

超音波探傷技術を用いたガス蓄積判定法の加圧水型原子炉 安全系配管への適用について

Application of Ultrasonic Testing Technique to Detect Gas Accumulation in Important Pipings for Pressurized Water Reactors Safety

伏見 康之 (Yasuyuki Fushimi)*

要約 1988年以降、米国の原子力規制委員会（NRC）は、加圧水型原子炉（PWR）の高圧安全注入ポンプにおけるガスの巻き込みの可能性を指摘している。一方我が国のPWRでは、米国におけるこの指摘を反映してすでに対策が取られており、発電所運転中にガスが蓄積するという事象は近年報告されていない。しかし今後、定期検査間隔の延長等により系統のガス抜き周期が延びると、米国のようにガスが系統に蓄積する可能性が生じる。

本研究は、ガス蓄積の有無を検知し、また蓄積のある場合にはその蓄積量を精度よく測定する技術を確認することを目的とした。米国のPWRにおける主要なガス蓄積事象の発生原因を踏まえて、国内のPWRでのガス分離の可能性ある場所として、余熱除去系配管および充てん/高圧注入ポンプミニマムフロー配管を抽出した。続いて、米国のPWRでガス蓄積検知に用いられている超音波法を用いたガス検知技術を、国内の代表PWRプラントの余熱除去系配管および充てん/高圧注入ポンプミニマムフロー配管に適用して実際に測定を行った。その結果、いずれもガス蓄積のないことを確認した。

キーワード ガス蓄積、ガス分離、PWR、配管、超音波探傷試験

Abstract Since 1988, the USNRC has pointed out that gas-binding events might occur at high head safety injection (HHSI) pumps of pressurized water reactors (PWRs). In Japanese PWR plants, corrective actions were taken in response to gas-binding events that occurred on HHSI pumps in the USA, so no gas accumulation event has been reported so far. However, when venting frequency is prolonged with operating cycle extension, the probability of gas accumulation in pipings may increase as in the USA.

The purpose of this study was to establish a technique to identify gas accumulation and to measure the gas volume accurately. Taking dominant causes of the gas-binding events in the USA into consideration, we pointed out the following sections in the Japanese PWRs where gas stripping and/or gas accumulation might occur: residual heat removal system pipings and charging/safety injection pump minimum flow line. Then an ultrasonic testing technique, adopted to identify gas accumulation in the USA, was applied to those sections of the typical Japanese PWR. Consequently, no gas accumulation was found in those pipings.

Keywords Gas accumulation, gas stripping, PWR, pipings, ultrasonic testing

1. はじめに

加圧水型原子炉（PWR）の1次冷却系の配管内には、本来気相部（水蒸気、ガス、または両者の混合物）は存在しないはずであるが、プラントの運転状況により水から分離したガスが配管内に蓄積する可能性がある。このような場合、水撃、ポンプ故障等の障害の原因となる恐れがあるため、ガスの蓄積に対し十分に注意する必要がある。このことを踏まえて、米国のPWRの非常用炉心冷却系（ECCS）は、待

機状態にあるECCSポンプが事故時に原子炉へ注水可能なことを保証するため、ECCSポンプから1次冷却系までの配管の満水状態を31日周期で確認することが、標準Tech. Spec.⁽¹⁾に記載されている。

1988年に米国のNRCは、PWRの高圧安全注入ポンプにおけるガスの巻き込みの可能性をInformation Notice（IN）88-23により指摘し⁽²⁾、これにより安全注入系統におけるガスの蓄積が注目された。その後、発電所運転中にガスが実際に蓄積する事象の報告が相次いだことから、類似事象の防止についてNRCは

*（株）原子力安全システム研究所 技術システム研究所

IN88-23補遺1（1989年）から補遺5（1999年）により、引き続き注意喚起を行った^{(3)~(7)}。

我が国のPWRでは、上記のような米国における高圧安全注入ポンプにおけるガス巻き込み事象の反映として、1991年に充てん/高圧注入ポンプへのガス巻き込み対策の検討が実施され、ガス抜きを目的としたベントラインの追設等の対策が取られた。さらに我が国では、従来から電気事業法に基づき1年毎の定期検査が義務付けられており、その際に機器の予防保全に加えて系統のガス抜きを確実に実施していることから、事後保全を中心とする米国のように発電所運転中にガスが蓄積するという事象は、ガス巻き込み対策の実施以降報告されていない。しかし今後、定期検査間隔の延長等により予防保全および系統のガス抜きの周期が延びると、米国のようにガスが系統に蓄積する可能性が生じるため、ガス蓄積の有無を検知し、またガス蓄積量を精度良く測定する技術を確認しておく必要がある。

