舶用蒸気プラント配管の流れ加速腐食による エロージョン・コロージョン減肉について

技術研究所　椎原裕美、松下久雄、宋玉中、中井達郎、永山友哉

１．緒言

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。

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、排ガスエコノマイザーの蒸発管曲管部の破孔等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、舶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．流れ腐食加速のメカニズム

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)]、「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働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+}の溶出が殆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)]。この様子を示したのが図 1 である。

流れ加速腐食により配管板厚が減肉した結果、破損した原子力発電所の事例を図 2 に示す。腐食表面は多数の凹部分を有する”The Tiger skin stripe pattern”とか「鱗状模様」と称される特徴的な表面が観察される。図 3 は主ボイラプラント配管の給水ライン途中の主給水制御弁前後のデフューザに発生した FAC による減肉表面の様子を示している。鱗状の多数の凹部分を有する典型的な FAC の様子を示している。

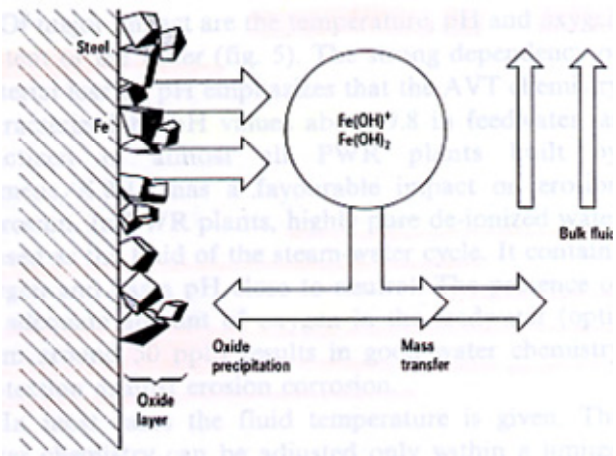

図 1 流れ加速腐食の進行プロセス [2)]

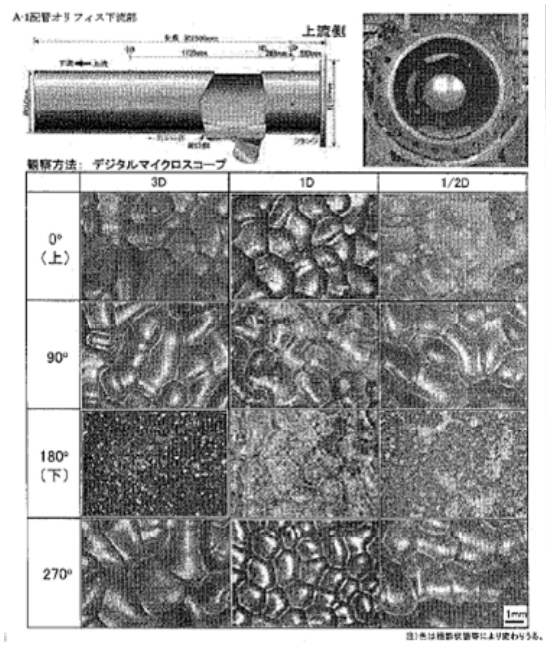

図 2 流れ加速腐食により破損した原発配管 [1)]

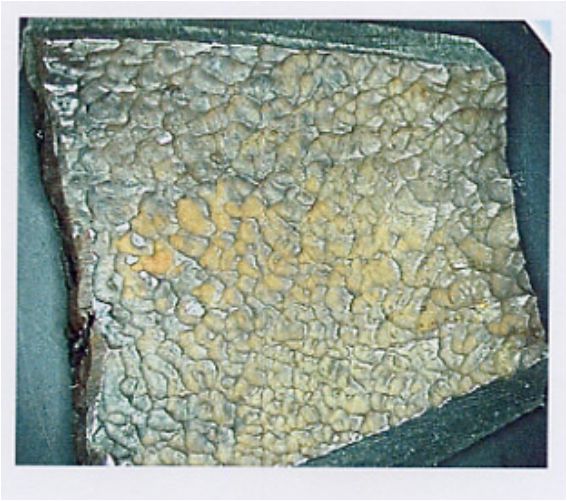

図 3 流れ加速腐食により減肉した主給水制御弁前後のデフューザ

また、図 4 に排ガスエコノマイザーの蒸発管曲管部に生じた減肉の結果、破孔に至った例を示す。図 5 は孔食部が流れに従って馬蹄形状の減肉が進行する様子を示したものである。

