。
	溶存酸素 ^{c)}	連続 ^{b)}	本項目は、原子炉水の酸化還元環境状態を示す測定項目である。 原子炉停止操作中も高温環境ではSCC感受性が維持され、炉心部での水の放射線分解と蒸気相への移行度合いのバランスとによって濃度は決定される。 測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。

表 G.10—停止時の原子炉水における診断項目の測定頻度の設定の考え方（続き）

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	停止時よう素131 増加量	停止時に 1回	本項目は、出力降下時の燃料棒からの放射性物質漏えいの判断指標であり、停止時に1回の測定頻度とする。 なお、原子炉停止による炉圧の低下に伴い、燃料棒からの微小リークによって炉水中へ放出される放射性物質が増えていないことを確認するため、出力降下開始時から発電機解列後まで（発電機解列後24時間までに大気圧に達しない場合は大気圧到達まで）の期間を対象とする。
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 温度 100 °C 以上の場合に測定する。			

G.3.2 給水

停止時の給水系については、過渡的な状態であることから、管理項目及び診断項目は設定しない。

G.3.3 復水**G.3.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）**

停止時の復水系については、過渡的な状態であることから、管理項目及び診断項目は設定しない。

G.3.3.2 復水（復水脱塩器出口）

停止時の復水系については、過渡的な状態であることから、管理項目及び診断項目は設定しない。

G.4 冷温停止時

G.4.1 原子炉水

冷温停止時の原子炉水における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.11に示すとおりである。

表G.11—冷温停止時の原子炉水における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	1回/日	本項目は水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能であるため、1日に1回の測定頻度とする。
	pH (at 25 °C ^{a)})	1回/月	本項目は電気伝導率上昇時の不純物イオン濃度の極性を推察することが可能となる測定項目である。冷温停止時における不純物の存在は、電気伝導率に最も敏感に現れることから、月に1回の測定頻度とする。
	塩化物イオン	任意	原子炉への低濃度の不純物混入を確認するため必要に応じて測定する。また、電気伝導率とpHとの大きな変動が生じた場合にも、必要に応じて確認のための測定を実施する。
	硫酸イオン	任意	原子炉への低濃度の不純物混入を確認するため必要に応じて測定する。また、電気伝導率とpHとの大きな変動が生じた場合にも、必要に応じて確認のための測定を実施する。
	溶存酸素 ^{b)}	連続 ^{c)}	本項目は、原子炉水の酸化還元環境状態を示す測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能のため、連続測定計器で連続的に監視する。
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 原子炉脱気運転時に測定する。 注 ^{c)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。			

G.4.2 給水

冷温停止時の給水における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.12に示すとおりである。

表G.12—冷温停止時の給水における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	金属不純物 ^{a)}	任意	プラントごとに給復水浄化運転時における浄化管理方法が異なることから必要に応じて測定する。
注 ^{a)} 金属 5 元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

G.4.3 復水

G.4.3.1 復水（低圧復水ポンプ出口）

冷温停止時の復水（低圧復水ポンプ出口）における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.13に示すとおりである。

表G.13—冷温停止時の復水（低圧復水ポンプ出口）における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は、水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能なため、連続測定計器で連続的に監視する。
	金属不純物 ^{c)}	任意	通常運転時及び起動時と同様、被ばく線源を増加させる可能性のある腐食生成物を長期的に診断するものであるが、基本的には復水浄化設備で除去されるものであり、純水循環保管時の状態把握の観点から、必要に応じて測定する。
	過酸化水素	任意	本項目は、復水脱塩器におけるイオン交換樹脂（カチオン樹脂）の酸化劣化を促進する因子であることから、必要に応じて測定する。
	有機体炭素（TOC）	任意	本項目は、水中に存在する有機物の総量を有機物中に含まれる炭素量で示す尺度であり、純水循環保管時の状態把握の観点から、必要に応じて測定する。
注 ^{a)} 測定後に 25 °C に換算した値とする。 注 ^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注 ^{c)} 金属 5 元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。			

G.4.3.2 復水（復水脱塩器出口）

冷温停止時には、復水脱塩器への通水が行われなため、管理項目及び診断項目は設定しない。

G.5 運転モードに依らない系統

G.5.1 使用済燃料プール水

使用済燃料プール水における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.14に示すとおりである。

表G.14－使用済燃料プール水における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	1回/日	本項目は水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能であるため本項目を1日に1回の測定頻度とする。
	pH (at 25 °C ^{a)})	1回/月	本項目は電気伝導率上昇時の不純物イオン濃度の極性を推察することが可能となる測定項目である。使用済燃料プール水における不純物の存在は、電気伝導率に最も敏感に現れることから、本項目を月に1回の測定頻度とする。
	塩化物イオン	任意	使用済燃料プール水への低濃度の不純物混入を確認するため、必要に応じて測定する。また、電気伝導率とpHとの大きな変動が生じた場合にも、必要に応じて測定する。
	硫酸イオン	任意	使用済燃料プール水への低濃度の不純物混入を確認するため、必要に応じて測定する。また、電気伝導率とpHとの大きな変動が生じた場合にも、必要に応じて測定する。
	金属不純物 ^{b)}	1回/月	本項目は使用済燃料プールの清浄度などに寄与する項目であるが、これまで運転実績によって使用済燃料プールにおいて短期間で急激な金属不純物濃度の変動は見られないことから本項目を月に1回の測定頻度とする。
注^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。 注^{b)} 金属5元素 (Cr, Fe, Co, Ni, Cu) の合計値。			

G.5.2 復水貯蔵タンク水

復水貯蔵タンク水における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.15に示すとおりである。

表G.15—復水貯蔵タンク水における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	連続 ^{b)}	本項目は水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目である。測定も比較的容易であり、実用的な運用が可能なため、連続測定計器で連続的に監視する。ただし、復水貯蔵タンクに移送される他系統の水について、本項目が測定などによって評価されている場合には、測定頻度を低減又は測定を省略することができる。
	pH (at 25 °C ^{a)})	1回/週	復水貯蔵タンク水の不純物の監視は基本的に電気伝導率の挙動把握によって実施する。不純物の構成要素を把握する観点で、本項目を週に1回の測定頻度とする。ただし、電気伝導率に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。逆に、復水貯蔵タンクに移送される他系統の水について、本項目が測定などによって評価されている場合には、測定頻度を低減又は測定を省略することができる。
	塩化物イオン	1回/週	復水貯蔵タンク水の不純物の監視は基本的に電気伝導率の挙動把握によって実施する。不純物の構成要素を把握する観点で、本項目を週に1回の測定頻度とする。ただし、電気伝導率に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。逆に、復水貯蔵タンクに移送される他系統の水について、本項目が測定などによって評価されている場合には、測定頻度を低減又は測定を省略することができる。
	硫酸イオン	1回/週	復水貯蔵タンク水の不純物の監視は基本的に電気伝導率の挙動把握によって実施する。不純物の構成要素を把握する観点で、本項目を週に1回の測定頻度とする。ただし、電気伝導率に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。逆に、復水貯蔵タンクに移送される他系統の水について、本項目が測定などによって評価されている場合には、測定頻度を低減又は測定を省略することができる。

表G.15ー復水貯蔵タンク水における診断項目の測定頻度の設定の考え方（続き）

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	シリカ	1回/月	原子炉水に存在するシリカの持込源は主に補給水からであることから、本項目を月に1回の測定頻度とする。 ただし、電気伝導率に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。逆に、復水貯蔵タンクに移送される他系統の水について、本項目が測定などによって評価されている場合には、測定頻度を低減又は測定を省略することができる。
	有機体炭素（TOC）	1回/週	復水貯蔵タンク水の不純物の監視は基本的に電気伝導率の挙動把握によって実施する。不純物の構成要素を把握する観点で、本項目を週に1回の測定頻度とする。 ただし、電気伝導率に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。逆に、復水貯蔵タンクに移送される他系統の水について、本項目が測定などによって評価されている場合には、測定頻度を低減又は測定を省略することができる。
	金属不純物 ^{c)}	1回/月	復水貯蔵タンクにおいて、本項目は短期間で急激に上昇するものではないため、月に1回の測定頻度とする。 ただし、電気伝導率に大きな変動が生じた場合は、必要に応じて確認のための測定を実施する。逆に、復水貯蔵タンクに移送される他系統の水について、本項目が測定などによって評価されている場合には、測定頻度を低減又は測定を省略することができる。
	過酸化水素	任意	イオン交換樹脂の酸化劣化を抑制するため、イオン交換樹脂の洗浄などで復水貯蔵タンク水を用いる前に適宜確認する必要があるが、復水貯蔵タンクに移送する全ての他系統の水について、定期的に本項目を測定している。また、復水貯蔵タンクへの系統水回収の運用上、本項目が有意に含まれていないことが明らかであるならば、測定を省略することができる。したがって、必要に応じて測定する。
注^{a)} 測定後に25℃に換算した値とする。 注^{b)} 連続測定計器による連続測定値を監視する。 注^{c)} 金属5元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の合計値。			

G.5.3 純水貯蔵タンク水

純水貯蔵タンク水における診断項目の測定頻度の設定の考え方は表G.16に示すとおりである。

表G.16—純水貯蔵タンク水における診断項目の測定頻度の設定の考え方

分類	項目	測定頻度	設定の考え方
診断項目	電気伝導率 (at 25 °C ^{a)})	任意	本項目は水の純度の指標としての位置付けで、イオン性不純物の混入を管理する観点から重要な測定項目であるが、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さく、原子炉水に供給される場合には復水貯蔵タンクを経由することから、必要に応じて測定する。
	pH (at 25 °C ^{a)})	任意	本項目は電気伝導率上昇時の不純物イオン濃度の極性を推察することが可能となる測定項目であるが、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さく、原子炉水に供給される場合には復水貯蔵タンクを経由することから、必要に応じて測定する。
	塩化物イオン	任意	本項目は純水製造装置のイオン不純物除去性能を確認する項目であるが、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さく、原子炉水に供給される場合には復水貯蔵タンクを経由することから、必要に応じて測定する。
	硫酸イオン	任意	本項目は純水製造装置のイオン不純物除去性能を確認する項目であるが、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さく、原子炉水に供給される場合には復水貯蔵タンクを経由することから、必要に応じて測定する。
	シリカ	任意	プラント外部の水を水源としており、脱塩性能を担保するため、本項目に対する配慮が必要となるが、通常運転時の補給水量は原子炉冷却系の保有水量に比べて小さく、原子炉水に供給される場合には復水貯蔵タンクを経由することから、必要に応じて測定する。
注 ^{a)} 測定後に25 °Cに換算した値とする。			

附属書 H (参考) サンプリング方法の例

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

H.1 サンプリング方法の例

H.1.1 サンプリング箇所の例

BWR におけるサンプリング箇所の例を、**附属書 D** に記載した。ここでは、原子炉冷却材浄化系におけるサンプリング例について述べる。

H.1.2 サンプリング装置の例

図 H.1 は、原子炉冷却材浄化系の主配管（母管）から分岐したサンプリング配管から、サンプリングを行う箇所までのサンプリング装置の例である。BWR の原子炉水は、高温高压であるため、冷却器、減圧機構によって降温、減圧させ、試料をサンプリングする構造になっている。サンプリング配管への不溶解性金属不純物等の付着を抑制するためにバイパスラインを設置している。

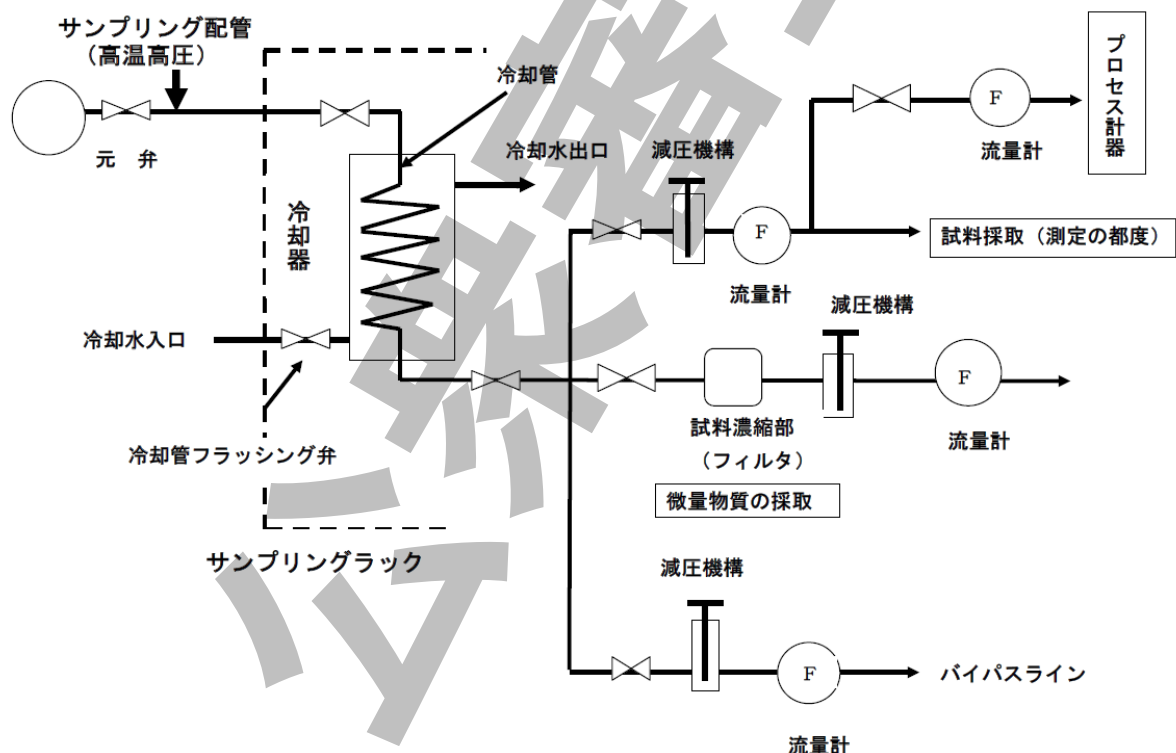


図 H.1—原子炉冷却材浄化系のサンプリング装置の冷却部及び減圧系統の例

H.1.3 サンプルング操作

サンプルング操作法は、次による。

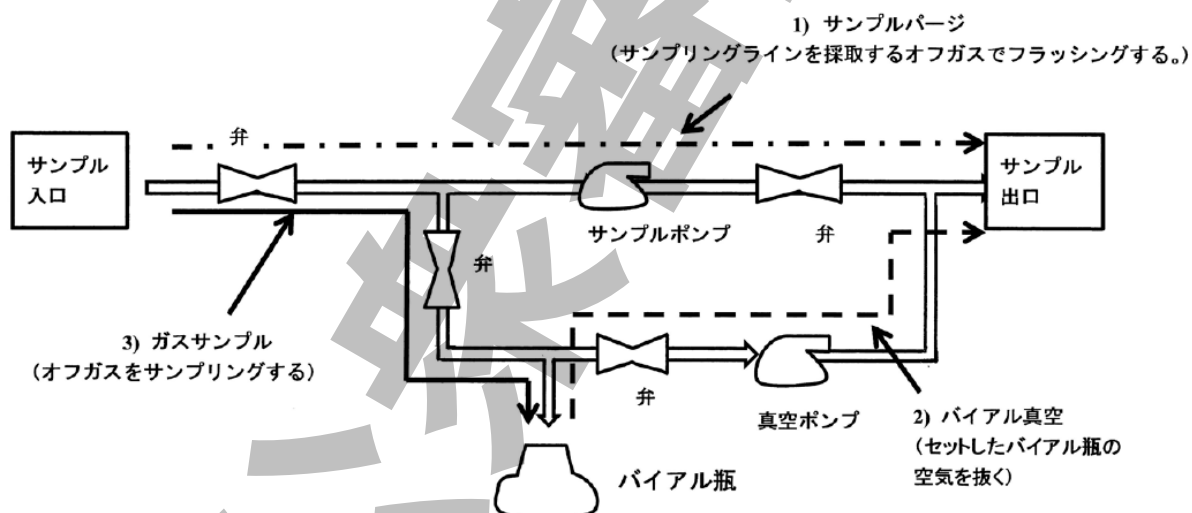
a)連続測定計器による計測を行う方法 連続測定計器による計測では、サンプルング系統に設置した連続測定計器に試料水が通水されている状態で連続的に計測する。

b)測定の都度、試料水のサンプルングを行う方法 測定の都度、サンプルングする場合は、サンプルング箇所から試料を試料容器にサンプルングする。本方法では、**図 H.1** に示すサンプルング装置には、試料濃縮部（フィルタ）を取り付けない。サンプルングに先立ち、配管と装置内をサンプルング配管内の体積の3倍量以上[1]の系統水で置換、洗浄する。

ただし、検出点からサンプルング箇所までの一部において系統水を連続的に流している場合は、当該部分の体積を含まない。試料容器は、試料水で3回程度共洗いし、その後、サンプルングする。

c)系統水中の微量物質のサンプルングを行う方法 原子炉冷却系の水質は非常に純度が高いことから、少量のサンプルングでは、ng/L オーダーの腐食生成物の濃度が測定できないものもある。金属不純物についてはこれに該当し、サンプルングする際は、**図 H.1** に示すように試料濃縮部（フィルタ）を取り付けて一定量を通水後、フィルタを回収することによって、目的の金属不純物の測定が可能となる。

d)オフガス試料のサンプルングを行う方法 オフガスについては、**図 H.2** に示すようにオフガス試料採取装置の弁及びポンプを操作することでオフガス試料をバイアル瓶などにサンプルングする。サンプルング操作は、1)、2)、3)の順で行う。



図H.2ーオフガス試料のサンプルングの例

参考文献

- [1] “加圧水型原子炉一次系の水化学管理指針” AESJ-SC-S008:2019, (一社) 日本原子力学会, p.92-p.93, ISBN 978-4-89047-417-2 (2019)

附属書 I (参考) 分析方法の例

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

I.1 分析方法

4.4 で規定した管理及び診断項目の分析方法の一覧を表 I.1 に示す。分析方法は、基本的には JIS などに規定されているものを用いる。

表 I.1—分析項目と分析方法の例

分析項目	分析方法又は計器
電気伝導率(at 25 °C) ^{a)}	JIS K 0101 工業用水試験方法, 電気伝導率計
pH(at 25 °C) ^{a)}	JIS K 0101 工業用水試験方法, ガラス電極法
溶存酸素 ^{a)}	JIS K 0101 工業用水試験方法, 溶存酸素計 JIS K 0803 溶存酸素自動計測器
塩化物イオン	JIS K 0101 工業用水試験方法, イオンクロマトグラフ法 JIS K 0556 超純水中の陰イオン試験方法 JIS K 0127 イオンクロマトグラフィー通則
硫酸イオン	JIS K 0101 工業用水試験方法, イオンクロマトグラフ法 JIS K 0556 超純水中の陰イオン試験方法 JIS K 0127 イオンクロマトグラフィー通則
金属不純物 ^{b)}	JIS K 0119 蛍光 X 線分析通則 JIS K 0102 工場排水試験方法, 原子吸光法 JIS K 0133 高周波プラズマ質量分析通則 AESJ-SC-S011 沸騰水型原子炉の水化学分析方法 — 金属不純物:202X
銅 ^{c)}	JIS K 0119 蛍光 X 線分析通則 JIS K 0102 工場排水試験方法, 原子吸光法 JIS K 0133 高周波プラズマ質量分析通則
シリカ	JIS K 0101 工業用水試験方法, モリブデン青吸光光度法
⁶⁰ Co イオン	ゲルマニウム半導体検出器 (ゲルマニウム半導体検出器による γ 線スペクトロメトリー 令和 2 年改訂 原子力規制庁) AESJ-SC-S010 沸騰水型原子炉の水化学分析方法 — コバルト 60 イオン:202X
有機体炭素 (TOC)	JIS K 0551 超純水中の有機体炭素 (TOC) 試験方法, 燃焼酸化—赤外線式又は湿式酸化—赤外線式
過酸化水素	JIS K 1463 過酸化水素, 過マンガン酸カリウム滴定法
よう素 131 ^{d)}	ゲルマニウム半導体検出器 (ゲルマニウム半導体検出器による γ 線スペクトロメトリー 令和 2 年改訂 原子力規制庁) AESJ-SC-S009 沸騰水型原子炉の水化学分析方法 — よう素 131:202X

表 I.1ー冷却材等の分析項目と分析方法の概要（続き）

分析項目	分析方法又は計器
オフガス	電離箱，NaI シンチレーション検出器（NaI（Tl）シンチレーションスペクトロメータ機器分析法 平成 4 年改訂 文部科学省），ゲルマニウム半導体検出器（ゲルマニウム半導体検出器による γ 線スペクトロメトリー 令和 2 年改訂 原子力規制庁）
注 ^{a)} 連続測定計器などによる。 注 ^{b)} フィルタで採取した金属 5 元素（Cr, Fe, Co, Ni, Cu）の濃度をそれぞれ測定し，合計する。 注 ^{c)} フィルタで採取したものを測定する。 注 ^{d)} 測定前にろ過などの前処理を実施する必要がある。	

附属書 J (参考) 水質等データの評価方法の例

序文

この附属書は、本体に関連する事柄を説明するものであり、規定の一部ではない。

J.1 水質データ評価方法の例

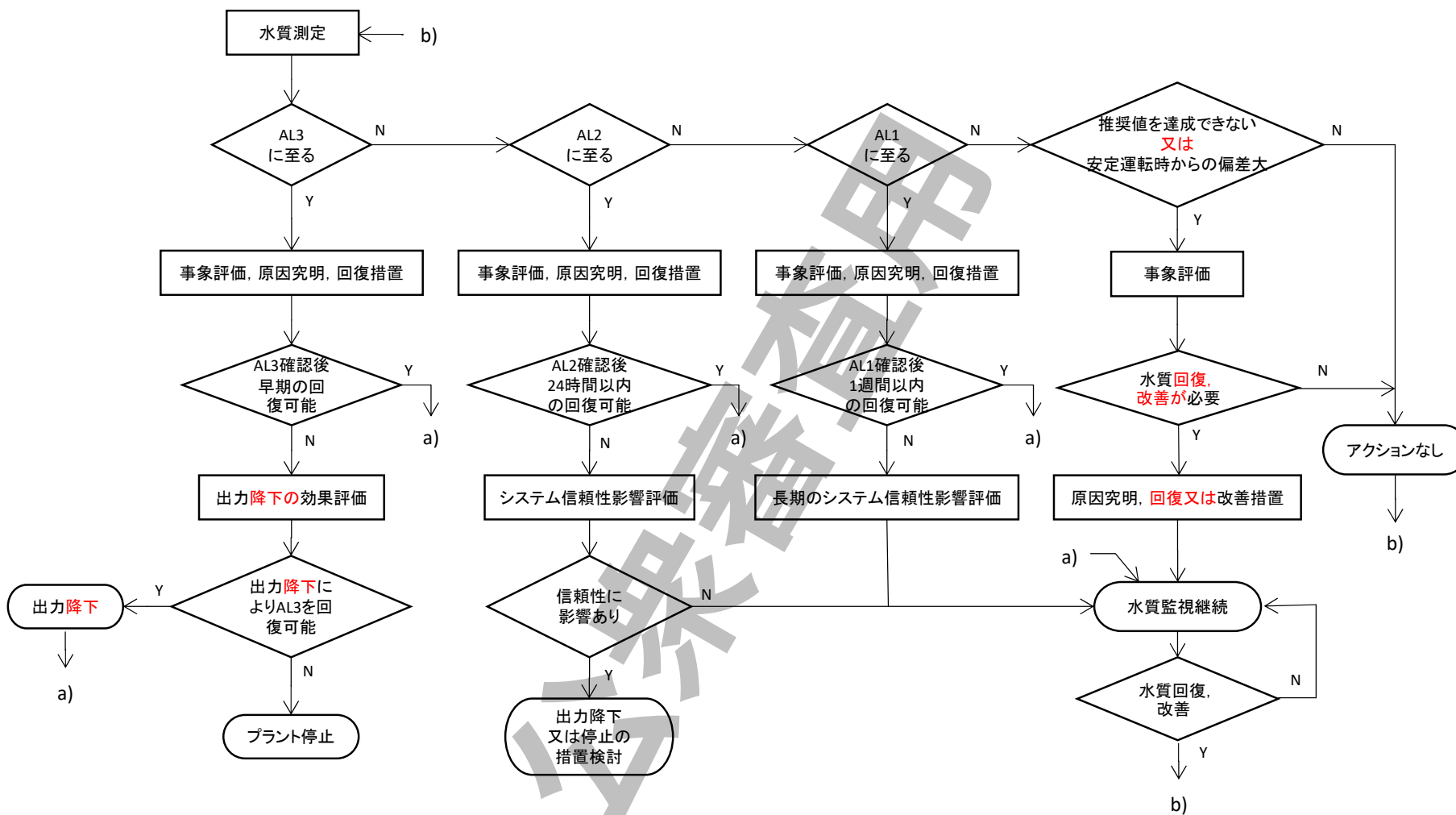
水質データ評価方法の例を図J.1に示す。

水質分析によって採取された水質データは、逐次アクションレベル、測定値との照合を行い、アクションレベルに達している場合は、速やかに原因推定を行うと共に、適切な回復措置を講じる。

水質がアクションレベル2、又は3に達し、回復措置を講じても回復が困難と判断される場合は、プラントシステム信頼性影響評価又は出力降下の効果評価を実施する。その結果、アクションレベル2の評価で信頼性に影響がある場合は、出力降下又は停止の措置を検討する。アクションレベル3の評価で出力降下によってアクションレベル3が回復可能であれば、出力を降下して運転を継続し、回復不可の場合はプラントを停止する。

また、プラントの信頼性維持及び向上を図る目的から、アクションレベル1を超える兆候段階での検知と水質影響の拡大防止が重要である。このため、水質測定結果が推奨値を達成できない、又は安定運転時の値¹⁾に対し偏差が大きい場合は、事象を評価し、水質の回復及び改善が必要な場合には、その原因の推定及び回復又は改善措置等を講じる。

注¹⁾ 安定運転時の値とは、各運転モードにおいて、プラントの運転上の異常がなく、これまでの長期にわたる運転経験から得られた日常的な水質の値。プラントごとに値は異なる。



AL : アクションレベル

図 J.1－水質データ評価方法の例

AESJ-SC-S007:202X

沸騰水型原子炉の水化学管理指針：202X

解 説

この解説は、本体及び附属書に記載した事柄並びにこれらに関連した事柄を説明するものであり、指針の一部ではない。

1 制定の趣旨

我が国において BWR の原子炉冷却材の水化学管理に用いる指針は、国内外での運転実績、これまでの知見などを基に事業者が独自に検討し運用しており、標準化したものはない。近年、海外では腐食に関する試験データ又は原子力プラントにおける運転実績をベースとした水化学管理手法をまとめたガイドライン[1],[2]が発行されており、過去の知見の共有及びより良い水化学管理の運用が図られている。また、国際原子力機関（IAEA）からは、水化学管理の考え方に係る安全指針が発行されている[3]。そこで、この指針は現行の BWR に用いる原子炉冷却材の水化学管理の規範となるべく水化学管理方法を日本原子力学会標準として規定することによって、原子力安全の継続的な改善に寄与することを目的としている。

2 制定及び改定の経緯

この指針は、標準委員会 システム安全専門部会の下に設けられた水化学管理分科会及びその作業会において原案作成を行い、同専門部会及び同委員会の審議並びに公衆審査を経て制定した。同指針は前回の改定要否の検討から 5 年が経過し、発電所の安全・安定運転の確保及び技術レベル維持・向上等の観点から、標準の見直しを行った。

制定及び改定の検討経緯を次に示す。

2.1 背景

水化学管理に関しては、2000 年に日本原子力学会から原子炉水化学ハンドブックが発行され、水化学の基礎、原子炉材料（構造材及び燃料被覆材）の腐食、水化学管理などがまとめられている。また、水化学管理指針に先立ち 2010 年には、PWR 一次冷却材の分析方法（ほう素、溶存水素及び放射性よう素）を日本原子力学会標準として発行した。これらは、原子力発電所の水化学管理関係者のみならず多くの技術者などに役立っている。

一方、海外では事業者及び研究機関によって水化学ガイドラインが制定され、過去の知見の共有及びより良い水化学管理の運用を図るために各国の原子力発電所で適用されている。

この様な海外状況を踏まえ、40 年を超える運転実績のある日本国内の原子力発電所に対しても、人及び環境を放射線リスクから防護するための安全性向上、それに繋がるより良い水化学管理を目指した水化学管理指針の制定が強く望まれていた。

2.2 検討会の設置、検討経緯

水化学管理指針策定のため、2007 年に（社）日本原子力学会 標準委員会 発電炉部会（後のシステム安全専門部会）の下に水化学管理分科会、2008 年に BWR/PWR 水化学管理指針作業会を設置した。分科会及びその作業会には製造業者、事業者、学術研究機関などの水化学関係者が集まり水化学管理指針案の検討を開始した。しかし、冷却水は構造材料及び燃料と接することから、分科会の上位組織であるシステム安全専門部会から、原子力発電所の安全性確保には、水化学関係者だけの検討ではなく、材料・燃料の専

専門家も加えた検討が必要であるとの指摘があった。このため分科会の指針検討は一時中断し、水化学、材料及び燃料分野の専門家で構成する“システム安全合同タスクグループ”（以下、“合同タスク”という。）を2010年3月に設置し、水化学管理指針策定方針など（水化学管理標準（指針）の位置付け、策定すべき標準の体系的整理、標準策定の優先順位など）の検討を開始した。合同タスクは、検討中に福島第一原子力発電所事故があり一時中断したが、2013年4月にその検討結果をシステム安全専門部会に報告した。

2.3 水化学管理指針案の検討

合同タスクでの検討結果を基に分科会及び作業会では、水化学管理指針案の検討を再開した。この指針では、通常運転を主とし、水化学管理実績、材料・燃料分野の技術・知見、海外の動向などを含む原子力発電所の安全性確保に係る公開の最新知見・技術を反映した管理項目、診断項目の定義、アクションレベル1～3の定義、アクションレベル1～3に至った場合の具体的な措置、推奨値及びその測定頻度などを設定した。これら規定の考え方、技術的根拠、国外の指針との差異、国内水化学管理技術に関する今後の戦略などについては、英文の学術論文として取りまとめられており、国外の専門家によるレビューを受けている[4]。

システム安全専門部会及び標準委員会における審議の過程で、さらなる安全性向上に向け、福島第一原子力発電所事故の教訓反映、新知見の導入に関する継続的な検討などを解説に追加記載した。

2.4 改定案の検討

この指針について前回の改定要否の検討から5年が経過しており、この間に国内・海外にて様々な水化学管理に関する最新の知見及び動向が得られている。発電所の安全・安定運転の確保及び技術レベル維持・向上等の観点からこれらをこの指針に取り入れるべく分科会及び作業会において指針改定案の検討を実施した。今回の改定では上記の最新知見及び動向の反映の他に原子力安全に関する記載の拡充を行った。既存の指針でのまiegaki、解説に記載されていた原子力安全の考え方に関する記載について、内容が旧態依然としていたため、この指針の使用者に水化学管理を通して、原子力安全を考える文化を根付かせる仕組みを作り安全性の向上に寄与するべく「Risk-Informed」、「深層防護」の観点での記載を盛り込むための検討を実施した。また、サンプリング配管を用いた試料のサンプリング時の操作に関し、配管内の残留水による分析精度への影響を軽減するため加圧水型原子炉一次系の水化学管理指針（AESJ-SC-S008:2019）を参考として、サンプリング配管内の体積の3倍量以上の系統水で置換、洗浄する旨を記載した。

3 審議中に特に問題となった事項

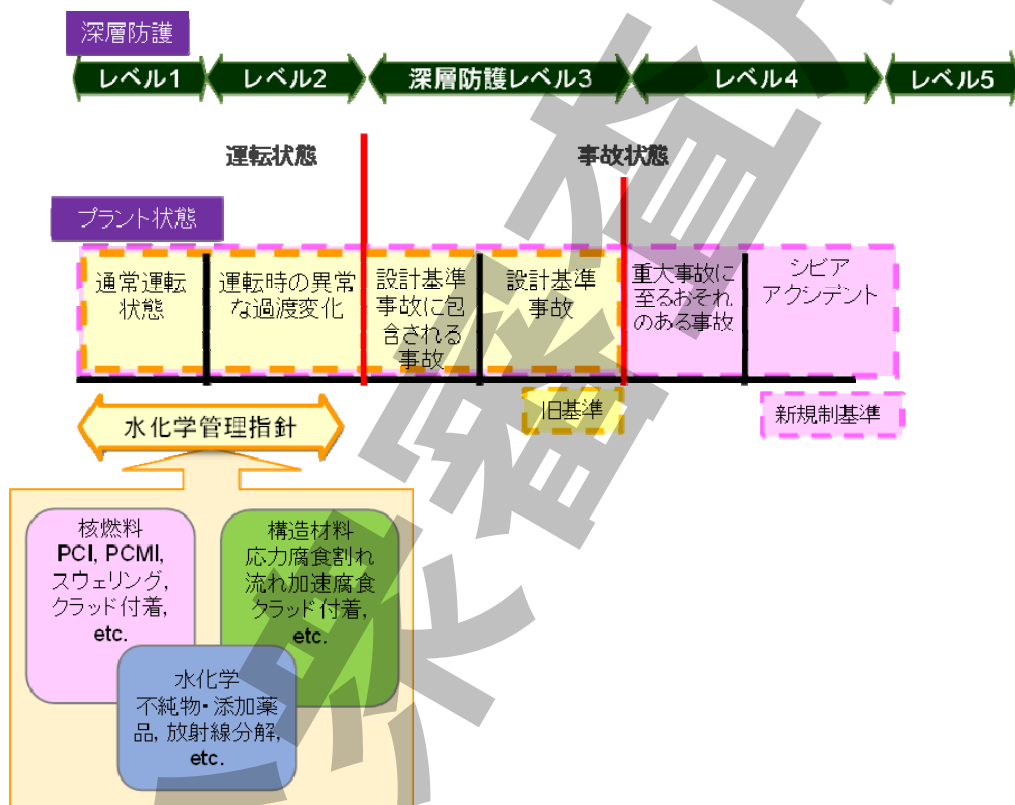
この指針について今回の改定案の審議中に特に問題となった事項はなかった。

4 制定後のフォロー

水化学分野においても自主的な継続的安全性向上の考え方を踏まえて取り組むことが重要である。原子力安全の基本的な考え方及び種々のプラント状態における水化学管理の役割の整理を踏まえて、水化学管理の位置づけを整理した（解説図1参照）。設計基準事故及び重大事故の影響緩和に用いる安全系及び手段において、水化学管理がその役割を担う場合もある。一方で、この指針は、通常運転時、起動時、停止時及び冷温停止時を対象とした水化学管理であり、いずれも異常・事故の発生の未然防止及び異常・事故の早期検知を主たる目標としている。原子力安全の主要な考え方の一つである深層防護の観点では、この指針の水化学管理はレベル1及びレベル2に相当する。水化学に起因する事象によって通常の状態を逸脱するリスクを低減し、プラントの運転状態を深層防護のレベル1及びレベル2に確実に留める必要がある（解説図2参照）。

