

船用蒸気プラント配管の流れ加速腐食による減肉について

正員 宋 玉中*
正員 松下 久雄*
永山 友哉*

椎原 裕美*
正員 中井 達郎*

Flow Accelerated Corrosion in Piping System of Marine Boiler Plant

by Yuzhong Song, *Member* Hiromi Shiihara
Hisao Matsushita, *Member* Tatsuro Nakai, *Member*
Yuya Nagayama

Summary

A disaster happened in the nuclear power plant in Japan in August 2004, which was caused by failure of the condensation water pipe in the secondary line. The possibility of occurrence of such a disaster in ships has concerned the shipping industry due to the constructive similarity between steam, feed water, condensation piping for main or auxiliary boilers in ships and that in nuclear power plants. Nippon Kaiji Kyokai has therefore investigated and gathered data on corrosion in piping lines in ships in collaboration with major Japanese shipowners right after the disaster. The results of the investigation shows that similar corrosion failure as in the nuclear power plant has occurred in steam/feed water/condensation water pipes for main and auxiliary boiler plants in ships without causing severe consequences. And it is also found that this kind of failure, named "Flow Accelerated Corrosion" and referred to as "FAC", is caused by erosion-corrosion at a place where the flow is extremely turbulent, such as a location right downstream side of an orifice or a control valve, or at bend parts including elbows, etc. under strong influence of temperature, flow velocity and pH of the fluid, etc.

The results of actual pipe wall thickness measurement of steam, condensation water and feed water pipe lines at bend parts, at T-junctions, behind orifices, behind valves and at diffusers/reducers with a ultrasonic thickness gauge shows the very definite evidence of a reduction in wall thickness of carbon steel piping. It was confirmed that the amount of actual reduction in wall thickness could be well predicted by Kastner Equation.

Based on the consideration of fracture mechanism, safety assessment of corroded areas was conducted and it has been concluded that a hole is possibly generated in corroded areas in advance before rupture of pipes and the corrosion hole is unlikely to propagate unstably. The result shows that piping systems in ships might be considered to be safe from a view point of LBB, which means Leak Before Break, because the failure will be able to be detected by water leakage into lagging of pipes.

1. 緒 言

1.1 原発事故

2004年8月に関西電力株式会社美浜原子力発電所で発生した復水管の爆発による事故は、二次系統の熱水(142℃)ライン途中に設置されたオリフィス後部で発生したFAC(流れ加速腐食)で進行したエロージョン・コロージョンによる配管板厚の減肉によるものと報告されている¹⁾。

この種の損傷は、原子力及び火力発電設備のwet-steamの二相流ラインで当初報告され始め、1981年には水単相流のラインでも報告された²⁾³⁾。そして、1986年に米国Virginia PowerのSurry Unit 2 PWRで発生した復水配管破裂事故以降、各種の報告²⁾³⁾が出され、給水ライン、復水ライン、ヒータードレンライン等での配管板厚減肉報告がされている。

1.2 損傷の原因と影響因子

この損傷は、装置内及び配管内を流れる流体の影響を受けて生じる腐食として、流れ誘起局部腐食(Flow induced localized corrosion)、流れ加速腐食(Flow accelerated corrosion、FACと略称される。以降FACの略称を用いる。)、又は"いわゆるエロージョン・コロージョン"(So-called erosion-corrosion)と呼ばれる腐食が原因と考えられ⁴⁾、

* (財)日本海事協会技術研究所

原稿受理 平成18年2月23日

「材料劣化のFACプロセスであり、その現象は腐食抵抗を酸化皮膜形成に拠っている金属材料に生じ、乱流水又は湿り蒸気流による酸化皮膜喪失が非防御金属の溶解腐食を引起すもの」と定義されている²⁾。

通常のボイラ水、復水及び給水系では、制缶剤により適切な防食環境下に置かれているので、酸化の進行の結果、電位的に安定な黒色の保護性不動態酸化皮膜であるマグネタイトと称される Fe_3O_4 が生成され、この保護性皮膜形成により Fe^{2+} の溶出がほとんど停止して腐食が止まる。しかし、FACによるエロージョン・コロージョンが発生する流れが乱される場所では、この保護性皮膜が部分的に剥がされて、局部電池が形成されることにより腐食が進行する⁴⁾。