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)]。

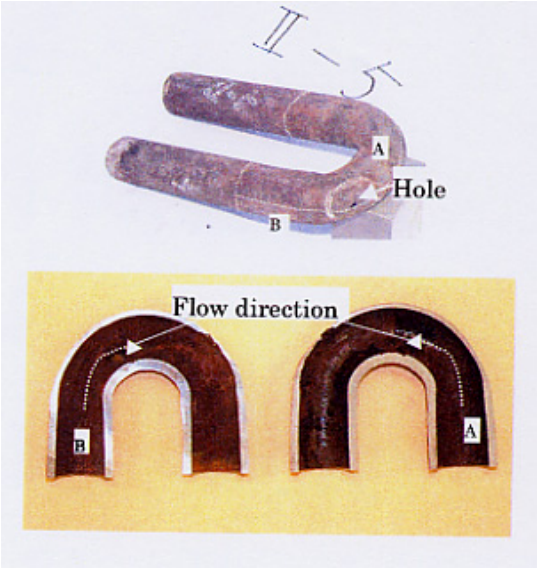

図 4 流れ加速腐食により発生した排ガスエコノマイザー蒸発管曲管部の孔食

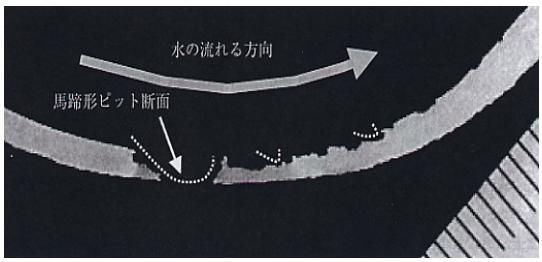

図 5 排ガスエコノマイザー蒸発管曲管部の孔食と流れの様子

図 6 に温度と FAC によるエロージョン・コロージョン速度の関係を示す。図 6 に示される様に、水単層流の場合、FAC は 100℃～250℃の間で進行し、130～140℃付近でエロージョン・コロージョン速度が最大となる(凸型グラフ形状の頂点となる)。その程度は図 6 に示される様に、炭素鋼に比べて Cr 及び Mo 含有の合金鋼は、エロージョン・コロージョン速度が低下し、Cr 及び Mo 含有量が増加するに従って、更にエロージョン・コロージョン速度も低下する[2)3)10)11)]。一方、二相流の場合はほぼ 180℃で最大となる[3)]。

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 以下で 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。この様子を示したのが図 7 である。温度同様に Cr 及び MO 含有の合金鋼では Cr 及び MO 含有量に従ってエロージョン・コロージョン速度は低下する[2)3)10)11)]。

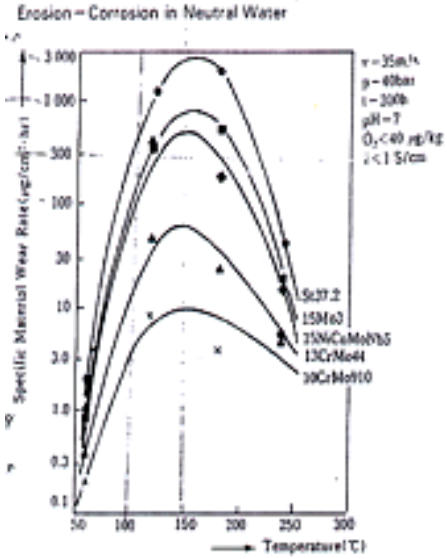

図 6 流れ加速腐食に及ぼす温度の影響[2)]

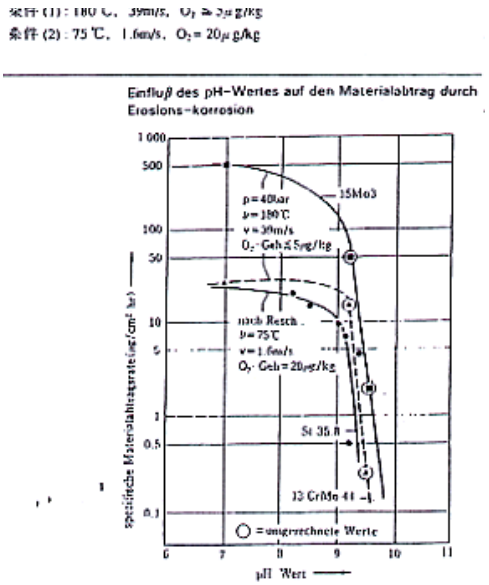

図 7 流れ加速腐食に及ぼす pH の影響[2)]

図 8 に配管内の流体の流速とエロージョン・コロージョン速度の関係を示す。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 及び 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)]。

図 9 に水中の溶存酸素量とエロージョン・コロージョン速度の関係を示すが、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。特に 200ppb(=0.2ppm)以下に溶存酸素濃度が低下すると急激にエロージョン・コロージョン速度が増す。従来から、復水器出口付近での弁叉は配管の腐食や、脱気器(Dearator)周辺での弁、配管等の異常腐食が報告されるが、この溶存酸素濃度が異常に低下した結果と推察される。

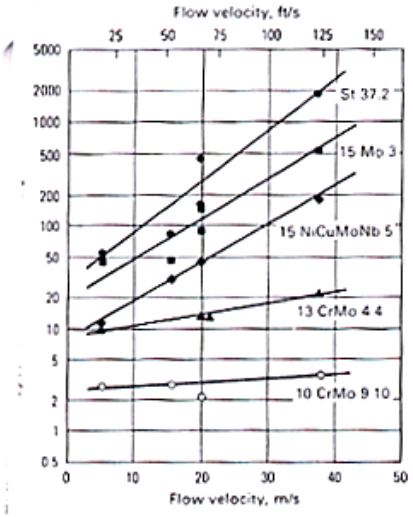

Fig. 78 Effect of flow velocity on material wear due to single-phase erosion-corrosion. P: 0 bar (4000 kPa, or 580 psi), T: 180 °C (355 °F), pH: , oxygen content: <5 ppb, period of exposure: 200 h. ee Fig. 71 for material composition. Source: Ref 137