昨今、米国では規制の近代化の取り組みとして、原子力エネルギー革新及び近代化法（NEIMA）が制定され、許認可近代化プログラムなどが進んでいる。そこでは、リスク上重要な事象を許認可許可事象として選定したり、低頻度・高影響の事象についても考慮していくことが検討されている。そのような新たな原子力安全の考え方なども参考に、既存の規範的な手続きに満足することなく、安全上重要な項目に取り組み、継続的な安全性向上に努めることが重要と考える。

水化学管理は、軽水炉の長期運転に伴う高経年化対策及び軽水炉の利用率向上と関係が深い。今後のフォローとして、それらに関わる新たな評価軸の必要性及び導入についても議論を継続するとともに、引き続き、作業員の被ばく低減及び人と環境の放射線影響からの防護に関する水化学管理のアップデートを継続していく（解説図 3 参照）。検討がまとまり次第随時今後の改定において指針に反映していく予定である。

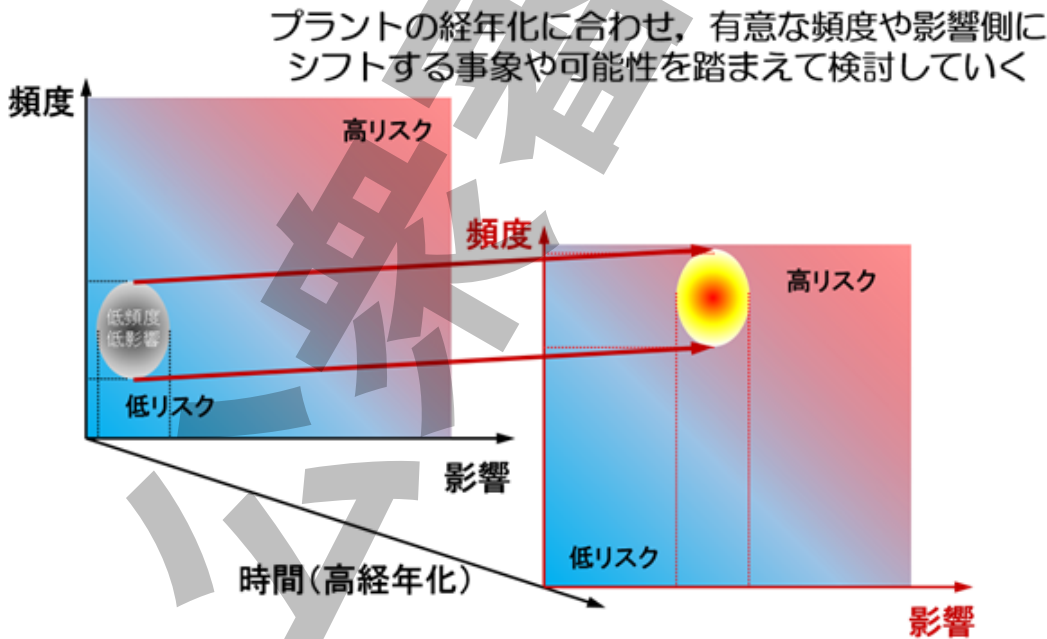


解説図 1ー深層防護，プラント状態及び水化学管理指針との関係

深層防護	レベル1	レベル2	レベル3		レベル4		レベル5
日本原子力学会における定義	異常・故障の発生防止	異常・故障の事故への拡大防止	事故の影響緩和		設計基準を越す事故への施設内対策		防災（核燃料FMでは地震時）
	異常や故障等のトラブル発生防止のため、実証された技術に基づいて十分な裕度のある設計を行うこと	トラブル発生時に直ちに検知、対応すること	DBAに含まれる事故	設計基準事故（DBA）	SA前	SA後	1Fの廃止措置
水化学の安全目標	異常・事故の未然防止	異常・事故の早期検知	炉心損傷防止、冷却性能維持 燃料ペレット芯溶融の放射性物質（FP）放出挙動の把握		公衆被ばく低減 事故後のFP挙動把握 炉心損傷防止	冷却性能維持 燃料ペレット、燃料デブリからのFP放出抑制	—
水化学に求められる防止対策	構造材料の経年劣化の抑制と管理、燃料の健全性維持と性能維持を目的とし、実証された技術や知見に基づいて十分な裕度を考慮した水化学管理、品質管理等に基づいた保守管理を行うこと	機器・配管等の腐食に起因した冷却材の漏えい等の機能喪失が起きた場合、直ちに検知し、冷却材の漏えいによる環境放出等の拡大を防ぐことを目的とした対策を講じること	環境への放射線放出を抑制し、環境への影響を緩和すること		設計基準を越すような事故状態に備え、SAを防止するための対策およびSAに至った後の影響を緩和するための対策を講じること		水化学の寄与は小さい

（出典：一般社団法人 日本原子力学会，“水化学ロードマップ 2020”，日本原子力学会水化学部会（2020）。）

解説図 2ー水化学に関わる深層防護の考え方[5]



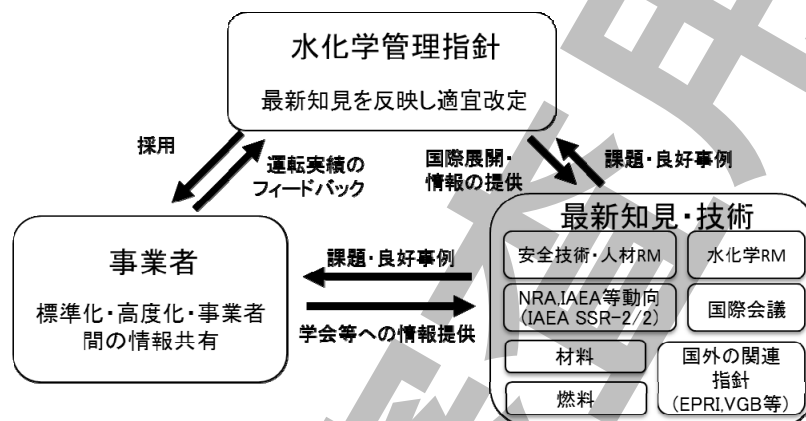
解説図 3ー水化学管理における高経年化の評価軸の導入の考え方

福島第一原子力発電所事故後の安全性向上への取組みについては、“軽水炉安全技術・人材ロードマップ”[6]に取りまとめられている。そのため、当該ロードマップに示された研究開発の成果をこの指針に適宜、適切に取り込み、安全性向上を目指す必要がある。さらに、軽水炉の長期運転が可能となったことから、その基盤構築には、顕在化したトラブルに対するリアクティブな対策に留まらず、様々なバイアス及び思

い込みを取り除きながら“Unknown-unknowns”の存在を前提[7]として、新知見をプロアクティブに蓄積し[8]、原子力安全に反映していくためのPDCAが必要である。

新知見が得られた場合並びに改良水化学の導入及び耐食性に優れた材料への変更などによって水化学管理方法の設定条件の変更が可能となった場合、又は新知見によって水化学管理方法の設定条件の変更が必要となった場合には、適宜、アクションレベル、推奨値などの見直しを行う[4]（解説図4参照）。

プラント構造材料の選定及び交換に際しては、事業者は、事前に構造材料・燃料被覆管の健全性及び線源強度への水化学管理の影響を予測することによって、保全活動に留まることなく、リスクの程度を勘案しつつ水化学面からの安全性向上措置を講じ、原子力安全の継続的な改善に寄与することを目指す。



注記 事業者及び日本原子力学会は、実機プラントデータの評価及び国際会議又は日本原子力学会の情報との比較（Check）を行い、必要に応じて水化学管理指針の改定（Action）に反映する。

解説図4－水化学管理指針に最新知見を取込む仕組み

5 沸騰水型原子炉のシステムの概要

沸騰水型原子炉は、軽水を原子炉冷却材及び中性子減速材とし、この軽水を炉心で沸騰させて蒸気を発生させ、直接タービン発電機を回転させることによって電気を得る発電用原子炉である。現在国内には、BWRと改良型BWR（ABWR）とがある。いずれの炉型においても炉心では原子炉冷却材が沸騰してボイドが発生している。BWRでは一般的に炉心外に原子炉冷却材を再循環させるループを設け、再循環ポンプによって炉心への原子炉冷却材の流量を変えてボイド率を調整し、原子炉出力を制御している。また、ABWRでは、再循環ループの代わりに炉底部に設置されたインターナルポンプによって原子炉冷却材を再循環させて、同様の出力制御を行っている。

炉心及び原子炉冷却系では金属材料と水の界面で腐食反応が発生する。水質悪化による腐食の増加は、構造材料及び燃料被覆管の健全性に影響を与えるだけでなく、放射化した腐食生成物の増加と系統内への付着により作業従事者の被ばく線量上昇の原因となる。さらに、原子炉圧力容器からタービン発電機へ送られる蒸気に放射性物質が含まれ、タービン側機器でも放射線遮蔽及び点検時の除染が必要となることがある。このため、腐食抑制による構造材料及び燃料被覆管の健全性維持及び線源強度低減による作業従事者の被ばく低減を目的とした適切な水化学管理が必要である。

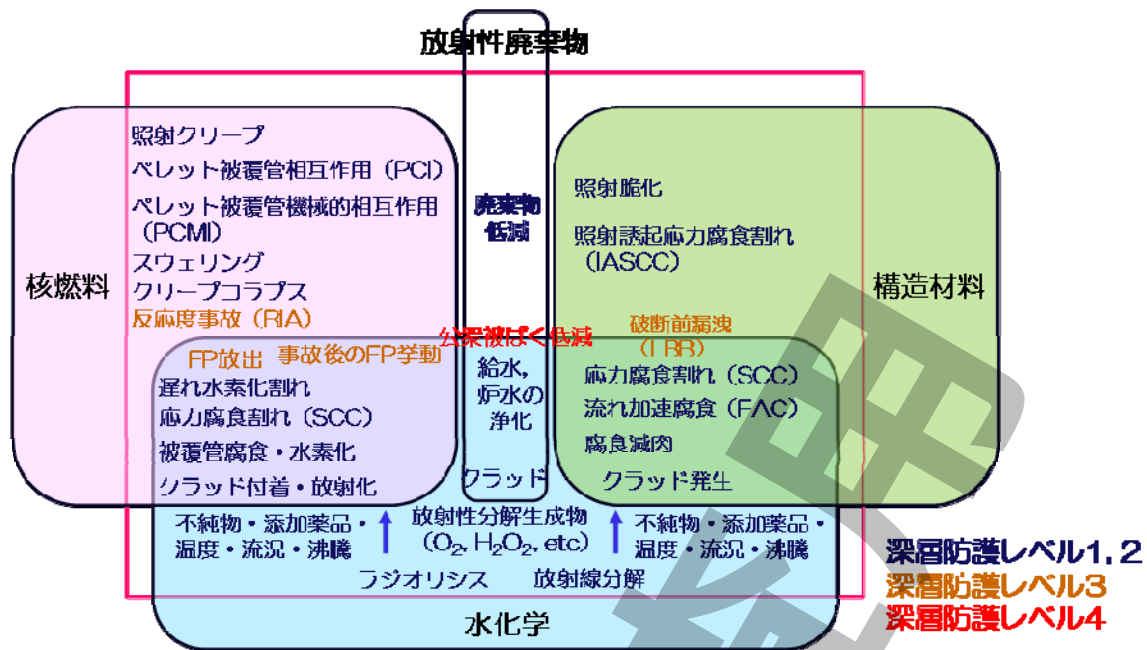
6 水化学管理の考え方

6.1 水化学管理の役割

BWR の水化学管理は、水質測定データが安定運転時の値に対し偏差が大きい場合であっても、出力異常、配管破断、放射性物質放出など、プラントの安全性を揺るがしプラント停止につながるようなリスクは小さいところで実施されている。

しかしながら、それらのリスクを未然に防ぐためには水質測定によって安定運転時からの偏差を早期に検知し、可能な限りの手段を用いて水質を改善、回復させる必要がある。事業者は、それらの手段によってリスクを排除することが可能となり、プラントの健全性を維持できると考えられる。すなわち、深層防護のレベル 1 を超えないよう実践されている。

このため、水化学管理は、主たる目的である構造材、燃料被覆管の健全性維持及び被ばく線量の低減を高いレベルで同時達成すると共に、廃棄物発生量の低減についても考慮する必要がある。このため、構造材料、燃料及び放射性廃棄物に関わる原子力安全を維持しつつ、水化学に求められる原子力安全をプロアクティブに取り入れ、実践していく必要がある（解説図 5 参照）。放射性物質（FP）の放出挙動、事故後の FP 挙動及び破断前漏えい（LBB）については、核燃料と水化学との相互作用が影響するため、深層防護レベル 3 に該当すると考える。また、公衆被ばく低減については、核燃料、構造材料、放射性廃棄物及び水化学が重畳して影響するため、レベル 4 に該当すると考える。これらは、この指針の管理項目などに規定していないが、継続的に検討していく。



解説図 5—水化学-構造材料-燃料-放射性に最新知見を取込む仕組み

6.2 管理項目の推奨値, アクションレベル 1, 2, 3 の考え方

上記の考え方及び実際の運用に沿った管理方法を基に管理項目には推奨値並びにアクションレベル 1, 2 及び 3 を設定する。アクションレベルは, リスク関与の程度に応じ段階的な判断基準をもつ。

水質測定データがアクションレベルなどに至った場合は, 図 J.1 のフローに従いリスクの関与程度でプラント停止, 出力降下などの対応措置を実施する必要がある。

7 構造材健全性に対する水化学の役割

7.1 応力腐食割れ (SCC) の抑制

7.1.1 SCC のメカニズム

初期 BWR の水質管理の目的は, 塩化物イオンによる貫粒型の応力腐食割れ (以下, “TGSCC” という。) を防止することであった。そのため管理項目としては, 塩化物イオン濃度及び電気伝導率を制御するように定めていた。その当時は, 高温純水中での溶存酸素による粒界型の応力腐食割れ (以下, “IGSCC” という。) は知られておらず, 試験データも知識もなかった。また, 溶接, グラインダ加工などによる高残留応力の IGSCC への寄与も明確でなかった。

しかし, BWR の運転経験が長くなった 1970 年代中頃から, 高温水中の酸化環境及び高残留応力による鋭敏化ステンレス鋼の IGSCC の発生が見られるようになってきた。IGSCC は, 初期には小口径配管に発生する特異現象と見られていたが, その後の発生対象の増加によって, 一般的な現象である事が明確となり, その対策技術が開発されてきた。

BWR におけるステンレス鋼の IGSCC は, 燃料被覆管に使用したステンレス鋼に最初に見られた。これは熱処理鋭敏化, 高応力及び建設時, 運転中などに持ち込まれた不純物塩化物によって発生したものであった。構造物の IGSCC としては 1974 年に, 小口径(4~10 インチ)の 304 ステンレス鋼配管の溶接熱影響部で, かつ高引張応力がかかった部位で発見されたのが最初である。その後, 再循環系などの大口径配管にも発生が見られ, 発生原因の究明に加え, 検査, 補修及び対策材への交換など, その対策に多大な努力

を払ってきた。配管などの構造物で見られた SCC の発生原因は、配管取付け時の溶接熱によるクロム炭化物の生成によって粒界のクロム濃度が減少し耐食性が低下（熱鋭敏化事象）すること、及び溶接残留応力と酸性環境との重畳効果であることが明らかにされた。

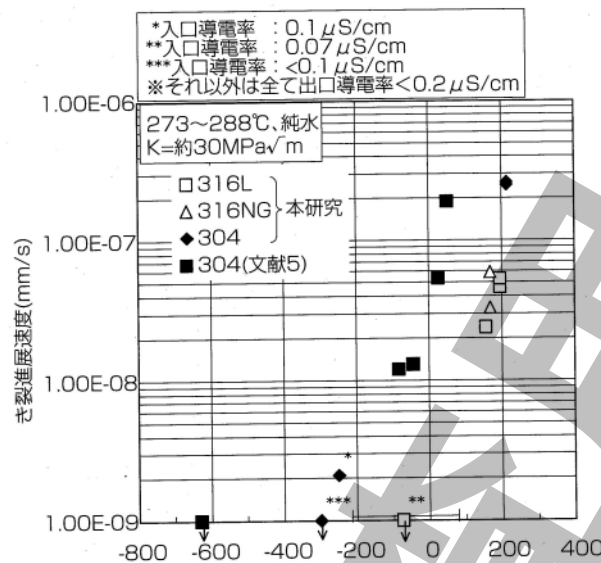
この過程で、材料面では熱鋭敏化事象を抑制する原子力用 316L ステンレス鋼が開発され、また、応力、環境面での改善手法も開発され、順次適用されてきた。**解説図 6** に、鋭敏化 304 ステンレス鋼と 316L ステンレス鋼のき裂進展速度との比較を示す。図では、ECP に対する、き裂進展速度を表示してある。この図から、いずれの鋼種でも ECP が低下すると、き裂進展速度が低下すること、また、316L ステンレス鋼の場合の進展速度は鋭敏化 304 ステンレス鋼に比べ約一桁低いことが分かる。さらに、316L ステンレス鋼の場合、ECP が -100 mV vs SHE 以下では、き裂の進展はほとんど無視できることが分かる。このように、改良材として 316L ステンレス鋼は、優れた特性をもつことが分かり、1980 年代前半から、実機に適用されてきた。

しかしながら、改良材である低炭素ステンレス鋼（304L 及び 316L）においても、1980 年代後半から一部で SCC 事例が見られるようになった。当初、これら低炭素ステンレス鋼での SCC は、特異事象と見なされていた。ところが、2000 年代に入るとこの割れ事象が大きくクローズアップされた。低炭素含有量として鋭敏化し難い又は鋭敏化しないステンレス鋼でも、酸化環境又は残留応力以外に、表面への強加工施工のような厳しい条件が重なると表面に硬化層が生じ、TGSCC を通じて IGSCC が進展し得るということが確認された。低炭素ステンレス鋼の SCC に関しては、現在も詳細な原因究明に向けた研究が継続されている。

ニッケル基合金である、600 合金、及び溶接金属として用いられる 182 合金は、炉内構造物に多く使用されている。ニッケル基合金溶接部の SCC は、1970 年代の後半から米国プラントの再循環系配管異材溶接部などで認められてきた。182 合金溶接肉盛部の SCC については、運転開始 6～16 年後のアクセスホールカバー、シュラウドヘッドボルトなどで発見されている。国内においては、1999 年にシュラウド・サポートに多数の SCC が確認された事例及び 2001 年に制御棒駆動機構の 600 合金製スタブチューブと原子炉圧力容器との溶接部に SCC が認められた事例がある。ニッケル基合金の SCC は、鋭敏化 304 ステンレス鋼の SCC と同様に、溶接時に生じる結晶粒界近傍の Cr 量の低下がその要因の一つと考えられている。このため、近年では Cr よりも炭化物を生成しやすい Nb の含有量を高めた改良 182 合金及び Cr 含有量を高めた 82 合金が炉内構造物の溶接金属として用いられるようになってきている。実機 82 合金使用部については、長く SCC 発生例が存在しなかったものの、2017 年に国内プラントのアクセスホールカバーにおいて SCC が認められた。SCC が認められた部位は溶接によって硬化していることに加え、当該部がクレビス構造となっていることから[9]、通常水質と比較して不純物濃度等が増加していた可能性があり、これらが SCC に対する加速要因として作用することで SCC が発生したと考えられている。82 合金については SCC 進展に関する知見が十分に整備されていなかったことから、本事例後に精力的なデータ拡充が実施された。本成果は 2023 年に 82 合金の SCC 亀裂進展速度線図として米国の Electric Power Research Institute (EPRI) によって公開されており[10]、同線図を国内プラントの評価に適用するための活動が進められている。

長期使用中中性子照射量の高くなった材料では照射誘起応力腐食割れ (IASCC) の発生が知られている。BWR における IASCC には、照射によって生じる特定の元素の粒界への偏析（照射誘起偏析）、照射による材料の硬化などが影響しているとされているものの、メカニズムは未解明であり対策を含め現在も研究が進められているところである。また、近年では、プラントの高経年化が進行し、それに付随したトラブル事例が増大してきていることから、高経年化対策が重要となっている。プラントのトラブル要因の中で

も SCC に起因する割合が高く、この観点で、環境面からの有効な対策の立案が望まれている。



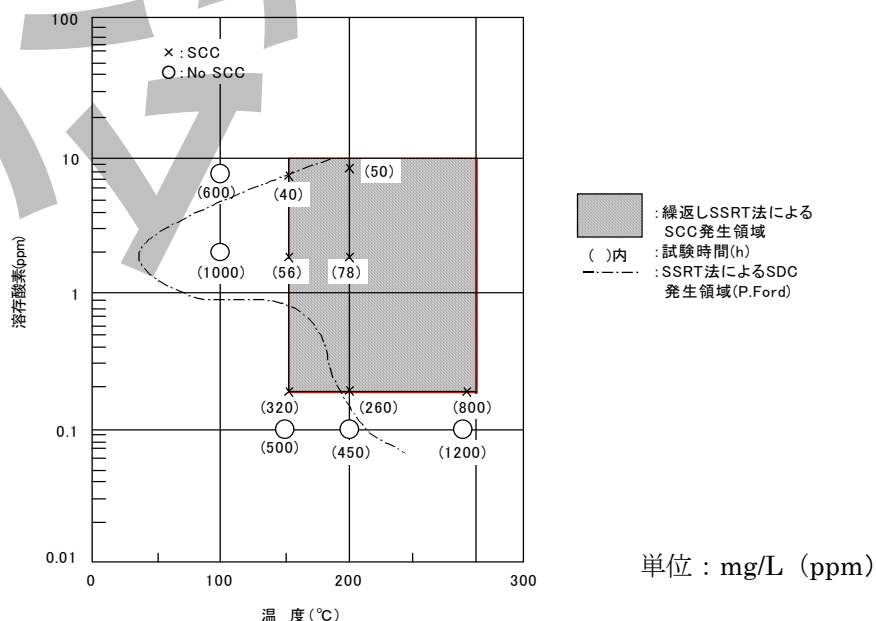
(出典：高守謙郎，鈴木俊一，熊谷克彦，“高温純水中における低炭素ステンレス鋼の SCC の発生と進展”，保全学，Vol.3, No.2, 55 (2004).)

解説図 6—SCC き裂進展速度と腐食電位との関係[11]

7.1.2 SCC に対する水質の影響

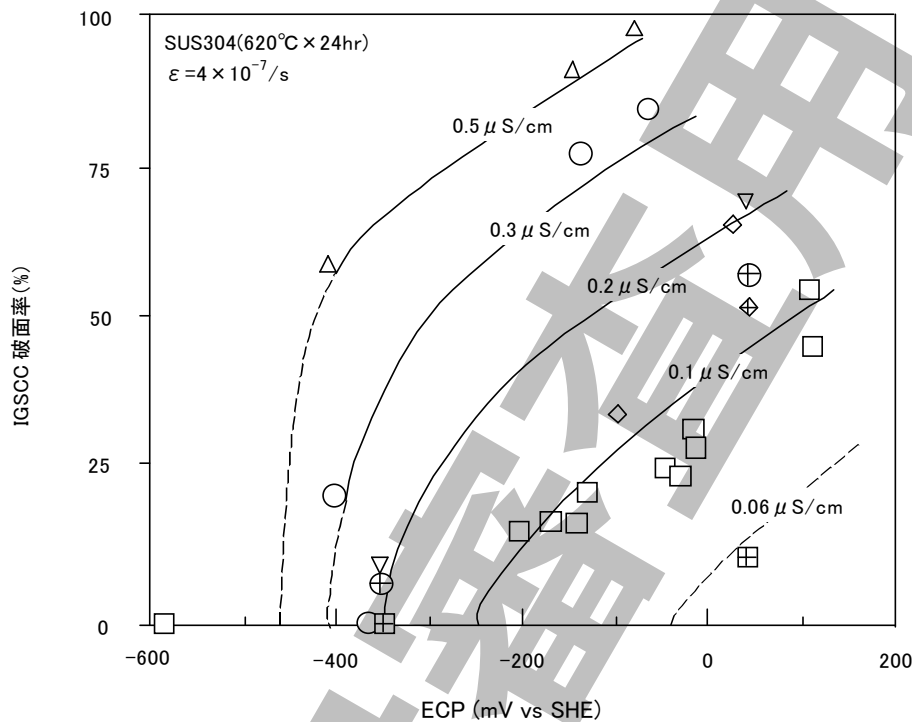
前述のように、SCC の発生及び進展は、材料における SCC 感受性の発現及び応力の付加、それらに水化学環境の影響が重畳して進行する。このため、SCC 対策としては、これら 3 要因のうちの一つ以上を改善することが必要となる。このうち、環境面から SCC に与える影響因子として、溶存酸素、溶存過酸化水素などの酸化性成分の存在、並びに不純物イオン及びそれに付随する炉水電気伝導率の上昇が考えられる。

a) 溶存酸素濃度 通常運転時においては、酸化性成分は炉心部での水の放射線分解及び蒸気相への移行度合いのバランスで濃度が決定される。**解説図 7** は、溶存酸素濃度及び温度が SCC に与える影響を評価した結果である。一般に、溶存酸素濃度が高い場合に SCC 感受性が増大する。



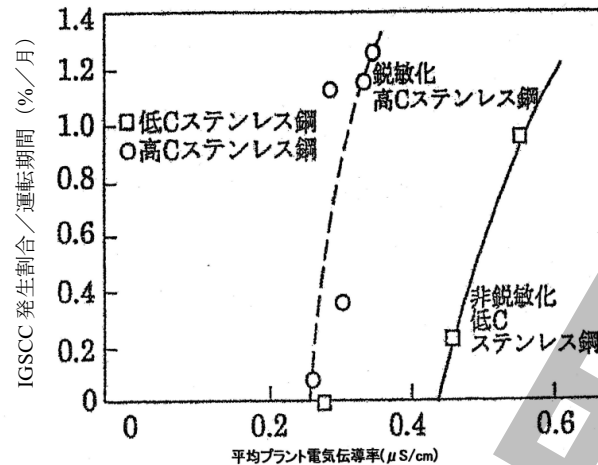
(出典：菊地英二，他，“繰り返し SSRT 法による鋭敏化 SUS304 ステンレス鋼の IGSCC に及ぼす環境因子の影響評価”，防食技術，32 巻，497 (1983).)

b) **電気伝導率** 炉水電気伝導率と SCC の発生・進展との関係も評価されている。電気伝導率は、炉水に溶解している不純物イオンの総和を示す尺度となる。**解説図 8** に、鋭敏化 304 ステンレス鋼の IGSCC 感受性に対する電気伝導率と ECP との関係を示す。ここで、電気伝導率は、硫酸ナトリウム (Na_2SO_4) によって調整されている。一般に、電気伝導率が高い場合、IGSCC 感受性が高い傾向となっている。また、**解説図 9** は、隙間腐食の発生と電気伝導率との関係を示す海外プラントの事例データである。隙間腐食についても低電気伝導率では発生し難い。



(出典 : M. Sambongi, K. Takamori, S. Suzuki, N. Ichikawa, M. Itow, Y. Tsuchiya, T. Kato, Y. Wada, K. Akamine, T. Takahashi and G. Nakayama, “Effects of Reactor Water Impurities on ECP and SCC”, 1998 JAIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants, JAIF, 343 (1998).)

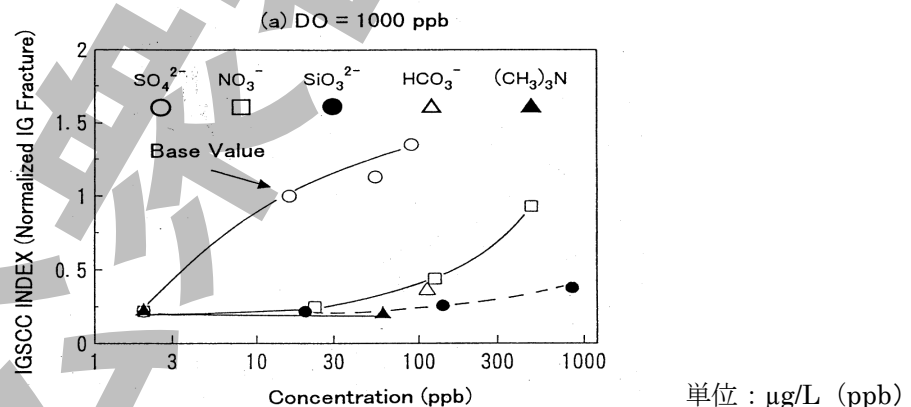
解説図 8—鋭敏化 304 ステンレス鋼の IGSCC 感受性に対する電気伝導率と ECP の関係[13]



(出典：鈴木俊一，“BWR プラント構造物の腐食挙動と対策挙動”，Zairyo-to-kankyo, 48, 753 (1999).)

解説図 9—隙間腐食とプラント電気伝導率との相関[14]

c) **不純物イオン** 構造材料の SCC に影響を与える不純物イオンとしては，初期の BWR から認識されている塩化物イオンをはじめ，最近では硫酸イオンがクローズアップされている。解説図 10 に，各種不純物イオンが SCC に与える影響を示す。この図は，不純物イオン濃度を変えたときの IGSCC 感受性 (IGSCC 破面率：硫酸イオン 20 μg/L (ppb) の値を基準として表示) の変化を示す。通常運転時においては，SCC に影響を与える可能性のあるこれらの不純物を制御することが SCC 抑制対策の主体となる。復水系への海水漏えい時の対策では復水脱塩性能の向上が図られてきている。また，近年，影響が指摘されている硫酸イオンは，主として脱塩器のイオン交換樹脂からの流出又はその成分である硫黄の溶解が原因となり発生することから，これを防ぐため樹脂性能の向上及び運用方法の改善も図られてきた。



(出典：M. Sambongi, K. Takamori, S. Suzuki, N. Ichikawa, M. Itow, Y. Tsuchiya, T. Kato, Y. Wada, K. Akamine, T. Takahashi and G. Nakayama, “Effects of Reactor Water Impurities on ECP and SCC”, 1998 JAIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants, JAIF, 343 (1998).)

解説図 10—酸化環境下の鋭敏化 304 ステンレス鋼の IGSCC 感受性に及ぼす不純物の影響[13]

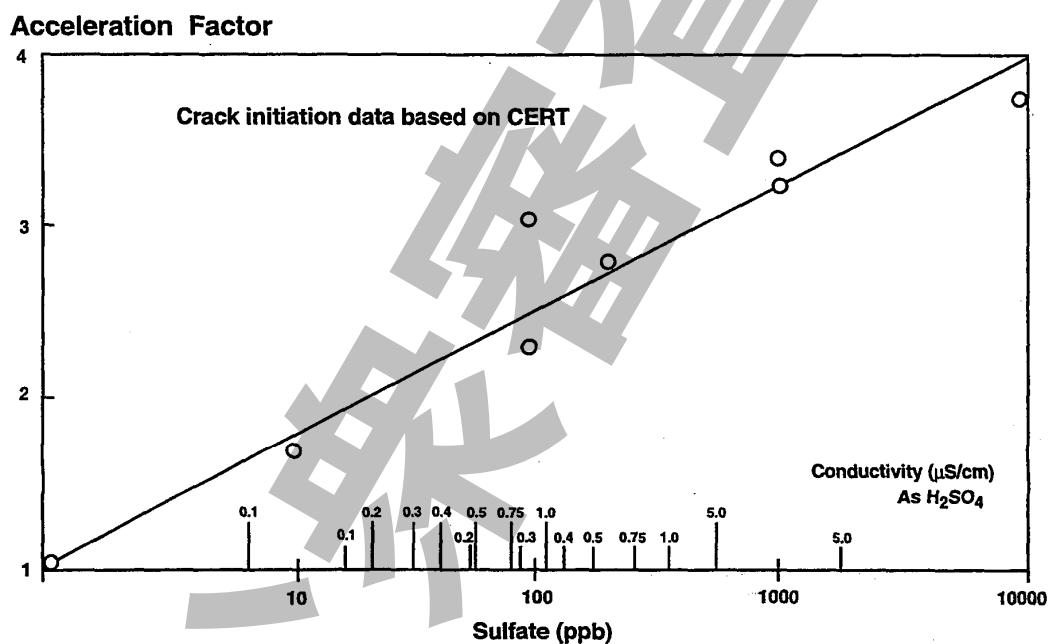
1) **塩化物イオン** 塩化物イオンは，BWR の SCC 加速因子として初期から制御対象とされてきたものである。塩化物イオンは，ステンレス鋼の IGSCC, TGSCC の発生並びに孔食及び隙間腐食を生じさせる不純物として知られている。

2) 硫酸イオン 硫酸イオンの発生源は、再生薬品として用いる硫酸、スルホ基を持つ樹脂のリークなどによるもので、BWR の運転中最も存在しやすい不純物である。近年では、イオン交換樹脂自体の原子炉への流入による分解生成物の発生としてではなく、樹脂の劣化によって溶出する樹脂基材の硫黄分の溶出によるものが主要な発生源となっている。

解説図 11 は、低引張速度試験 (CERT) により求められた鋭敏化ステンレス鋼の IGSCC 発生に対して硫酸イオンが及ぼす加速効果を示す。NWC 環境中では例えば、約 1 000 $\mu\text{g/L}$ (ppb) の硫酸イオンが存在する場合 (硫酸イオンによる電気伝導率 5 $\mu\text{S/cm}$ 以上) なら、1 $\mu\text{g/L}$ (ppb) の硫酸イオンが存在する場合と比較して、IGSCC 発生までの時間が 1/3 にまで短縮されてしまう。

解説図 12 は、鋭敏化 304 ステンレス鋼のき裂進展速度に及ぼす不純物イオンの影響を高溶存酸素の環境下でコンパクト・テンション試験片 (CT 試験片) によって試験したデータである。き裂進展速度についても硫酸イオンが最も加速効果の大きいことが分かる。

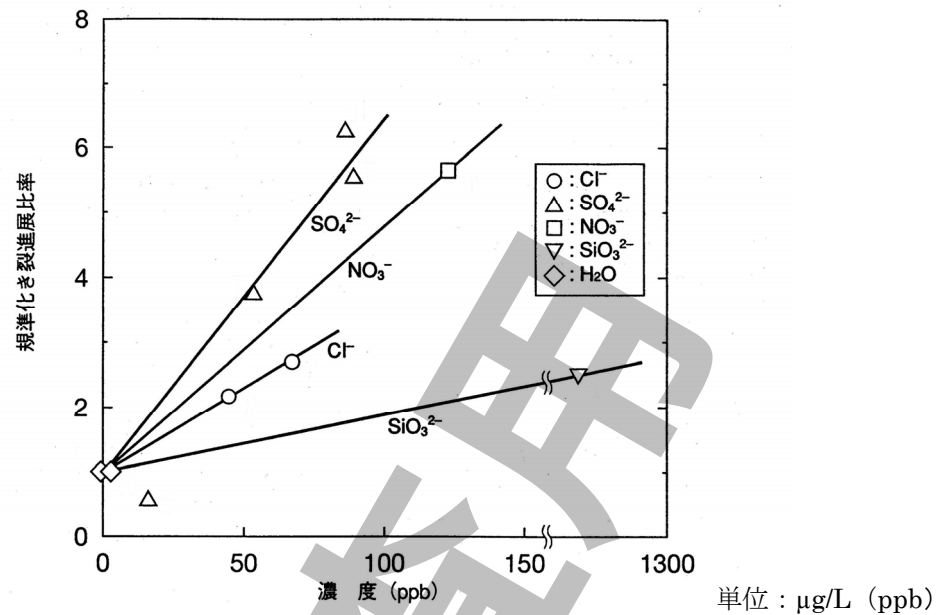
解説図 13 は、鋭敏化 182 合金及び 600 合金のき裂進展に及ぼす不純物イオンの影響を高酸素濃度下で隙間付定ひずみ曲げ試験 (CBB) によって試験した結果を示す。ニッケル基合金に対しても硫酸イオンが最も腐食に寄与することが分かる。



単位: $\mu\text{g/L}$ (ppb)

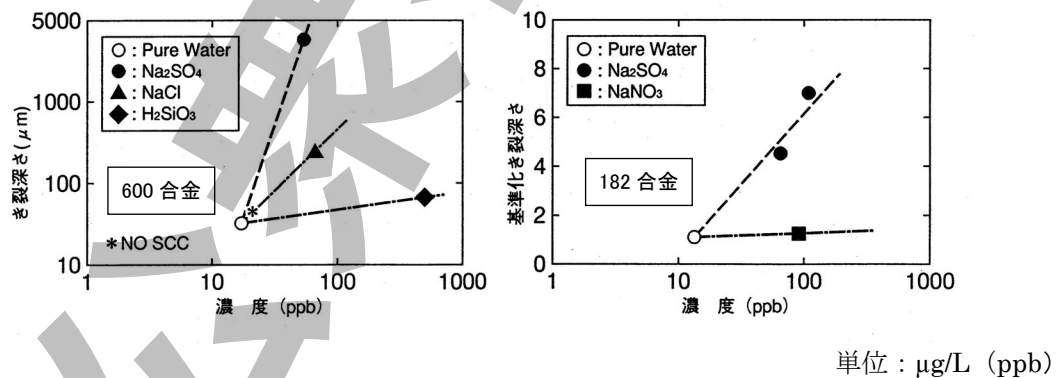
(出典: B. M. Gordon and S. E. Garcia, "EFFECT OF TWO IMPURITIES AND ZINC ON STRESS CORROSION CRACKING OF STAINLESS STEEL AND NICKEL ALLOYS IN BWR ENVIRONMENTS" NPC2010 October 3-7, 2010.3.02, ISBN 9781617823954 (2010).)