本研究は、米国を主とする海外の原子力発電所において発生した不具合事象に関する調査分析の一環として実施したもので、(1)米国のPWRの安全注入系統内でのガス蓄積事象の把握、(2)我が国のPWRにおいてガス蓄積の可能性のある個所の抽出、および(3)ガス蓄積量を定量的に把握するための提言を行うことを目的としている。なお、米国におけるガス蓄積事象の調査の対象は、1991年に我が国で実施された検討以降に米国で発生した事象とした。またガス蓄積の有無を判定するため、米国で用いられている超音波法を、国内PWRのガス蓄積可能性の検討で抽出した個所に適用し、その有効性を検証した。

2. 国内のPWRにおけるガス蓄積発生の可能性

1991年以降に米国のPWRの安全注入系統で発生したガス蓄積事象を念頭に置いて、国内PWRの安全注入系統の配管に関して、ガス蓄積が生じる可能性について検討した。発電所運転中にガスが系統に蓄積するメカニズムとして、以下の要因が挙げられる。

2.1 液体中に溶解している気体の分離

一般に、水に対する溶解度が比較的小さい気体は、ヘンリーの法則に従って溶解度が圧力に比例することから、高圧水中に溶解している気体が、圧力低下に伴う溶解度の低下により、気化、分離する。安全注入系においてこのメカニズムでガスの蓄積が予想される場所としては、次の通りとなる。

(1) 余熱除去系統または安全注入系統

蓄圧タンクには、高圧の窒素ガスが封入されているため、同タンク内の水は窒素飽和水となっている。蓄圧タンクの1次冷却系統低温側出口配管に余熱除去系統または安全注入系統からの注入配管が接続されているPWRでは、余熱除去（安全注入）系統の逆止弁に漏洩が発生すると蓄圧タンクの窒素の溶存している高圧水が長期にわたって少しずつ漏洩し、圧力の差から溶存窒素が分離し、配管内に蓄積する可能性がある。その場所を図1矢印①に示す。