図 8 流れ加速腐食に及ぼす流速の影響 [2)]

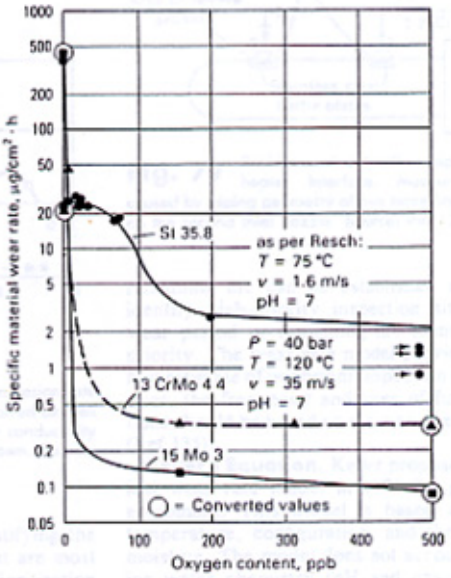

Fig. 74 Effect of oxygen content on material wear due to erosion-corrosion. See Fig. 71 for material composition. Source: Ref 137

図 9 流れ加速腐食に及ぼす溶存酸素の影響 [2)]

図 10 に流相による流れ加速腐食の違いを示す。水単相流の場合は、エルボ等曲がり部腹側の曲管と直管との接続部付近に、生じた乱流によりエロージョン・コロージョンが進行し、減肉が起こる。因みに二相流では流速が高くなるに従って蒸気と水の密度が変化するが、垂直上昇流では流速の増加により図 11 に示すように変化する。

一方、水と蒸気の二相流の場合は、蒸気流の中を流れる水塊が管壁に衝突する事でエロージョンが進行し、特に、孔食等が生じる。この二相流での船舶での損傷の典型的な例が先に示した図 4 及び図 5 である。殆どの船舶に設置される排ガスエコノマイザー(コンポジットボイラの排ガス部分を含む)は、多数の曲管を有する蒸発管で構成されており、更に、ボイラ水が蒸気化する過程で、水単相流⇒気泡流⇒スラグ流⇒環状流⇒噴霧流⇒蒸気単相流と変化し、高速で流れる蒸気流の中を水塊が流れる気泡流やスラグ流の状態を経ることから、缶水管理を間違うと、図 4 及び図 5 に示すような減肉の結果、破孔まで至る損傷が発生する可能性がある(詳細は後述)。

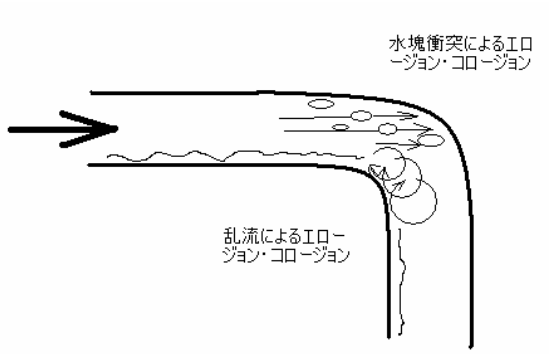

図 10 流れ加速腐食に及ぼす流相の影響

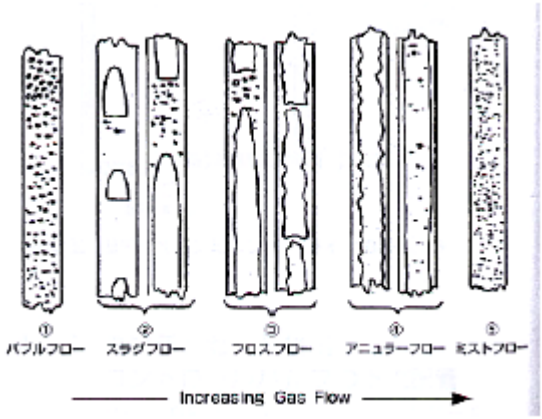

図 11 垂直上昇二相流の流速の増加による相状態の変化

３．実船での配管板厚計測

3.1 板厚計測方法

FAC の可能性がある舶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。

図 12 に主ボイラプラント配管の FAC 対象系統例を示す。実施した配管系は、最も FAC 発生の可能性が高い温度域である約 140℃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 13 にその計測位置を示す。