解説図 11—硫酸イオンによる鋭敏化 304 ステンレス鋼の SCC 損傷の加速[15]



(出典：M. Sambongi, K. Takamori, S. Suzuki, N. Ichikawa, M. Itow, Y. Tsuchiya, T. Kato, Y. Wada, K. Akamine, T. Takahashi and G. Nakayama, “Effects of Reactor Water Impurities on ECP and SCC”, 1998 JAIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants, JAIF, 343 (1998).)

解説図 12— 酸化環境下での鋭敏化ステンレス鋼のき裂進展速度に及ぼす化学元素添加の影響[13]



(出典：M. Sambongi, K. Takamori, S. Suzuki, N. Ichikawa, M. Itow, Y. Tsuchiya, T. Kato, Y. Wada, K. Akamine, T. Takahashi and G. Nakayama, “Effects of Reactor Water Impurities on ECP and SCC”, 1998 JAIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants, JAIF, 343 (1998).)

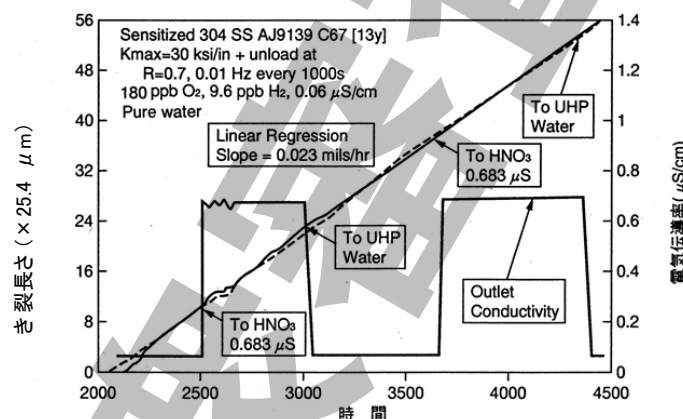
解説図 13— 酸化環境下の鋭敏化 600 合金及び 182 合金の最大き裂長さと化学元素添加濃度の関係[13]

3) ナトリウムイオン BWR 条件下において、ナトリウム、カリウムなどのカチオンは、直接き裂進展速度には影響せず、むしろ IGSCC を加速する酸イオンの影響を中和する効果があると考えられている。隙間環境では、隙間内に外部からアニオンが濃縮し、酸性側の環境となるので、隙間先端での母材の溶解が発生し SCC が進展するのに対し、アルカリ条件ではアニオン不純物の濃縮が生じ難い、又は中和されるためと考えられているからである。カチオンの影響を示すデータは数多くあるが、あるものはき裂進展を加速し、あるものは抑制している[16]。

以上のように、ナトリウムイオンは、明らかに SCC を加速するものではないため、水化学の管理項目及び診断項目には入れられていない。ただし、存在量が多くなり別途定める電気伝導率の管理値を超える場合は、この電気伝導率からナトリウムイオンの上限濃度が制限される。

4) 硝酸イオン 希薄な硝酸イオンについてもき裂進展の加速効果は見られていない。解説図 14 に示すように少なくとも 100 $\mu\text{g/L}$ (ppb) (0.68 $\mu\text{S/cm}$ as HNO_3) の HNO_3 及び NaNO_3 とも加速効果は見られない。このため、硝酸イオンの管理値は設定されていない。

硝酸によるき裂進展の加速が見られない理由は、硝酸が隙間部での高温下で還元され、隙間内へのアニオンの濃縮を防止するためと考えられている。さらに、還元されて生成するアンモニア及び水酸化物イオン(OH^- イオン)によって pH が中和される効果と考えられている。

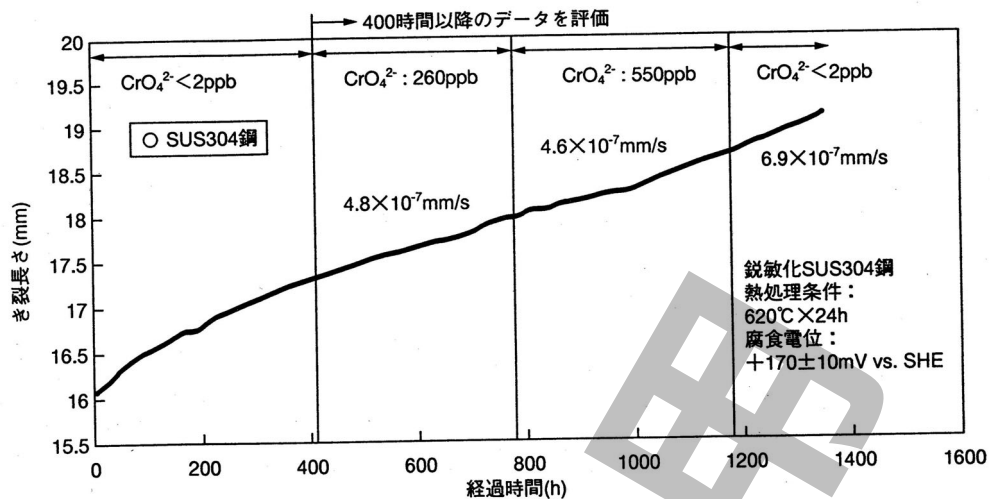


(出典 : P. L. Andresen, “Effects of Nitrate on the Stress Corrosion Cracking of Sensitized Stainless Steel in High Temperature Water”, 7th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power systems-Water Reactors, NACE Vol.1 p.609-p.618 ISBN 1-877914-95-9 (1996).)

解説図 14—288 $^{\circ}\text{C}$ 水中の鋭敏化ステンレス鋼のき裂進展に及ぼす硝酸濃度の影響[17]

5) クロム酸イオン クロム酸イオンは、現状の BWR 炉水電気伝導率の大半に寄与するイオンである。特に、水素注入プラントで水素注入を停止した際にクロムスパイクが生じるため、水化学管理上でも注目されている。

クロム酸イオンの影響に関する過去のデータベースから、例えば、解説図 15 の鋭敏化 304 ステンレス鋼のき裂進展速度とクロム酸濃度との関係が示すように、550 $\mu\text{g/L}$ (ppb) のクロム酸が存在してもき裂進展速度にはほとんど変化が見られない。したがって、通常運転時のクロム酸濃度 (25 $\mu\text{g/L}$ (ppb) 以下) を考慮すると、特に運転上の課題となるものではないことから、管理対象とはされていない。



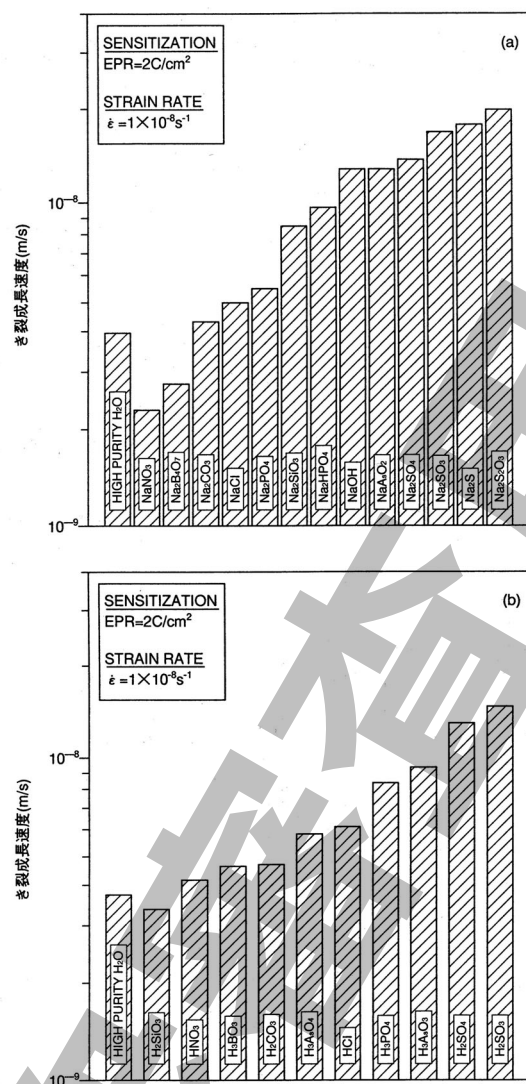
(出典：土屋由美子，他，“鋭敏化 SUS304 鋼及び 182 合金の SCC 進展挙動に及ぼすクロム酸の影響”，第 47 回材料と環境討論会講演集 p.285-p.288 (2000).)

解説図 15—鋭敏化 304 ステンレス鋼のき裂進展速度とクロム濃度との関係 [18]

6) シリカ シリカは BWR 炉水中で最も濃度の高い不純物である。シリカの影響についての実験結果によれば，500 $\mu\text{g/L}$ (ppb) 以下では IGSCC にほとんど影響しないとされている。また解説図 10，解説図 12 のデータでは，1 000 $\mu\text{g/L}$ (ppb) でもその影響はほかの不純物と比較し小さい結果となっている。

7) その他の不純物 炉水の電気伝導率に影響するイオンとしては，硫酸イオン，塩化物イオン以外にも各種のイオンが存在する。不純物の影響については，材料，熱処理，応力，試験方法などによって結果が異なっており複雑である。SSRT 試験による各種不純物の鋭敏化 304 ステンレス鋼に対する IGSCC への影響は解説図 16 のように評価されている。影響が明確になってきている不純物については，上記のように管理値の可否が検討されている。

不純物については，有機体炭素 (TOC) などその組成を含めて明確でないものもあり，今後とも検討が必要なものが残されている。



(出典 : Reproduced with permission from NACE International, Houston, TX. All rights reserved. W. E. Ruther, W. K. Soppet, T.F. Kassner, "Effect of Temperature and Ionic Impurities at Very Low Concentrations on Stress Corrosion Cracking of AISI 304 Stainless Steel", *Corrosion*, Vol.44, 791(1988).)

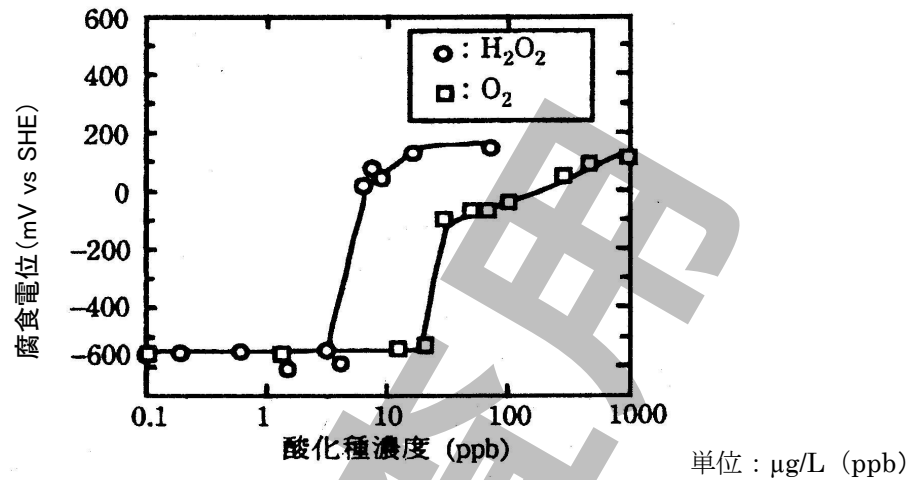
解説図 16—鋭敏化 304 ステンレス鋼の IGSCC に及ぼすイオン種の影響 [19]
(290 °C, SSRT 試験, 溶存酸素 200 ppb, アニオン 100 ppb)

7.1.3 SCC 抑制のための改良水化学技術

7.1.3.1 水素注入

a) 通常運転時水素注入 BWR 炉水環境については, BWR 運転当初のサンプリングラインにおける分析結果から, 約 200 $\mu\text{g/L}$ (ppb) の溶存酸素及び水の放射線分解で生成する水素が化学量論的に平衡状態で存在していると考えられていた。しかし, 1980 年代における各種の分析データ及び放射線分解モデルによる原子炉内水化学の解析結果から, 炉内では数百 $\mu\text{g/L}$ (ppb) レベルの過酸化水素が存在していることが明らかになってきた。過酸化水素は酸素よりも酸化力が強く, ECP への影響も大きいことが実験的にも確認されてきた (解説図 17 参照)。

BWR 炉水では、このような過酸化水素を含む強い酸化環境が IGSCC 発生の主要因であると考えられ、その環境を緩和することが検討されてきた。1970 年代後半から 1980 年代にかけてスウェーデン及び米国にて水素注入によって炉水の酸化環境を改善し SCC を防止する技術が開発された。

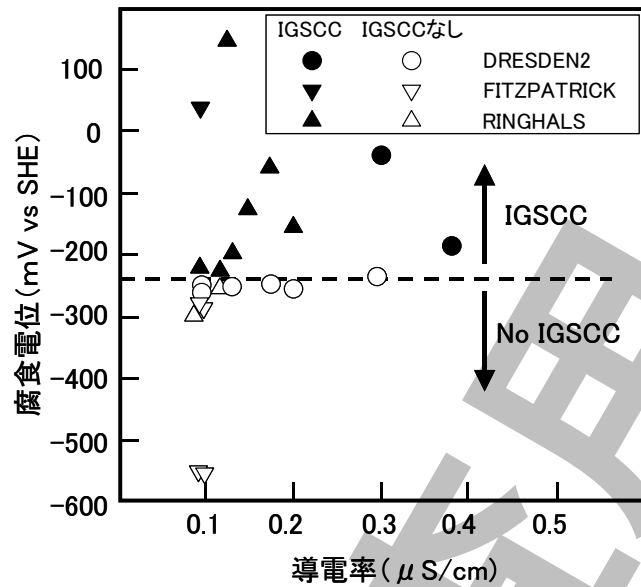


(出典: 内田俊介, “応力腐食割れに及ぼす水化学の影響とその制御”, 金属, アグネ技術センター, 73, 744 (2003).)

解説図 17—酸化種濃度と腐食電位の相関[20]

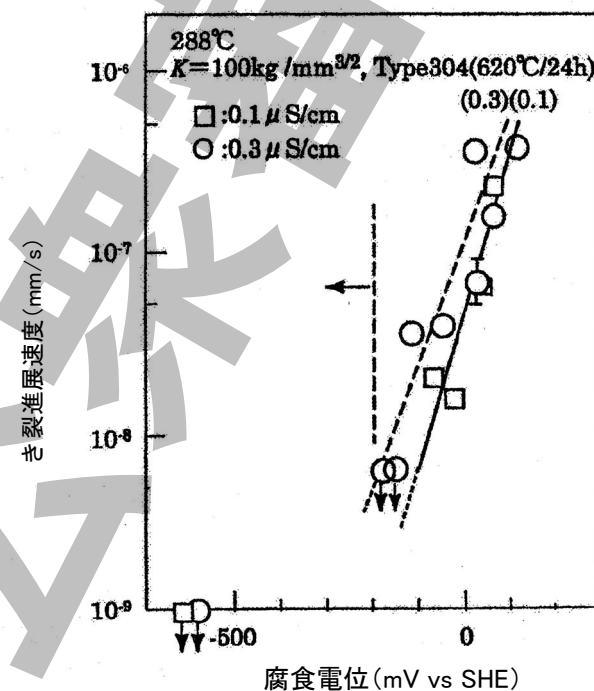
酸素、過酸化水素など各種酸化剤共存下の SCC 評価指標としては、ECP が最も適当であるとして選ばれている。解説図 18 にインプラントオートクレーブテストによる鋭敏化 304 ステンレス鋼の SCC 発生と ECP との関係を示す。ECP が -230 mV vs SHE 以下では SCC の発生は見られない。また、電気伝導率が 0.1 μS/cm と低い環境条件下では -230 mV vs SHE より高い ECP でも IGSCC は発生し難いことが分かる。また、き裂進展についても解説図 19 に示すように、ECP の低下と共にき裂進展速度が低下し、かつ電気伝導率が低いほどき裂進展速度が遅いことが分かる。

また、ニッケル基合金についても同様な効果が認められている。解説図 20 に示す鋭敏化 182 合金及び 600 合金の感受性に及ぼす ECP 依存性に見られるように、ECP の低下と共に IGSCC の感受性は低下する。また、SCC の発生に関する ECP のしきい値は、ステンレス鋼に対しニッケル基合金の方が高い。



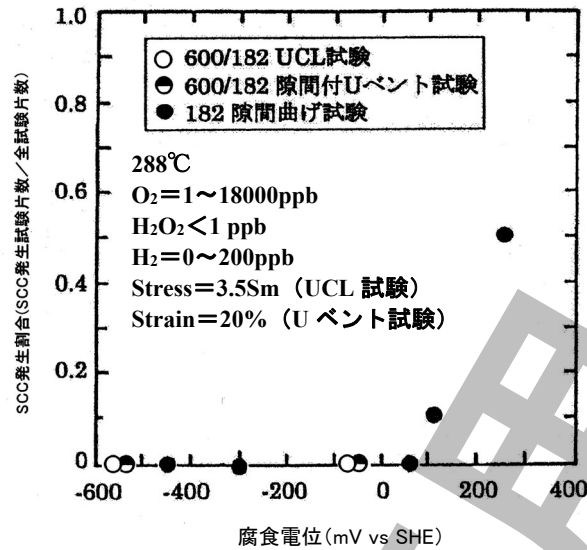
(出典 : R. L. Cowan, M. E. Indig, J. N. Kass, R. Raw, and L. L. Sundberg, “Experience with hydrogen water chemistry in boiling water reactors”, Water Chemistry of Nuclear reactor systems 4, BNES,29 (1986).)

解説図 18—SSRT 結果による IGSCC 発生に対する腐食電位のしきい値 [21]



(出典 : 菊池英二, 他, “鋭敏化 SUS304 鋼の亀裂進展速度に及ぼす溶存酸素, 過酸化水素及び溶存水素の影響”, 第 40 回腐食防食討論会, 175 (1993).)

解説図 19—鋭敏化 304 ステンレス鋼のき裂進展に及ぼす腐食電位依存性[22]

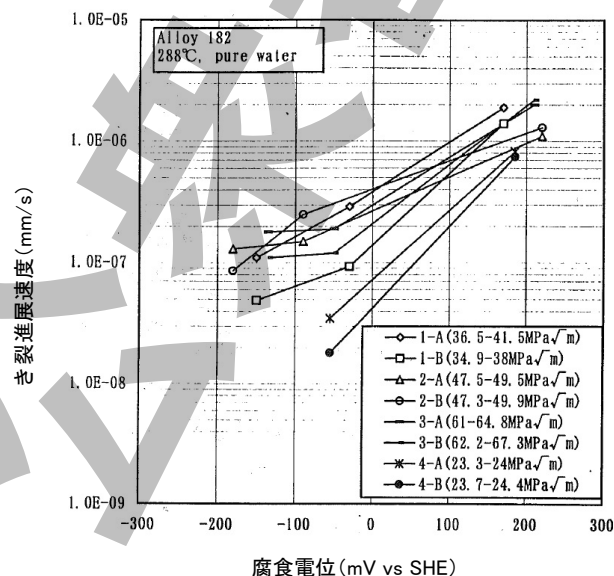


(出典：斉藤宣久，他，“BWR 構造材料の SCC 発生特性に及ぼす水の放射線分解生成物の影響”，第 40 回腐食防食討論会，171 (1993).)

解説図 20—182 合金及び 600 合金の SCC 感受性に及ぼす腐食電位依存性[23]

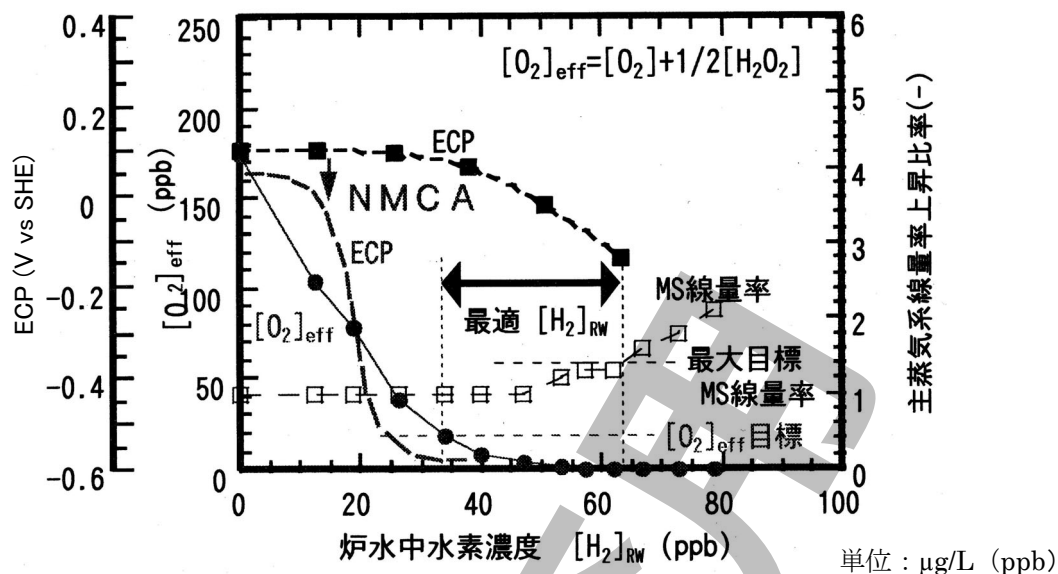
ニッケル基合金のき裂進展については，解説図 21 に示す 182 合金の IGSCC 進展速度に及ぼす ECP 依存性のように，ステンレス鋼の場合と同様 ECP の低下と共に低下する。

水素注入については，水素注入量の増加に伴い解説図 22 に示すように炉水の酸化剤濃度，ECP は低下するが，一方主蒸気管線量率が増加することが知られている（解説図 23 参照）。このため国内炉では主蒸気管線量率が許容できる範囲に水素注入量が制限されており，炉水酸化環境を完全に改善する高濃度での水素注入が実施されていたプラントは少ない。



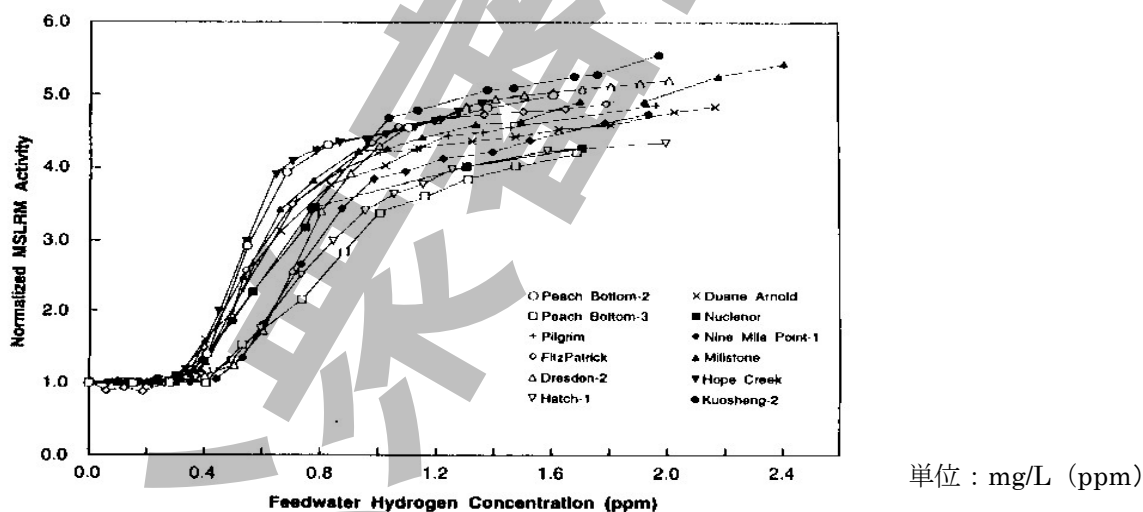
(出典：M.Itow, Y.Abe, H.Sakamoto, et al., “The Effect of Corrosion Potential on Alloy 182 Crack Growth Rate in High Temperature Water,” *Proceedings of 8th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems-Water Reactors*, Amelia Island, Florida, Aug.7-10, p.712, ANS, ISBN 0-89448-626-8 (1997).)

解説図 21—182 合金のき裂進展速度に及ぼす腐食電位依存性[24]



(出典：H. Takiguchi, et al., "Evaluation of Effectiveness of Hydrogen Water Chemistry for Different Types of Boiling Water Reactors", *J. Nucl. Sci. Technol.*, 36, 179 (1999).)

解説図 22—水素注入による酸化剤低減効果と主蒸気管線量率の上昇[25]



(出典：C. C. Lin, "Prediction of N-16 Steam Transport in BWRs Under Hydrogen Water Chemistry Conditions", *Proc. of Int'l Conf. of Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems*, 13-17, October, 1996, Bournemouth, UK, BNES, (1996).)

解説図 23—主蒸気系線量率上昇比の水素注入量依存性[26]

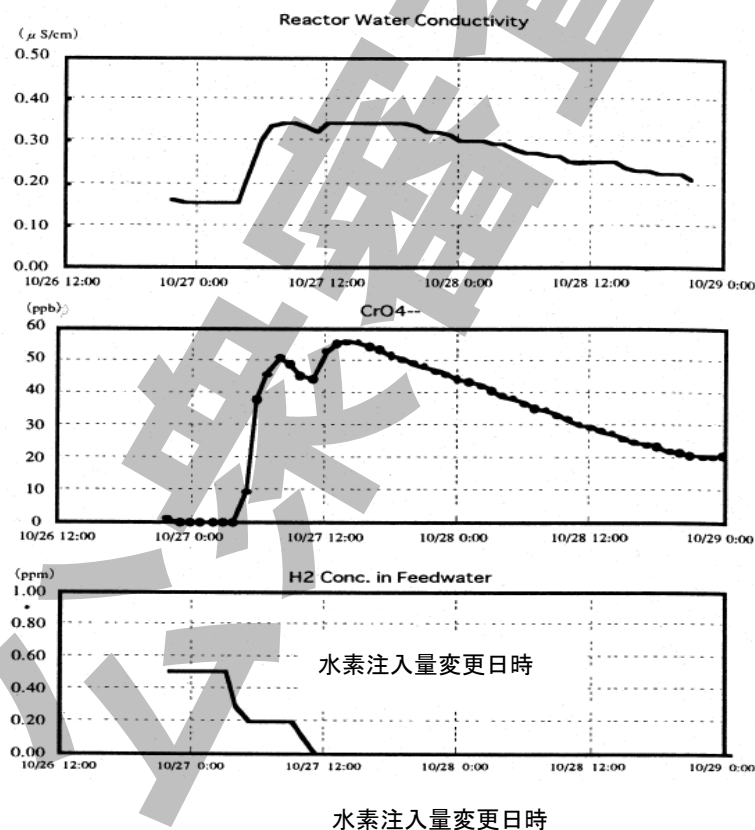
水素注入に伴う ECP 低下以外の大きな水化学的変化は、解説図 24 に示す水素注入停止時のクロム酸濃度の急上昇による電気伝導率のスパイク現象である。これは、水素注入下の還元環境で安定状態にあったクロム酸化物が酸化性環境に変わることによって溶解するために生じる現象である。この電気伝導率ピークによって通常運転時における電気伝導率が大きく変動しないよう各種検討がなされてきている。例えば、解説図 25 に示すような、定期的に水素注入を中断しクロムを溶解させ、原子炉冷却材浄化系で除去するクロ

ム吐き出し運転の実施である。現状までの知見ではクロム濃度の最大値は 100 $\mu\text{g/L}$ (ppb) 程度であり、健全性維持の面では特に問題のないレベルである。

水素注入に関しては、注入停止期間又は目標 ECP 以下とするために必要な注入量を満たしていない期間は SCC 抑制効果が期待できない。そのため、その効果を生かすために水素注入稼働率（目標 ECP とするために必要な水素量が注入されている期間/原子炉起動から停止までの運転期間）を極力高く維持することの重要性が最近議論されるようになってきている。定義により、水素注入量が目標 ECP 以下とするために必要な量を満たしていないときは、水素注入稼働率は 0 % と算定される。また、同時に水質がアクションレベル 1 に入っていないければそのときの水素注入稼働率は 0% と算定される[27]。

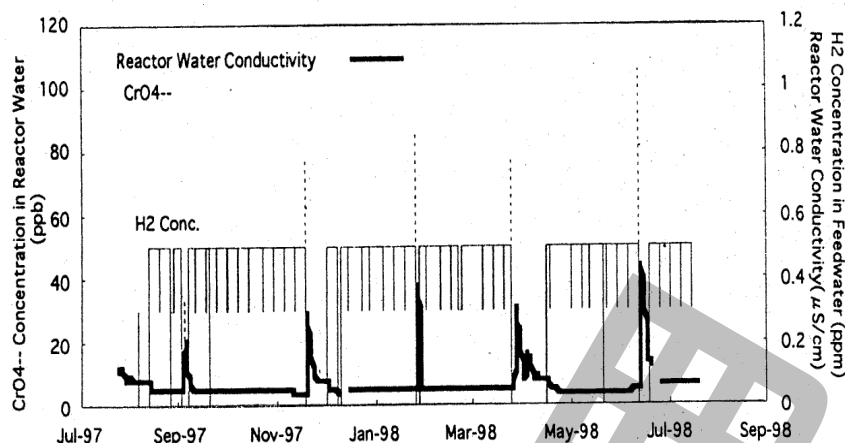
この観点から、クロム吐き出し運転による水素注入の停止は、水素注入効果を大きく維持する上では不利であり、今後の検討課題となっている。

SCC 発生の観点からすると、プラント起動時の過渡的な運転状態では、熱応力などの条件が厳しくなるため、この期間の腐食環境を緩和することが SCC 発生抑制に有効である。このため、近年、プラント起動時において、水素を注入し、環境を緩和する手法が一部のプラントで試行されている。起動時は、給水系からの水素の注入ができないため、原子炉冷却材浄化系を使って注入されている。注入の結果、酸化剤濃度の抑制が確認されている。



(出典: A. Fujimori, Y. Minagawa and M. Arai, "Variation of Water Chemistry Parameters under HWC Conditions", 1998 JAIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants, JAIF, 218 (1998).)

解説図 24—水素注入停止時の炉水水質変化[28]



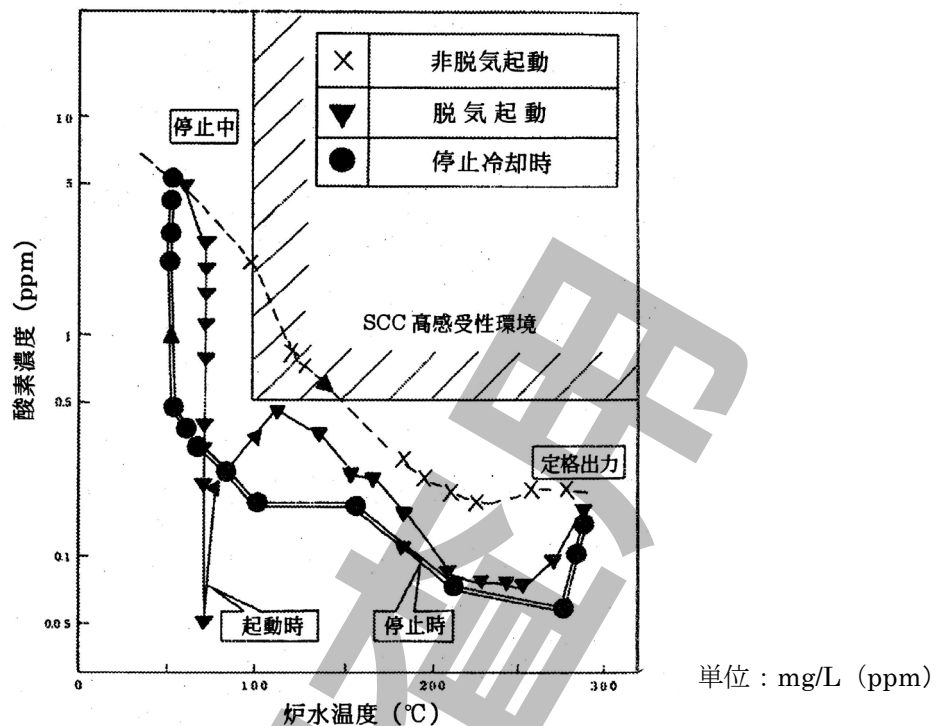
(出典: A. Fujimori, Y. Minagawa and M. Arai, “Variation of Water Chemistry Parameters under HWC Conditions”, 1998 JAIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants, JAIF, 218 (1998).)