1991年以降、以下の米国の発電所の余熱除去（安全注入）系統配管内で、蓄圧タンクからの窒素飽和水漏洩によるガス蓄積が発生している。

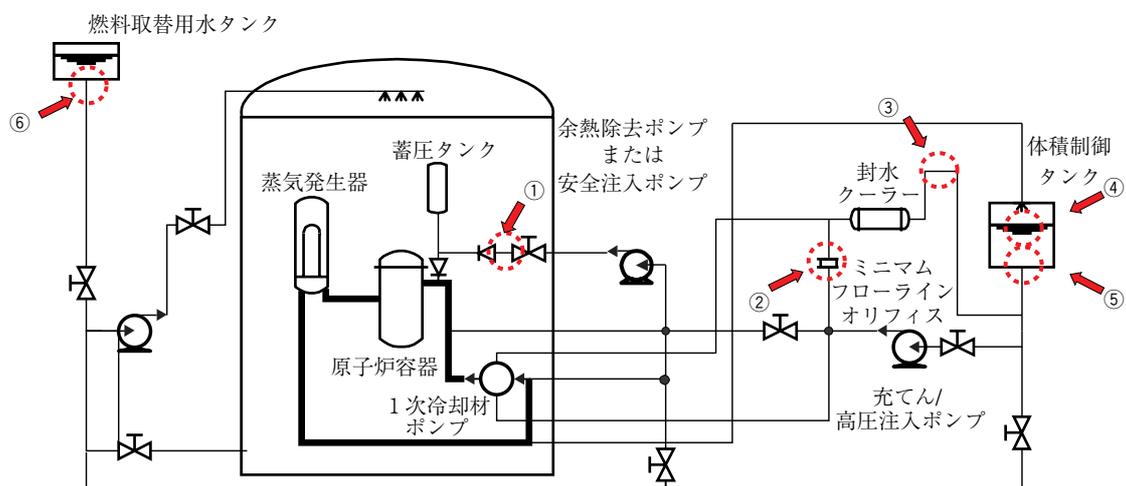


図1 国内のPWRにおけるガス蓄積発生の検討対象箇所

1995年1月	Sequoyah発電所 ⁽⁸⁾⁽⁹⁾
1996年11月	Waterford発電所 ⁽⁸⁾⁽⁹⁾
1997年10月	Byron発電所 ⁽¹⁰⁾
1999年1月	Turkey Point発電所 ⁽⁷⁾
1999年5月	Braidwood発電所 ⁽¹¹⁾
2000年7月	Palo Verde発電所 ⁽¹²⁾
2000年2月	Point Beach発電所 ⁽¹³⁾

蓄圧タンクと余熱除去系統の温度を40℃、蓄圧タンクの圧力を4.9MPa、余熱除去系の圧力を0.20MPaと仮定する。窒素の40℃、4.9MPaの溶解度は、0℃、1気圧に換算して613cc/kgH₂O、40℃、0.20MPaの溶解度は、36cc/kgH₂Oなので、その差は、577cc/kgH₂Oである。口径15cmの逆止弁の場合を例にとると、我が国の弁製造者の規格における水の漏洩判定基準は0.012cc/hなので、0.20MPaの余熱除去系統における窒素ガスの蓄積量は、約1730cc/月(2.4cc/h)となり、逆止弁が漏洩判定基準内でも余熱除去系統側に年間で最大約0.02m³(圧力0.20MPaの時)の窒素ガスが蓄積する可能性がある。

(2) 化学体積制御系

体積制御タンクには、1次冷却系統水中の水素濃度を約25～35cc/kgH₂Oに保持するため、気相部に水素ガスが約0.14MPaの圧力で封入されていることから、充てん/高圧注入ポンプミニマムフローラインに取り付けられている減圧用オリフィス下流で圧力が低下し、その圧力が体積制御タンクの圧力よりも低下する場合、溶存していた水素が分離する可能性がある。その場所を図1矢印②に示す。米国では、1997年9月Beaver Valley発電所⁽⁷⁾で、分離して多量に蓄積した水素が、高圧安全注入ポンプに巻き込まれた結果、ポンプ軸の損傷した事象が発生している。

さらに、封水クーラー出口配管が体積制御タンクの水面より高い位置にある発電所では、圧力の低下により水素ガスが分離する可能性がある。その場所を図1矢印③に示す。米国ではこのメカニズムを原因とするガス蓄積は報告されていない。

前述の1991年の充てん/高圧注入ポンプへのガス巻き込み対策の検討の結果、充てん/高圧注入ポンプ吸込配管に連続ベントライン追設等の対策が実施されている。従って、減圧用オリフィス内部のガス抜き不能な部分を除き、大部分のガスは連続ベントラインから排出されるため、充てん/高圧注入ポンプ吸込配管における多量のガス蓄積の可能性は低い。

2.2 気体の混入

気体と液体の境界面を有する機器での不具合により気体が系統内に混入する可能性がある。安全注入系において、このメカニズムでガスの蓄積が予想される場所は、次の通りとなる。

(1) 化学体積制御系

体積制御タンク内部では、タンク上部の水素溶解用スプレーの作用に伴いタンク水面に気泡が生じる、もしくは水面に旋回流が生じ気泡が水中に巻き込まれることにより、充てん/高圧注入ポンプ吸込側配管にガスが蓄積する可能性がある。その場所を図1矢印④に示す。米国ではこのメカニズムを原因とするガス蓄積は報告されていない。しかし前述した通り、連続ベントライン追設等の対策が実施されていることから、体積制御タンク内部からのガスは連続ベントラインから排出されるため、充てん/高圧注入ポンプ吸込配管におけるガス蓄積の可能性は非常に低い。

体積制御タンクの水位計誤指示に起因して、タンクに補給水が適切に供給されないことによりタンク内の水がなくなった場合に、水素ガスを直接吸い込み、充てん/高圧注入ポンプ吸込側配管にガスが蓄積する可能性がある。その場所を図1矢印⑤に示す。米国では、1997年5月Oconee発電所⁽¹⁴⁾で、この水素が高圧安全注入ポンプに巻き込まれた結果、ポンプ軸の損傷した事象が発生している。

