



入門講座

鋼の防錆・防食技術-6

石油・天然ガス生産ならびに輸送環境下での腐食

Corrosion of Oil and Gas Production and Transportation Systems

住友金属工業(株) 総合技術研究所
主監部長研究員

大塚伸夫
Nobuo Otsuka

住友金属工業(株) 総合技術研究所
主任研究員

大村朋彦
Tomohiko Omura

住友金属工業(株) 総合技術研究所
主任研究員

相良雅之
Masayuki Sagara

住友金属工業(株) 総合技術研究所
副主任研究員

小林憲司
Kenji Kobayashi

住友金属工業(株) 総合技術研究所
主任研究員

鹿島和幸
Kazuyuki Kashima

1 はじめに

鋼製品、鋼構造物の腐食防食の第二弾として、本稿では特殊環境の一つである石油・天然ガス生産ならびに石油輸送の腐食環境を取り上げ、腐食の特徴と材料面での防食技術の一例について紹介する。

2 石油生産・輸送環境下での腐食

油井・ガス井の特徴は、酸素がない環境であることと同時に、生産流体の原油・天然ガスに硫化水素 (H_2S) や二酸化炭素 (CO_2) などの腐食性ガスが含まれる点にある。これらのガスは生産流体に混入する地層水や凝集水に溶け込むことによって腐食問題を引き起こす。石油・天然ガス生産・輸送の模式図を図1に示した。採掘・生産に使用される油井管、生

産基地内で生産流体の輸送に用いられるギャザリングラインやフローラインにライザー管、生産基地から消費地までの輸送のためのトランクラインやタンカー等、この用途には種々の鋼製品が使用される。用いられる材料には生産流体に対する耐食性が必要になる。 CO_2 を多く含む環境では、不動態皮膜を持たない炭素鋼・低合金鋼で顕著な全面腐食が生じるため (CO_2 を多く含む環境で生じる腐食をスウィート (sweet) 腐食という)、Crを多く含むステンレス鋼やNi基合金が使用される。一方で H_2S を多く含む環境では、腐食に伴い多量の水素が発生し、材料中に侵入することで水素脆化型の割れを引き起こすため、耐水素脆性に優れた材料が必要になる。石油タンカーの原油タンクにおける腐食は、貯蔵物である石油によるものが主である。本稿では油井管、ラインパイプ、ならびにタンカー原油タンクの腐食について、腐食現象の特徴と材料面での対策を紹介する。

3 油井管の腐食

石油や天然ガスの採掘・生産に用いられる鋼管は油井管 (Oil Country Tubular Goods, OCTG) と呼ばれる。耐食性が要求される部位の油井管には多くの場合、管長手方向に継目のない、いわゆる継目無鋼管が用いられる。継目無鋼管1本あたりの長さはおおよそ12mで、鋼管同士は溶接ではなくねじで接続されて地中深く吊り降ろされる。油井・ガス井の生産では径の異なる油井管が複雑構造で地中に埋設され、地層の倒壊を防ぐ役割をする外側の鋼管をケーシング、ケーシング内部に吊り降ろされ石油・天然ガスの生産に用いられる鋼管をチュービングと呼ぶ (図2)。ケーシングは常時生産流体と接触しないため主に低合金鋼が、チュービングは生産流