解説図 25—炉水クロム吐き出し運転実績[28]

b) 起動時水素注入 加圧、高温条件である起動停止時の水化学管理については、原子炉構造材健全性の面からは出力運転中と同様にみなして通常運転時と同様な管理値を適用してきている。圧力を大気圧に下げた冷温停止条件では、材料の応力、腐食環境が緩和されることを考慮して原子炉冷温停止時における水化学管理値を通常運転時とは別に定めている。

1970年代中頃から発生した鋭敏化ステンレス鋼の SCC は、高溶存酸素濃度になるほど発生が加速することが解明されてきた。プラント停止時の炉水中には 6～8 mg/L (ppm) の酸素が溶解しており、起動時にそのまま昇温すると SCC を加速することが懸念された。これを緩和するため起動時の脱気運転が検討された。起動時の脱気運転の目的は、起動前の大気開放時に炉水に溶解した溶存酸素を通常運転時の 200 $\mu\text{g/L}$ (ppb) 程度に低下させ、起動期間中の SCC の発生と進展を抑制することであった。管理上の数値には現れないが、実機ではこのようなことに留意し、より健全性が維持されるよう配慮する運転を行っている。

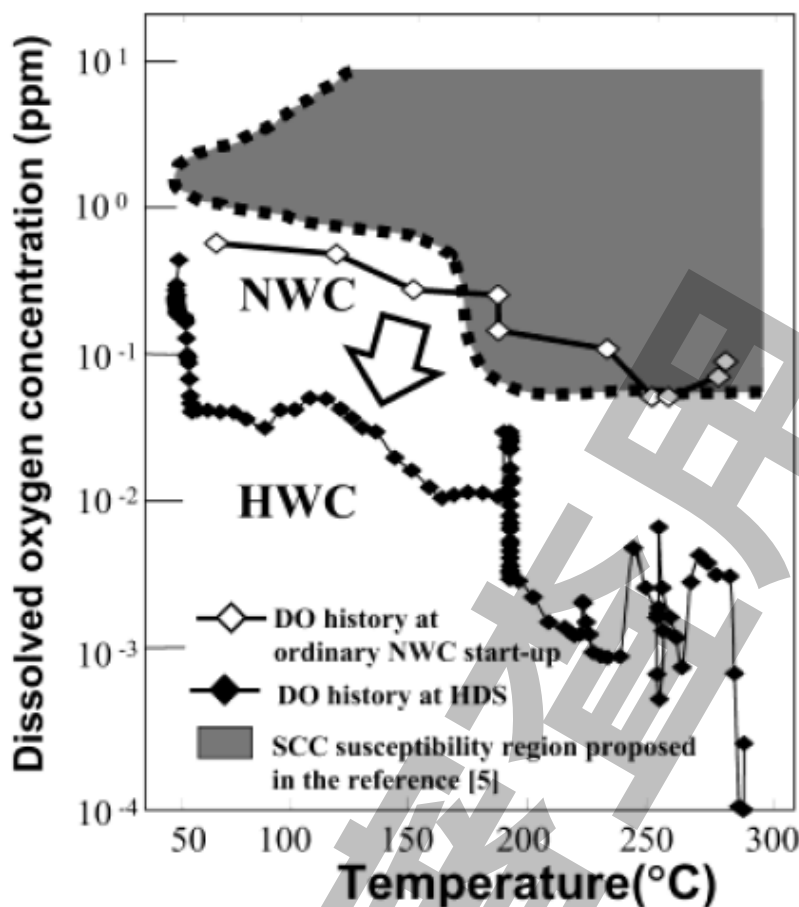
脱気運転の有無による起動時の原子炉水溶存酸素の変化事例を解説図 26 に示す。非脱気の場合には、溶存酸素濃度は、SSRT 試験による SCC 高感受性環境条件内を経由して変化するが、脱気運転をすることによって SCC 高感受性の範囲外の溶存酸素濃度変化で起動できている。この脱気運転については、その後全ての国内プラントの起動方法に取り入れられている。



(出典：火力原子力発電技術協会編，“火原協会講座 12 火力・原子力発電所における化学管理”,p.67 (1987).)

解説図 26—起動時脱気による炉水溶存酸素濃度の低減[29]

また、通常運転中の SCC 緩和対策として水素注入が取り入れられてきているが、水素注入を採用しているほとんどのプラントでは、定格出力条件時に限定して注入されている。このように定格出力運転下では SCC の発生を抑制すべく考慮されているが、起動時の温度、圧力変化時及び出力変化時については脱気運転以外に特別な考慮がなされていなかったため、近年その影響が研究されている。この結果、起動時の水質管理については、一部、水素注入によって酸化性成分を抑制する方法が適用され始めている。解説図 27 は起動時に水素注入を実施したプラントにおける昇温過程での炉水溶存酸素濃度を測定したものである。通常運転時 (NWC) と比較して水素注入時 (HWC) では炉水溶存酸素濃度が大きく低下しており、SCC 緩和対策として高い効果が期待できることが分かる。



単位：mg/L (ppm)

(出典：A.Abe, et al., “Mitigation of SCC Initiation on BWR Core Internals by Means of Hydrogen Water Chemistry During Start-up”, *Nuclear Science and Engineering*, **149**, 312-324 (2005).)

解説図 27—起動時水素注入時の炉水溶存酸素濃度測定結果[30]

さらに不純物管理の面では、起動時の原子炉への不純物の持込みによる水質変化の抑制が検討されている。起動時の水質変化の要因として過去の経験で最も大きかったものは、復水脱塩器の樹脂から溶出した TOC が炉内の高温と放射線で分解し、硝酸イオン及び/又は硫酸イオンとなることであった。これに対しては、起動時の TOC 発生を少なくするための脱気水による定期検査期間中の樹脂の保管、起動前の通水前ドレンの実施などを適用することによって TOC 発生を十分小さく制御できるようになってきている。

7.1.3.2 貴金属注入 (NMCA)

a) クラシック貴金属注入 (Classic NobleChem™: CNC) 実機運用上、水素注入量が制限される対策として、貴金属注入によって ECP を効果的に低下させる技術が米国において開発され実機に適用されている。具体的には炉内構造物に白金 (Pt)、ロジウム (Rh) などの貴金属を付着させ、材料表面の水素反応の活性をあげることによって、主蒸気系の線量率を上昇させることのない少ない水素注入量で ECP を -230 mV vs SHE 以下に低下させる技術である (米国 GE 社で開発され、NobleChem™ と称されている) [31]。国内においても一部のプラントで適用された。

NMCA は、米国の BWR で広く適用され、米国外でも適用されつつある。原子炉内の接水表面に Pt と Rh を付着処理する技術である。クラシック貴金属注入は、数サイクルに一度、停止時の炉水温度が約 120 ～150 °C のときに、Pt 及び Rh の各錯体を炉水に約 48 時間注入する方法である。NMCA 処理時のプロセスパラメータの例（デュアンアーノルド炉）を**解説表 1** に示す。NMCA を行くと、水素注入単独よりも少ない水素注入量で ECP を -500 mV vs SHE 程度にまで低減できる。

水素注入を高水素注入量で実施すると、主蒸気系線量率上昇が生じることが知られている。NMCA では少量の水素で ECP を大きく下げられるので、そのような炉水水質の変化を伴わずに ECP を下げられることが当初期待された。ところが、NMCA であっても、適用プラント数の増加につれて様々な水質変化が報告されつつある。

解説表 1—デュアンアーノルド炉でのクラシック NobleChem™実施時のプロセスパラメータ [32]

パラメータ	値
温度	120 to 140 °C
Pt 化学形態	Na ₂ Pt(OH) ₆
Pt 濃度	40 ～ 150 µg/L (ppb)
Rh 化学形態	Na ₃ Rh(NO ₂) ₆
Rh 濃度	40 ～ 150 µg/L (ppb)
電気伝導率	< 10µS/cm at 25 °C (3µS/cm は超えなかった。)
pH	5.6 ～ 8.6 at 25 °C
適用時間	48 h

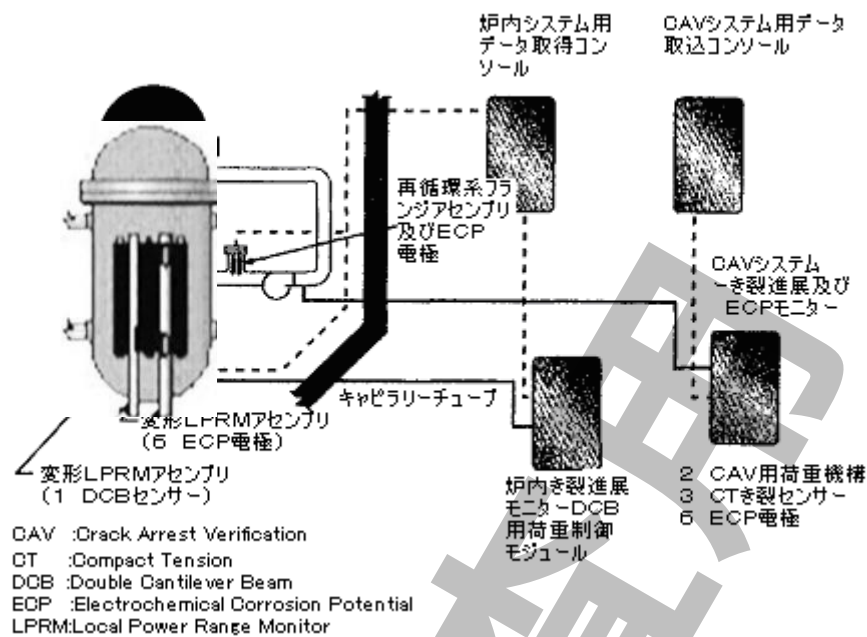
単位：µg/L (ppb)

（出典：S. Hettiarachchi, et al., “Noble Metal Chemical Addition...from Development to Commercial”, *Proc. of the 7th Int'l Conf. on Nuclear Engineering*, April 19-23, 1999, Tokyo, Japan, JSME (1999).）

NMCA 処理時の貴金属付着量の時間変化[33]は、付着量モニタで監視できる（**解説図 28** 参照）。初めて NMCA 処理を適用したデュアンアーノルド炉では、付着目標値を 1 µg/cm² に設定した。Pt 及び Rh がそれぞれ、炉水濃度として 40～100 µg/L (ppb) 及び 40～150 µg/L (ppb) の範囲で注入された。付着量モニタでは 48 時間で 0.2 µg/cm² の付着が生じた。このとき、Pt と Rh の付着量はほぼ 1 : 1 の比率であった。同炉では炉内付着量調査結果（**解説表 2**）から、炉内付着量は構造材上の平均として 0.2 µg/cm² であり、付着量モニタの値とほぼ同じであった。

しかし、燃料と構造材では付着量に差が見られ[31]、更に、燃料の付着に関して、高さ方向による違い、及び 1,2 サイクル装荷燃料よりも 3 サイクル装荷燃料に多く付着するなどの違いが見られた（**解説図 29** 参照）。このような炉内での付着量分布、又は炉内付着量と炉外の付着量モニタとの相関については、十分には分かっていない。

なお、最近では、燃料健全性の観点から、注入時の燃料表面への付着量が 30 µg/cm² 以下に制限されている。デュアンアーノルド炉での Pt と Rh の付着耐久性試験では、初期付着量がある程度減少した後、再付着のために付着量の減少が一定値で落ち着くことが示された（**解説図 30** 参照）。再付着は、燃料上の貴金属の移動と考えられている。1 サイクル（18 か月間）運転後の燃料表面の貴金属付着量は 50 % 以上減少したと報告されており、貴金属の再付着機構について、十分に検討する必要がある。



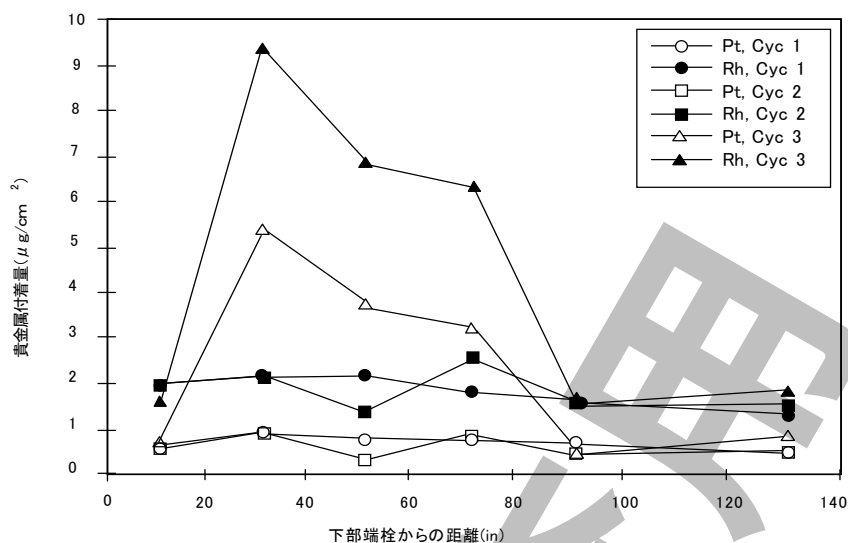
(出典 : S. Hettiarachchi, et al., “Noble Metal Technique Cuts Corrosion and Radiation”, *Power Engineering*, **102**, 84 (1998).)

解説図 28－NMCA 処理時の材料健全性モニタリングシステム例 [34]

解説表 2－デュアンアーノルド炉での貴金属炉内付着量調査結果 [32]

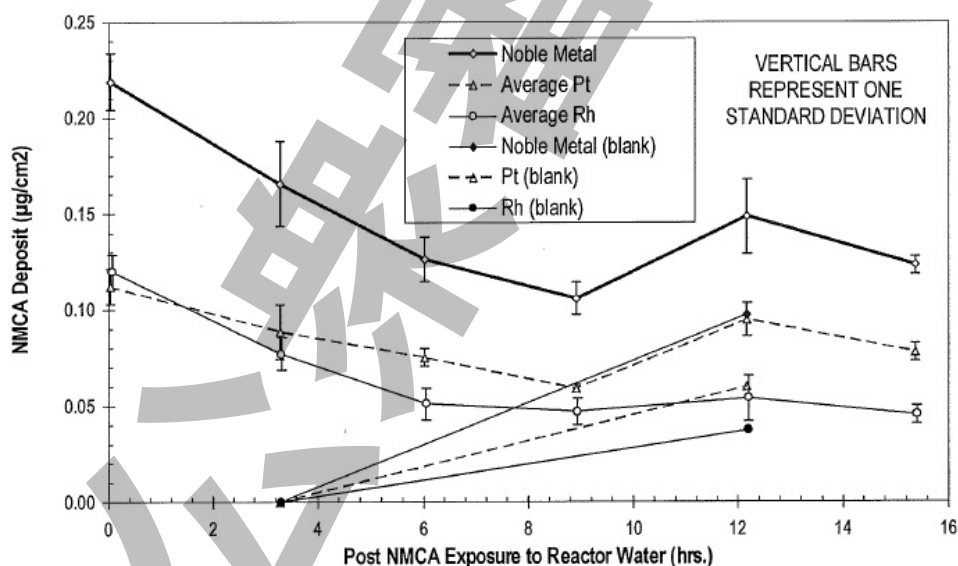
	Pt, $\mu\text{g}/\text{cm}^2$	Rh, $\mu\text{g}/\text{cm}^2$	全貴金属量 $\mu\text{g}/\text{cm}^2$
実験室で皮膜付与した付着モニタ配管 (平均)	0.10	0.11	0.21
プラントで皮膜付与した付着モニタ配管 (平均)	0.12	0.10	0.22
サーベランスカプセル (2面)	0.04	0.10	0.14
フローホール位置での LPRM	0.08	0.177	0.258
シュラウドかきとり (最小)	≥ 0.03	≥ 0.04	≥ 0.07
シュラウドかきとり (最大)	≥ 0.12	≥ 0.22	≥ 0.34
燃料かきとり (最小)	0.4	1.31	1.71
燃料かきとり (最大)	5.4	9.36	14.76

(出典 : S. Hettiarachchi, et al., “Noble Metal Chemical Addition...from Development to Commercial”, *Proc. of the 7th Int’l Conf. on Nuclear Engineering*, April 19-23, 1999, Tokyo, Japan, JSME (1999).)



(出典 : Reproduced with permission from NACE International, Houston, TX. All rights reserved S. Hettiarachchi et al., “Application of noble metal chemical addition technology to an operating BWR to mitigate IGSCC of reactor internals”, Corrosion98, paper 142 (1998).)

解説図 29—NobleChem™ 処理直後定検時での燃料への貴金属付着燃料調査結果[31]



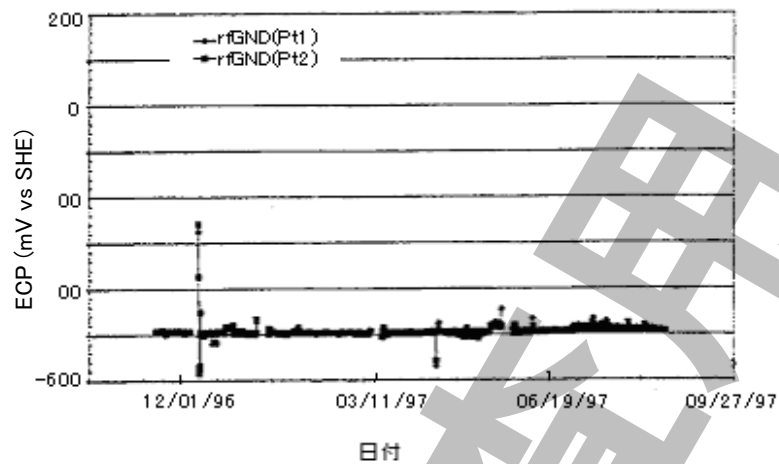
(出典 : S. Hettiarachchi, et al., “Noble Metal Chemical Addition...from Development to Commercial”, Proc. of the 7th Int'l Conf. on Nuclear Engineering, April 19-23, 1999, Tokyo, Japan, JSME (1999).)

解説図 30—NobleChem™ 処理後運転サイクルでの耐久性モニタ試験片の貴金属付着量変化[32]

NMCA 処理による炉内の ECP 低下について、炉心部及び再循環系配管の 2 か所での測定が報告されている。いずれも、200 μg/L (ppb) 程度の少量の水素注入量で ECP がおよそ -500 mV vs SHE に低下した (解説図 31 参照)。再循環系配管の ECP は、NMCA 処理によって 10 か月以上にわたって -500 mV vs SHE

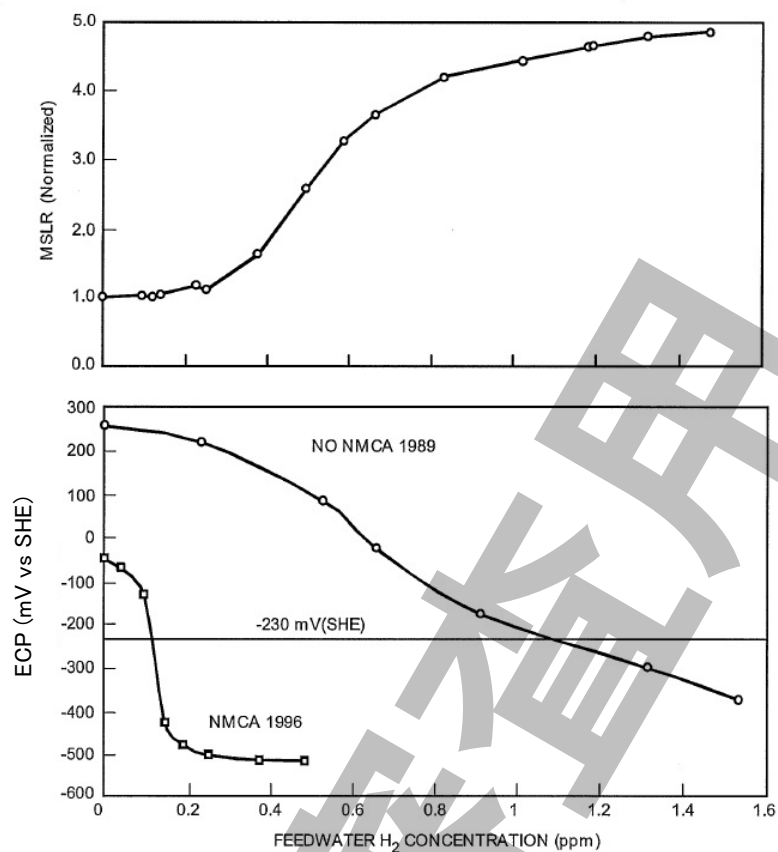
付近に電位が低下していたことが報告されている（解説図 32 参照）。

付着量の変化と合わせて、ECP 低下効果の持久性、再施工の判断などの長期的課題について、今後の知見に基づいた検討が必要である。



（出典：Reproduced with permission from NACE International, Houston, TX. All rights reserved S. Hettiarachchi et al., “Application of noble metal chemical addition technology to an operating BWR to mitigate IGSCC of reactor internals”, Corrosion98, paper 142 (1998).)

解説図 31—NobleChem™ 処理による実機炉心部の ECP 低下促進効果[31]



単位 : mg/L (ppm)

(出典 : S. Hettiarachchi, et al., “Noble Metal Chemical Addition...from Development to Commercial”, Proc. of the 7th Int’l Conf. on Nuclear Engineering, April 19-23, 1999, Tokyo, Japan, JSME (1999).)

解説図 32ー NobleChem™ 処理後運転サイクルでの再循環系フランジ部 ECP の長期的測定結果[32]

b) オンライン貴金属注入 (Online NobleChem™: OLNC)

CNC では数サイクルに一度、停止時に貴金属を炉水に約 48 時間注入するため、定検のクリティカル工程になること、注入する貴金属濃度が 40～150 µg/L (ppb) と比較的高く注入後に水質が変動するなどの課題がある。これらの課題を克服するために開発されたのが、オンライン貴金属注入 (OLNC) である[35]。OLNC はプラント運転期間中に給水系から Pt 錯体を 10～14 日間注入する方法である。OLNC の施工条件を**解説表 3**に示す。CNC と比べて低濃度の Pt 錯体を注入するため注入期間中の電気伝導率の変動が抑制できる。

OLNC では Pt の付着量減少を補うため 11～16 か月ごとに再注入を行う。そのため CNC と比べて注入頻度が多くなることから、燃料健全性の観点から注入時の燃料表面への付着量が 10 µg/cm²以下に制限されている。

解説表 3—OLNC の施工条件及び主要水質パラメータ[36]

施工条件	注入時期	プラント運転中
	注入点	給水系
	温度	282～288℃
	Pt 化学形態	Na ₂ Pt(OH) ₆
	注入期間	10～14 日
	注入頻度	11～16 か月
	注入量 (燃料付着量)	≤10µg/cm ²
主要水質パラメータ	電気伝導率	15～25µS/m
	Na 濃度	<15 µg/L (ppb)

(出典 : R. Cowan et al., “The Effect of On-Line Noble Metal Addition on the Shut Down Dose Rates of Boiling Water Reactors”, *15th Int. Conf. on Environmental Degradation*, p2023 (2011).)

OLNC 処理時の Pt 付着量については、CNC と同様に付着量モニタ又は掻き取りによる付着量調査によって監視できる。KKM (ミューレベルク原子力発電所) で 2006 年度に実施した炉内構造物への Pt 付着量調査結果を**解説表 4**に示す。シュラウド内面、LPRM (局所出力領域モニタ : Local Power Range Monitor) のほか、狭隘部で低流速の N9 ノズル (制御棒駆動用リターンノズル) のサーマルスリーブにおいても付着量にばらつきがあるものの Pt 付着が確認されている。

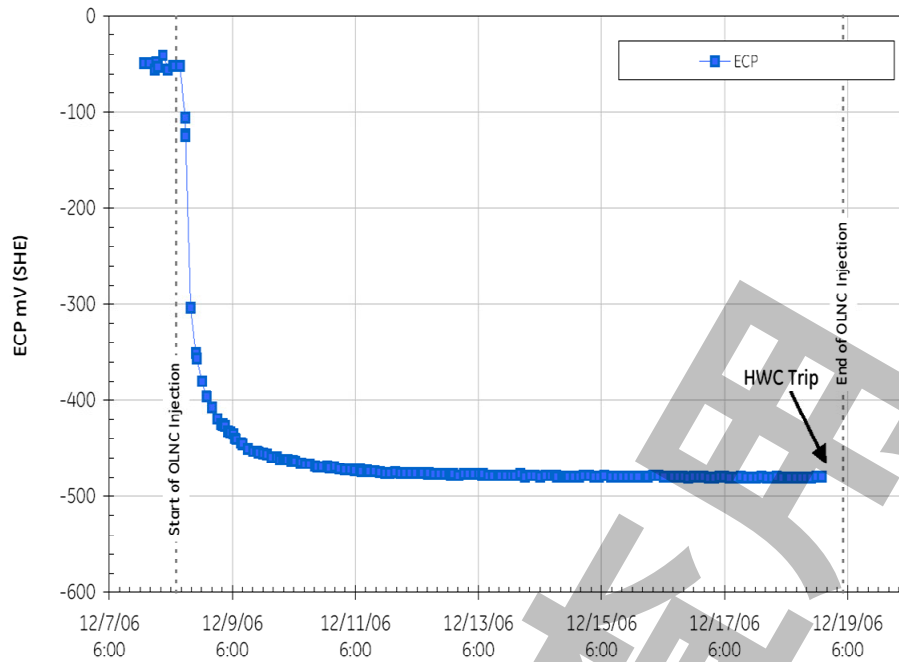
解説表 4ーKKM 炉 2006 年度実施の炉内構造物 Pt 付着量分析結果[36]

部位	付着量 ($\mu\text{g}/\text{cm}^2$)
シュラウド ID-表面/き裂部付着量モニタ	0.012 ^{a)}
	0.043 ^{b)}
LPRM	0.44 ^{a)}
	0.49 ^{b)}
N9 サーマルスリーブ 1	0.11 ^{b)}
N9 サーマルスリーブ 2	0.62 ^{b)}
注 ^{a)} 湿式化学処理による分析	
注 ^{b)} レーザアブレーションによる分析	

(出典 : R. Cowan et al., “The Effect of On-Line Noble Metal Addition on the Shut Down Dose Rates of Boiling Water Reactors”, *15th Int. Conf. on Environmental Degradation*, p2023 (2011).)

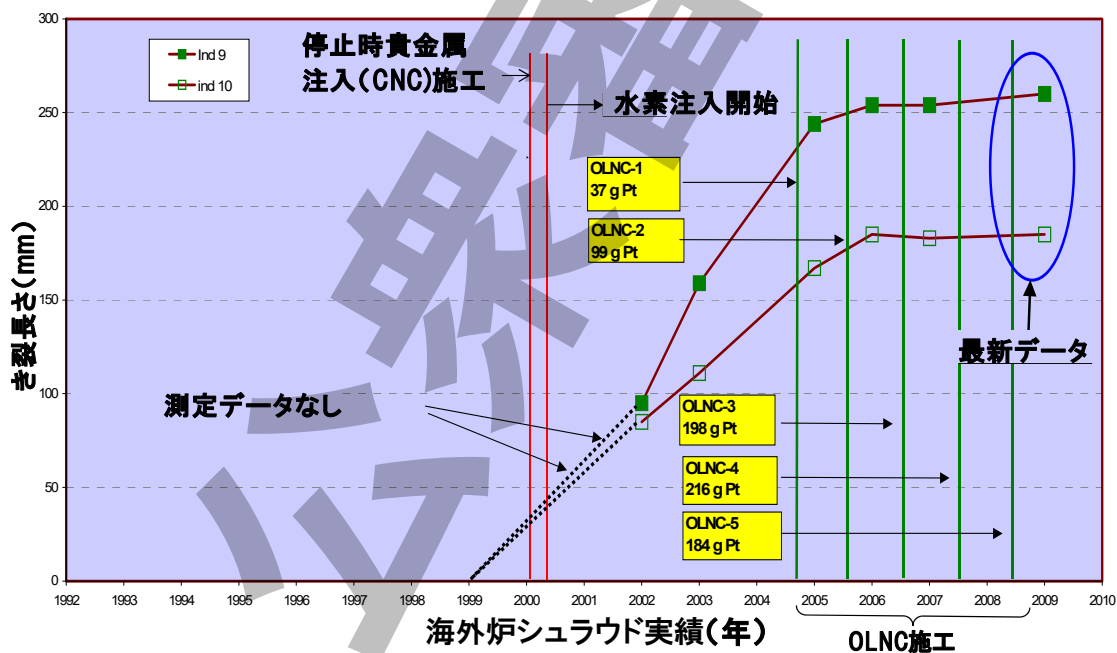
OLNC 処理による炉内 ECP の低下について、PLR 系（原子炉再循環系 : Primary Loop Recirculation System）での ECP 測定結果を解説図 33 に示す。OLNC 処理前に約 -50 mV vs SHE であった ECP が OLNC 処理直後に急激に低下し、-500 mV vs SHE 程度にまで低減している。また、炉内構造物のき裂進展抑制効果について、シュラウドのき裂長さの測定結果を解説図 34 に示す。当該プラントにおいては、1 回/4 年の頻度で施工する CNC から、1 回/サイクルの頻度で再注入する OLNC へ切り替えてから、き裂進展を抑制することに成功している。

一方で、水素注入及び貴金属注入を適用している海外プラントにおいては、原子炉水中の溶存酸素濃度が低下することによって、原子炉冷却材浄化系の炭素鋼配管で流れ加速型腐食（FAC）が顕在化している [35]。



(出典 : R. Cowan et al., “The Effect of On-Line Noble Metal Addition on the Shut Down Dose Rates of Boiling Water Reactors”, *15th Int. Conf. on Environmental Degradation*, p2023 (2011).)

解説図 33—OLNC 処理時の PLR 系での ECP 測定結果[36]



(出典 : S. Hettiarachchi et al., “Water Chemistry Improvements in an Operating Boiling Water Reactor (BWR) and Associated Benefits”, *Int. Conf. on Water Chemistry of Nuclear Reactor System*, 2.04 ISBN 9781617823954 (2010).)