しかし、充てん/高圧注入ポンプを保有している国内PWRの体積制御タンクでは、同タンク水位計が冗長な構成となっており、一方が誤指示しても他方で確認可能であるため、事前に指示異常を検知できることから発生の可能性は非常に低い。

(2) 燃料取替用水系

燃料取替用水タンクは大気開放型タンクであるが、水面が低下した際、体積制御タンクと同様水面に旋回流が生じ、空気が水中に巻き込まれる可能性がある。その場所を図1矢印⑥に示す。米国ではこのメカニズムを原因とするガス蓄積は報告されていない。しかしながら、燃料取替用水タンクは、空気の巻き込みが発生しないように水位を確保すること、吸込配管の形状を旋回流が発生しにくい形状にすること等の対策がとられており、燃料取替用水タンクから巻き込まれた空気が安全注入系ポンプ吸込配管に蓄積する可能性は非常に低い。

3. 国内のPWRにおけるガス蓄積対策

蓄圧タンクの1次冷却系統低温側出口配管と余熱除去系統からの注入配管の接続部にガスが分離し蓄積していた場合、安全注入信号により余熱除去ポンプが自動起動した際、水撃が発生し配管が破損する可能性がある。水撃の発生は蓄積したガス量、ポンプの仕様、配管系統の配置に左右される。従って、当該個所におけるガス蓄積の有無を確認し、もしガス蓄積が認められる場合には、蓄積量を定量的に把握し、水撃発生の可能性を検討した上で、ガス蓄積量の許容値、ベンディング周期の設定を行う必要がある。

また、充てん/高圧注入ポンプにガスが吸い込まれた場合、スラストバランスが崩れ、スラスト軸受損傷およびウェアリング損傷等の発生の可能性がある。したがって同オリフィス出口側配管内に多量のガスが分離し蓄積している場合、停止状態にあるポンプが安全注入信号により自動起動すると、充てん/高圧注入ポンプが損傷する可能性がある。

4. 超音波によるガス蓄積量の測定

ガス蓄積の有無を確認し、またガス蓄積量を定量的に把握するため、米国で用いられている超音波法を採用した。その測定原理について以下に説明する。いま配管材料であるステンレス鋼を物質1、配管内の水を物質2とする。ステンレス鋼中の音速（縦波）を c_1 、水中の音速を c_2 、配管の肉厚を t 、内径を d とする。配管中に気泡がある場合、ステンレス鋼と空気の境界面における音圧反射率は1となり全反射することになるので、時間 t/c_1 にエコーが観測される。一方配管がすべて水で満たされている時は超音波が水中を透過するため、エコーの観測される時間 T は、

$$T = \frac{t}{c_1} + \frac{d}{c_2} \quad (1)$$

の関係が成立する。エコーの高さは音圧に比例するので、時間 t/c_1 および $t/c_1 + d/c_2$ で観測されるこれらの2つのエコーに注目し、気泡の有無を判別することが可能である。さらにエコーはステンレス鋼と水の境界面における反射、透過の組み合わせで、

$$T = \frac{mt}{c_1} + \frac{nd}{c_2} \quad (2)$$

$(m = 1, 2, 3, \dots, n = 0, 1, 2, 3, \dots)$

に現れることとなる。

気泡量を測定する場合は、配管底面より測定を行う。水と気泡の境界面で観測されるエコー T' は気泡の厚さを b とすると、

$$T' = \frac{mt}{c_1} + \frac{d-b}{c_2} \quad (3)$$

に測定されることから、この時の値から b を求め気泡厚さを推定することが可能である。さらに同じ測定点で定期的に気泡厚さを測定し、その成長速度に基づいて、ガス抜き周期を決めることが可能となる。

なお、物質中の音速は、温度および圧力によって変わることから、 c_1 、 c_2 も測定条件により変化する。

INSSでは、先に模擬配管を用いて気泡の有無の検出およびその蓄積量の測定が可能であることを検証している⁽¹⁵⁾。

5. 超音波探傷試験装置を用いたPWR実プラントでの測定

PWR実プラントでは、機器のレイアウト上、測定場所に制限がある。また、プラント運転中はアクセス場所にも制限がある。これらのことを踏まえて、測定可能な場所を抽出し、実プラントで測定を実施した。代表プラントとして、関西電力大飯発電所1号機を選定した。測定は、平成13年7月23日～7月27日の期間に実施した。