FACの腐食速度の影響因子としては、

- ・ 溶存酸素濃度
- ・ pH
- ・ 温度
- ・ 流速
- ・ 配管材料(Cr 及び Mo 含有量)
- ・ 配管形状

等が挙げられ、水単相流の場合と水・蒸気二相流の場合でも異なり、二相流の場合には蒸気密度(乾燥度/湿り度)も影響する³⁾。

この影響因子中で、温度は水単層流の場合は130~140℃付近でエロージョン・コロージョン速度が最大となり(凸型グラフ形状の頂点となる)、二相流の場合はほぼ180℃で最大となる。pHは8から9にかけてエロージョン・コロージョン速度がなだらかに減少し、9.3以下のwet-steamタービン及びタービンサイクル配管での損傷報告が出されている。また、水中の溶存酸素濃度が低くなるとエロージョン・コロージョン速度が増す。流速が約10ft/sでエロージョン・コロージョンが発生し、流速の増加に従いエロージョン・コロージョン速度も増す。これらは材料にCr, Moを含有する合金鋼の場合は何れも腐食し難くなると報告されている²⁾³⁾¹⁰⁾¹¹⁾。

1.3 船舶での調査の必要性

この原子力及び火力発電所で事故が発生したものと同様な配管系は主ボイラ又は補助ボイラを有する船舶にもあり、船舶でも同じ事故が発生する可能性が提起された。特に蒸気タービンを主機関とするLNG船では、主機関が停止した時の影響は大きい事を考慮すると、その実態を把握し、要すれば対策の検討を行う事が望まれた。

一方、従来から、船舶では、多管式熱交換器の銅合金製伝熱管内部に海水を流す時に管入口付近に生じる吸い込み口腐食(Inlet attack, Inlet tube corrosion)、管の外側に海水が管軸に直角方向に衝突する時に生じる衝撃腐食

(Impingement attack)、海水を冷却水とする復水器のアルミ黄銅製伝熱管に貝類が付着して流路が塞がれる為に生じるデポジットアタック(Deposit attack)等の名称で知られる水の流れに起因する損傷も多く報告されている。また、蒸気プラント配管においても、主復水器出口付近や給水ヒータードレン配管等の管又は弁の損傷が経験的に知られている。

そこで、(財)日本海事協会では、この蒸気プラント配管板厚減肉損傷のメカニズムを明らかにすると共に、船用蒸気プラント配管での現状を把握し、船舶の安全性を評価することを目的とし、国内大手船主各社の協力の下に、実船での配管板厚計測を行った。

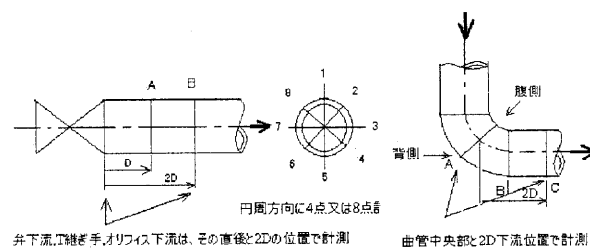
2. 実船での配管板厚計測

2.1 板厚計測方法

FACの可能性のある船用蒸気プラント配管を有する船舶としては、主ボイラを有するLNG船及び古いVLCCが挙げられる。また、主機ディーゼルを有するVLCCの補助二胴水管ボイラ、一般船舶の補助ボイラ及び排ガスエコノマイザーの関連配管が考えられる。この中では主蒸気プラント配管が損傷した場合の影響は大きく、国内大手船主の協力の下、当該配管の実船板厚計測を実施した。

実施した配管系は、FAC発生の可能性が高い温度域である100℃以上の主給水ライン、再循環ライン、1段給水加熱器後の復水ライン、給水ヒータードレンライン、余剰蒸気に水を注入するダンプ蒸気ライン等である。一部、蒸気ライン及び温度の低い復水ラインも板厚計測されたが、目立った減肉は計測されなかった。

板厚計測は、曲管部、弁下流、T部等でラギングを剥いで、配管外側からJISZ2355「超音波パルス反射法による厚さ測定方法」に従って超音波板厚計により行われた。図1にその計測位置を示す。