解説図 34—OLNC によるき裂進展緩和効果[37]

c) 連続貴金属注入 (Continuous Noble Metal Injection: CNMI)

現在は **b)** に述べた年に 1 回白金化合物を注入する OLNC が米国の主流となっているが、スイスのプラントではサイクル内での ECP の上昇を抑制するため、1 サイクル中に貴金属を数回に分けて注入する運用を実施しているプラントも出てきている。白金の付着面からの剥離及びクラックフランキングの考えに立脚すると運転サイクル内で複数回に分割注入する方が IGSCC 対策として効果的であり、またうすい濃度の薬液を使うことでより粒径の小さな白金触媒が形成されると共に、注入時の炉水水質への影響も抑えられ、かつ貴金属注入点の閉塞も生じにくくなることも期待される。しかし、複数回の注入による運転員の負荷及び伴うコストが増大する課題があった。そこで貴金属を連続的に注入する CNMI が検討され、米国 Nine Mile point-2 (NMP-2) でデモンストレーション注入が実施された[38]。

NMP-2 のデモでは貴金属を連続的に注入することから、運転員の作業負荷を増大させないように注入ポンプを持たないパッシブ型の注入装置が新たに開発され、給水ポンプの差圧を用いて注入装置に給水の一部を導いて注入された。新しい注入装置の性能確認を含めて、連続注入を想定した低濃度から従来型の OLNC と同じ貴金属注入濃度までステップ的に濃度を変化させ、いずれの濃度でも注入できることを確認すると共に、OLNC と同じ濃度から段階的に注入濃度を低下させた連続注入が行われた。結果は従来と同様の濃度で注入した時の ECP 挙動は従来と同様であり注入方式による違いはなかった。1 サイクルの連続注入を想定した 6 か月間の長期連続注入では、ECP のわずかな上昇傾向が見られたが、SCC 抑制に十分な低い ECP を達成していた。

7.1.3.3 改良水化学技術適用時の監視項目[39], [40], [41]

改良水化学（水素注入，貴金属注入，亜鉛注入）が先行して適用されている米国プラントにおける監視項目の一例を解説表 5 に示す。改良水化学の導入に伴い、それに対応する新しい監視項目が採用されている点が特徴的である。

水素注入の適用による炉内の腐食環境緩和効果を確認するための監視項目として ECP、炉水溶存酸素濃度、炉水溶存水素濃度、水素注入稼働率が採用されてきた。貴金属注入の適用後は、前述の監視項目に加えて、酸素が再結合するのに十分な水素が注入されていることを確認する監視項目として炉水 H_2/O_2 モル比、過剰水素濃度が、酸素と水素が再結合するのに十分な量の貴金属が付着していることを確認する項目として貴金属付着量が採用されている。亜鉛注入適用時は、配管表面等へ十分な亜鉛が注入されていることを確認する監視項目として給水 Zn 濃度、炉水 $^{60}Co/Zn$ 濃度比が採用されている。

解説表 5 米国プラントにおける改良水化学技術適用時の監視項目

監視項目	水素注入	OLNC	亜鉛注入
ECP	○ (≤ -230 mV vs. SHE)	○ (≤ -230 mV vs. SHE)	N/A
炉水溶存酸素濃度	○	N/A	N/A
炉水溶存水素濃度	○	N/A	N/A
炉水 H_2/O_2 モル比	N/A	○(≥ 4)	N/A
過剰水素濃度	N/A	○(≥ 20 ppb)	N/A
水素注入稼働率	○(≥ 95 %)	○(≥ 95 %)	N/A
貴金属付着量	N/A	○	N/A
給水 Zn 濃度	N/A	N/A	○(≤ 0.4 ppb (サイクル平均))
炉水 $^{60}Co/Zn$ 濃度比	N/A	N/A	○ ($< 7.4 \times 10^5$ Bq m $^{-3}$ (μ g/L) $^{-1}$)

○ : 監視すべき項目 (括弧書き内の数字は管理値の一例)

N/A : 適用外

(a) ECP

センサ設置個所の ECP を測定することによって、環境緩和効果を確認するための指標。1980 年代に実施されたインプラントでの SCC 感受性試験結果から良好事例として $ECP \leq -230$ mV vs. SHE を記載。

(b) 炉水溶存酸素濃度

炉水中の溶存酸素濃度を測定することによって、環境緩和効果を確認するための指標。

(c) 炉水溶存水素濃度

炉水中の溶存水素濃度を測定することによって、環境緩和効果を確認するための指標。

(d) 炉水 H_2/O_2 モル比

炉水中の H_2 と O_2 のモル比を評価することによって、環境緩和効果を確認するための指標。酸素と水素の再結合反応の量論比に裕度を持たせた ≥ 4 を記載。

(e) 過剰水素濃度

炉水中の過剰水素濃度を評価することによって、環境緩和効果を確認するための指標。ラジオリス分解にて炉水 H_2/O_2 モル比 ≥ 4 を満足する過剰水素濃度として ≥ 20 ppb を記載。

(f) 水素注入稼働率

導電率、ECP、水素注入状態から水素注入稼働率を評価することによって、環境緩和効果を確認するための指標。米国プラントにおける良好事例として ≥ 95 % を記載。

(g) 貴金属付着量

炉内構造物に付着した貴金属付着量を測定することによって、環境緩和効果を確認するための指標。

(h) 給水 Zn 濃度

給水の Zn 濃度を測定することによって、燃料健全性を維持するための指標。亜鉛注入による強固な皮膜形成とそれに伴う燃料被覆管酸化皮膜の剥離を抑制するための上限値として ≤ 0.4 ppb (サイクル平均) を記載。

(i) 炉水 $^{60}Co/Zn$ 濃度比

炉水中の $^{60}Co/Zn$ 濃度比を評価することによって、機器・配管の線量率上昇を抑制するための指標。米国プラントにおける実績から配管線量率上昇抑制に効果的な値として $< 7.4 \times 10^5$ Bq m $^{-3}$ (μ g/L) $^{-1}$ を記載。

7.1.4 SCC 環境の評価手法

SCC 緩和技術として、水素注入、貴金属注入が検討及び導入される中、それらの技術導入による環境緩和と効果を評価する必要がある。環境状態を示す指標としては炉水溶存酸素濃度及び ECP があげられるが、炉水溶存酸素濃度は原子炉内において一定ではなく領域ごとに変化しており、サンプリングラインから測定される溶存酸素ではその効果が表現できないこと、原子炉内の ECP を恒常的に測定することは難しいことから、直接的な指標として扱うことができない。

そのため、原子炉内の SCC 環境を評価する手法としては、計算機解析によって原子炉内の酸化剤濃度及び ECP を推定する手法がとられつつある。この計算機解析は、原子炉内での水の放射線分解による反応式に基づき、原子炉設計データを反映して、溶存酸素濃度及び ECP を評価するものである。解析した結果は、実機での一部の測定箇所での溶存酸素濃度及び ECP とベンチマークされ、一定の評価が可能となっている。

さらに、SCC 抑制のための改良水化学技術の効果を定量的に把握するためには、実機 BWR での水質環境評価指標としての ECP を直接測定する手法が考えられる。主な手法としては、原子炉ボトムドレンライン又は原子炉冷却材浄化系に配管挿入型又はフランジ挿入型の ECP 測定装置を設置し、運転中の一次系原子炉水を極力時間遅れのない状態でステンレス鋼等の炉内材料の ECP を測定する手法がある。これまで国内外を含め数多くのプラントで測定実績がある。難点としては、評価対象部位の ECP を直接測定している訳ではないため、炉内と炉外測定装置との間での水質変化を補正する必要が生じる点が挙げられる。

この点を解決するため、一部の BWR プラントでは原子炉圧力容器内に ECP センサを挿入し、運転中にその場測定を行う手法がある。この手法の利点としては、評価対象部位の ECP を直接測定することができる点にある。

なお、炉内及び炉外での ECP 測定は、一次系バウンダリの内部でのモニタリングとなるため、耐圧上の考慮も必要となる。さらに、炉内測定は照射環境下での測定となるため、ECP センサの耐久性を確保する必要がある。

7.2 流れ加速型腐食 (FAC) の抑制

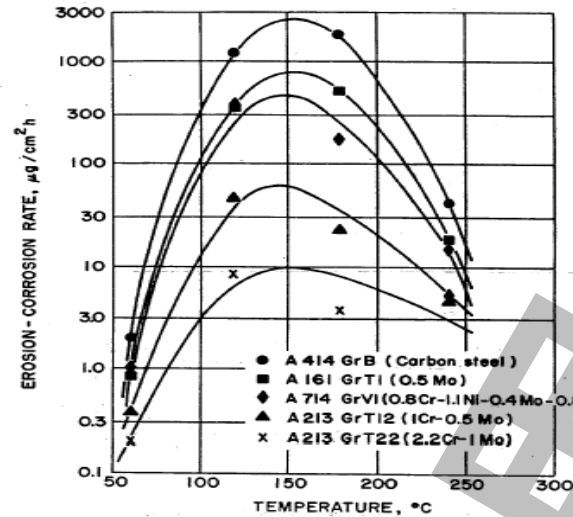
7.2.1 FAC のメカニズム

BWR における腐食損傷は主として SCC によって引き起こされてきたが、炭素鋼配管などでは流動加速腐食現象が存在している。近年では、経年事象として配管の減肉が生じ、配管強度の低下と場合によっては冷却水などの漏えいをもたらすことから注目されている。この事象は、火力及び PWR でも共通の課題として取り上げられており、特にこれまで、火力での経験を基に種々のデータが得られている。従来、生じている現象は“エロージョン/コロージョン”又は“FAC: Flow Accelerated Corrosion”と呼ばれており、現象の詳細機構については現在も検討が続いている。これは、流れの影響で、材料表面皮膜の消失と腐食の加速が生じ、減肉現象が進行すると考えるものである。さらに、二相流領域及びキャビテーションが生じる可能性のある場合では、液滴及びキャビテーションの衝撃力による浸食/壊食 (エロージョン) と FAC との重畳現象も考えられる。

もともと、BWR では、復給水系から炉水への鉄の持込みを通じて、線量率上昇要因として認識されたことから、早くからこの対策が検討され、給水系への酸素注入が適用されてきている。FAC は、材料合金組成、pH、溶存酸素濃度、温度、形状、流速、蒸気湿度 (二相流の場合) などのパラメータに依存する [42]。減肉は、流体中の腐食生成物濃度の上昇をもたらすだけでなく、配管などからの漏えい及びひいて

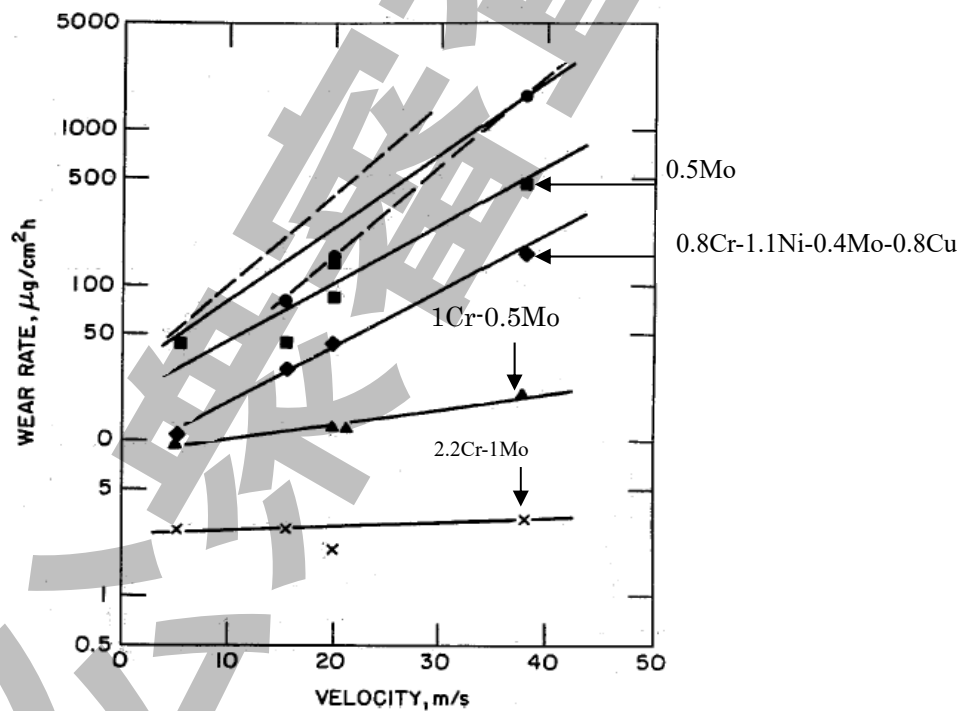
は配管の破断をもたらす。**解説図 35** に高流速水中に浸せきした各種鋼の減肉速度の測定例を示す。図から分かるように、クロム、モリブデン添加による低合金鋼化で腐食速度が顕著に低減すること、また、温度依存性があり、150 ℃前後にピークを持つ。また、**解説図 36** には、脱気状態の单相流中における各種鋼の腐食減量率の流速依存性を示す。各鋼とも流速が増大するに伴い腐食減量が増大する。

田村
和典
氏
の
著
書
「
腐
食
防
止
」
の
一
部
を
示
す



(出典 : V. H. G. Heitmann and Kastner, “Erosionskorrosion in Wasser – Dampfkreislaufe - Ursachen und Gegenmassnahmen”, VGB Kraftwerkstechnik, 62, 211 (1982).)

解説図 35—各種鋼の腐食速度の温度依存性 [43]



(出典 : H. Heitman and P. Schub, “Initial Experience Gained with a high pH Value in the Secondary System of PWRs”, Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems 3, Vol. 1, BNES, 243 (1983).)

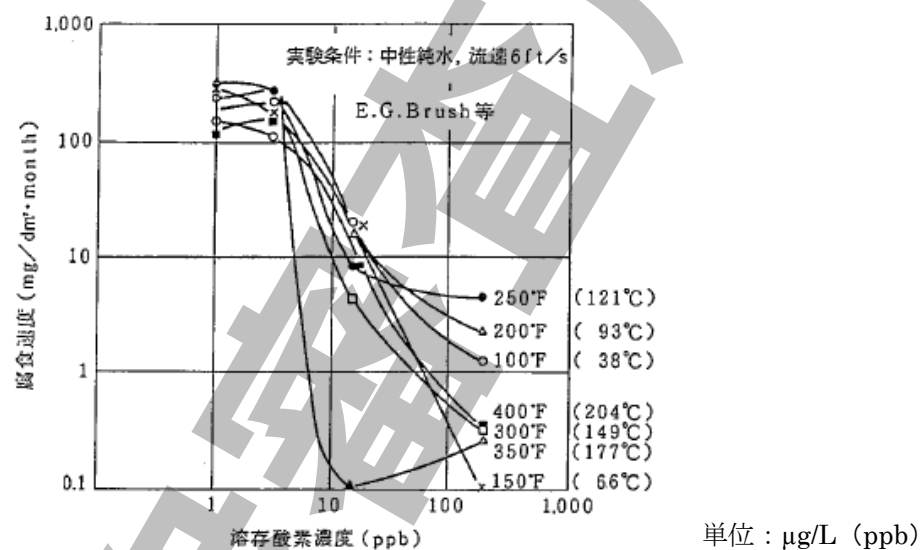
解説図 36—各種鋼の腐食速度に与える流速の影響 [44]

7.2.2 FAC に対する水質の影響

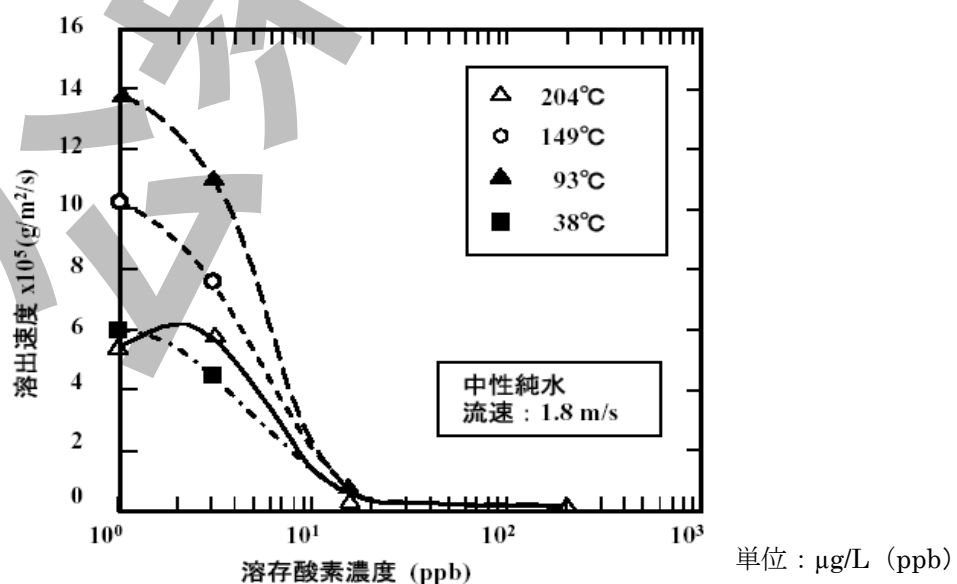
FAC に対する水質の影響として、溶存酸素の影響が顕著である[45]。解説図 37, 38 は、炭素鋼の腐食速度に及ぼす溶存酸素濃度の影響を示す。各温度に対し、ばらつきはあるが、低濃度領域で腐食速度が顕著に増加している。このため、BWR では、炉内への鉄持込抑制の観点から、復給水系での酸素濃度の推

奨範囲として、20～200 $\mu\text{g/L}$ (ppb)が取り上げられている。FAC 抑制に必要な溶存酸素濃度は、鋼中のクロム含有率の影響を受ける[46]。解説図 39 は、FAC 速度（腐食速度に相当）と溶存酸素濃度との関係に及ぼす炭素鋼中のクロム含有量の影響を示している。溶存酸素濃度がある程度にまで増加すると腐食速度が極めて小さくなる溶存酸素濃度（ここでは便宜上、しきい溶存酸素濃度と呼ぶ）の存在が確認されている。しきい溶存酸素濃度は、クロム含有率が高いほど低くなる。この傾向は、pH 7 及び 9 のいずれの場合でも認められる。ただし、pH 9 の方がしきい溶存酸素濃度の値自体は低い。他方で、しきい溶存酸素濃度は、流速の影響を受けない[47]。解説図 40 は、FAC 速度と溶存酸素濃度との関係に与える流速の影響を示している。しきい溶存酸素濃度未満では、流速の増大に伴い腐食速度も増加する一方で、しきい溶存酸素濃度以上では、流速に無関係に腐食速度が小さい。

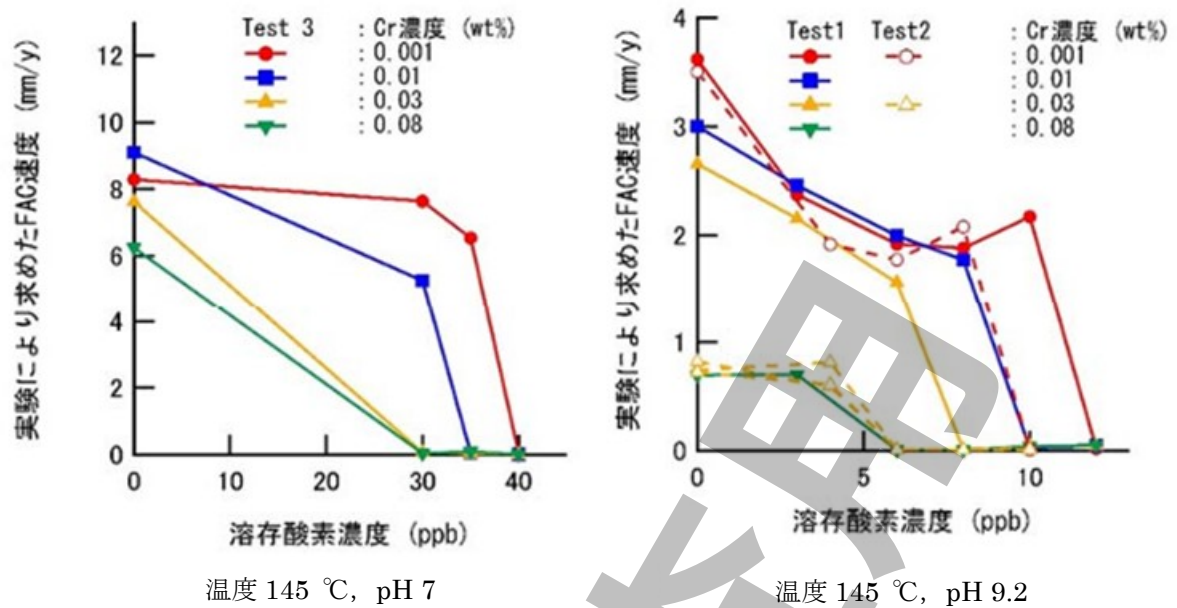
腐食速度は pH の影響も受ける。高 pH 側では腐食速度が低減される（解説図 41 参照）。これは、高 pH のときに鉄酸化物の一種である Fe_3O_4 の水への溶解度が小さいためと考えられている。



解説図 37—炭素鋼の腐食速度に及ぼす溶存酸素濃度の影響(1)

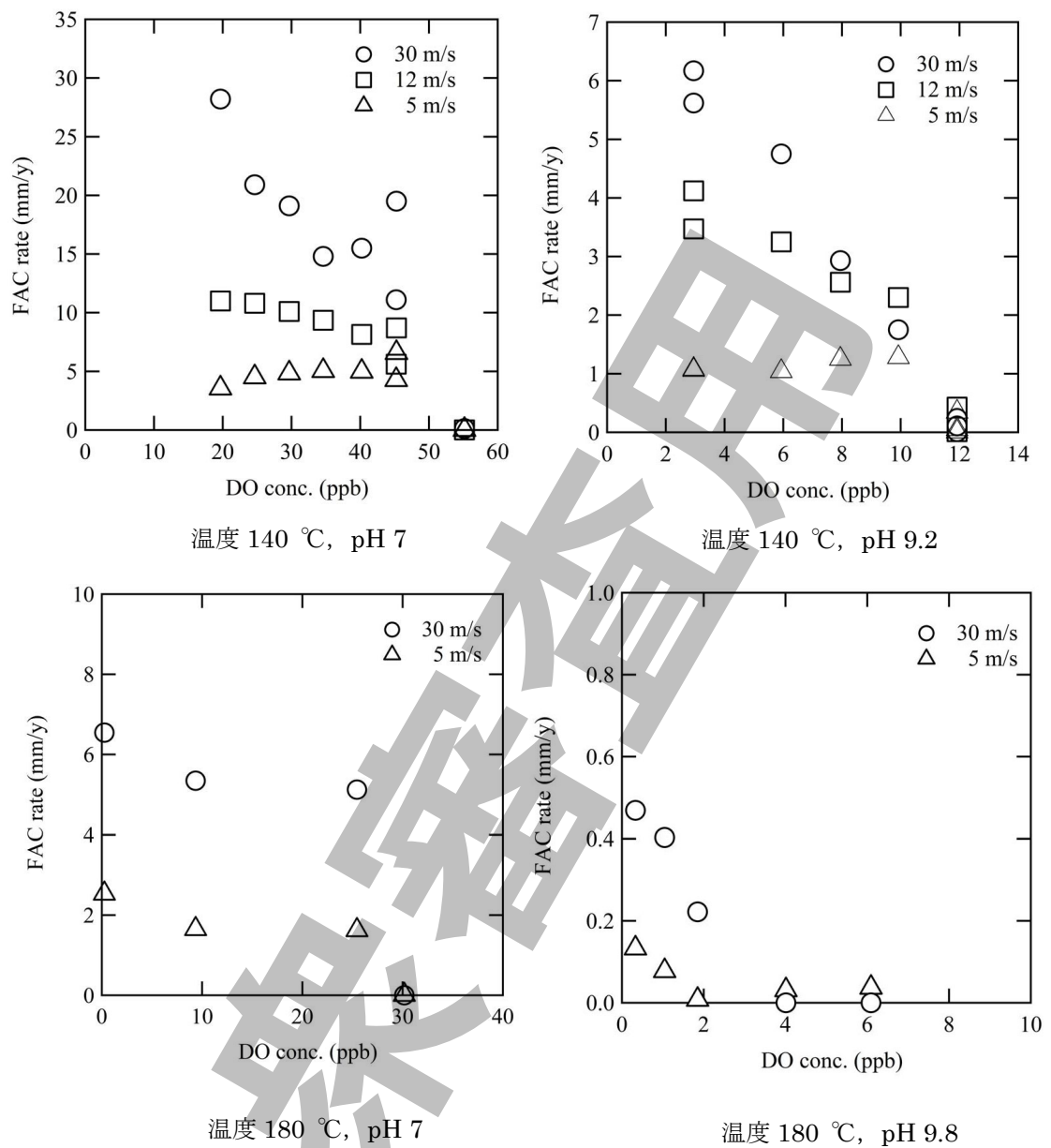


解説図 38—炭素鋼の腐食速度に及ぼす溶存酸素濃度の影響(2)



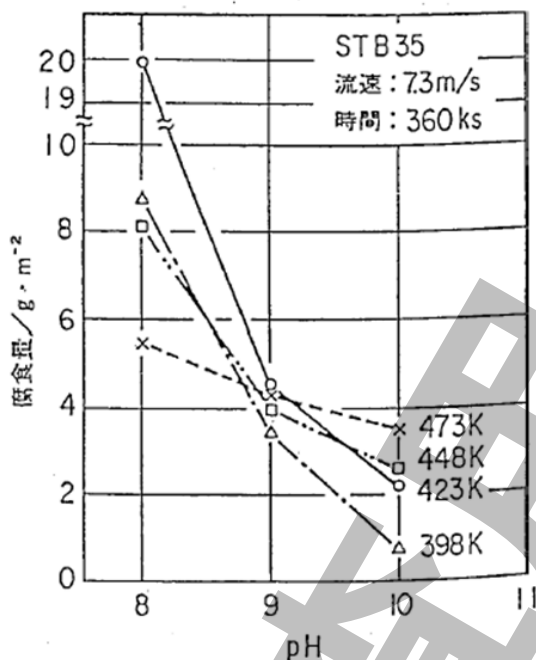
(出典：藤原 和俊，内山 雄太，“減肉現象の予測精度向上に向けた水化学影響の定量化 ―炭素鋼中のCr 濃度が流れ加速型腐食に及ぼす影響―”，電力中央研究所報告，Q17004(2018).)

解説図 39―腐食速度と溶存酸素濃度との関係に及ぼす炭素鋼中のクロム含有量の影響[46]



(出典 : K. Fujiwara, et al., “Effect of Dissolved Oxygen on Flow-Accelerated Corrosion in Neutral and Alkaline Solutions”, EUROCORR 2017 (2017).)

解説図 40—腐食速度と溶存酸素濃度との関係に及ぼす流速の影響[47]



(出典：丹野和夫，湊 昭，“火力および BWR 発電プラントにおける腐食による障害と水処理”，日本金属学会会報，第 22 巻，第 9 号，809 (1983).)

解説図 41—炭素鋼の腐食量に与える pH の影響 [48]

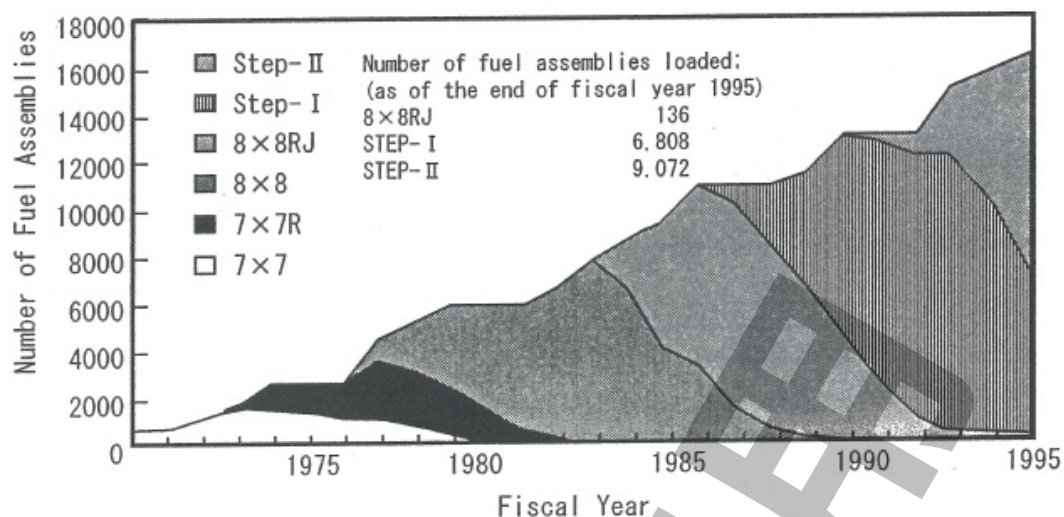
7.2.3 FAC 抑制のための水質制御

BWR プラントでは減肉対策として，材料選定及び水質制御などの点で適切な対策が取られている。水化学管理の面からは，前述のように給水系における溶存酸素濃度管理が給水系炭素鋼配管の減肉対策となっている。材料面では，一定以上の蒸気湿度を持つ抽気系の配管に対して耐食性の高い低合金鋼（クロムモリブデン鋼）を採用している。

8 燃料被覆管に対する水化学の役割

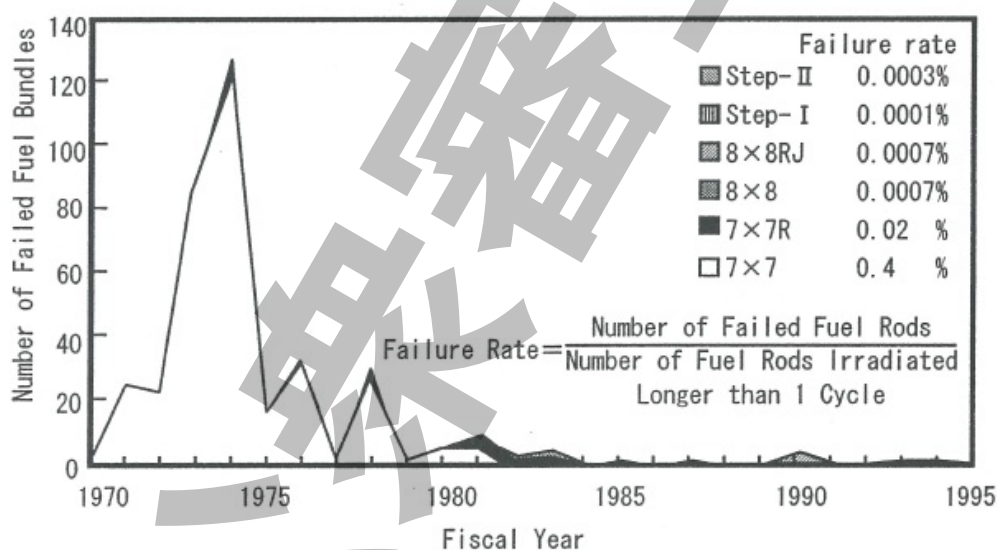
8.1 燃料被覆管健全性と水質の関係

我が国における BWR の燃料タイプの変遷と燃料破損の履歴を解説図 42 及び解説図 43 に示す。1970 年代前半には燃料破損率は 0.4 % 程度であった。この多くは燃料棒製造工程での水分混入による被覆管の水素化，燃料ペレットとジルコニウム合金被覆管の相互作用（PCI: Pellet Clad Interaction）によるものであった。その後，主に運転方法の改良及び燃料設計・被覆管の改良によって，破損率は数 10^{-4} % とかわめて少なくなっている。燃料破損の原因として PCI のほか，デブリによるフレッティング及び腐食がある。このうち，水化学が関わる燃料破損の原因は燃料被覆管の腐食である。BWR の通常運転中においては，沸騰に伴い原子炉水中不純物の燃料表面への濃縮及び付着，析出が起こり，被覆管の腐食に影響を与えるため，水質管理が重要であり，腐食生成物及び塩化物イオンなどの不純物の濃度を管理している。一部のプラントで燃料集合体のスペーサ部の被覆管が腐食した事例（ESSC: Enhanced Spacer Shadow Corrosion）があり，水化学との関連が議論されている。



(出典: K. Ogata, et al., “BWR Fuel Performance and Recent R&D Activities in Japan”, Proceedings of the 1997 ANS International Topical Meeting on Light Water Reactor Fuel Performance, Portland, Oregon, March 2-6, (1997).)

解説図 42—日本の BWR において装荷された燃料集合体の数と種類 [49]



(出典: K. Ogata, et al., “BWR Fuel Performance and Recent R&D Activities in Japan”, Proceedings of the 1997 ANS International Topical Meeting on Light Water Reactor Fuel Performance, Portland, Oregon, March 2-6, (1997).)

解説図 43—日本の BWR における燃料破損の履歴 [49]

a) 腐食生成物 金属酸化物(クラッド)の付着によって燃料被覆管表面の伝熱が阻害されると被覆管の表面温度が上昇することによって腐食が加速される(CIFF: Crud Induced Fuel Failure)。付着クラッド層は一般的にポーラスであり、クラッド層内の隙間水の循環によって熱伝達が進む(ウィックボイリング)ため、クラッド層の熱伝導性は金属酸化物としての熱伝導性より十分に高い。しかしながら、クラッドの付着厚さが大きくなると燃料棒及び燃料棒とチャンネル管の冷却水の流路が部分的に狭められることによ

って冷却の阻害が起こるようになり、腐食が加速されることがある。

初期の BWR においては給水加熱器の伝熱管に銅合金を採用しており、伝熱管の腐食によって給水から原子炉に銅が持ち込まれて燃料表面に付着し、緻密な付着層を形成したため、燃料棒が過熱して腐食が進行する事例が 1960 年代の海外で発生した。その後のプラントでは、給水加熱器伝熱管の材質をステンレス鋼にしたため、同様の腐食事例は発生しなくなった。しかしながら、1970 年代後半に入ってから燃料被覆管表面に銅が付着することによって燃料被覆管の腐食が加速する事例が米国において発生した (CILC: Crud Induced Localized Corrosion)。CILC が発生したプラントは復水器冷却管に銅合金を使い、かつ復水浄化系が粉末イオン交換樹脂のプリコートフィルタだけで構成されるプラントであった。銅の付着による CILC 発生メカニズムを解説図 44 に示す。初期の BWR 燃料に使用されていたジルコニウム合金の表面には局所的にレンズ状の厚い腐食酸化膜(ノジュール状)が生成した。ノジュール部は伝熱性が低いため、ノジュール以外の部位に沸騰が集中し、原子炉水中の銅イオンが沸騰点に選択的に析出する。銅の析出層の内部には蒸気ブランケットができ熱伝達が悪化するため、表面温度が上昇し局所的に腐食が加速される。ジルコニウム合金の合金成分の改良及び熱処理条件の改良を行い、近年の燃料被覆管はノジュラー腐食を起こさないようになっている。一例として解説図 45 に実機の燃料被覆管の腐食厚さを示す。この例では近年の被覆管にはノジュラー腐食は見られず、腐食酸化物厚さは $30\text{ }\mu\text{m}$ (30 GWd/t-U) 程度となっている。水化学的には給水の銅濃度の管理を強化することが対策となった。

b) 不純物 ハロゲン族元素はジルコニウム合金の腐食に影響を与えるとされている。BWR における原子炉水塩化物イオン濃度の基準値は $100\text{ }\mu\text{g/L}$ (ppb) とされている。この値は構造材の SCC に関して規定されたものである。BWR の原子炉水中にふっ化物イオンが混入する要素はないため塩化物イオンだけを水質基準としている。硫酸はジルコニウム合金の腐食にさほど大きな影響を与えない。硝酸及び窒素はジルコニウム合金の腐食を加速する因子の可能性がある。解説表 6 に示すように、ハルゲン炉を使った腐食試験(炉内であるが沸騰はなし)において ZnNO_3 を添加した試験と窒素を添加した試験で耐食性の低いジルコニウム合金の腐食の加速が見られた。

酸素はジルコニウム合金の腐食を加速する要因である。解説表 6 に見られるように、溶存酸素 $750\text{ }\mu\text{g/L}$ (ppb) の場合は $250\text{ }\mu\text{g/L}$ (ppb) の場合と比較してジルコニウム合金の腐食を明らかに増加させる。しかしながら通常の運転においてこのような濃度の溶存酸素となる可能性は現実的にはないといえる。

原子炉水中のシリカ濃度の管理値は $1\text{ }000\text{ }\mu\text{g/L}$ (ppb) である。この値はシリカの蒸気中への選択的キャリーオーバーによるタービンへの沈着を抑制するために設けられた値である。ジルコニウム合金の腐食に対するシリカの影響について調べた例が報告されているが、影響は明確ではない。

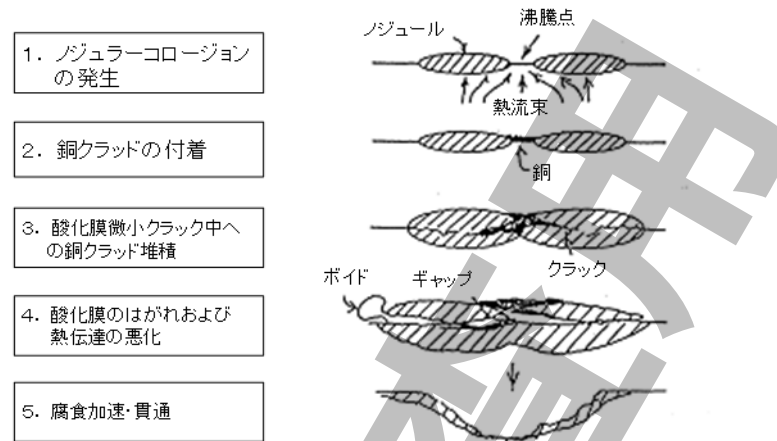
以上のように、これらの不純物の一部については燃料被覆管の健全性に対して影響を及ぼす可能性があるが、明確なしきい値は得られていない。構造材の健全性などの観点での管理値を用いることによって燃料材料の健全性も確保されていると考えられている。

海外では亜鉛注入を実施しているプラントで、炉水中の亜鉛イオンと鉄イオン及びシリカイオンとの反応の影響が指摘されている。亜鉛イオンと鉄イオンとが共存すると固着性の亜鉛フェライト ($\text{Zn}_x\text{Fe}_{3-x}\text{O}_4$) を形成し、伝熱阻害を生じるとともに亜鉛注入量の増大が懸念される。亜鉛注入量の最適化を図るには鉄クラッド濃度は低くすることが望ましい。一方、亜鉛イオンとシリカイオンとが共存すると、燃料被覆管表面に亜鉛シリケートを形成し、伝熱を阻害する可能性がある事が指摘されている。このような事象を回避するためには、両者が共に高濃度になる状況を回避することが望ましい[50]。

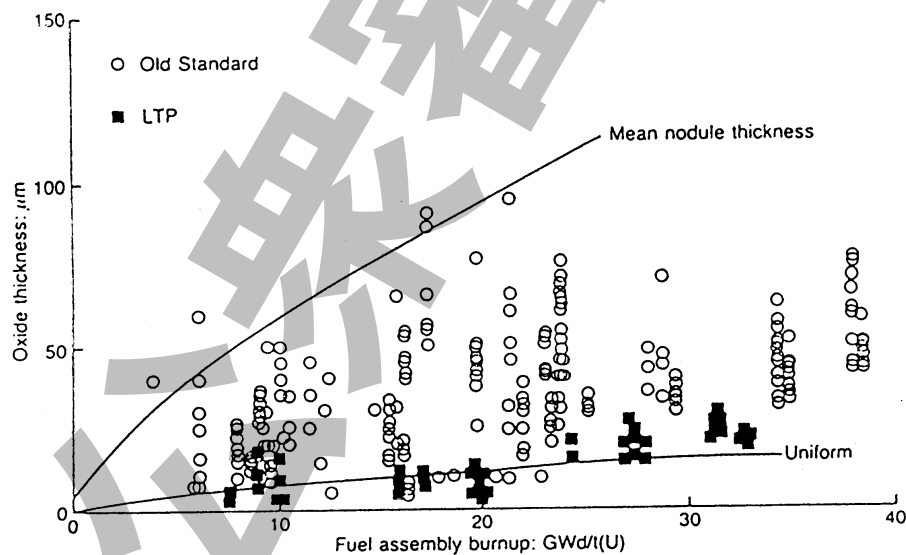
その対策として、炉水中のシリカ濃度を極力低減すべきとの提言がなされている。一方、我が国の BWR プラントでは、炉水中のシリカ濃度は比較的高いものの、炉水中の亜鉛濃度は、米国では平均値として 10

ppb を越えているのに対し、数 ppb と低く維持されているため、亜鉛シリケートの形成の可能性は必ずしも高くない。したがって、当面、現状の炉水シリカ濃度の管理値を変更する必要はないものと考えられる[40]。

なお、亜鉛とシリカの化合物の析出の可能性に関しては、熱力学的な解析によって評価を行うことが望ましい。



解説図 44—CILC (Crud Induced Localized Corrosion) のメカニズムの例



(出典：F. Garzarolli and R. Holzer, “Waterside Corrosion Performance of Light Water Power Reactor Fuel”, Nucl. Energy, 31, No. 1, p.65, (1992).)