5.1 測定方法

本測定で使用する超音波測定器には、可搬型デジタル超音波探傷器（(株)三菱電機製 UI-23DH）、超音波振動子には垂直探触子（(株)ジャパンプローブ社製 型式SB-5Z10S50N、周波数1.0MHz）を用いた。測定は、測定周波数1.0MHz、音速（縦波）5.90km/sとした。測定器の仕様上、所定の音速に対応した測定範囲に対してデータを400点保有するため、例えば測定範囲設定を0～1000mmとする場合、データの間隔は、 $0.424\mu\text{s}$ となる。したがって、4節(1)、(3)式より、気泡に該当するエコー波形の時間差 b/c_2 がデータの間隔である $0.424\mu\text{s}$ 未満となるような気泡の場合、この装置を使つての検知はできないこととなる。4節での検討により c_2 は測定条件により変化することから、測定器の測定範囲設定および測定時の音速により検知可能な気泡の厚さ b も変化する。

気泡の有無を判定するために、配管水平部の上部から探触子を配管に対して垂直に当てて測定を実施した。測定波形を確認し、気泡の存在を示す配管内面からのエコーが検知されれば、気泡の厚さを特定するために先に測定した配管上部の対向位置となる下部に探触子を垂直に当てて測定した。さらに配管の上（下）流側に移動して測定を繰り返した。

対象系統としては、3節での検討結果を踏まえて、図1の矢印①、②にそれぞれ該当する、余熱除去系統低温側注入配管、ならびに充てん/高圧注入ポンプミニマムフローオリフィス下流部配管を選定した。なお、2節で紹介した米国発電所のうち、図1矢印①ではWaterford⁽⁸⁾⁽⁹⁾、Byron⁽¹⁰⁾、Turkey Point⁽⁷⁾、Braidwood⁽¹¹⁾各発電所、図1矢印②ではBeaver Valley発電所⁽⁷⁾で、ガス蓄積検知または蓄積量把握のために超音波法を用いた測定が行われた。

余熱除去系統は、プラント運転中で、なるべく定期検査前の時期に蓄圧タンク出口ラインに接続される余熱除去系統の低温側注入ライン逆止弁のすぐ上流で測定することが理想的であるが、当該場所は格納容器内であることから、運転中のアクセスが困難である。そこで、当該ラインの格納容器外側すぐにある低温側注入配管（材質ステンレス鋼、外径×厚さ、8B×sch160）の隔離弁付近の高所で定期検査の直前の時期に測定することとした。

充てん/高圧注入ポンプミニマムフロー配管（材質ステンレス鋼、外径×厚さ、2B×sch160）は、定期切替後で停止しているB系統の同オリフィス下流部で、測定することとした。図2に大飯1号機余熱除去系統での測定の様子を示す。