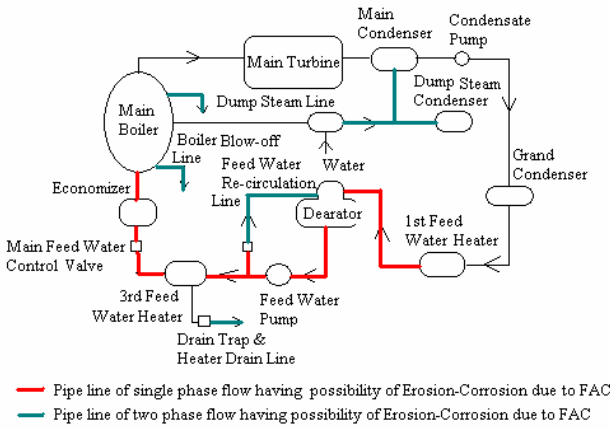

図 12 流れ加速腐食の可能性がある配管

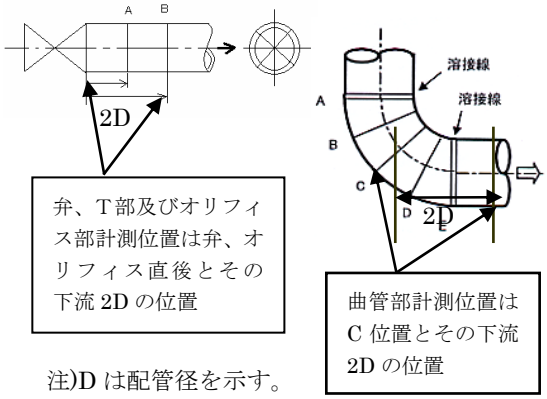

図 13 実船での配管板厚計測位置

3.2 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)]。

[減肉速度]＝([公称板厚]―[計測された最小板厚])/[時間] (3-1)

又は、

[減肉速度]＝([計測された最大板厚]―[計測された最小板厚])/[時間] (3-2)

繰り返し計測される場合は

[減肉速度]＝([時間 1 での板厚]―[時間 2 での板厚])/([時間 2]―[時間 1]) (3-3)

又は、

[減肉速度]＝([時間 1 での平均板厚]―[時間 2 での平均板厚])/([時間 2]―[時間 1]) (3-4)

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計測板厚は公称値(呼び値)以上の値を平均値とする正規分布となると言われる[3)]。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配管曲部外側(背側)は薄くなる。

従って、新造時からの計測位置を特定して計測したデータが蓄積された場合でない限り、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、

[標準化された板厚計測値]=100＊([計測された板厚値－[呼び板厚])/[呼び板厚] (3-5)

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、周方向で最大値をとる曲管部内側(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纏めてその最大値を採った。

3.3 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に関しても検討する必要があるが、本件に関しては、文献[3)]等を参照願い、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 隻である。本稿では掲載を省略するが、計測値は全データで配管系毎に正規分布に従っている事が確認されたので、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・エコノマイザー間)、FR:再循環ライン、FH:給水ライン(3,4 段給水加熱器・エコノマイザーからボイラ間)、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 14 は就航後 5 年の A MARU の配管系毎の板厚分布を示す。A MARU では幾つかの配管曲部を内視鏡により確認したが、発錆が一部確認された程度で、減肉を伴うまでのエロージョン・コロージョンは観察されなかった。従って、殆ど、減肉していない配管の板厚分布と考えることができるが、かなりの部分で規則又は基準で要求される最低板厚を大幅に上回る公称板厚の管が選定されていることが分かる。殆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でき難い。

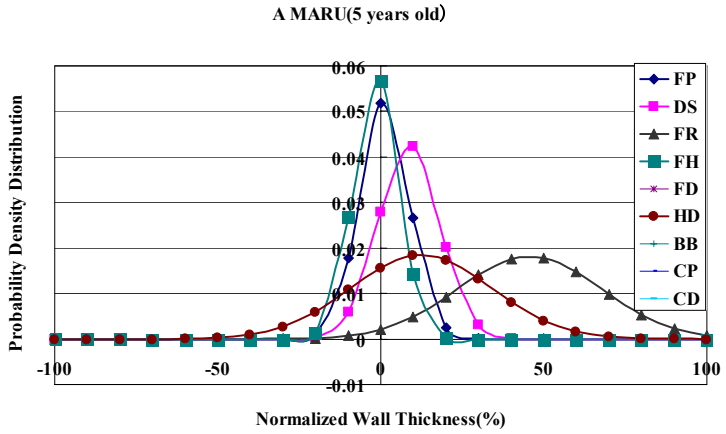

図 14 計測板厚の確率密度分布(船齢 5 年、曲管)

図 15 及び図 16 は就航後 15 年の B MARU 及び 20 年目の E MARU の各配管系統の板厚分布を示している。殆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て、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が推定される。

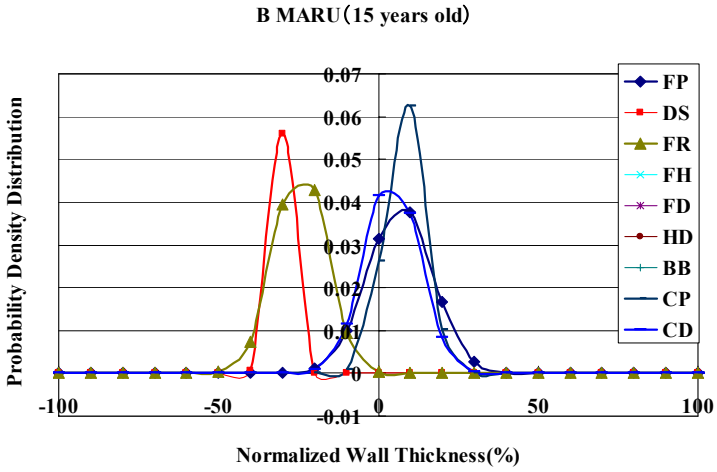

図 15 計測板厚の確率密度分布(船齢 15 年、曲管)