解説図 45—熱処理条件の見直しによる BWR 被覆管の耐食性の改善（シーメンス社 LTP (Low Temperature Process) の例) [51]

解説表 6ーハルデン炉におけるミニオートクレーブ腐食試験結果のまとめ [52]

WC		O ₂	O ₂	O ₂	HWC	N ₂	Zn(NO ₃) ₂	Cu(NO ₃) ₂	CuSO ₄	ZnSO ₄	Cu+Zn+Cr	ex-reactor
Alloy	O ₂	~250ppb	~750ppb	~1300ppb	0ppb	~750ppb	~250ppb	~250ppb	~750ppb	~750ppb	~750ppb	MAT
Zry-2	A (IPHT)	○	○	○		× 5, (1)	× 5, (3)	○	○		○	○
	B (TSHT)	○	× 20, (3)	× 10, 20%	○	× 8, 30%	× 5, 30%	○	○	○	○	○
	C (Rod Ref.)	○	× 5, 70%	× 10, 90%	○	× 10, 30%	× 12, 10%	○	○	○	× 3, (1)	×, 2-5%
	D (No HT)	× 12, 40%	× 29, 20%	× 13, 90%		△ 16	× 6, 30%	○	○	—	× 5	×, 80-100%
New Alloy	E (Hi Fe)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	F (HiFe/Ni)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	G (Nb/Zry-2)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	H (Sn-Nb-Mo)	○	× 12, 50%	○		○	○	○	○		△ 2.5	○
	I (Nb-Bi)	○	○	○		○	○	○	○		○	○

○ : Uniform Oxide (1 - 2 μm)

× : Nodular Oxide (Max. Thickness (μm)), (Coverage Ratio(%), or Number of Nodules)

△ : Thick Uniform Oxide (Max. Thickness (μm))

MAT : More Aggressive Two-step (410℃×4h+520℃×16h)

単位 : μg/L (ppb)

(出典 : K. Ito, et al., "Effects of Water Chemistry Impurities on Corrosion of Zr-Alloys under BWR Condition", Proceedings of the 1994 ANS International Topical Meeting on Light Water Reactor Fuel Performance, West Palm Beach, Florida, April 17, p.273-p.285, (1994).)

8.2 燃料健全性の水質等による診断

原子炉の運転中に、原子炉に装荷されている燃料について、例えば燃料被覆管にピンホール状の孔が空くなどの損傷が生じた場合、よう素131などの放射性物質が原子炉水に漏えいし、オフガスにもそれらが移行することとなる。したがって、原子炉水の水質及び気体廃棄物処理系の放射能などを測定することによって燃料健全性を診断することが可能である。この指針では具体的な項目として、原子炉水のように素131濃度及び停止時よう素131増加量、並びにオフガスのモニタ指示値及び放出率を規定している。

燃料健全性の異常有無の判断基準は、**JEAC 4212-2020**（原子力発電所における炉心・燃料に係る検査規程）の中で具体的に記載されており、事業者は、次のa)～c)のいずれかの条件を満足しない場合に、燃料棒からの放射性物質漏えいが生じている可能性があるとして判断し、漏えいの疑いのある燃料集合体を特定する検査（シッピング検査）を実施することとしている。[53]

- a) 運転期間中における冷却材のよう素131の濃度が $3.7 \times 10^1 \text{Bq/g}$ 以下で、かつ、有意な変化がないこと。
- b) 原子炉停止時における冷却材中のよう素131の増加量が $3.7 \times 10^0 \text{Bq}$ 以下であること。
- c) 運転期間中における排ガス放射線モニタの指示値に有意な変化がないこと。

なお、オフガスモニタは、燃料健全性の異常を早期に検知するために利用されているが、本モニタの指示値は ^{13}N の濃度の影響を受けやすい。そこで近年では、この問題を解決し、より迅速な検知を可能とした高感度オフガスモニタの導入が進んでいる。

また、燃料破損規模の推定は、炉水のよう素とオフガスの希ガスについて半減期と放出率を用いて、①反跳、②平衡、③拡散のFP放出パターンより評価する。核種は ^{131}I 、 ^{133}Xe 、 ^{135}Xe 、 $^{85\text{m}}\text{Kr}$ 、 ^{88}Kr 、 ^{87}Kr 、 ^{138}Xe を用いる。各パターンの詳細は以下のとおりである。①反跳パターン：燃料表面の汚染ウランの核分裂による放出で漏えいがない通常運転時の事象、ただし、通常より放射能レベルが高い場合は燃料ペレットが露出するような大きな欠損時の事象、②平衡パターン：燃料被覆管にピンホールが生じた場合の事象、③拡散パターン：被覆管に亀裂が生じ被覆管内に炉水が入った事象を意味する[54]、[55]。

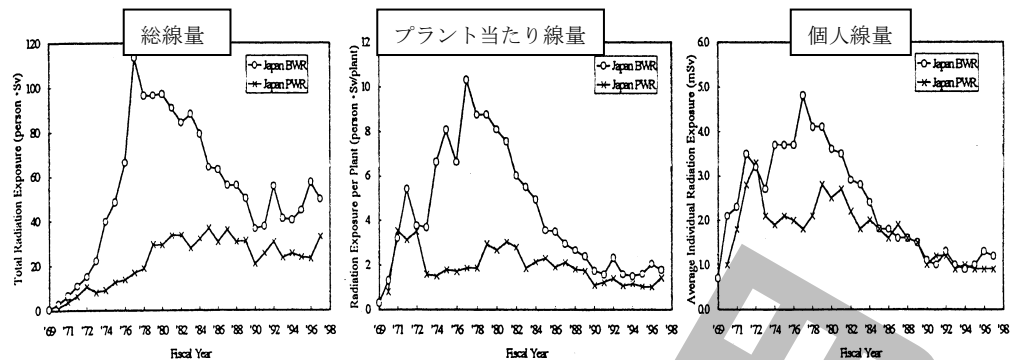
漏えい燃料発生時の対応については、**JEAC 4213**（運転中における漏えい燃料発生時の監視及び漏えい燃料発生時の対応規程）に詳細に規定されている。

9 被ばく低減に対する水化学の役割

9.1 被ばく線量の状況

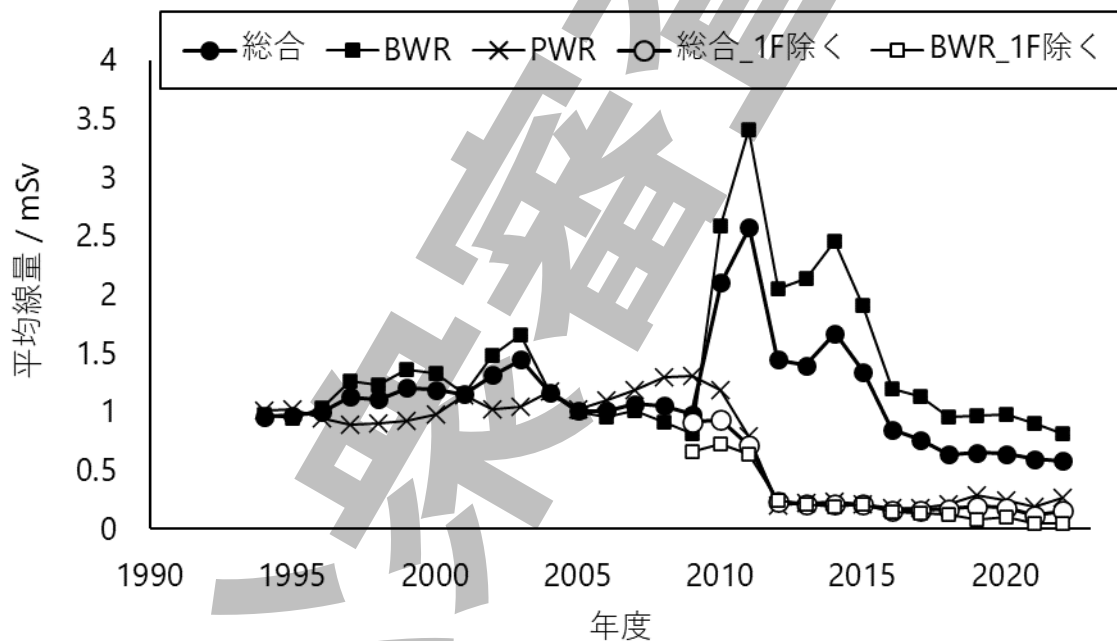
1970年代における我が国のBWRの被ばく線量は、定検時の作業量の増加と、運転年数の経過に伴う線源強度の増加によって大きく上昇し、被ばく低減対策が極めて重要となった。そのため、電力、製造業者、大学などが一体となって基礎研究から実機における対策のための技術開発に注力し、**解説図 46**に示すように1980年代及び90年代の被ばく線量を低下させることができた。しかしながら、**解説図 47**に示すように2000年代初頭の被ばく線量はやや増加傾向が見られた。2010年代は、東日本大震災の影響によって、全てのBWRが冷温停止になったため、**解説図 47**及び**解説図 48**に示すように、福島第一原子力発電所(1F)を除けば被ばく線量は急速に減少した。2020年代初頭現在も依然として全てのBWRが冷温停止にあり、被ばく線量は減少傾向が維持されている。

以上の推移に鑑みて、高経年化したプラントにおいて再稼働後の被ばく線量を低く維持するために、水化学管理による被ばく線源のコントロールが一層必要性を増すと考えられる。そのため、これまで確立してきた技術を運転管理に反映すると共に、技術課題を抽出し、より一層の被ばく低減技術の確立を目指す必要がある。



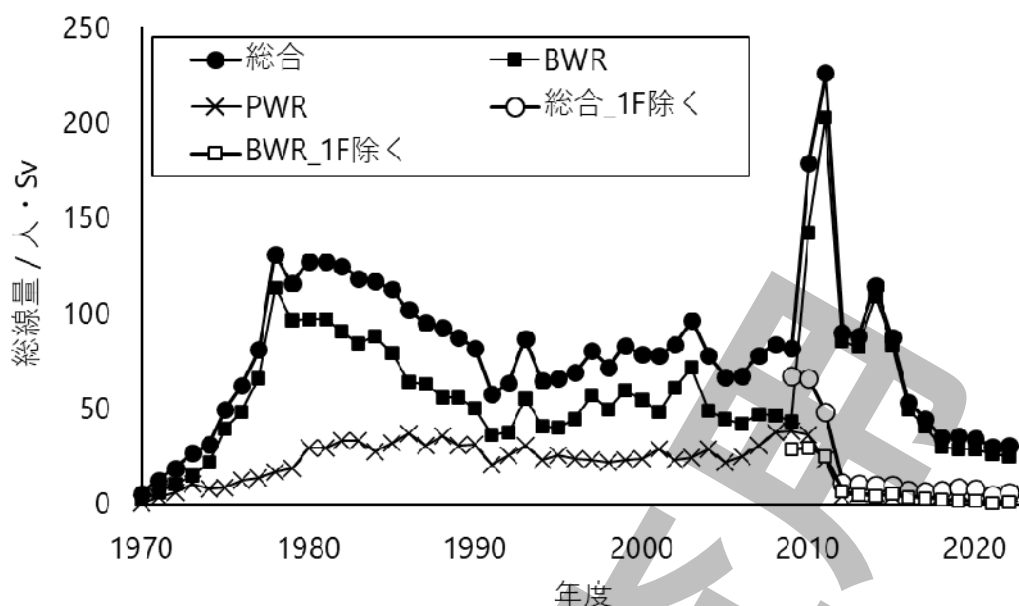
(出典：N. Suzuki, “Operational experience of the Japanese BWRs water chemistry”, Seminar on Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems ’99, AESJ, Tokyo, 1999.(1999).)

解説図 46—我が国の 1 プラント当りの平均年間被ばく線量[56]



(出典：ISOE 活動成果 年次報告 “原子力発電所における職業被ばく”，原子力安全研究協会，2023 年 11 月 8 日閲覧
“原子力発電所の規制法令及び通達に係る文書”，原子力規制委員会，2023 年 9 月 15 日閲覧，
経済産業省原子力安全・保安院原子力保安管理課 編 “原子力施設運転管理年報”，平成 15 年度版（平成 14 年度実績），平成 22 年度（平成 21 年度実績））

解説図 47—国内 BWR 及び PWR の従事者被ばく平均線量の推移 [58],[59]



(出典：ISOE 活動成果 年次報告“原子力発電所における職業被ばく”，原子力安全研究協会，2023 年 11 月 8 日閲覧
“原子力発電所の規制法令及び通達に係る文書”，原子力規制委員会，2023 年 9 月 15 日閲覧)

解説図 48—国内 BWR 及び PWR の従事者被ばく総線量の推移 [57],[58]

9.2 線源発生メカニズム

9.2.1 腐食生成物の発生源

BWR では、主蒸気、ヒータードレン、復水、給水及び原子炉冷却材浄化系の機器、配管などには炭素鋼及び低合金鋼が使われている。給水及び原子炉冷却材浄化系の熱交換器伝熱管材、炉内の構造材料及び再循環系配管などにはステンレス鋼が使用されている。燃料ばねなどにはニッケル基合金が、低圧タービン最終段、弁、ジェットポンプなどの摺動部及びエロージョン部位にはコバルト基合金が使われている。

9.2.2 原子炉内での腐食生成物と放射性腐食生成物の挙動

給水から持ち込まれた腐食生成物及び炉内で発生した腐食生成物は、沸騰に伴い燃料被覆管表面に付着するほか、原子炉冷却材浄化系で除去され、機器及び配管表面に付着堆積する。燃料被覆管表面に付着した腐食生成物は、放射化され放射性腐食生成物となる。原子炉水中の放射性腐食生成物は、粒子状（クラッド）とイオン状に大別される。放射性クラッドの核種としては、鉄から生成される ^{54}Mn 、 ^{59}Fe とコバルト、ニッケルからそれぞれ生成される ^{60}Co 、 ^{58}Co が重要である。放射性イオンは、炉心構造材及び燃料クラッドから溶出した ^{60}Co 、 ^{58}Co が重要である。

9.2.3 燃料表面での挙動

沸騰している原子炉水中の燃料被覆管表面へのクラッドの付着は、腐食生成物の濃度及び沸騰による蒸発水量に依存する。イオンの付着は、関連する酸化物などの溶解度及び濃縮率に影響するクラッド層の有無に依存する。燃料付着クラッドは、緩く付着した外層クラッドと強く付着した内層クラッドの 2 種類に大別される。付着クラッドの化学形態は $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ と NiFe_2O_4 が主体である。給水からの鉄持込みを極端に抑制した場合、燃料表面には沸騰濃縮によってわずかではあるが NiO が生成される。燃料表面で放射化された腐食生成物は表面から原子炉水中に脱離したり溶出したりする。

9.2.4 炉心構造物腐食挙動

炉心構造物は、中性子照射によって放射化されており、腐食によって原子炉水中に放射性腐食生成物を放出する。

9.2.5 炉心外の機器及び配管

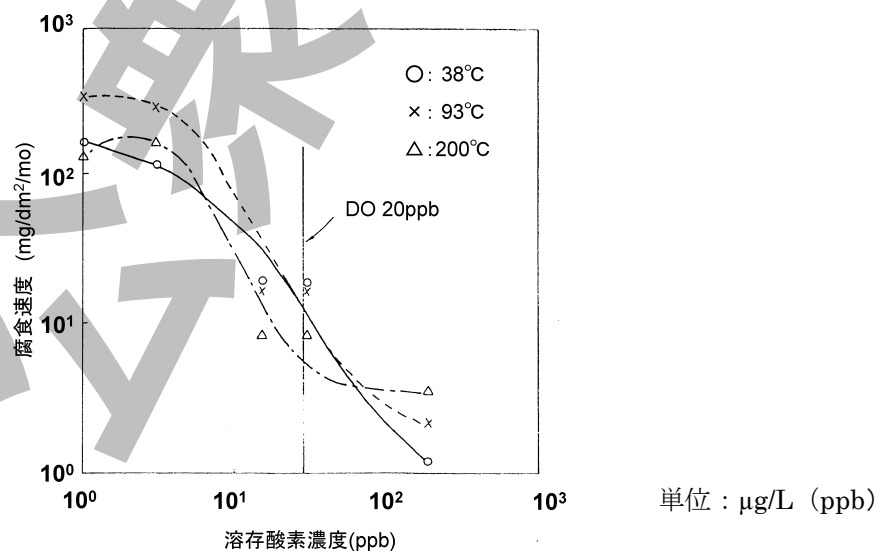
配管材料のステンレス鋼表面には腐食皮膜が生成し、皮膜中に原子炉水中の放射性イオンが取り込まれる。また、原子炉水中の放射性クラッドが表面に付着する。これらが定検時の作業被ばくの線源となる。流速が比較的低い部位及び停滞部には放射性クラッドが局所的に沈積してホットスポットを形成することもある。

9.3 線源発生に対する水質の影響

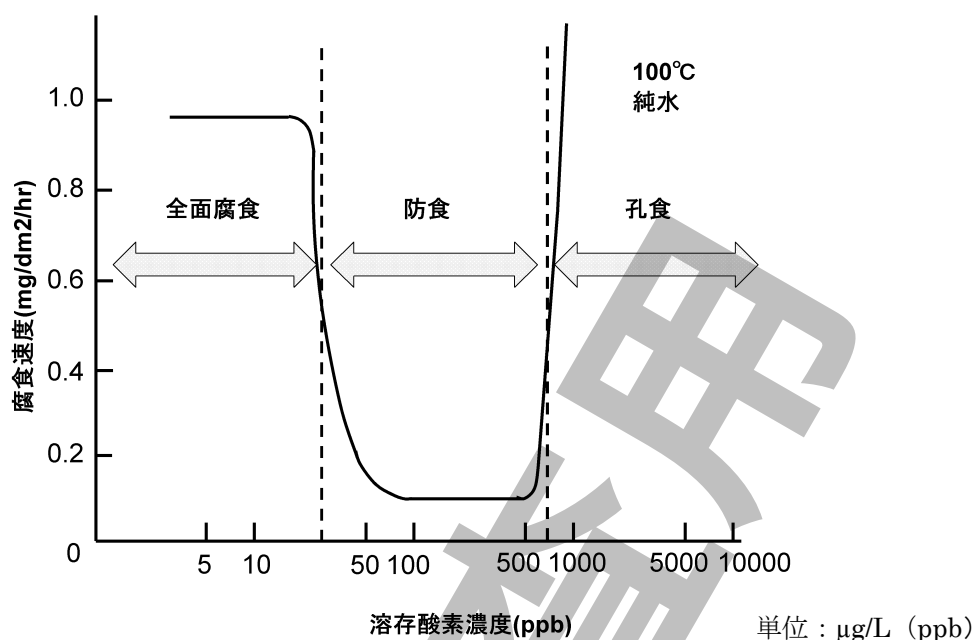
線量率低減のための運転時の水化学管理項目としては、給復水系からの腐食生成物の持込抑制と原子炉水の不純物濃度管理が特に重要である。

9.3.1 給復水

a) **溶存酸素** 初期の BWR において原子炉水は純水にできるだけ維持することが水質管理の基本的条件であった。これは BWR が直接沸騰サイクルのため原子炉に持ち込まれた不純物は原子炉水中に濃縮し燃料材料及び構造物の健全性に影響を与えると考えたためである。初期の BWR では、化石燃料プラントの歴史から給水溶存酸素も腐食加速因子と考え、できるだけ低濃度に維持した。その後、微量の溶存酸素が配管表面に耐食性の酸化皮膜を生成・維持する効果があることがわかり、酸素注入によって給水酸素濃度を制御するようになった。解説図 49 は溶存酸素濃度と炭素鋼の腐食速度を給水の温度範囲で調べたデータ[45]で、解説図 50 は 100 °C における炭素鋼の腐食速度を調べた別の試験結果である。これらのデータから、ある程度の溶存酸素の存在によって給水系材料の腐食が抑制され、原子炉への腐食生成物の持込みが抑制できることから、給水及び復水脱塩器出口の溶存酸素を適切な濃度に管理することが必要であり、この指針においても給水、及び復水脱塩器出口にて溶存酸素濃度の推奨値（20~200 $\mu\text{g/L}$ (ppb)）を規定している。



解説図 49—流動水中における炭素鋼の平均腐食速度の溶存酸素依存性



(出典：火力原子力協会講座 24 “発電プラントの腐食とその防止”, p.166, (1997).)

解説図 50—流動水中における炭素鋼の平均腐食速度の溶存酸素依存性[60]

b) 鉄 給水中の鉄濃度の管理値は燃料被覆管の健全性維持のために決められているが、線量率低減のためにも重要な因子のひとつである。給水から原子炉に持ち込まれた鉄は、ほとんどが燃料表面に付着し放射性クラッドとなる。給水鉄濃度の低減のため、復水脱塩器の樹脂の改良、前置フィルタの設置、給水溶存酸素濃度の管理、停止期間中の系統の保管管理、起動時の浄化運転など多くの対策が実施されてきた。長期停止後の起動は、停止期間が長い発生したさび量が多い。給水鉄濃度の低減のためには、起動前の浄化運転時の浄化状況及び起動時の給水から原子炉への鉄持込量の把握が重要である。このため、浄化運転の浄化状況は、復水浄化系出入口水と給水の金属不純物濃度の測定について測定頻度を上げて確認すること、起動時の給水から原子炉への鉄持込量は、給水金属不純物濃度の測定頻度を上げて確認することが望ましい。

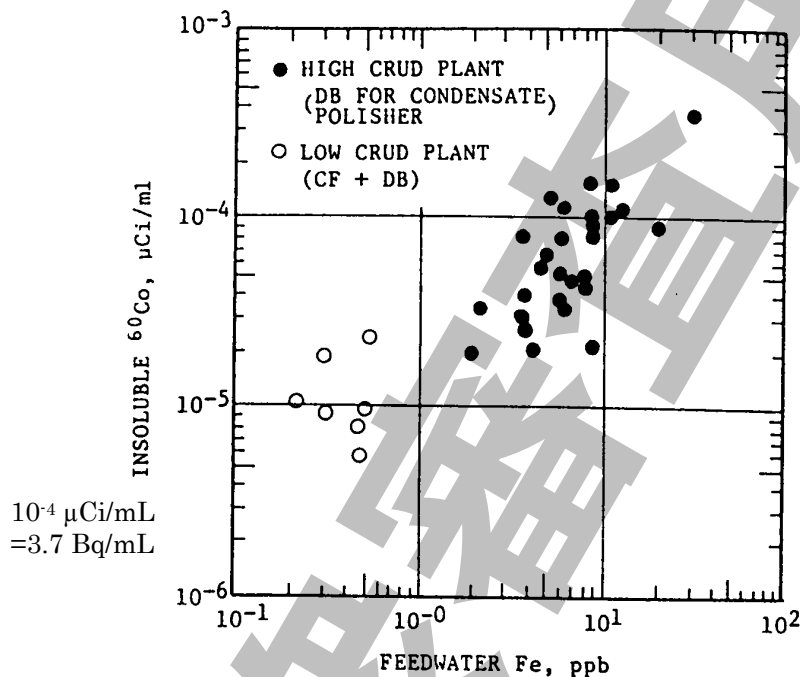
給水鉄濃度と原子炉水中の不溶解性（クラッド） ^{60}Co の関係を解説図 51 に示す。コバルトは燃料表面の鉄クラッド中に取り込まれ ^{60}Co になるため、担体となる鉄の持込量を下げると原子炉水中のクラッド ^{60}Co 濃度が減少する。解説図 52 は、クラッドの沈積が主な線源となる炉底部の雰囲気線量率と原子炉への鉄持込量の関係を示したもので、鉄持込量を下げると線量率が低減することを表している。このように沈積性 ^{60}Co 線源を下げるためには、給水鉄濃度をできるだけ低くすることが効果的となる。

復水浄化系に前置フィルタを設置したプラントで原子炉水中の溶解性（イオン） ^{60}Co 濃度が高くなる事象が生じた。これは給水からの鉄持込量が減少し、炉内において鉄と反応する二価の遷移金属量が、フェライト (MFe_2O_4 : M は二価の遷移金属) を生成する化学量論比である 1 対 2 以上となったためである。この状態では、過剰となったニッケル及びコバルト（放射性含む）がイオンとして原子炉水中に存在する。また、一部は燃料表面に $\text{NiO}(\text{CoO})$ として析出すると考えられている。この事象に対する対策として、鉄

と二価の遷移金属の比を 2 対 1 以上になるよう給水鉄濃度を管理する Ni/Fe 比コントロール運転を行うようになった。この考えは鉄によってニッケル及びコバルトを燃料表面に付着させ安定化させることにある。

原子炉水のニッケルイオン濃度をむしろ高濃度に維持することによって配管表面への ^{60}Co の付着を抑制する極低鉄/高ニッケル制御運転技術が開発された。給水極低鉄濃度としては $0.1 \mu\text{g/L}$ (ppb) 以下が推奨される。極低鉄/高ニッケル制御運転では原子炉水中のニッケルイオン濃度が重要な役割を果たす。数 $\mu\text{g/L}$ (ppb) のニッケルイオンが存在すると配管表面への ^{60}Co イオンの付着が大幅に抑制されることが炉外試験で確かめられた。

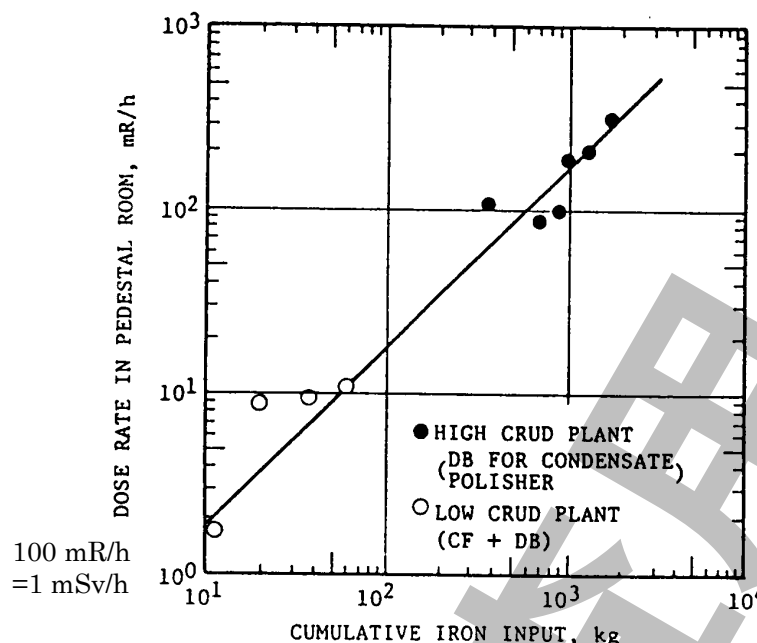
この指針では炉内への金属不純物流入を抑制する観点から給水鉄濃度の推奨値として $\leq 1 \mu\text{g/L}$ (ppb) を規定している。



単位 : $\mu\text{g/L}$ (ppb)

(出典 : H. Nagao et al., "Corrosion product behavior in low crud boiling water reactors", Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 4, BNES, London, 1986.Vol.2 p.59-p.66, ISBN 0 7277 0370 6,(1986).)

解説図 51—BWR 給水鉄濃度と炉水不溶解性 ^{60}Co 濃度の相関[61]



(出典：H. Nagao et al., “Corrosion product behavior in low crud boiling water reactors”, Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 4, BNES, London, 1986. Vol.2 p.59-p.66, ISBN 0 7277 0370 6, (1986).)