図2 大飯1号機余熱除去系統での測定の様子

5.2 余熱除去系統での測定結果

図3に余熱除去系統の格納容器外側にある低温側注入配管の隔離弁付近の配管レイアウト図を示す。測定点は青矢印で示した場所の配管の上部と下部とした。

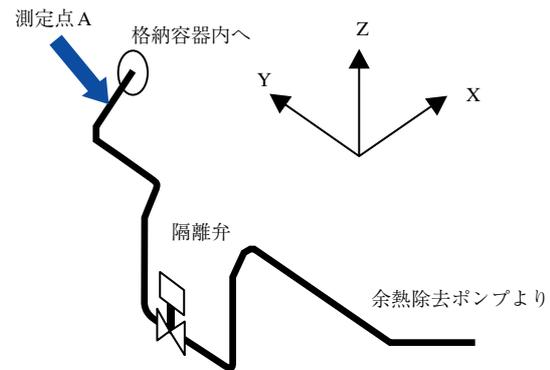


図3 余熱除去系低温側注入配管の隔離弁付近配管レイアウト図

図4に測定点Aで上部から測定したときのエコー波形を示す。4節(2)式より、入射された超音波の、配管上部におけるステンレス鋼と水境界面での反射によるエコーは、それぞれ $3.97\mu\text{s}$ 、 $7.94\mu\text{s}$ 、 $11.9\mu\text{s}$ …となるはずであるが、図4より、エコーは、約 $3.80\mu\text{s}$ 、 $8.03\mu\text{s}$ 、 $12.3\mu\text{s}$ （図4中の青一点鎖線）…で測定された。使用した超音波測定器の仕様上、測定器の測定範囲を0～1000mmと設定した場合の測定間隔が $0.424\mu\text{s}$ となるため、この分解能と、配管加工誤差（外径 $\pm 1\%$ 、肉厚 $\pm 10\%$ ）、さらには必ずしも配管表面に垂直に探触子が接触していないことを考慮すると、ほぼ正確に測定できたと考えられる。これまでの検討より、気泡が存在すれば、配管下部の水とステンレス鋼境界面からのエコーが存在しないはずであるが、時間約 $117\mu\text{s}$ （図4中の赤破線）にエコーが存在している。一方、配管下部の水とステンレス鋼境界面からのエコーを計算により求めると、4節(1)式より、 $117\mu\text{s}$ となる。ただし、 c_1 は 5.79 km/s 、 c_2 は 1.53 km/s とした。したがって、約 $117\mu\text{s}$ に測定されたエコーは、配管下部の水とステンレス鋼境界面からのものと判定されることから、この場所での気泡は存在しないことが確認された。

図5に測定点Aで下部から測定したときのエコー波形を示す。配管上部の水とステンレス鋼境界面からのエコーが、図4と同様に約 $117\mu\text{s}$ に測定されていることから、この波形からも気泡が存在していないことが確認された。