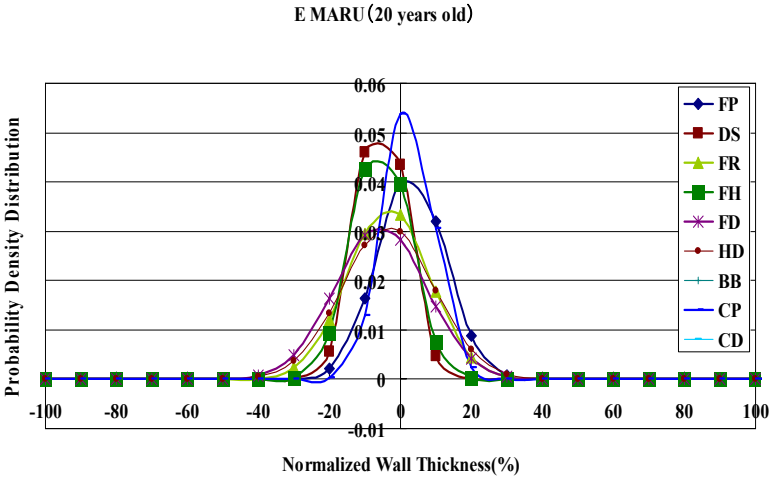

図 16 計測板厚の確率密度分布(E MARU, 船齢 20 年、曲管)

図 17 に減肉が大き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 はその殆どがマイナスになっていて、減肉が大きいと推察される。

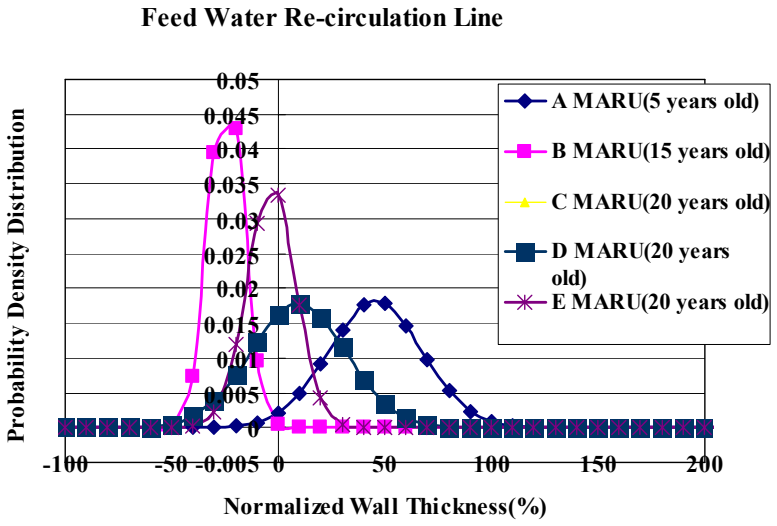

図 17 計測板厚の確率密度分布(主給水再循環ライン、5 隻、C MARU は計測データなし、曲管)

図 18 にヒータードレンラインの各船の板厚分布を示す。船齢 15 年の B MARU 及び 20 年の C MARU の計測データが無いが、3 隻の間では船齢が高くなるに従って、分布がマイナス側に移動する傾向が見られる。しかし、同じ船齢 20 年でも差があることは、各船の缶水管理及び運転条件の差が推察される。

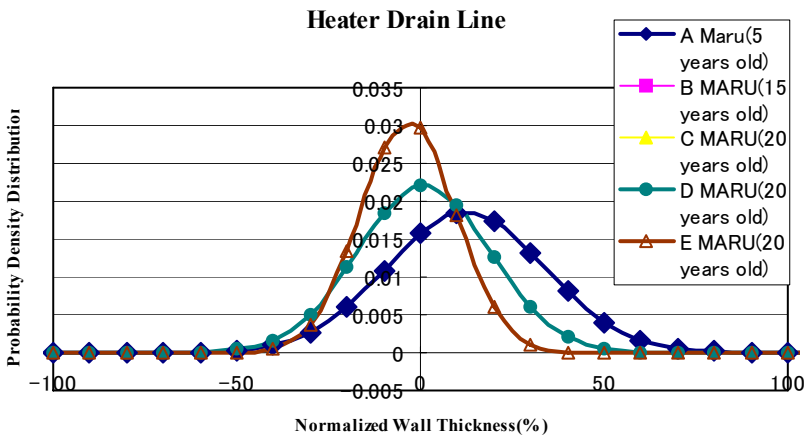

図 18　計測板厚の確率密度分布(ヒータードレンライン、5 隻、B MARU,C MARU は計測データなし、曲管)

図 19 にダンプ蒸気ラインの板厚分布を示すが、B MARU での減肉の進展以外には、各船での差が明確ではなく、余剰蒸気に水を注入して流れる二相流ラインでの各船での運転条件の差と推察される。