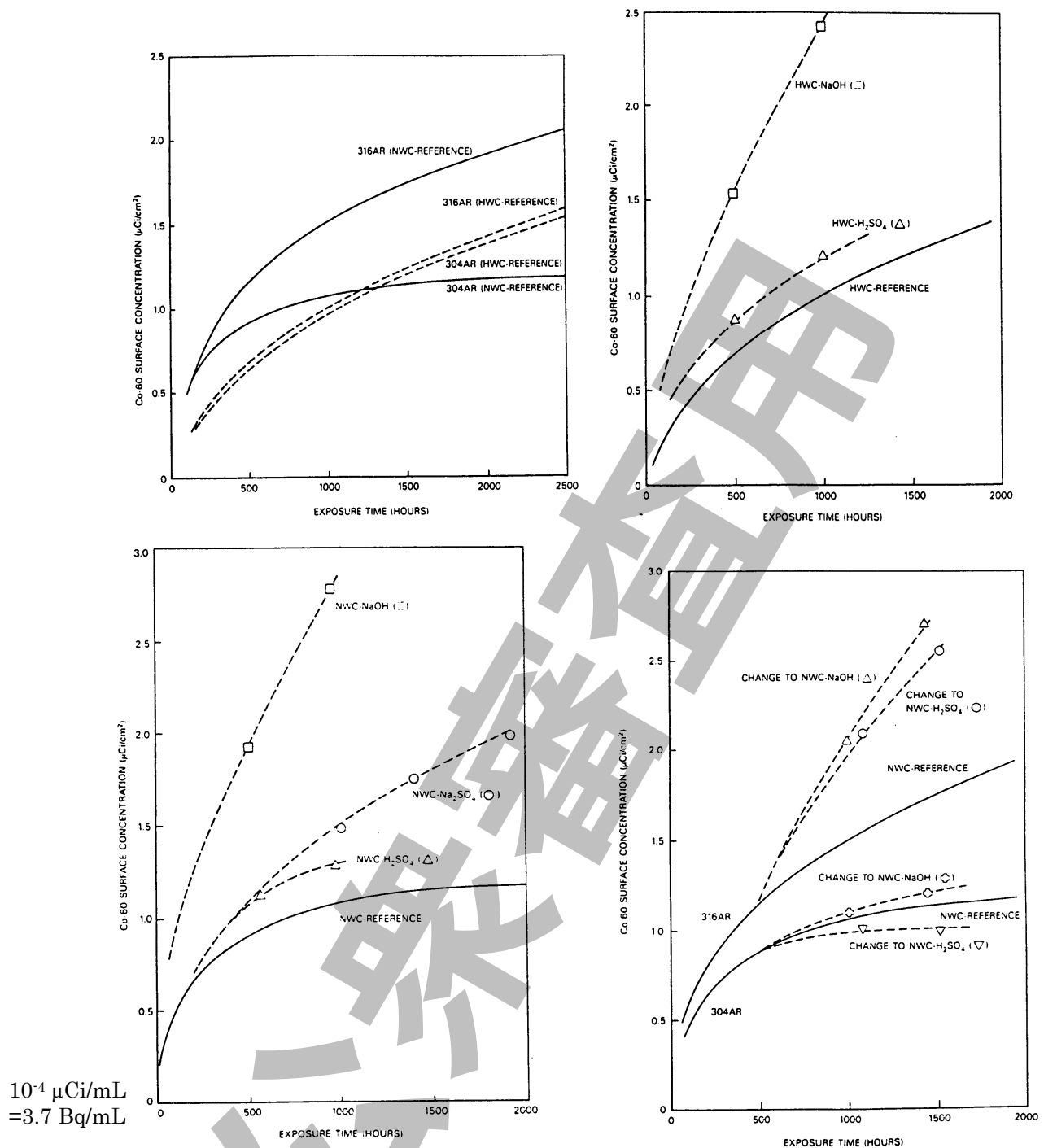
解説図 52—BWR プラントの給水鉄持込量と原子炉ペデスタル室における炉底部雰囲気線量率の相関[61]

9.3.2 原子炉水

a) 電気伝導率, pH, イオン不純物 電気伝導率が高いほど、原子炉再循環系配管の線量率が高いとの評価がある。解説図 53 は NWC 及び HWC の前酸化処理を施した 304 及び 316 ステンレス鋼への、水質に NaOH 添加（アルカリ側）または H_2SO_4 添加（酸側）した際の ^{60}Co 付着のイオン不純物の影響を調べたものである。不純物を添加するとアルカリ側及び酸側いずれも pH の如何によらず付着が加速する結果となっている。不純物濃度が高いと腐食などに影響を与え配管表面への ^{60}Co などの付着増加をもたらすためと考えられるため、pH のコントロールで 304 及び 316 ステンレス鋼への ^{60}Co の付着密度を制御できる可能性があることを示唆している。

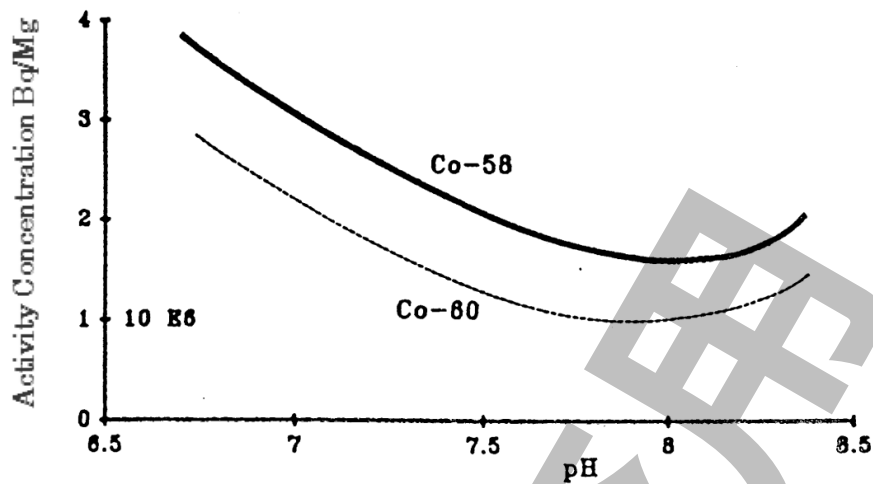
pH の影響は、燃料表面からの ^{60}Co の溶出と配管表面への ^{60}Co の付着に対する影響を考慮することが望ましい。解説図 54 及び解説図 55 は、原子炉水の pH と原子炉水の ^{60}Co イオン濃度の関係を示したものである。解説図 54 では実機に NaOH を注入して ^{60}Co 及び ^{58}Co の濃度をコントロールしている。解説図 55 は pH をアルカリ領域にシフトすることによって原子炉水の ^{60}Co イオン濃度を低下させた海外プラントの例である。これは pH がアルカリ領域になることによって燃料表面のクラッドの溶解度が下がることから説明できる。一方、前述の解説図 53 においては pH の如何によらず付着が加速する結果となっている。最適 pH 管理について現状定説はないが、pH を積極的にコントロールすることによって、配管への ^{60}Co の付着を抑制できる可能性もあり、更にデータの蓄積が必要と考えられる。

電気伝導率, pH, イオン不純物は線量率に影響を与える可能性はあるが、挙動が明確にはなっていないことから、この指針では線量低減の観点からは設定していない。今後、データの蓄積などによって必要に応じて標準に反映していく。



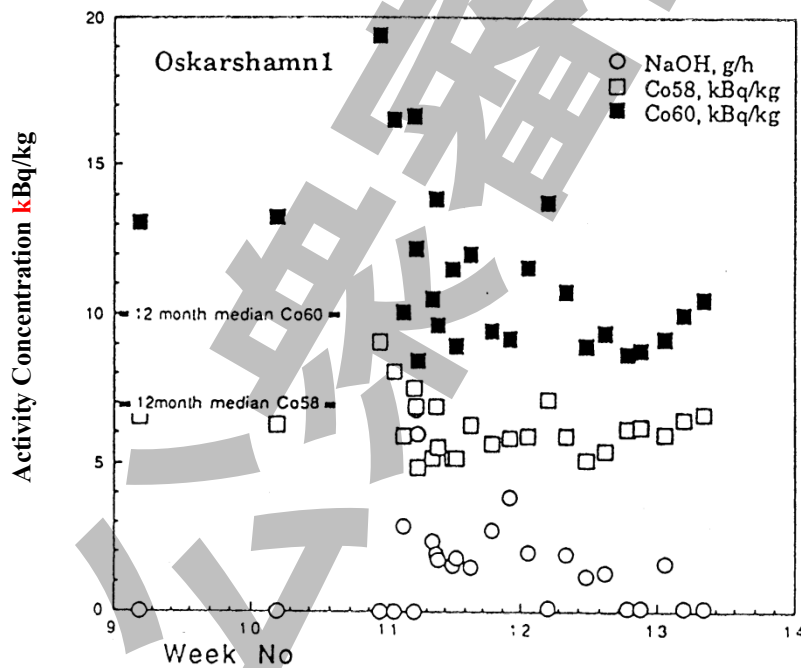
(出典 : C. C. Lin et al., "Cobalt deposition studies in GE vallecitos test loops", Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 4, BNES, London, 1986.Vol.1 p.121-p.129, (1986).)

解説図 53 ステンレス鋼表面への ⁶⁰Co の付着に対する水質の影響 [62]



(出典 : T. F. J. Marchl and U. Reitzner, “Chemistry parameters influencing the dose rate build-up in BWR”, Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 6, BNES, London, 1992.Vol.1 p.33-p.38, ISBN 0727716972, (1992).)

解説図 54—炉水中の ^{58}Co 及び ^{60}Co 濃度に対する炉水 pH の影響 [63]



(出典 : P. Fejes, “Moving from ultra-pure BWR water to plant-tailored water chemistry”, Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 6, BNES, London, 1992.Vol.2 p.90-p.95, ISBN 0727716972, (1992).)

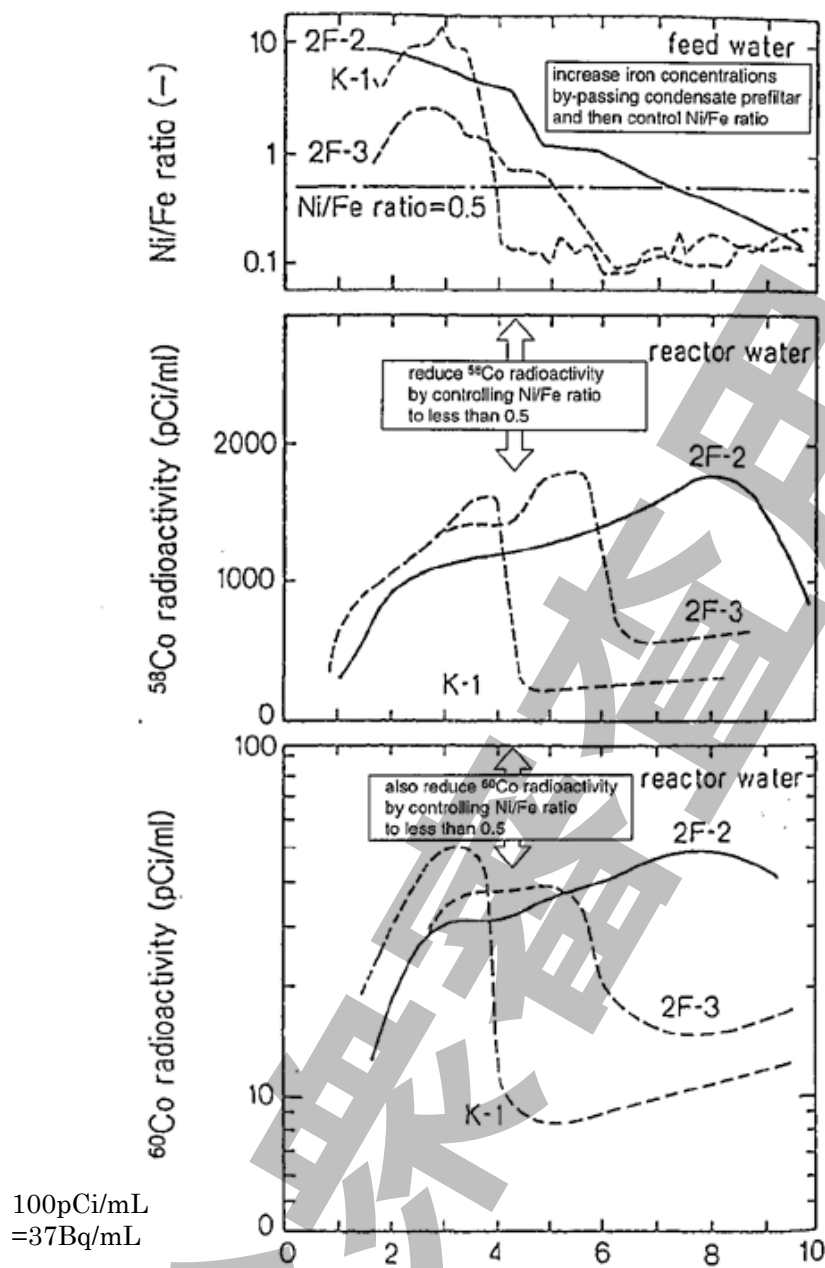
解説図 55—給水への NaOH の注入による炉水 ^{60}Co 及び ^{58}Co 濃度の低減 [64]

9.4 被ばく低減のための改良水化学技術

9.4.1 Ni/Fe 比コントロール運転

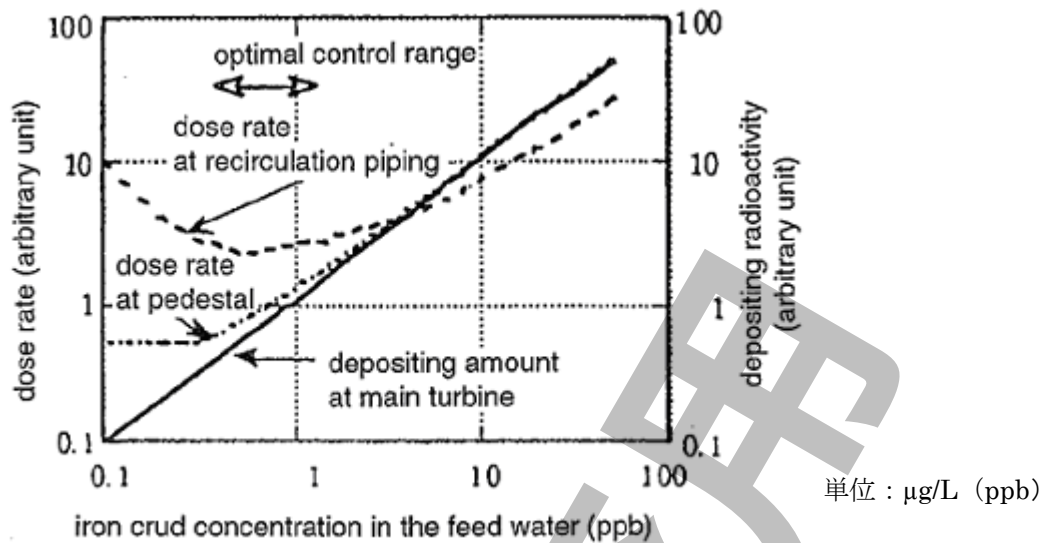
Ni/Fe 比コントロール運転による炉水イオン ^{60}Co 及び ^{58}Co 濃度の低減効果の例を解説図 56 に示す。解説図 57 は Ni/Fe 比コントロール運転の考え方に基づいた給水鉄濃度 $0.1\text{ }\mu\text{g/L}$ (ppb) ～数十 $\mu\text{g/L}$ (ppb) までの範囲での最適鉄濃度コントロールの概念図である。図ではタービン系の汚染についても記している。給水鉄濃度が $1\text{ }\mu\text{g/L}$ (ppb) を超えて高くなると、放射性のクラッドの影響が大きくなる。最適濃度以下では ^{60}Co イオンによる原子炉再循環系配管の線量率が高くなる。

その後、Ni/Fe 比コントロール運転を実施したプラントで炉水の ^{60}Co イオン濃度が当初のプラントと比べて低下しにくい状況が現れた。Ni/Fe 比コントロール運転は、コバルト及びニッケルを燃料表面に閉じ込めることを狙っているが、この時期に燃料被覆管を予備酸化した新型 8×8 燃料から予備酸化していない新型 8×8 ジルコニウムライナ燃料に変わった時期が対応していた。この事象は、予備酸化していない新型 8×8 ジルコニウムライナ燃料表面にクロムが付着しやすく表面近傍の pH が酸性側になるため ^{60}Co の溶出が増加したことが原因の一つとする説と、表面状態の違いによって鉄の保持能力が減少したとの説が提唱された。この対策として、改良 Ni/Fe 比コントロール運転が採用されるようになった。改良 Ni/Fe 比コントロール運転では従来の Ni/Fe 比コントロール運転より幾分高い鉄濃度に制御すると共に各運転サイクルの初期に新しく装荷された燃料に早めに鉄を付着させるため、解説図 58 に示すようにサイクル初期に鉄濃度を高めに制御する。



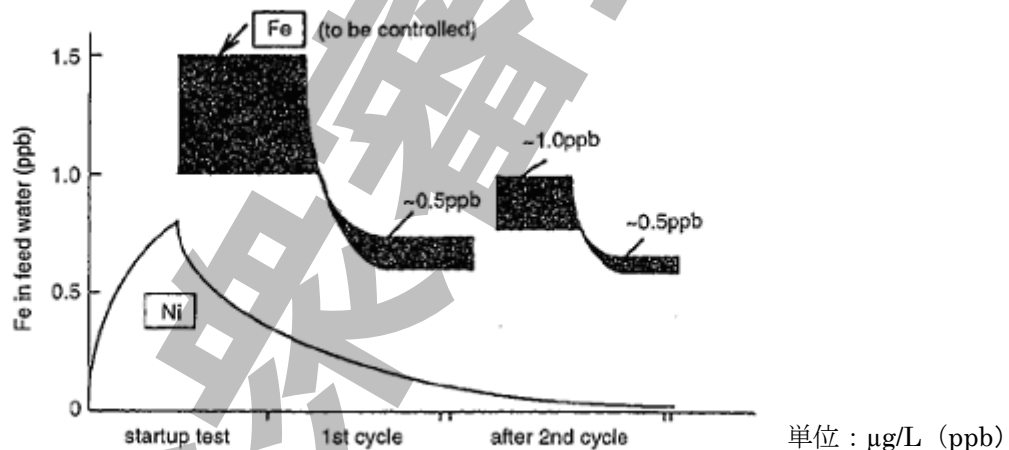
(出典 : Y. Asakura, et al., "Current Operating Experience with Water Chemistry in Core Concentration Suppressed Boiling Water Reactors", Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 5, BNES, London, 1989.Vol.2 p.115-p.122, ISBN 072771547X ,(1989).)

解説図 56-Ni/Fe 比コントロールによる炉水イオン ^{60}Co 及び ^{58}Co 濃度の低減 [65]



(出典：K. Otoha et al., “Optimal Water Chemistry Control of BWR Cooling Systems”, Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems 7, BNES, 1996.Vol.1 p.162-p.167, ISBN 0727725653 ,(1996).)

解説図 57—BWR の定検時線量率と主タービン付着放射能低減のための給水鉄濃度制御 [66]



(出典：Y. Asakura, et al., “Concept of Feed Water Iron Control Operation and Application Status in Japan”, 1998 JAIF International Conf. on Water Chemistry '98, 1998, Kashiwazaki, Japan. p.562-p.565, (1998).)

解説図 58—改良型 Ni/Fe 比コントロール運転における給水鉄濃度コントロールパターン [67]

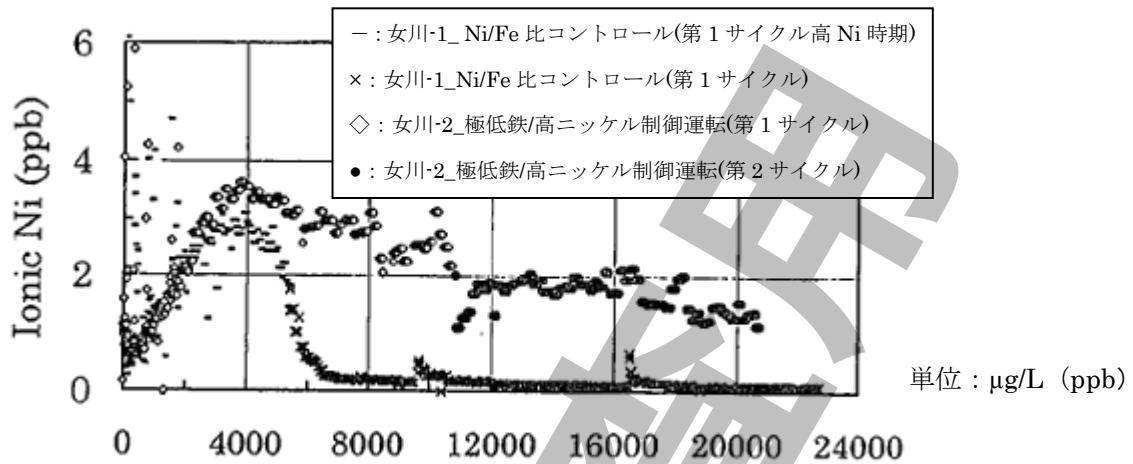
9.4.2 極低鉄/高ニッケル制御運転

燃料被覆管の表面性状が変わり Ni/Fe 比コントロール運転の効果が低下したことへの対策の一つとして、燃料へのニッケル及びコバルトの閉じ込め効果を期待しない極低鉄/高ニッケル制御運転が新たな水化学コントロール法として提案された。

解説図 59 と解説図 60 は極低鉄/高ニッケル制御運転を実機に適用した例である。炉水ニッケルイオン

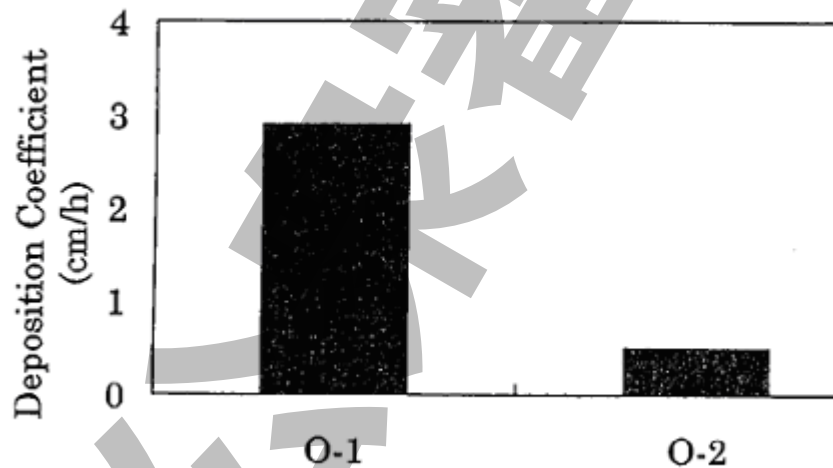
濃度は2～3 μg/L (ppb) に維持され、再循環系配管への⁶⁰Coの付着速度はNi/Fe比コントロール運転を実施したプラントの数分の一に押さえられている。

Ni/Fe比コントロール運転及び極低鉄/高ニッケル制御運転については、復水浄化系の仕様などのプラント設計条件及び運転履歴などの要素をベースに、プラント個別に最適な運用方法が選択されてきている。



(出典: Y.Goto, et al., "Ultra Low Crud Control in Onagawa Unit-2", 1998 JAIF International Conf.on Water Chemistry '98, 1998, Kashiwazaki, Japan. p.249-p.255, (1998).)

解説図 59—極低鉄/高ニッケル制御運転における炉水ニッケルイオン濃度の例 [68]



(出典: Y.Goto, et al., "Ultra Low Crud Control in Onagawa Unit-2", 1998 JAIF International Conf.on Water Chemistry '98, 1998, Kashiwazaki, Japan. p.249-p.255, (1998).)

解説図 60—極低鉄/高ニッケル制御運転における PLR 配管への⁶⁰Co 付着速度の制御 [68]

9.4.3 亜鉛注入

9.4.3.1 亜鉛注入の概要

復水器冷却管材料が黄銅であり、粉末イオン交換樹脂ブリコート型フィルタを復水浄化系としているプ

ラントは、原子炉水中に微量の亜鉛が存在することによって、配管線量率がほかの組合せを採用しているプラントと比較して低い傾向があることが見出された（解説図 61 参照）。この知見を基に亜鉛濃度の低いプラントに対して亜鉛注入が行われることとなった。当初は天然の同位体比の亜鉛を注入したが、 ^{64}Zn の放射化生成物である ^{65}Zn による線量率寄与が無視できなくなり、その後は、同位体分離によって ^{64}Zn を減少させた Zn (DZO: Depleted Zinc Oxide) を使う場合が多くなっている。

我が国においては、プラントにおける亜鉛注入管理の確認試験を主体とした電力共同研究及び亜鉛注入時の ^{60}Co 挙動解明及び構造材料への影響評価などを中心とした（財）原子力発電技術機構の実証試験“BWR 亜鉛注入技術信頼性評価試験”によって、我が国のプラントの水質管理状況に適合した亜鉛注入技術を確立している。

なお、亜鉛注入において亜鉛クロマイトなどの酸化物がジェットポンプに付着し、ジェットポンプの性能を低下させる可能性があることから、亜鉛注入時にはジェットポンプの性能を監視しつつ運用することが望ましい。

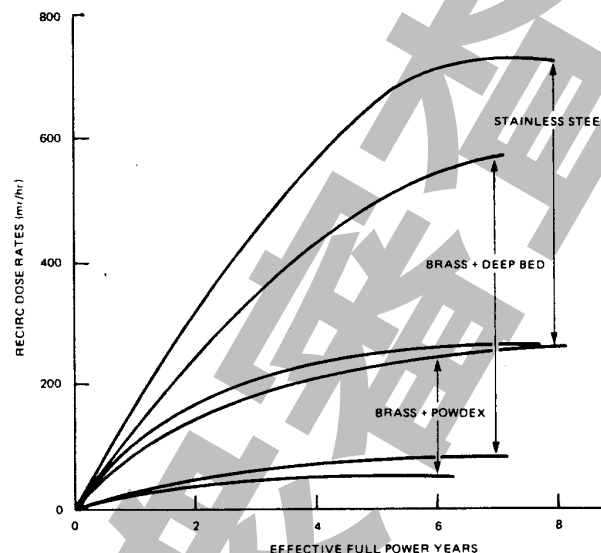


Fig. 1. BWR radiation behavior for generic plants when sorted by condenser materials and condensate system type .

（出典：W. J. Marble, et al., “Control of cobalt-60 deposition in BWRs”, Water Chemistry for nuclear reactor systems 4, BNES, London, 1986. Vol.1 p.113-p.119, (1986).）

解説図 61－復水器冷却管材質と復水浄化系の組合せに着目して分類した BWR 再循環系の放射線レベル[69]

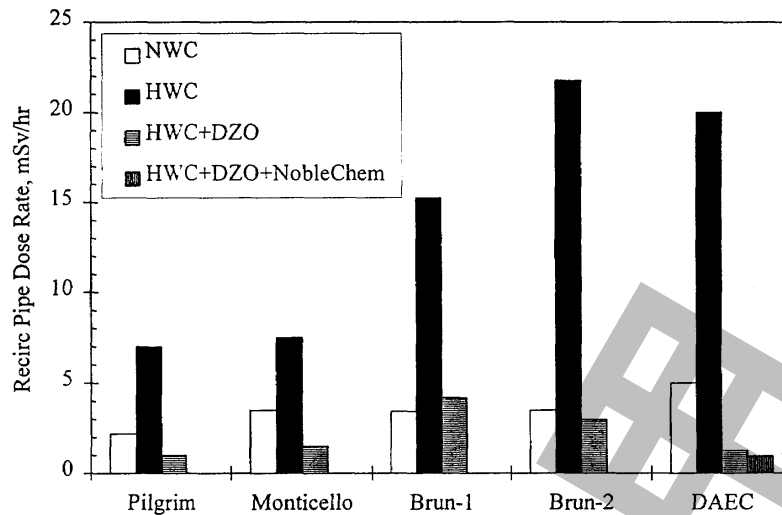
9.4.3.2 実機適用状況

1986 年に米国のホープクリークで亜鉛注入が初適用されて以降、米国では特に HWC 適用後の配管線量率上昇対策として積極的に適用されている[70]。解説図 62 に、米国において亜鉛注入を実施したプラントの再循環系配管表面線量率の低減効果を示す。原子炉水中の亜鉛濃度推奨値は実績を踏まえつつ改訂されており、米国における最新の推奨値は $> 5 \mu\text{g/L}$ (ppb) とされている。また、貴金属注入を実施したプラントでは新たに原子炉水中の Co-60/Zn 比を $2 \times 10^{-5} \mu\text{Ci}^{60}\text{Co} / \text{ml/ppbZn}$ ($7.4 \times 10^{-1} \text{Bq}^{60}\text{Co} / \text{ml/ppbZn}$) 未満とするよう提唱されている。

我が国における亜鉛注入適用例を、解説図 63 及び解説図 64 に示す。亜鉛注入によって ^{60}Co の付着が

約 1/2 から 1/3 程度に抑制されたとしている。

なお、スウェーデンにおいても、**解説図 65** に示すように亜鉛注入試験が行われている。亜鉛注入による原子炉水濃度及び配管への付着傾向などの ^{60}Co 挙動はプラントによって異なる結果となっており、メカニズムについての知見を得てプラントの状況に見合った亜鉛注入の適用と運用を定めることが望ましい。



(出典：S.E. Garcia and R.L. Cowan, “Zinc addition experience in BWRs under normal and hydrogen addition chemistry”, 1998 JAIF International Conf. on Water Chemistry of Nuclear Power Plants, JAIF, 1998.p.225-p.232, (1998).)

解説図 62—亜鉛注入による BWR 再循環系配管表面線量率の低減効果[71]

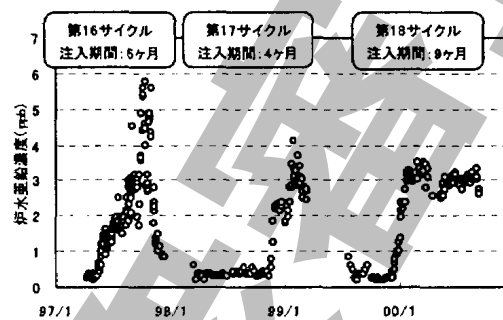


図1 炉水亜鉛濃度の推移

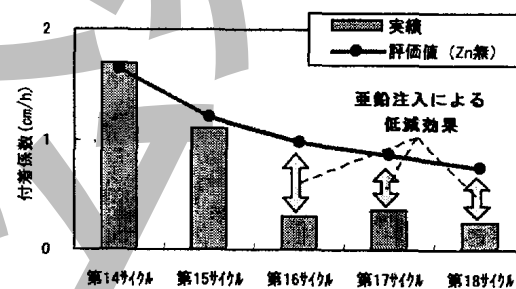


図2 Co-60 付着係数の推移

(出典：白尾 他, “浜岡 1 号機における亜鉛注入時の水質放射能挙動”, “日本原子力学会 2001 春の年会” M46, 武蔵工業大学, 2001 年 3 月 27-29 日.Vol.3 p.699, (1998).)

解説図 63—浜岡 1 号機における亜鉛注入適用結果[72]

試験	運転 サイクル	注入時期	注入濃度	注入量 (DZO)	注入環境
短期亜鉛 注入試験	28 サイクル	H10.8.21～ H11.1.7 (約4.5ヶ月)	目標炉水亜鉛濃度 1→3→5→7ppb 段階的に上昇	約3.2kg	・水素注入 環境下
連続亜鉛 注入試験	29 サイクル	H11.8.1～ H12.3.11 (約6ヶ月)	目標炉水亜鉛濃度 7～5ppbに設定	約5.6kg	・水素注入 環境下 ・Bループ系統 化学除染後
	30 サイクル	H12.4.28～ H12.7.26 (約3ヶ月)	目標炉水亜鉛濃度 7～5ppbに設定	約2.2kg	・水素注入 環境下 ・Bループ系統 化学除染後

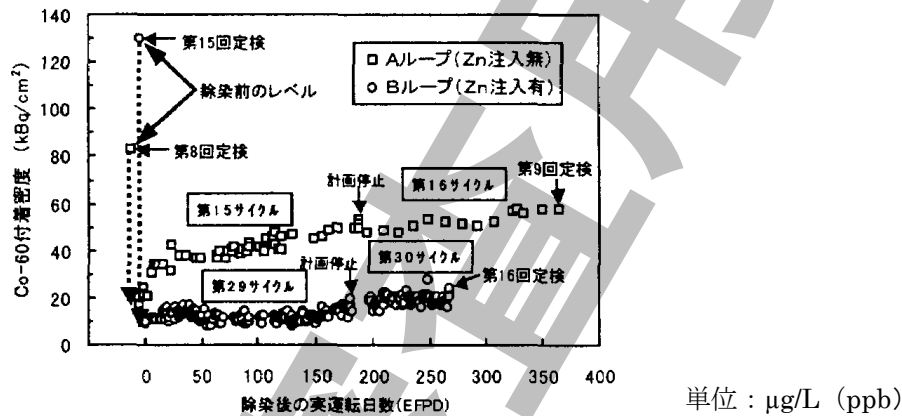
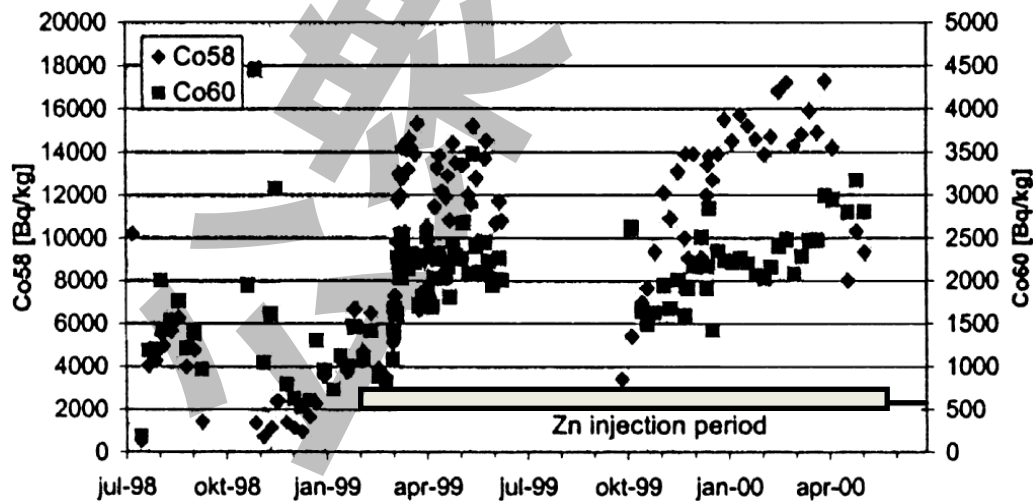


図1 系統除染後の再汚染抑制効果

(出典: 高城 他, “ふげんにおける亜鉛注入による線量当量率抑制効果の確認”, “日本原子力学会 2001 春の年会” M45, 武蔵工業大学, 2001 年 3 月 27-29 日.Vol.3 p.698, (1998).)

解説図 64ーふげんにおける亜鉛注入適用試験結果[73]



(出典 : K. Lundgren, et al., “Project NordZink-A Zinc Injection Demonstration Campaign in the Swedish BWR Barseback-2”, Proceedings of Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems 8, Bournemouth, UK.Oct. 22-26, 2000, Vol.1 p.132-p.136, ISBN 0727729586, (2000).)