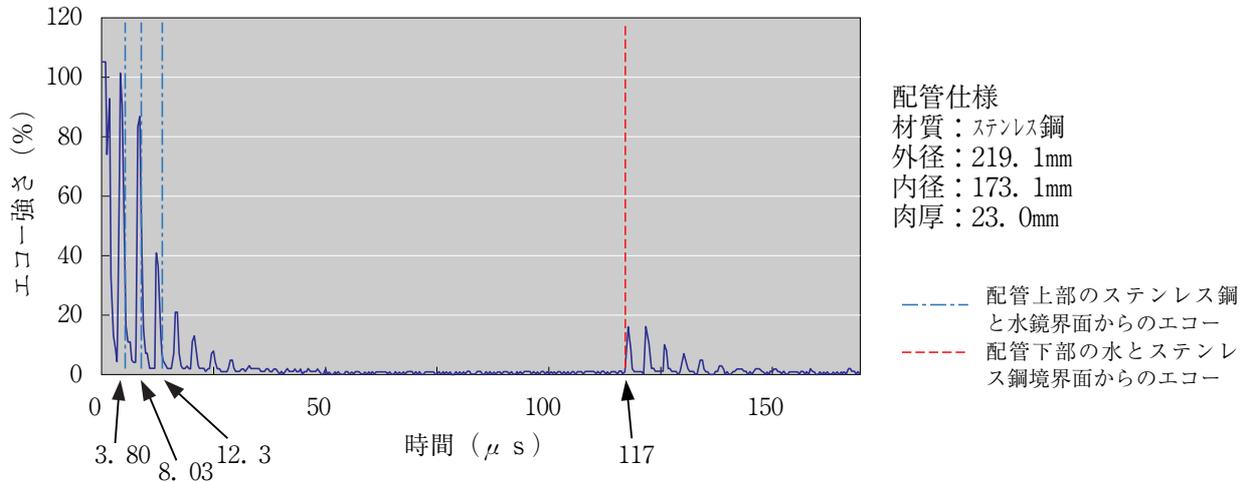


図4 測定点Aで配管上部から測定したエコー波形

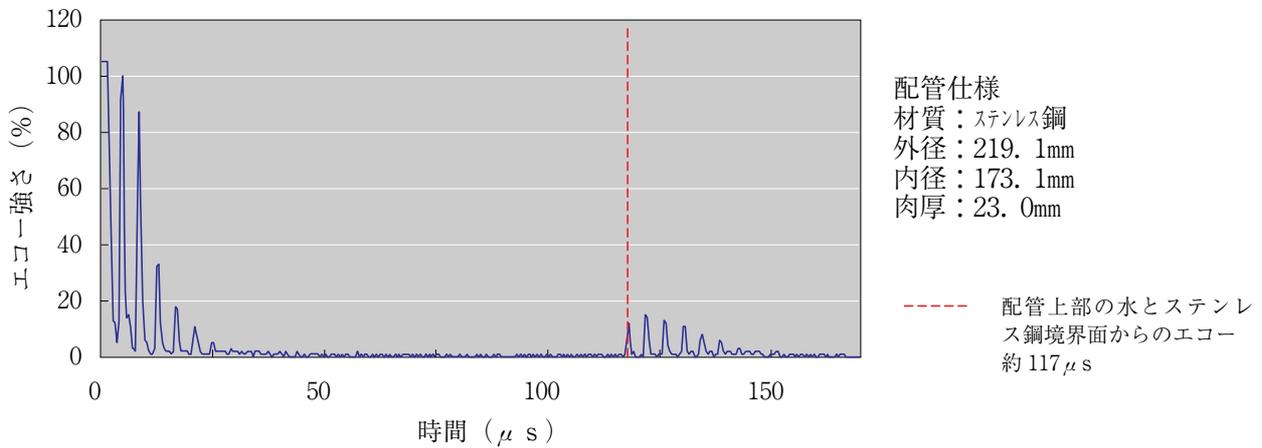
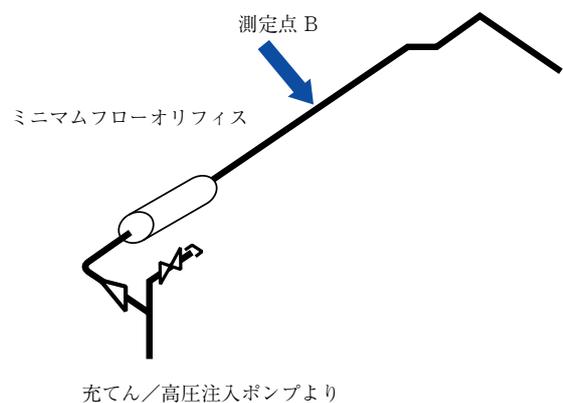


図5 測定点Aで配管下部から測定したエコー波形

5.3 充てん/高圧注入ポンプミニマムフローラインでの測定結果

図6にB-充てん/高圧注入ポンプミニマムフローラインの配管レイアウト図を示す。測定点は青矢印で示した場所の配管の上部と下部とした。

図7に測定点Bで上部から測定したときのエコー波形を示す。4節(1)式より、測定点Bでは配管下部の水とステンレス鋼境界面からのエコーが $30.0\mu\text{s}$ に測定されるはずである。ただし c_1 は 5.79 km/s 、 c_2 は 1.51 km/s とした。一方測定波形より配管下部の水とステンレス鋼境界面からのエコーが約 $30.2\mu\text{s}$ に測定されたことから、この場所でも気泡のないことが確認された。