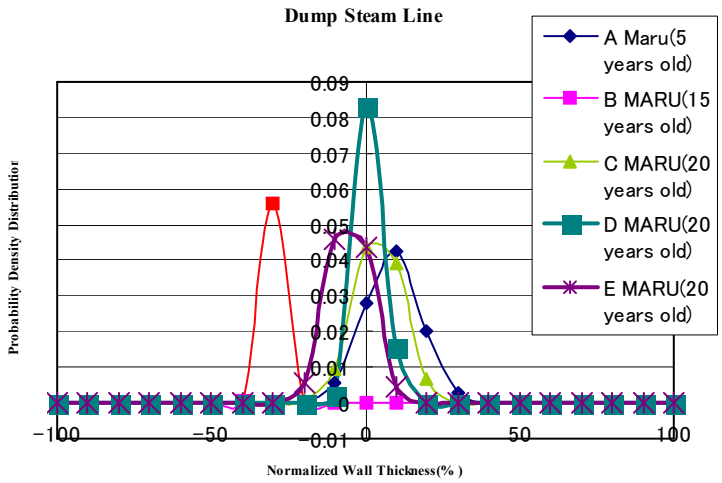

図 19　計測板厚の確率密度分布(ダンプ蒸気ライン、5 隻、曲管)

表 1 に各船及び各配管系統毎の平均値及び標準偏差を示す。明確に、B MARU 及び E MARU の各配管で板厚の平均値がマイナス側にあり、減肉が進んでいることが分かる。但し、同じ 20 年目の船でも C MARU 及び D MARU では然程ではなく、運航条件の差も推察される。また、今回の調査では、標準偏差の違いによる減肉傾向は明確に判断できなかった。

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 14～図 17 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、流れ加速腐食が舶用蒸気配管にも生じていることが推察される。

表１ 各船の各配管系統の平均値及び標準偏差

	Mean value								
Pipe Line	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	
	Standard Deviation								
Pipe Line	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	

４．減肉量の予測

火力及び原子力設備では、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ている[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、最大減肉量として以式で与えられる[2)12)13)]　。

$$Wc(t)=6.25Kc(BeNw[1-0.175(pH-7)2]1.8e-0.118g+1)f(t)(t/\rho) \quad (4\text{-}1)$$

Wc：減肉量(mm)
t：時間
ρ：配管鋼の密度(kg/m3)
Kc：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
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(4-1)式で求めた予測値と共に図 20 に示す。予測値は 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。

但し、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、舶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。

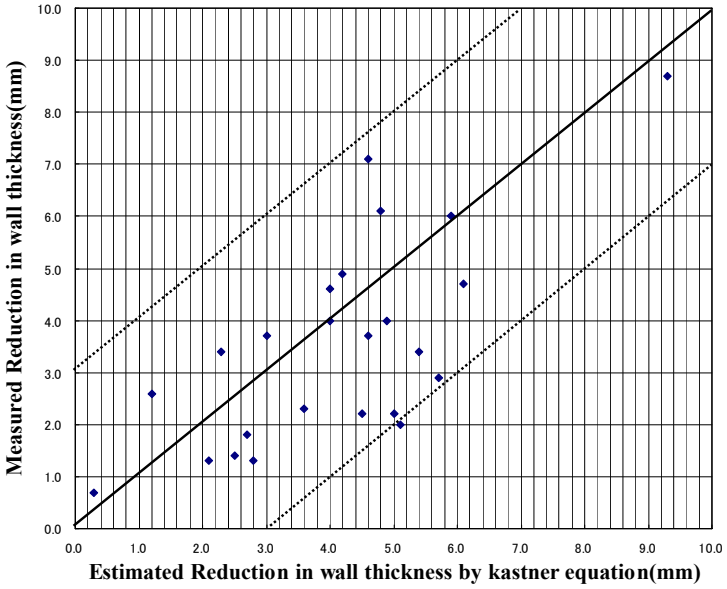

図 20 配管の減肉量の予測と実測値との相関

５．板厚が減肉した配管の安全性の検討

5.1 ASME 規格による減肉時の評価

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)]があるので、それらを参照願うとして、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 21 のように規定する。

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(5-1) で与えている。

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

$$P' = 1.1 * YS \frac{2t}{D}\left(1 - \frac{d}{t}\right) \qquad A > 4.0 \qquad (5\text{-}1)$$

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

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(5-1)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舶用配管の残存厚さがどの程度薄くなったら破裂が生じるかを試算した。

その結果、通常、舶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、FAC による腐食破面の鱗状の凹凸の起伏が最低でも約 0.5mm ある事を考慮すると、破裂する前に破孔が生じることが推察される。この事は、従来の船上における損傷事例からも裏付けられ、陸上の事故のような配管の破裂による惨事の可能性は低いと考えられる。