注)Dは配管径を示す。

図1 実船での配管板厚計測位置

2.2 減肉量の算出方法

通常、配管板厚の減肉速度は以下の式で求められる³⁾。

$$[\text{減肉速度}] = ([\text{公称板厚}] - [\text{計測された最小板厚}]) / [\text{時間}] \quad (2-1)$$

又は、

$$[\text{減肉速度}] = ([\text{計測された最大板厚}] - [\text{計測された最小板厚}]) / [\text{時間}] \quad (2-2)$$

繰り返し計測される場合は

$$[\text{減肉速度}] = ([\text{時間 1 での板厚}] - [\text{時間 2 での板厚}]) / ([\text{時間 2}] - [\text{時間 1}]) \quad (2-3)$$

又は、

$$[\text{減肉速度}] = ([\text{時間 1 での平均板厚}] - [\text{時間 2 での平均板厚}]) / ([\text{時間 2}] - [\text{時間 1}]) \quad (2-4)$$

一方、計測値は通常平均値を凸型曲線の頂点とする正規分布に載るが、最低値が規定される配管板厚の初期板厚は公称値(呼び値)以上の値を平均値とする正規分布となることが推定される。また、エルボを含む曲管部では、呼び値を往々にして上回る値で製作され、特に曲管内側(腹側)で厚くなる一方で、ベンディングマシンで作られた場合は、曲管外側(背側)が薄くなる。従って、新造時からの蓄積されたデータで、計測位置を特定したものがない限り、個々の位置での減肉量の算出は難しい。故に本稿では、配管系毎に、

$$[\text{標準化された板厚計測値}] = 100 * ([\text{計測された板厚値}] - [\text{呼び板厚}]) / [\text{呼び板厚}] \quad (2-5)$$

を用いて、減肉量を評価することとした。また、板厚減肉値は、曲管部では、周方向で最大値を取る曲管部内側(腹側)又は外側(背側)各々で、同一配管系統の同一径の数箇所の計測結果の最大値と最小値の差を減肉値とした。弁直後、T部、オリフィス直後、レデューサ/デフューザ部及びこれらから2Dの位置での計測値では、各箇所での周方向の最大値と最小値の差を減肉値とし、同一配管系で同一径の数箇所をまとめてその最大値を採った。

2.3 計測結果

超音波板厚計を用いた計測結果を解析し評価する場合、超音波板厚計の操作者の技量及び配管の状態等により影響される計測精度を考慮する必要があるが、これに関しては、文献³⁾等を参照願ひ、本稿では、ある程度の計測誤差を包含するデータであることを前提にした解析結果を以下に示す。

実施された5隻の船舶における主蒸気プラント配管の559箇所の曲管、T継ぎ手部、弁下流、レデューサ/デフューザ部、オリフィス下流部で、それぞれ円周上で4点又は8点、総計2600点における板厚計測結果を以下に示す。これらの船の船齢は、就航後5年目の船1隻、15年目の船1隻、20年目の船3隻の計5隻であり、A～E MARUで表記し、船毎及び配管毎に正規分布図として示す。

尚、図の横軸は[標準化された板厚計測値]を示し、0が呼

び板厚値で、例えば、+50%は呼び板厚の150%の板厚、-50%は同様に50%の板厚である事を示し、縦軸はその発生割合である。図中の記号は、FP:給水ライン(主給水ポンプから3,4段給水加熱器・エコマイザ間)、FR:再循環ライン、FH:給水ライン(3,4段給水加熱器・エコマイザからボイラ間)、FD:給水ライン(主給水ラインから分岐して緩熱器まで)、HD:ヒータードレンライン、DS:ダンプ蒸気ライン、BB:ボイラブローライン、CP:復水ライン(脱気器から主給水ポンプ間)、CD:復水ライン(主復水器から脱気器間)を示す。

図2は就航後5年目のA MARUで、ほとんどの配管系の分布がプラス側にあり、一部の配管系で分布の移動が見られるが、減肉による分布の偏りか、曲管製作方法による偏りかの判断が難しい。

図3及び図4は就航後15年及び20年目ということで、ほとんどの配管系で分布の中心が左側に移動し、一部はマイナス側に移動していき、かなりの部分で呼び板厚値より小さい値であることを示しており、減肉が進展していることが窺われる。特に、B MARUのダンプ蒸気ライン及び再循環ラインでの減肉量が大きく、E MARUでもダンプ蒸気ライン、給水ライン(給水加熱器からボイラ間)、ヒータードレンライン、緩熱器までの給水ラインの減肉量が大きいことが推定される。