充てん/高圧注入ポンプより

図6 B-充てん/高圧注入ポンプミニマムフローライン配管レイアウト図

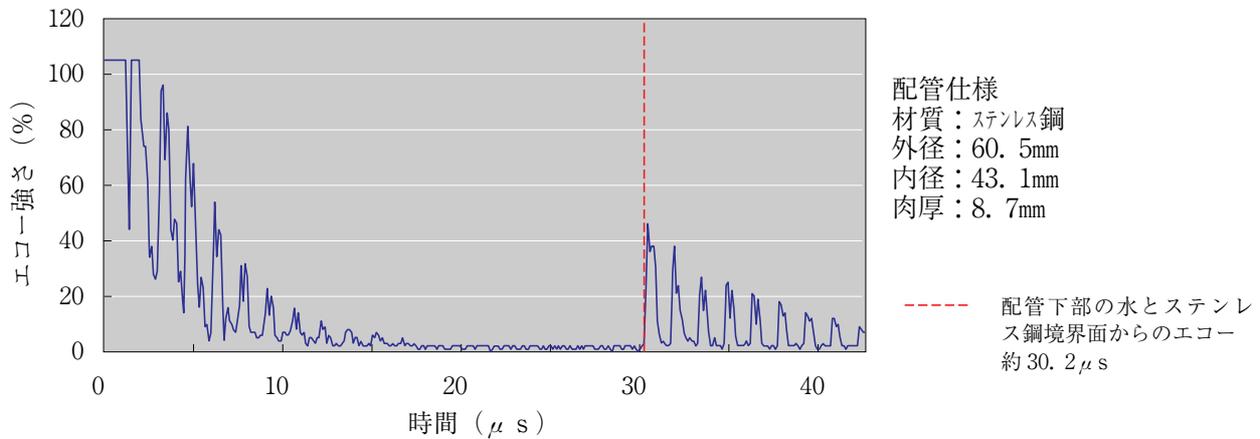


図7 測定点Bで配管上部から測定したエコー波形

6. おわりに

米国のPWRにおけるガス蓄積事象の発生原因を調査し、国内PWRにおける調査必要箇所を抽出した。また、ガス蓄積検知法として米国で用いられている超音波技術による測定法を代表PWRプラントに適用し、その有効性を確認した。本測定を実施した代表プラント以外においても、ガス蓄積の有無を確認するために、蓄圧タンク出口配管に接続している余熱除去系統低温側注入配管、および充てん/高圧注入ポンプミニマムフロー配管での測定を可能とする場所を確保し、本測定を実施することが望まれる。また、系統のガス抜きが確実にされていることを確認する目的での本測定技術の活用が望まれる。

謝辞

本研究の実施にあたり、多大な協力をいただいた関西電力(株)大飯発電所 原子炉保修課 枝元 聡氏、INSS 技術システム研究所 経年劣化研究プロジェクト 黒住 保夫 主席研究員に謝意を表す。

文献

- (1) NUREG 1431 Vol. 1 Rev. 2, "Standard Technical Specifications Westinghouse Plants," USNRC (2001).
- (2) NRC Information Notice 88-23, "Potential for Gas Biding of High Pressure Safety Injection Pumps during a Loss-of-Coolant Accident," USNRC (1988).
- (3) NRC Information Notice 88-23 supplement 1, "Potential for Gas Biding of High Pressure Safety

Injection Pumps during a Loss-of-Coolant Accident," USNRC (1989).

- (4) NRC Information Notice 88-23 supplement 2, "Potential for Gas Biding of High Pressure Safety Injection Pumps during a Loss-of-Coolant Accident," USNRC (1990).
- (5) NRC Information Notice 88-23 supplement 3, "Potential for Gas Biding of High Pressure Safety Injection Pumps during a Loss-of-Coolant Accident," USNRC (1990).
- (6) NRC Information Notice 88-23 supplement 4, "Potential for Gas Biding of High Pressure Safety Injection Pumps during a Loss-of-Coolant Accident," USNRC (1992).
- (7) NRC Information Notice 88-23 supplement 5, "Potential for Gas Biding of High Pressure Safety Injection Pumps during a Loss-of-Coolant Accident," USNRC (1999).
- (8) NRC Information Notice 91-50 supplement 1, "Water Hammer Events since 1991," USNRC (1997).
- (9) NRC Information Notice 97-40, "Potential Nitrogen Accumulation Resulting from Backleakage from Safety Injection Tanks," USNRC (1997).
- (10) Licensee Event Report 97-454/017-01, "Missed ECCS Venting Surveillance due to Ineffective Supervisory Methods," Commonwealth Edison Co. (1997).
- (11) Licensee Event Report 99-456/001-01, "Both Trains of Low Pressure Safety Injection Declared Inoperable Due to a Gas Pocket in the B/C Cold Leg Injection Piping," Commonwealth Edison Co. (1999).

- (12) Licensee Event Report 00-529/003-00, "ECCS Surveillance Requirement Not Met Due to Inadequate Procedure, " Arizona Public Service Co. (2000).
- (13) Licensee Event Report 02-301/001-00, " Completion of Nuclear Plant Shutdown Required by LCO 3.5.2 Required Action B. 1 , " Wisconsin Energy Power Co. (2002).
- (14) NRC Information Notice 97-38, "Level-Sensing System Initiates Common-Mode Failure of High-Pressure-Injection Pumps, " USNRC (1997).
- (15) 牧信男, INSS Journal Vol. 7, pp. 216-224, INSS (2000).