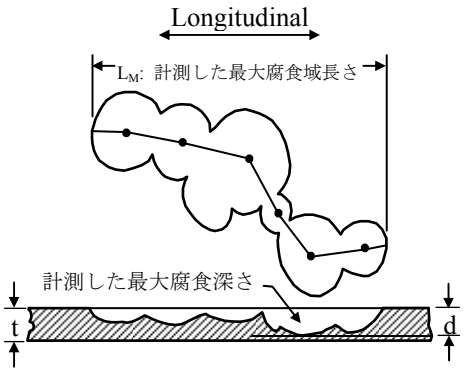

図 21 ASME ｺｰﾄﾞによる腐食配管の残存強度評価に用いられるパラメータ

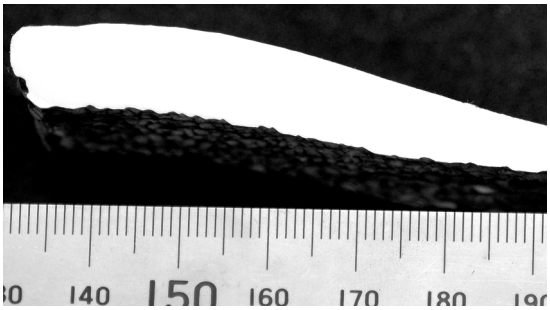

図 22 図 3 で示した主給水制御弁前後のデフューザ/レデューサのエロージョン・コロージョンによる腐食表面の断面図（鱗状の 0.5㎜ 程度の凹凸が観察される）

5.2 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、破裂により内部の高温・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。従って、破孔した穴を図 23 で示されるように、内圧 p を受ける半径 R、板厚 t の配管に生じた長さ 2a のき裂でモデル化し、当該き裂が不安定伝播するかの検討を行った。

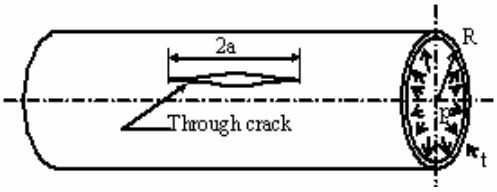

図 23 腐食により減肉した結果破孔した場合の不安定き裂伝播の検討（破孔をき裂でモデル化）

き裂伝播の検討では、応力拡大係数 K_I が一般的に用いられ、(5-2)式で示されるき裂先端での応力拡大係数 K_I が、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される。尚、この式は半径 75mm、厚さ 7mm の配管については、き裂長さ約 80mm 以内、半径 280mm、厚さ 10mm の配管についてはき裂長さ約 280mm 以内で成立するもので、算出したき裂長さがこれらの値を超えた場合は絶対値としてではなく、一つの判断の目安となる。

$$K_I = 2.4\frac{pR}{t}\sqrt{a} \qquad (5\text{-}2)$$

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すると少なくとも 500kg/mm$^{3/2}$ を下回ることは考えられないので、計算を簡易化するために、K_{max}= 480kg/mm$^{3/2}$ として、最大の安定き裂長さを(5-2)式から求めた(5-3)式から算出した。

$$2a_{max} = 2\left(\frac{200t}{pR}\right)^2 \qquad (5\text{-}3)$$

その結果、内圧 p=94kgf/$_{cm2}$、配管半径 R=75mm、板厚 t=11mm の場合、$2a_{max}$＝1947mm が得られた。同様に内圧 p=10kgf/ $_{cm2}$、配管半径 R=280mm、板厚 t=10mm の場合、$2a_{max}$＝10204mm と算出された。これらの値は十分に大きいので、一般的な舶用配管系では、破孔が生じてもき裂伝播には至らないと判断できる。

5.3 LBB の考え方での安全性評価

以上の事を火力及び原子力発電設備の安全性の検討で用いられている LBB(Leak Before Break)の考え方に従って整理したのが、図 24 である。

配管のエルボ及び曲管部、T-継手部、弁叉はオリフィス後流部等で流れ腐食加速が生じた場合、船舶では 5 年毎の定期検査時のチェックを経ながら、保守が実施されるが、通常、ラギングが施された蒸気配管及び高温配管では、ラギングを剥いでのチュックが実施される例は少ない。特に、ヒータードレンライン等では、圧力による配管の分類上も 3 類管となる場合が多く、チェックの対象から外れる場合も多い。

然るに、上記の結果を整理した図 24 に示される様に、配管の破裂の可能性より、破孔により穴が開く可能性が高く、その開いた穴も不安定き裂伝播する可能性が低い。その結果、ラギングに蒸気の漏れが確認された段階で、船員により発見され、適切な保守が行われる可能性が高いと判断できる。