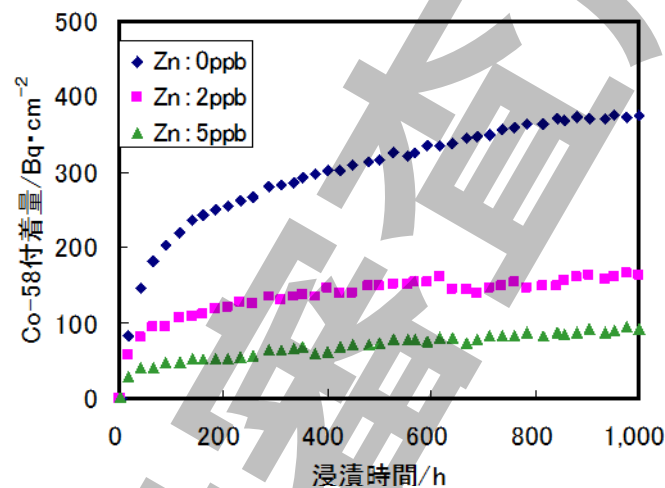
解説図 65ースウェーデンの BWR における亜鉛注入効果確認試験時の原子炉水中の ⁵⁸Co 及び ⁶⁰Co 濃度[74]

9.4.3.3 配管表面挙動

我が国においては、プラントの水質管理に適合した亜鉛注入技術の適用を図るため、基盤データの整備とメカニズムの確認を行っている。

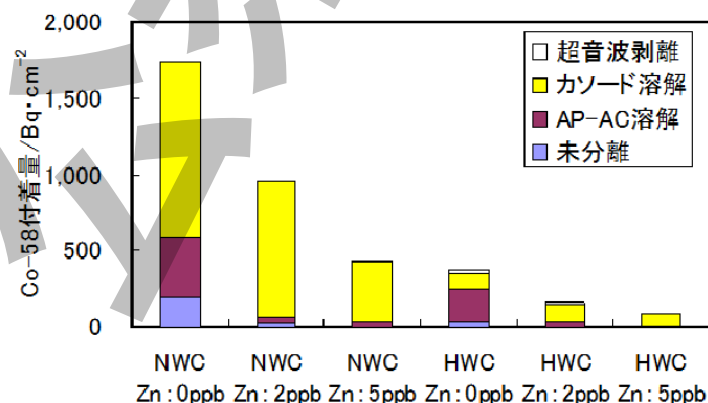
亜鉛注入の実機適用に当たって、重要な因子である配管表面状態及び HWC 実施の有無の影響が確認されている。**解説図 66** に亜鉛濃度をパラメータとした 304 ステンレス鋼表面への放射性コバルトの付着に対する亜鉛添加の効果について示す。**解説図 67** によれば、亜鉛添加によるコバルト付着抑制効果は、ステンレス鋼の腐食抑制効果及び皮膜へのコバルトの取り込み易さの低下によるものであることが分かる。酸化皮膜へのコバルトの取り込み易さの低下は ZnFe_2O_4 及び ZnCr_2O_4 と CoFe_2O_4 及び CoCr_2O_4 の安定性の差によってコバルトと亜鉛が置換されることによると説明されている[76]。

原子炉水中亜鉛濃度 $5\text{ }\mu\text{g/L}$ (ppb) までの濃度で効果が確認され、 $2\text{ }\mu\text{g/L}$ (ppb) でも、無注入に対して約 1/2 にコバルト付着量が低減される結果となっている。



（出典：細川 他，“HWC 条件下における Co 付着抑制に及ぼす Zn 濃度依存性”，“秋の大会予稿集”（2000）。）

解説図 66—BWR 条件下における 304 ステンレス鋼表面への Co-58 付着の亜鉛による抑制効果[75]



（出典：細川 他，“HWC 条件下における Co 付着抑制に及ぼす Zn 濃度依存性”，“秋の大会予稿集”（2000）。）

解説図 67—BWR 条件下におけるステンレス鋼表面のコバルト付着量と亜鉛注入の関係[75]

9.4.3.4 燃料表面挙動

^{60}Co 発生源の主体は燃料棒表面付着クラッドであるので、水質管理条件と燃料棒表面へのコバルトの付着及び表面からのコバルトの溶出との関連が亜鉛添加の有無をパラメータとして調べられている[77]。解説表 7 によれば、“極低鉄（HWC）”条件では溶出が抑制され、“鉄制御（HWC）”条件では付着が加速、また“鉄制御（NWC）”では付着加速と溶出抑制が認められている。これらの結果から、いずれの水質条件においても亜鉛注入は燃料表面からの ^{60}Co の溶出量を低下させる効果があることが分かる。プラントにおいては、原子炉水中の ^{60}Co 濃度は燃料表面からの溶出速度、燃料・配管・構造材表面への付着速度、浄化系除去速度などのバランスできまると考えられ、亜鉛注入によって原子炉水 ^{60}Co 濃度が上昇することもあるが、配管表面への ^{60}Co 抑制効果は期待できる。

解説表 7—BWR 燃料被覆管の表面へのコバルトの付着と表面付着クラッドからのコバルトの溶出に対する亜鉛注入の影響[77]（NWC:通常水質，HWC：水素注入水質）

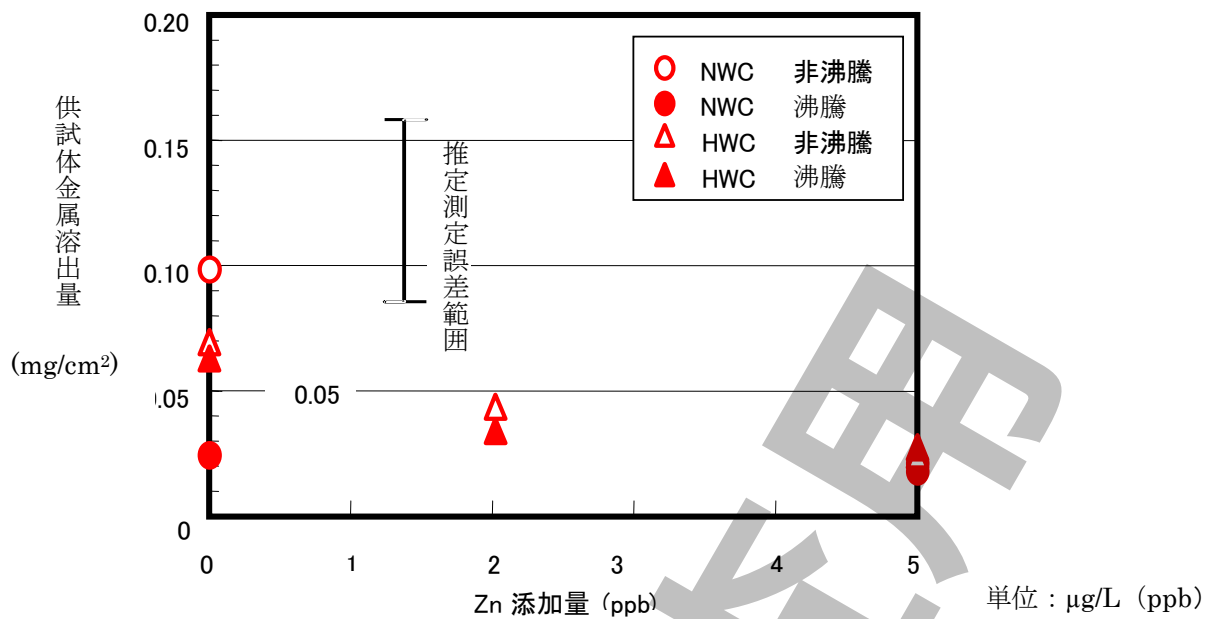
	極低鉄(HWC)	鉄制御(HWC)	鉄制御(NWC)
付着	わずかに加速 δ (0.32→0.38%)	顕著に加速 δ (1.9→4.7%)	顕著に加速 δ (1.1→8.5%)
溶出	顕著に抑制 ζ ($6.7 \rightarrow 3.2 \times 10^{-4}$)	わずかに加速 ζ ($0.9 \rightarrow 1.3 \times 10^{-4}$)	顕著に抑制 ζ ($2.2 \rightarrow 0.35 \times 10^{-4}$)

注) δ : 付着率 (^{60}Co 付着量/ ^{60}Co 供給量, ζ (1/h) : 溶出速度 (溶出量/装荷量/試験時間)

（出典：原子力発電技術機構，“原子力発電所水質等環境管理技術信頼性実証事業—BWR 亜鉛注入技術信頼性評価試験”平成 13 年度報告書，p.5-p.33，p.5-p.37.(2001).)

9.4.3.5 炉心材料からのコバルト溶出挙動

750 合金は燃料棒支持ばねに用いられている材料であり、中性子によって放射化されるため ^{58}Co 及び ^{60}Co の発生源の一つとなっていることから、亜鉛注入による腐食に対する影響を確認しておく必要がある。解説図 68 によれば、原子炉水中亜鉛濃度 $5 \mu\text{g/L}$ (ppb) までの条件で 750 合金の腐食に亜鉛添加は影響を与えない。



(出典：原子力発電技術機構，“原子力発電所水質等環境管理技術信頼性実証事業－BWR 亜鉛注入技術信頼性評価試験”平成 13 年度報告書，p.5-p.33，p.5-p.37.(2001).)

解説図 68－BWR 条件における 750 合金の腐食溶出量と亜鉛注入の関係[77]
(NWC:通常水質，HWC：水素注入水質)

9.5 その他の被ばく低減技術

水化学技術以外の被ばく低減技術として，汚染を物理的に剥離もしくは化学的に溶解する除染技術が挙げられる。その内，化学除染は酸化被膜を除染剤で溶解・除去する技術である。プラントによって酸化被膜の状況が異なるため，プラントの水化学管理履歴を考慮し，除染剤の選定，除染手順などの化学除染の適用方針を検討する必要がある。

9.5.1 化学除染

9.5.1.1 配管，機器の汚染形態

燃料表面に析出，付着したクラッドは，炉水中に溶解したり，運転中の炉水の流れ，定期検査時の燃料移動などに伴って脱離移行したりして，配管，機器などに付着する。これらの付着物は放射線源として，被ばくの原因となる。また，炉心近傍に位置している機器（制御棒シース，チューブ等）は直接放射化され，放射性腐食生成物として炉水中に溶解し，それらも放射線源となる。汚染は比較的緩く付着しているソフトクラッドと比較的強く付着しているハードクラッドに分類される[78]。

ステンレス鋼の場合，クラッドの成分は鉄，クロム，ニッケルの酸化物で構成されており，その存在割合は構成材料及び水質制御方式によっても変わる。BWR では鉄酸化物（ α - Fe_2O_3 ， Fe_3O_4 など）が多く見られるが，ステンレス鋼の表面にはクロム酸化物，ニッケル酸化物が存在する。PWR では BWR に比較してニッケル基合金の割合が多いため，鉄酸化物の割合が少なく，クロム酸化物，ニッケル酸化物の割合が多い。一方，炭素鋼の場合も付着堆積するソフトクラッド，母材表面で生成されるハードクラッドが存在するが，いずれもほとんどが鉄酸化物であるため，一般的にソフトクラッドとハードクラッドとを区別していない。

9.5.1.2 化学除染方法

化学除染方法の概要を解説表 8 に示す。化学除染方法は大きく分類して、還元溶解、酸化溶解、酸溶解に分類できる。発電所の供用中機器の被ばく低減を目的とした除染においては、金属母材を溶解させず、放射性物質の取り込まれている金属母材表層の酸化皮膜だけを溶解する必要がある。この場合には通常、しゅう酸、クエン酸、ぎ酸、L アスコルビン酸、バナジウムなどの還元性をもつ酸が使用されてきている。初期の古い型の BWR においては酸化皮膜のほとんどが鉄酸化物であるため、還元溶解が実施されてきている。

一方、PWR 及び最近の BWR では酸化皮膜にクロム酸化物が含まれており、還元溶解における鉄酸化物の溶解が抑制されるため、還元溶解の前に酸化処理をして、クロム酸化物を溶解し、その後、還元溶解するのが効果的である。この供用中機器を対象とした酸化処理は通常還元処理と組み合わせ、2 段階処理（及びその繰返し）されるため、酸化／還元溶解法に含まれる。

化学的除染法は系統除染であっても、タンク浸せき式であっても、化学除染剤の循環を行って除染する方式が一般的である。しかしながら、循環ループを構成するのが非常に困難な場合及びタンクなどのように液比（除染対象表面積に対する除染剤量）が大きい場合には、用いる除染剤量を抑制するためにコーティング法を用いることがある。コーティング法は化学除染剤を含んだ泡、ゲル、ペースト、塗料などを除染対象表面に一定期間塗布して除染をする方法である。

解説表 8－化学除染方法の概要[79]

小分類	適用	概要	代表的な薬品	個別技術
還元溶解	供用中	金属母材表層の鉄酸化物を溶解、金属母材には影響を及ぼさない	シュウ酸、クエン酸、ギ酸、L アスコルビン酸、バナジウム	LOMI法、OX法
酸化溶解	供用中	通常還元溶解の前酸化処理として実施。金属母材表層のクロム酸化物を溶解、金属母材には影響をおよぼさない。	過マンガン酸カリ、過マンガン酸、オゾン	AP、NP、HP
	廃棄物／廃止措置	非常に強力な酸化剤により、金属母材表層を溶解する。	Ce ⁴⁺ (硝酸セリウム、硫酸セリウム)	セリウム4価オゾン再生除染法、強力化学除染法(硝酸・セリウム除染法)、硫酸・セリウム除染法
酸溶解	廃棄物／廃止措置	酸により、金属母材表層を溶解させる。	硫酸、塩酸、硝酸 ギ酸(炭素鋼の場合)	塩酸系除染法、硝酸法、ギ酸除染法
酸化／還元溶解	供用中	上記供用中の酸化溶解と還元溶解との組合せである。	酸化剤：アルカリ過マンガン酸カリ 還元剤：シュウ酸、クエン酸	AP/還元溶解除染法
	供用中(マルチサイクル)		酸化剤：過マンガン酸、過マンガン酸カリ、オゾン等 還元剤：シュウ酸	CORD [®] 法、HOP法、T-OZON法(オゾン法)
酸溶解／酸化溶解	廃棄物／廃止措置	酸溶解と酸化溶解との組み合わせである。酸化剤の過マンガン酸カリはフッ化ホウ素酸との共存により金属母材表層を溶解できる。	酸：フッ化ホウ素酸 酸化剤：過マンガン酸カリ 分解剤：シュウ酸	DFD法

(出典：片岡 他，”21 世紀の原子力発電所廃止措置の技術動向 第 5 回 廃止措置技術：除染の技術動向” Vol.52, p.49, (2010).)

9.5.1.3 化学除染適用例

原子炉冷却系の機器、配管を除染対象として高い除染効果が期待できる除染方法として化学除染の適用が一般的である。近年、供用中プラントでの被ばく低減を目的として、化学除染を系統に対して数多く適用してきており、良好な結果が得られている。代表的な酸化還元除染法としては HOP 法 (Hydrazine Oxalic Acid Potassium Permanganate)、CORD 法 (Chemical Oxidation Reduction Decon.Procsee)、T-OZON 法 (Toshiba Ozone Oxidizing decontamination for Nuclear Power Plants) が挙げられる。HOP

法は 1999 年に新型転換炉ふげん発電所の原子炉冷却系の系統除染に初めて適用し、良好な結果が得られた[80]。それ以降、国内の供用中 BWR プラントを主に多数の実機適用実績をもつ。また、廃止措置の解体前除染としてはふげん発電所の原子炉冷却系に対して適用実績がある。CORD 法はドイツのシュターデ、スウェーデンのバーゼック 1 号機、国内では東京電力(株)福島第一原子力発電所 1, 2, 3, 5 号機、中部電力(株)浜岡原子力発電所 1 号機などと国内外で多数の適用例があり、高い除染効果が得られている[81]。T-OZON 法も国内の BWR プラントの原子炉冷却系の供用期間中の除染に 2000 年から多く適用され、ほかの除染法と同様に良好な結果が得られている[80]。

10 測定頻度（海外の水化学管理指針との比較）

この指針では、構造材料及び燃料被覆管の健全性維持の観点から、電気伝導率、塩化物イオン及び硫酸イオンを通常運転時の原子炉水の管理項目とした。管理項目は、我が国で蓄積された運転経験と実績、及び科学的合理性を踏まえ、慎重な議論を経て設定したものである。

この指針では、個々のイオン性不純物に対して、連続測定計器で連続的に測定が可能である電気伝導率を厳正に管理することによって、あらゆるイオン性不純物の上昇をより早期に検知することを目指している。このため、この指針では次の方針で対応することとしている。

まず、電気伝導率のアクションレベル 1 ($>20 \mu\text{S/m}$) を EPRI 水化学管理指針[1]のアクションレベル 1 ($>30 \mu\text{S/m}$) に対して、より保守的な値に設定した。

次に、電気伝導率を連続監視し、その計測値のトレンドを記録・把握・評価することによって、不純物イオン濃度の変動を容易に検知することができる。例えば、塩化物イオン濃度は、通常は推奨値レベルである $1 \mu\text{g/L}$ 以下で推移しており、不純物が混入しアクションレベル 1 の $5 \mu\text{g/L}$ へと変動する傾向を示した場合は、その変動を電気伝導率で容易に検知できる。したがって、電気伝導率と pH に変動が生じ、イオン性不純物の混入が懸念される場合には、速やかにイオン性不純物の確認のための測定を実施することとしており、そのような変動を検知した場合は、EPRI 水化学管理指針の頻度である 1 回/日以上での測定頻度で対応することが可能である。

さらに、そのような変動がない場合でも、1 回/週の頻度で塩化物イオン、硫酸イオンを測定することで確度の高い不純物管理を行うこととしている。

11 水化学管理の最適化

より良い水化学管理とは、構造材、燃料被覆管の健全性維持及び作業従事者の被ばく低減を高いレベルで同時達成することを意味する。一方、廃棄物低減を目的とした復水脱塩器樹脂の再生運用による原子炉冷却材中の不純物濃度の上昇の可能性等、水化学管理改善と廃棄物低減とが相反する場合があります。事業者は廃棄物発生量についても考慮した上で、俯瞰的に水化学の影響を判断し、管理条件を最適化することが求められる。

従来、BWR では、不純物濃度を極力低減し、水の純度を高く保つ管理が行われてきた。近年、構造材の SCC 抑制から水素注入及び貴金属注入の適用、被ばく低減の観点から Ni/Fe 比コントロール運転及び亜鉛注入の適用なども検討又は実施されている。この指針では、従来の水の純度を高く保つ水質管理をベースとし、更に改良水化学適用時の運用も考慮し、復水、給水及び原子炉水の各々の系統における構造材、燃料被覆管の健全性維持、作業従事者の被ばく低減に関わる水質因子を抽出し、プラント全体としての視点で指針を定めたものである。

水化学管理の最適化には、国内外における豊富な運転経験及び最新の学術知見を体系的に整理し、それ

らの情報を有効活用することが重要といえる。この指針の作成においては、事業者がより良い水化学管理を達成する一助となるべく、最新知見に基づいて合理的な管理、診断項目を選定すると共に、可能な限り推奨値についても記載した。

12 管理値等の単位について

管理値等の単位は、基本的には国際単位系（SI）を用いるが、管理値等の根拠となる参考文献では必ずしも国際単位系を使用していない場合がある。例えば、元素濃度の単位の $\mu\text{g/L}$ については、参考文献では ppb が使用されているため、指針利用者の混乱を避けるため、 $\mu\text{g/L}$ （ ppb ）のように単位の換算を示した。

よう素 131 の放射能濃度は、保安規定の（原子炉水のよう素 131 濃度）濃度単位が Bq/g となっているので、それと整合するように決めている。一方、 ^{60}Co などその他の核種の放射能濃度は、 Bq/mL を使用している。

なお、電気伝導率の単位が、BWR 水化学管理指針では $\mu\text{S/m}$ ，PWR 水化学管理指針では mS/m と異なるが、JIS でも JIS K0552（超純水の電気伝導率試験法）では $\mu\text{S/m}$ が使用され、一方 JIS K0101（工業用水試験法）では mS/m が使用されており、JIS でも対象となる水で電気伝導率の単位を使い分けている。これから、BWR は超純水に近い原子炉水、PWR は薬品添加の原子炉一次冷却材であることを考えると、単位の使い分けは問題ないものと考えられる。

参考文献

- [1] BWR Normal Water Chemistry Guidelines: 1986 Revision, EPRI NP-4946-SR: Palo Alto (1988).
- [2] "VGB-Standard for the Water in Nuclear Power Plants with Light-Water Reactors Part 1: PWR Part 2: BWR" VGB ISBN 978-3-96284-234-5 (2021).
- [3] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, "Chemistry Programme for Water Cooled Nuclear Power Plants", IAEA Safety Standards Series No. SSG-13, IAEA, Vienna (2011).
- [4] H.Kawamura, H.Hirano, Y.Katsumura, et al., "BWR Water Chemistry Guidelines and PWR Primary Water Chemistry Guidelines in Japan - Purposes and Technical Backgrounds - ", Nuclear Engineering and Design, 309, 161-174(2016).
- [5] 一般社団法人 日本原子力学会, "水化学ロードマップ 2020", 日本原子力学会水化学部会 (2020).
- [6] 自主的安全性向上・技術・人材ワーキンググループ, 日本原子力学会 安全対策高度化技術検討特別専門委員会, "軽水炉安全技術・人材ロードマップ", 平成 27 年 6 月
- [7] 原子力規制庁, 「高経年化した発電用原子炉の安全規制に関する検討チーム」における検討状況(中間報告)(第3回), 令和5年5月10日, 入手先: <<https://www.nra.go.jp/data/000429829.pdf>>
- [8] 関村直人, "安全な長期運転にむけた標準化活動 (1) 安全な長期運転の体系", 日本原子力学会 2023 年秋の大会予稿, 1D_PL01, (2023).
- [9] 島根原子力発電所 2 号機アクセスホールカバー取付溶接部におけるひび発生について
(<https://www.da.nra.go.jp/file/NR000108805/000242211.pdf>, 2023 年 10 月 9 日閲覧)
- [10] "Stress Corrosion Crack Growth Rate Behavior of Alloy 82 Weld Metal in Boiling Water Reactor Environments (BWRVIP-358). EPRI, Palo Alto, CA: 2023, 3002023758.190,(2023)
- [11] 高守謙郎, 鈴木俊一, 熊谷克彦, "高温純水中における低炭素ステンレス鋼の SCC の発生と進展", 保全学, Vol.3, No.2, 55 (2004).
- [12] 菊地英二, 他, "繰り返し SSRT 法による鋭敏化 SUS304 ステンレス鋼の IGSCC に及ぼす環境因子の影響評価", 防食技術, 32 巻, 497 (1983).
- [13] M. Sambongi, K. Takamori, S. Suzuki, N. Ichikawa, M. Itow, Y. Tsuchiya, T. Kato, Y. Wada, K. Akamine, T. Takahashi and G. Nakayama, "Effects of Reactor Water Impurities on ECP and SCC", 1998 JAIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants, JAIF, 343 (1998).
- [14] 鈴木俊一, "BWR プラント構造物の腐食挙動と対策挙動", Zairyo-to-kankyo, 48 ,753 (1999).
- [15] B. M. Gordon and S. E. Garcia, "EFFECT OF TWO IMPURITIES AND ZINC ON STRESS CORROSION CRACKING OF STAINLESS STEEL AND NICKEL ALLOYS IN BWR ENVIRONMENTS" NPC2010 October 3-7, 2010.3.02 , ISBN 9781617823954 (2010).
- [16] P. L. Andresen, "Specific Anion and Corrosion Potential Effects on Environmentally Assisted Cracking in 288°C Water" , 93CRD215, GE CRD, Schenectady, NY (1994).
入手先: < <https://wchem.sakura.ne.jp/%e5%8f%82%e8%80%83%e6%96%87%e7%8c%ae/>>
- [17] P. L. Andresen, "Effects of Nitrate on the Stress Corrosion Cracking of Sensitized Stainless Steel in High Temperature Water", 7th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power systems-Water Reactors, NACE Vol.1 p.609-p.618 ISBN 1-877914-95-9 (1996).
- [18] 土屋由美子, 他, "鋭敏化 SUS304 鋼及び 182 合金の SCC 進展挙動に及ぼすクロム酸の影響", 第 47 回材料と環境討論会講演集 p.285-p.288 (2000).

- [19] W. E. Ruther, W. K. Soppet, and T. F. Kassner, "Effect of Temperature and Ionic Impurities at Very Low Concentrations on Stress Corrosion Cracking of AISI 304 Stainless Steel", *Corrosion*, **44**, 791 (1988).
- [20] 内田俊介, "応力腐食割れに及ぼす水化学の影響とその制御", 金属, アグネ技術センター, **73**, 744 (2003).
- [21] R. L. Cowan, M. E. Indig, J. N. Kass, R. Raw, and L. L. Sundberg, "Experience with hydrogen water chemistry in boiling water reactors", *Water Chemistry of Nuclear reactor systems* 4, BNES, 29 (1986).
- [22] 菊池英二, 他, "鋭敏化 SUS304 鋼の亀裂進展速度に及ぼす溶存酸素, 過酸化水素及び溶存水素の影響", 第 40 回腐食防食討論会, 175 (1993).
- [23] 斉藤宣久, 他, "BWR 構造材料の SCC 発生特性に及ぼす水の放射線分解生成物の影響", 第 40 回腐食防食討論会, 171 (1993).
- [24] M. Itow, Y. Abe, H. Sakamoto, et al., "The Effect of Corrosion Potential on Alloy 182 Crack Growth Rate in High Temperature Water," *Proceedings of 8th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems-Water Reactors*, Amelia Island, Florida, Aug. 7-10, p. 712, ANS, ISBN 0-89448-626-8 (1997).
- [25] H. Takiguchi, et al., "Evaluation of Effectiveness of Hydrogen Water Chemistry for Different Types of Boiling Water Reactors", *J. Nucl. Sci. Technol.*, **36**, 179 (1999).
- [26] C. C. Lin, "Prediction of N-16 Steam Transport in BWRs Under Hydrogen Water Chemistry Conditions", *Proc. of Int'l Conf. of Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems*, 13-17, October, 1996, Bournemouth, UK, BNES, (1996).
- [27] (一社) 原子力安全推進協会, "BWR 予防保全工法ガイドライン 水素注入による環境改善効果の評価方法" 第 2 版, JANSI VIP-18, (2017).
- [28] A. Fujimori, Y. Minagawa and M. Arai, "Variation of Water Chemistry Parameters under HWC Conditions", *1998 JAIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants*, JAIF, 218 (1998).
- [29] 火力原子力発電技術協会編, "火原協会講座 12 火力・原子力発電所における化学管理", p. 67 (1987).
- [30] A. Abe, et al., "Mitigation of SCC Initiation on BWR Core Internals by Means of Hydrogen Water Chemistry During Start-up", *Nuclear Science and Engineering*, **149**, 312-324 (2005).
- [31] S. Hettiarachchi et al., "Application of noble metal chemical addition technology to an operating BWR to mitigate IGSCC of reactor internals", *Corrosion* 98, paper 142 (1998).
- [32] S. Hettiarachchi, et al., "Noble Metal Chemical Addition...from Development to Commercial", *Proc. of the 7th Int'l Conf. on Nuclear Engineering*, April 19-23, 1999, Tokyo, Japan, JSME (1999).
- [33] S. Hettiarachchi, "NobleChem™ For Commercial Power Plant Application", *Proc. of Int'l Conf. of Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems*, 22-26, April, 2002, Avignon, France, SFEN, (2002).
- [34] S. Hettiarachchi, et al., "Noble Metal Technique Cuts Corrosion and Radiation", *Power Engineering*, **102**, 84 (1998).
- [35] S. Garcia, "Impact of BWR IGSCC Mitigation Strategies on FAC in Carbon Steel RWCU Systems", *Nuclear Plant Chemistry* 2018.
- [36] R. Cowan et al., "The Effect of On-Line Noble Metal Addition on the Shut Down Dose Rates of Boiling Water Reactors", *15th Int. Conf. on Environmental Degradation*, p2023 (2011).

- [37] S. Hettiarachchi et al., "Water Chemistry Improvements in an Operating Boiling Water Reactor (BWR) and Associated Benefits", *Int. Conf. on Water Chemistry of Nuclear Reactor System*, 2.04 ISBN 9781617823954 (2010).
- [38] M. Mura, et. al., "Next Generation of Noble Metal Application for Boiling Water Reactors: Full Cycle Demonstration at a BWR", *Proc. of Int'l Conf. on Water Chemistry in Nuclear Reactor Systems (NPC 2023)*, France, Sep. 2023, 2024 年 11 月 1 日閲覧, 入手先 :
< <https://msites.epri.com/ms/sectors/044648/nuclear-presentations> >
- [39] S. Garcia, "Advancements in BWR IGSCC Mitigation Guidance with Noble Metal Chemistry", *Nuclear Plant Chemistry 2018*. San Francisco, 694619 (2018).
- [40] S. Garcia et. al., "BWR Water Chemistry Monitoring and Assessment Update", *Nuclear Plant Chemistry 2018*. San Francisco, (2018).
- [41] S. Garcia et. al., "Zinc Additon Sourcebook, Nuclear Plant Chemistry 2014". Sapporo, Japan, 10009 ,ISBN 9781510807198, (2014).
- [42] 日本機械学会編, “発電用設備規格 配管減肉管理に関する規格 (2016 年版)”, JSME S CA1-2016, ISBN 978-4-88898-272-6 (2016)
- [43] V. H. G. Heitmann and Kastner, "Erosionskorrosion in Wasser – Dampfkreislaufe - Ursachen und Gegenmassnahmen", *VGB Kraftwerkstechnik*, **62**, 211 (1982).
- [44] H. Heitman and P. Schub, "Initial Experience Gained with a high pH Value in the Secondary System of PWRs", *Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems 3*, Vol. 1, BNES, 243 (1983).
- [45] E.G.Brush and W.L.Pearl, "Corrosion and Corrosion Product Release in Neutral Feedwater", *Corrosion*, **28**, p.129-p.135, (1972).
- [46] 藤原 和俊, 内山 雄太, “減肉現象の予測精度向上に向けた水化学影響の定量化 –炭素鋼中の Cr 濃度が流れ加速型腐食に及ぼす影響–”, 電力中央研究所報告, Q17004(2018).
- [47] K. Fujiwara, et al.,, "Effect of Dissolved Oxygen on Flow-Accelerated Corrosion in Neutral and Alkaline Solutions", *EUROCORR 2017* (2017).
- [48] 丹野和夫, 湊 昭, “火力および BWR 発電プラントにおける腐食による障害と水処理”, 日本金属学会会報, 第 22 巻, 第 9 号, 809 (1983).
- [49] K. Ogata, et al., "BWR Fuel Performance and Recent R&D Activities in Japan", *Proceedings of the 1997 ANS International Topical Meeting on Light Water Reactor Fuel Performance*, Portland, Oregon, March2-6, (1997).
- [50] "BWR Fuel Deposit Evaluation". EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011748.(2005).
- [51] F. Garzarolli and R. Holzer, "Waterside Corrosion Performance of Light Water Power Reactor Fuel", *Nucl. Energy*, **31**, No. 1, p.65, (1992).
- [52] K. Ito, et al., "Effects of Water Chemistry Impurities on Corrosion of Zr-Alloys under BWR Condition", *Proceedings of the 1994 ANS International Topical Meeting on Light Water Reactor Fuel Performance*, West Palm Beach, Florida, April 17, p.273-p.285, (1994).
- [53] 原子力施設運転管理年報発電所における炉心・燃料に係る検査規定, (一社) 日本電気協会, p42-p.43, (2020)
- [54] 改訂原子炉水化学ハンドブック, P244-245, コロナ社, p244-p245 ,ISBN 978-4-339-06662-3, (2022)
- [55] "Radiochemistry in Nuclear Power Reactors" , Chien C. Lin , National Academy Press, 1996 , P3-6~3-9,(1996).

- [56] N. Suzuki, “Operational experience of the Japanese BWRs water chemistry”, *Seminar on Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems '99*, AESJ, Tokyo, 1999.(1999).
- [57] ISOE 活動成果 年次報告“原子力発電所における職業被ばく”, 原子力安全研究協会, 2023 年 11 月 8 日閲覧
入手先: < <http://www.nsra.or.jp/isoe/activities/annual.html> >
- [58] “原子力発電所の規制法令及び通達に係る文書”, 原子力規制委員会, 2023 年 9 月 15 日閲覧
入手先: < https://www.nra.go.jp/disclosure/law_new/power_plants/index.html >
2018 年度以降のグラフは, 各発電所の“下期放射線管理等報告書”における放射線業務従事者の線量分布, 放射線業務従事者の 1 年間の線量分布を元にして作成
- [59] 経済産業省原子力安全・保安院原子力保安管理課 編“原子力施設運転管理年報”, 平成 15 年度版 (平成 14 年度実績), 平成 22 年度 (平成 21 年度実績)
- [60] 火力原子力協会講座 24 “発電プラントの腐食とその防止”, p.166, (1997).
- [61] H. Nagao et al., “Corrosion product behavior in low crud boiling water reactors”, *Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 4*, BNES, London, 1986.Vol.2 p.59-p.66, ISBN 0 7277 0370 6 ,(1986).
- [62] C. C. Lin et al., “Cobalt deposition studies in GE vallecitos test loops”, *Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 4*, BNES, London, 1986.Vol.1 p.121-p.129, (1986).
- [63] T. F. J. Marchl and U. Reitzner, “Chemistry parameters influencing the dose rate build-up in BWR”, *Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 6*, BNES, London, 1992.Vol.1 p.33-p.38, ISBN 0727716972, (1992).
- [64] P. Fejes, “Moving from ultra-pure BWR water to plant-tailored water chemistry”, *Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 6*, BNES, London, 1992.Vol.2 p.90-p.95, ISBN 0727716972, (1992).
- [65] Y. Asakura, et al., “Current Operating Experience with Water Chemistry in Curd Concentration Suppressed Boiling Water Reactors”, *Water Chemistry for Nuclear Reactor Systems 5*, BNES, London, 1989.Vol.2 p.115-p.122, ISBN 072771547X ,(1989).
- [66] K. Otoh et al., “Optimal Water Chemistry Control of BWR Cooling Systems”, *Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems 7*, BNES, 1996.Vol.1 p.162-p.167, ISBN 0727725653 ,(1996).
- [67] Y. Asakura, et al., “Concept of Feed Water Iron Control Operation and Application Status in Japan”, *1998 JAIF International Conf. on Water Chemistry '98*, 1998, Kashiwazaki, Japan. p.562-p.565, (1998).
- [68] Y.Goto, et al., “Ultra Low Crud Control in Onagawa Unit-2”, *1998 JAIF International Conf.on Water Chemistry '98*, 1998, Kashiwazaki, Japan. p.249-p.255, (1998).
- [69] W. J. Marble, et al., “Control of cobalt-60 deposition in BWRs”, *Water Chemistry for nuclear reactor systems 4*, BNES, London, 1986. Vol.1 p.113-p.119, (1986).
- [70] R. L. Cowan, “Modern BWR Chemistry Operating Strategies”, *Proceedings of Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems*, Oct. 11-14, 2004 EPRI.Vol.1 Session 1-6, (2004).
- [71] S.E. Garcia and R.L. Cowan , “Zinc addition experience in BWRs under normal and hydrogen addition chemistry”, *1998 JAIF International Conf. on Water Chemistry of Nuclear Power Plants*, JAIF , 1998.p.225-p.232, (1998).
- [72] 白尾 他, “浜岡 1 号機における亜鉛注入時の水質放射能挙動”, “日本原子力学会 2001 春の年会”M46, 武蔵工業大学, 2001 年 3 月 27-29 日.Vol.3 p.699, (1998).

- [73] 高城 他, “ふげんにおける亜鉛注入による線量当量率抑制効果の確認”, “日本原子力学会 2001 春の年会”M45, 武蔵工業大学, 2001 年 3 月 27-29 日.Vol.3 p.698, (1998).
- [74] K. Lundgren, et al., “Project NordZink-A Zinc Injection Demonstration Campaign in the Swedish BWR Barseback-2”, *Proceedings of Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems 8*, Bournemouth, UK.Oct. 22-26, 2000, Vol.1 p.132-p.136, ISBN 0727729586, (2000).
- [75] 細川 他, “HWC 条件下における Co 付着抑制に及ぼす Zn 濃度依存性”, “秋の大会予稿集” (2020).
- [76] M. Haginuma, et al., “Effect of metal ion addition on cobalt accumulation reduction and its thermodynamic evaluation”, *Proceedings of JAIF international conf. on water chemistry in nuclear power plants*, p122, Kashiwazaki, Japan.1998, p.122, (1998).
- [77] 原子力発電技術機構, “原子力発電所水質等環境管理技術信頼性実証事業－BWR 亜鉛注入技術信頼性評価試験”平成 13 年度報告書, p5-p33, p5-p37.(2001).
入手先 : (http://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/10207746/www.nsr.go.jp/archive/jnes/atom-pdf/H13_4_2.pdf)
- [78] 改訂原子炉水化学ハンドブック, コロナ社, p246-p264 ,ISBN 978-4-339-06662-3, (2022)
- [79] 片岡 他, “21世紀の原子力発電所廃止措置の技術動向 第5回 廃止措置技術：除染の技術動向” **Vol.52**, p.49, (2010)
- [80] 森田 他, “酸化還元除染法による“ふげん”原子炉冷却系 B ループ系統化学除染結果”サイクル機構技法 **No.7** ,p.1-p.9, (2000).
- [81] 宮坂, “原子炉の廃止措置に用いる系統除染及び解体後の機器除染技術” *Journal of the RANDEC* **No.40** ,p.23-p.35,(2009).