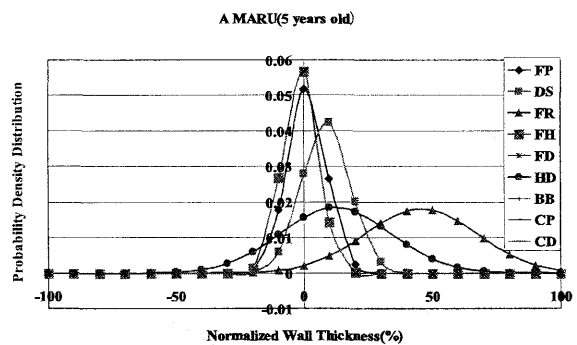


図. 2 計測板厚の確率密度分布(船齢5年、曲管)

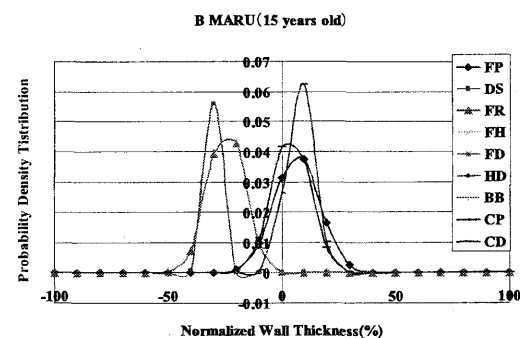


図. 3 計測板厚の確率密度分布(船齢15年、曲管)

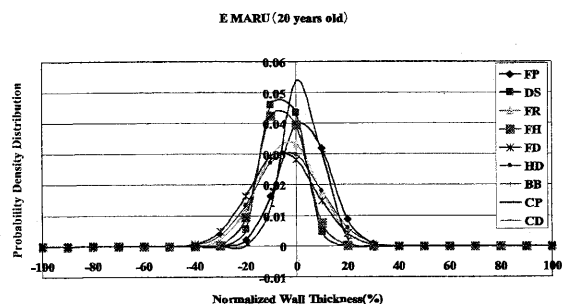


図.4 計測板厚の確率密度分布(船齢20年、曲管)

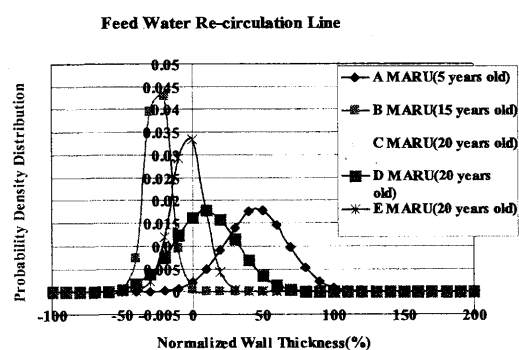


図.5 計測板厚の確率密度分布(再循環ライン)

図5に減肉量が多いと考えられる再循環ライン(主給水ポンプから脱気器への戻りライン)の各船の比較を示す。5年目のA MARUに比べて、他の船は分布がマイナス側に広がっており、減肉の進行が窺われ、特にB MARUはそのほとんどがマイナスになっていて、減肉量が多い。

表1に各船及び配管系毎の平均値及び標準偏差を示す。

表1 板厚計測結果の平均値及び標準偏差

Pipe Line	Mean value									
	FP	DS	FR	FH	FD	HD	BB	CP	CD	
A MARU(5 years old)	1.2	8.6	45.7	-1.5		12.4				
B MARU(15 years old)	6.8	-33.2	-24.5					8.2	4.3	
C MARU(20 years old)	2.4	4.3		8.1	-3.5		-3.8			
D MARU(20 years old)	10.0	1.8	9.3	10.4	12.7	0.9		9.6	3.2	
E MARU(20 years old)	3.1	-5.2	-3.3	-5.5	-5.6	-3.4			2.2	

Pipe Line	Standard Deviation									
	FP	DS	FR	FH	FD	HD	BB	CP	CD	
A MARU(5 years old)	7.6	9.3	21.9	6.9		21.5				
B MARU(15 years old)	10.1	2.0	7.9					6.1	8.5	
C MARU(20 years old)	14.6	7.8		19.1	13.1		11.5			
D MARU(20 years old)	15.1	4.4	22.4	14.1	21.3	17.9		15.6	10.6	
E MARU(20 years old)	9.6	6.8	11.4	8.0	12.8	12.9		7.1		