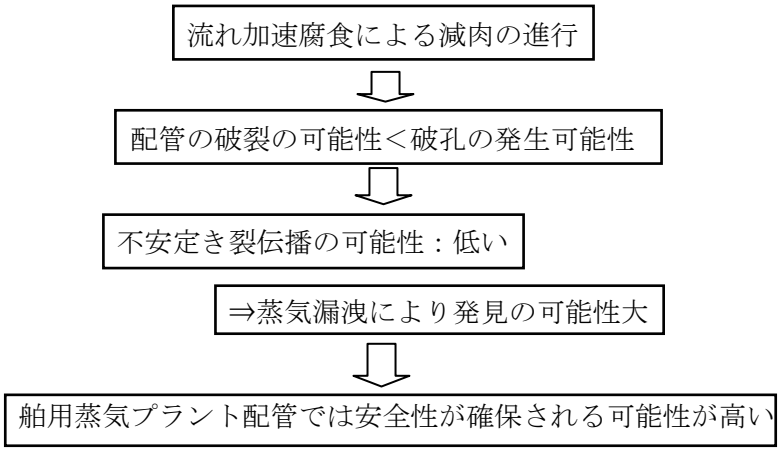

図 24 LBB の考え方による安全性の評価

６．流れ加速損傷事例

主蒸気プラント配管の板厚計測を通して、得られた損傷事例の概要を以下に示す。

(1) 主給水制御弁前後の短管及びレディユーサ及びデフューザ

図 3 及び図 22 に示した主給水ラインの主給水制御弁前後レディユーサ及びデフューザは、給水配管が主給水制御弁の前後で 100A から 50A に絞られ、短管を経て同弁が設置される為に、前後にレディユーサとデフューザが設置されている。運転条件は、138℃、9.21Mpa であり、流れ加速腐食が最も起きやすい温度域の中で、弁後流及びレディユーサとデフューザの条件が重なり、更に、流れを絞った結果、流速が 8.3m/s と高速になった結果、流れ加速腐食により減肉が進行したものと考えられる。その結果、就航後 7～8 年目で破孔を生じている。

(2) 排ガスエコノマイザー蒸発管曲管部の孔食

図 4 及び図 5 に示した排ガスエコノマイザー蒸発管曲管部の孔食は、設計圧力：10.5kg/cm^2、常用圧力：6.0kg/cm^2、蒸発量：1ton/h、蒸発管径：25A、同板厚：3.2mm、管材料：KSTB35 の総トン数 25,463 トンの船で就航後 6 年目に発生した例である。排ガスエコノマイザーは蒸気と水の二相流である上に、流体の温度も 140～150℃前後であり、pH 及び溶存酸素量等の缶水管理を誤ると一般船舶でも簡単に FAC が起こり得ることを示している。

一般に、図 11 に示した様に、蒸発管内では、水が蒸発する過程で、水単相流⇒気泡流⇒スラグ流⇒環状流⇒噴霧流⇒蒸気単相流と変化するので、横多管式の場合、高速で流れる蒸気流の中を水塊が流れる気泡流やスラグ流の状態があり、曲管部にそれら水塊が衝突して、流れ加速腐食によるエロージョン・コロージョンを発生し易い条件になる事が考えられる。

但し、一般にボイラ水は pH11.0～11.8 程度のアルカリ性に管理される。更に、ボイラ(排ガスエコノマイザー)内で蒸気が発生する結果、ボイラ水は濃縮されて塩基濃度が高くなる。給水中の炭酸水素ナトリウムがボイラ水中で熱分解して、水酸化ナトリウムと二酸化炭素を生成する結果、ボイラ水の pH は上昇する。因みに、この反応は、

$$2NaHCO_3 \rightarrow Na_2CO_3 + CO_2\uparrow + H_2O \qquad (6\text{-}1)$$

$$Na_2CO_3 \rightarrow 2NaOH + CO_2\uparrow \qquad (6\text{-}2)$$

であり、(6-2)式の反応は温度によって率が異なり、低圧ボイラ系では約 40%である [16)]。

従って、適切な流速で設計された排ガスエコノマイザーでは、通常、適切な缶水管理がなされていれば、蒸発管内を流れる水の pH では腐食が生じにくい 10 以上に維持され、FAC によるエロージョン・コロージョンの可能性は高くないと考えられる。

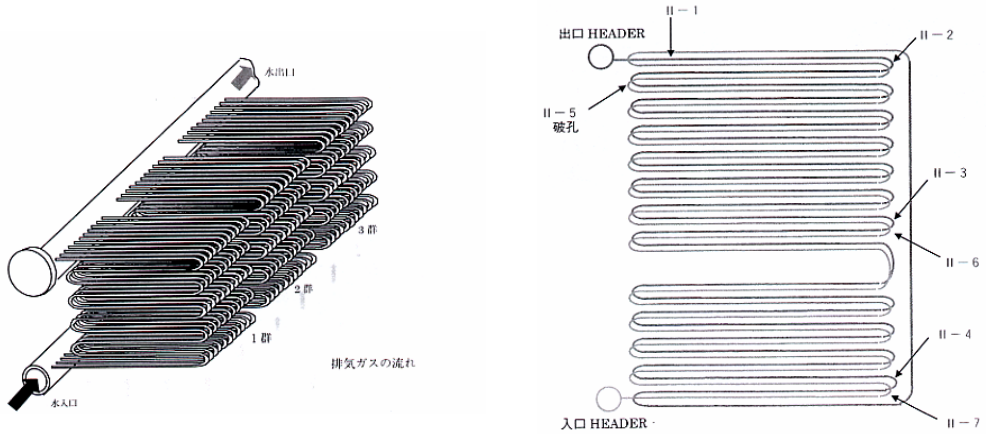

図 25 破孔が発生した排ガスエコノマイザー

７．結論

今回の調査により、火力及び原子力発電設備の二次系配管で報告されたFACによる配管の板厚減肉が、船舶の舶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、その減肉量も火力及び原子力発電設備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、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) 縣邦雄、”ボイラ系での腐食抑制剤”、材料と環境、Vol.50, No.1,8-11(2001)