表1に示される様に、E MARUではほとんどの配管系でマイナス側に平均値があり、減肉が進んでいることがわかるが、同じ20年目の船でもC MARU及びD MARUでは左程ではなく、運航条件の差も推察される。

この他、T継ぎ手部等その他の部分では、データ数が少な

く、明確な分布を得られなかった。しかし、図2～図5の結果は、原子力及び火力発電設備での結果²⁾³⁾と同様な傾向を示していて、流れ加速腐食が船用蒸気配管にも生じていることが推察される。

3. 減肉量の予測

次回点検時までの配管の減肉量を予測して、適切なプラント保守を実施することが行われる¹⁵⁾が、減肉量を評価する上で、現在、水単相流中におけるエロージョン・コロージョンによる炭素鋼配管の腐食速度の予測式で最も用いられているのがKastner等の実験相関式である¹²⁾。この式は前述した温度、pH、流速等の各影響因子を盛り込んだ実験相関式であり、最大減肉量として次式で与えられる²⁾¹²⁾¹³⁾。

$$W_c(t) = 6.25 \cdot K_c \cdot (B \cdot e^{N_w} \cdot [1 - 0.175 \cdot (\text{pH} - 7)^2] \cdot 1.8 \cdot e^{-0.118g+1}) f(t) (t/\rho) \quad (3-1)$$

W_c : 減肉量(mm)

t : 時間(h)

ρ : 配管鋼の密度(kg/m³)

K_c : Keller 形状係数

h : Cr と Mo 含有量(%)

T : 流体温度(K)

w : 平均流速(m/s)

pH : 流体の pH 値

g : 溶存酸素濃度(ppb)

B は h と T の関数、 $f(t)$ は補正関数である。

実施した実船計測結果を(3-1)式で求めた予測値と共に図6に示す。

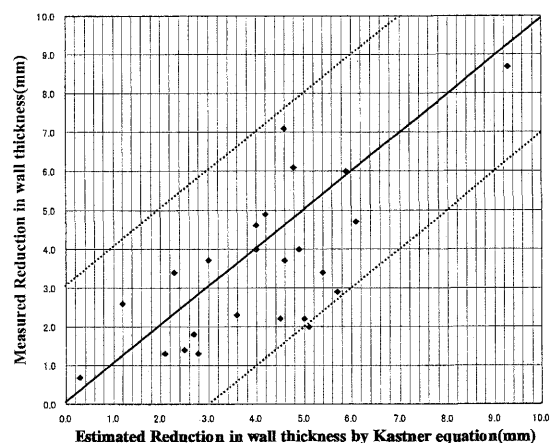


図6. FACによる減肉量の実船計測結果と予測値の相関

予測値は $\text{pH}=8.7$ 、溶存酸素量10ppbとして各配管の運転条件に従って算出した。通常、予測値は実測データに対してファクター2～3程度ばらつくとされている¹²⁾事を考慮すると、±60%程度のばらつき範囲で予測可能であることが推察

され、良い一致が見られる。また、今回の計測位置が、最大腐食付近と思われる曲管部中央外側(背側、二相流の場合)及び曲管終端内側(腹側、単相流の場合)付近や、弁、オリフィス及びT部から約 1D(Dは管径)下流位置付近ではないことから、最大減肉量はこれらの値より大きいと推察される。

以上を考慮すると、船用蒸気プラント配管でも Kastner 等の実験相関式による減肉量の予測が可能であると思われる。

4. 板厚減肉時の配管の安全性の検討

4.1 配管破裂の検討

配管板厚が減肉した状態における破壊に関する検討は、多くの文献⁵⁾⁶⁾⁷⁾⁸⁾⁹⁾があり、本稿ではASME (The American Society of Mechanical Engineers) の規格¹⁴⁾に基づき検討を行った。腐食した配管の強度評価を行う上で必要なパラメータを図7のように規定する。

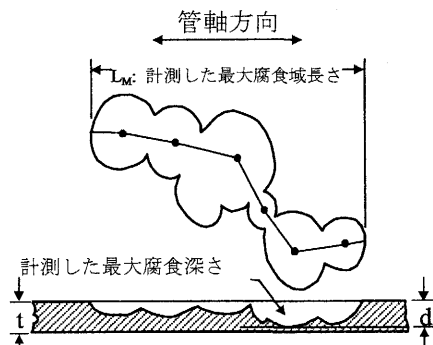


図7. ASME コードによる腐食配管残存強度評価に用いるパラメータ

このようなパラメータを定めた上、ASME 規格では腐食部における最大安全圧力、 P' を式 (4-1) で与えている。

$$P' = 1.1 \cdot YS \frac{2t}{D} \frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t \sqrt{A^2 + 1}} \right)} \quad A \leq 4.0$$

$$P' = 1.1 \cdot YS \frac{2t}{D} \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad A > 4.0 \quad (4-1)$$

where $A = 0.893 \left(\frac{L_M}{\sqrt{Dt}} \right)$

ここに、 P' : 腐食部における最大安全圧力 (最大内圧) ;
YS : 管材料降伏点 ; t : 管壁厚さ ; D : 管公称外径 ; d : 最大腐食深さ ; L_M : 腐食領域長さである。

ASME コードでは式(4-1)について腐食深さが元厚の 10%以上 80%以下という適用制限があるが、ここでは、それを外挿して破裂圧力の算出を試みた。計算ではまず破裂した事例に対して計算し、算出した最大安全圧力と破裂圧力の関係を得る。得られた関係を用いて船用配管の残存厚さがどの程度薄くなったなら破裂が生じるかを試算した。その結果、通常、船用蒸気プラント配管に用いられる 150A で板厚 11mm 及び 7mm の配管では、配管が破裂するには平均残存厚さが 0.16mm 以下になる必要があると推定された。一方、図 8 に示すように、FAC による腐食破面には、約 0.5mm の鱗状の凹凸の起伏がある事から、平均残存厚さが 0.16mm に達する前に一部の凹部が先に貫通することによって、破裂する前に破孔が生じることが推定され、これまでの船上における損傷事例もこの推定を裏付けている。

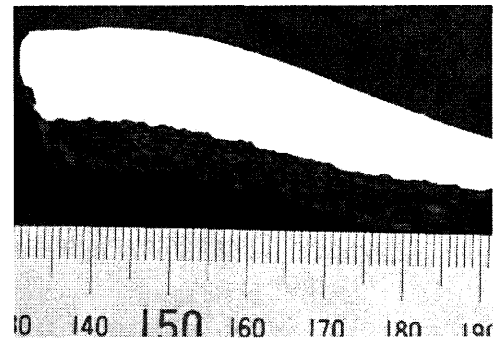


図8. 主給水制御弁前後のレギュサ/デフューザに生じた FAC による腐食断面

4.2 破孔時の不安定き裂伝播の検討

配管が流れ加速腐食により減肉した結果、破孔した場合、原発事故の例のような、不安定き裂伝播して破裂し、内部の高温・高圧の蒸気又は水が噴出すると、船舶でも惨事が発生する事が予想される。しかし、破孔しても、き裂伝播が生じなければ、単なる蒸気漏洩で済み、乗組員が発見、修理する事が可能となる。原子力発電所配管破裂事故で見られるように、破裂は不安定延性破壊によるものだが、ここでは脆性破壊に対して適用される破壊力学を便宜的に適用してみた。破孔した穴を、内圧 p を受ける半径 R 、板厚 t の配管の軸方向に生じた長さ $2a$ の貫通き裂でモデル化し、当該き裂が不安定伝播するかの検討を行った。

き裂伝播の検討では、(4-2)式で示されるき裂先端での応力拡大係数 K_I が¹⁶⁾、き裂が不安定伝播する限界応力拡大係数 K_{max} を越えるか否かで判断することにした。

$$K_I = 2.4 \frac{pR}{t} \sqrt{a} \quad (4-2)$$

一方、150℃前後の圧力配管用炭素鋼管の K_{max} の値は求められていないが、常温及びその他の温度域でのデータから類推し、計算を簡易化するために、 $K_{max}=480\text{kg/mm}^{3/2}(=184\text{MPa}^{1/2})$ として、最大の安定き裂長さを(4-2)式から求めた(4-3)式から算出した。

$$2a_{max} = 2 \left(\frac{200t}{pR} \right)^2 \quad (4-3)$$

その結果、内圧 $p=94\text{kgf/cm}^2(=9.2\text{MPa})$ 、配管半径 $R=75\text{mm}$ 、板厚 $t=11\text{mm}$ の場合、 $2a_{max}=1947\text{mm}$ が得られた。同様に内圧 $p=10\text{kgf/cm}^2(=0.98\text{MPa})$ 、配管半径 $R=280\text{mm}$ 、板厚 $t=10\text{mm}$ の場合、 $2a_{max}=10204\text{mm}$ と算出された。これらの値は十分に大きいので、一般的な船用配管系では、破孔が生じてもき裂伝播には至らないと判断できる。

以上の事を LBB(Leak Before Break)の考え方に従って整理すると、150A 程度の船用蒸気プラント配管では、仮に流れ加速腐食による配管板厚の減肉が進行しても、配管の破裂する前に破孔が生じ、生じた破孔も不安定き裂伝播して配管を破裂させるには至らないので、破孔による水又は蒸気漏洩が生じ、それによる発見される可能性が高いと判断できる。

5. 結論

今回の調査により、発電プラント及び原発の二次系配管で報告された FAC による配管の板厚減肉が、船用蒸気プラントの配管でも生じている事が確認された。また、その減肉量も陸上で一般的に用いられている Kastner 等の実験相関式を用いて推定可能であることが判った。

一方で、150A 程度の一般的な配管なら、腐食減肉後の配管の破裂の可能性は低く、破孔によるラギング内での漏洩に留まる可能性が高い事が推定された。

参考文献

- 1) 「関西電力株式会社美浜発電所 3 号機二次系配管破裂事故に関する中間とりまとめ」、平成 16 年 9 月 27 日、同最終報告書、原子力安全・保安院
- 2) W. Kastner, M.Erve, N.Henzel and B.Stellwag, "Calculation Code for Erosion Corrosion Induced Wall Thinning in Piping System", Nuclear Engineering and Design 119(1990) 431-438
- 3) Jim Bridgeman and Ramesh Shankar, Erosion/corrosion data handling for reliable NDE, Nuclear Engineering and Design 131(1991) 285-297
- 4) 村上盛紀他、"純銅に生じるいわゆるエロージョン・コロージョンと流速差腐食の機構"、材料と環境 Vol.52、No.3、155-159(2003)
- 5) H. Machida and K.Ando, "Probabilistic Fracture Assessment of Wall Thinning Pipe", Proceeding of 2005 ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 2005, Denver, Colorado USA, PVP2005-71151
- 6) K. Takahashi, K. Ando, M. Hisatsune and K.Hasegawa, "Failure Behavior of Pipe Having Local Wall Thinning in Downstream Region of Orifice", Proceeding of 2005 ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 2005, Denver, Colorado USA, PVP2005-71337
- 7) K.Hasegawa, "Failure Mode and Failure Strengths for Wall Thinning Straight Pipes and Elbows Subjected to Cyclic Loading", Proceeding of 2005 ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 2005, Denver, Colorado USA, PVP2005-71358
- 8) Yun-Jae Kim and Young-Jim Kim, "Reference Syress Approach for Failure Strength Estimates of a Pipe with Local Wall Thinning", Proceeding of 2005 ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 2005, Denver, Colorado USA, PVP2005-71551
- 9) 高橋宏治、安藤柱、久恒眞一、長谷川邦夫、"オリフィス下流部に局所減肉を有する配管の破損挙動"、圧力技術、第 42 巻第 6 号、p310-317
- 10) 腐食・防食ハンドブック、P93、腐食防食協会編、丸善
- 11) ASM Handbook, Formerly Ninth Edition, Metals Handbook, Volume13 Corrosion
- 12) オリフィス近傍配管流況解析、平成 16 年 12 月 13 日、原子力安全基盤機構、日本原子力研究所
- 13) Von W.Kastner und Riedle, "Empirisches Modell zur Berechnung von Materialabtragen durch Erosionskorrosion", VGB KRAFTWERKSTECHNIK 66 Heft 12 Dezember 1986
- 14) ASME (B31), Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, 1991,P10
- 15) ASME CASE N-597
- 16) Stress intensity factors handbook, volume 2, p1361, Pergamon Press, 1987