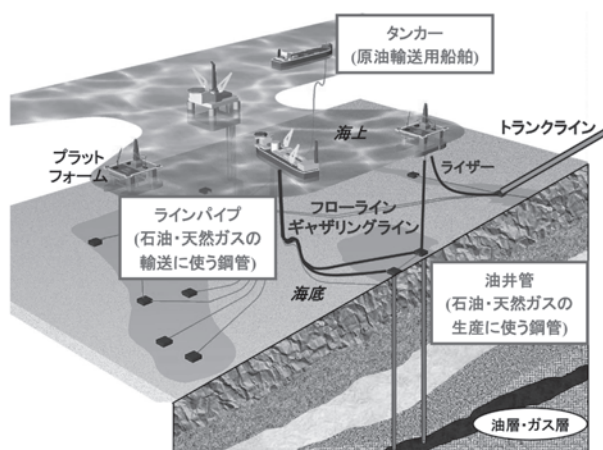


図1 石油・天然ガスの生産・輸送の模式図

体に常に曝されることから腐食環境に応じて低合金鋼、ステンレス鋼、高合金が使用される。地表部の鋼管は吊り降ろした鋼管の自重を支え、地層深部では地層圧による破壊（圧潰）や内圧に耐える必要があるため所定の強度が要求される。近年、腐食性の低い浅井戸が枯渇傾向にあることに加えて、天然ガス指向の観点から高深度高腐食井の開発が盛んに行われるようになり、油井管ではより高強度・高耐食な材料が求められている。

石油や天然ガスを含む環境はしばしば硫化水素（H₂S）や炭酸ガス（CO₂）などの腐食性ガスを含有し酸性化した厳しい環境となり、鋼管に深刻な腐食を引き起こす。腐食のメカニズムは概して環境中のCO₂分圧とH₂S分圧に依存するため、使用される材料はそのメカニズムに基づいて図3のように選定される¹⁾。使用材料は概ね生産流体のCO₂分圧とH₂S

分圧、ならびに温度で整理され、CO₂分圧が0.02MPa以上の生産流体にはH₂S分圧に応じて13%Cr鋼以上のステンレス鋼や、H₂S分圧が0.01MPa以上になるとNi基合金が使用される。

3.1 低合金油井管

低合金油井管では、H₂Sを含む湿潤環境（サワー環境）において、硫化物応力割れ（Sulfide Stress Cracking, SSC）と呼ばれる水素脆性破壊が問題となる^{2,3)}。SSCの一例を図4に示す。SSCは酸性環境中で腐食反応により鋼表面に発生した水素が鋼中へ侵入することにより起こる。一般鋼では大気環境だと多くて約0.1ppmだがサワー環境になると最大で数ppmの水素が吸蔵される。遅れ破壊などの他の水素脆化現象に比べて、多量の水素が鋼中に侵入する非常に厳しい環境で起こるため、その防止は極めて難しい。SSCの特徴として、鋼材の強度・硬度が高くなるほど起こり易いこと、室温で発生し易く温度上昇とともに感受性が低くなること、外部応力または残留応力が必要で、き裂は負荷応力に対して垂直方向

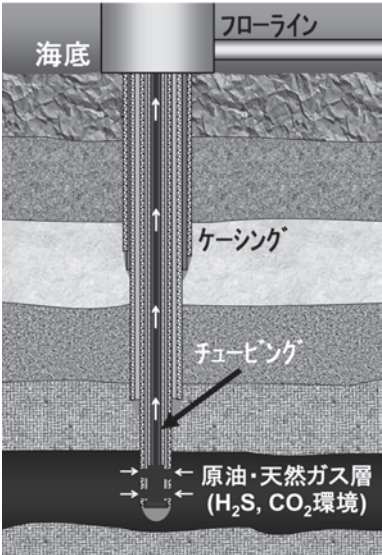


図2 油井管の設置例

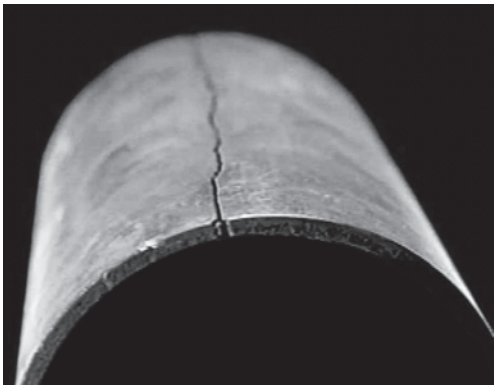


図4 硫化物応力割れ（SSC）の一例

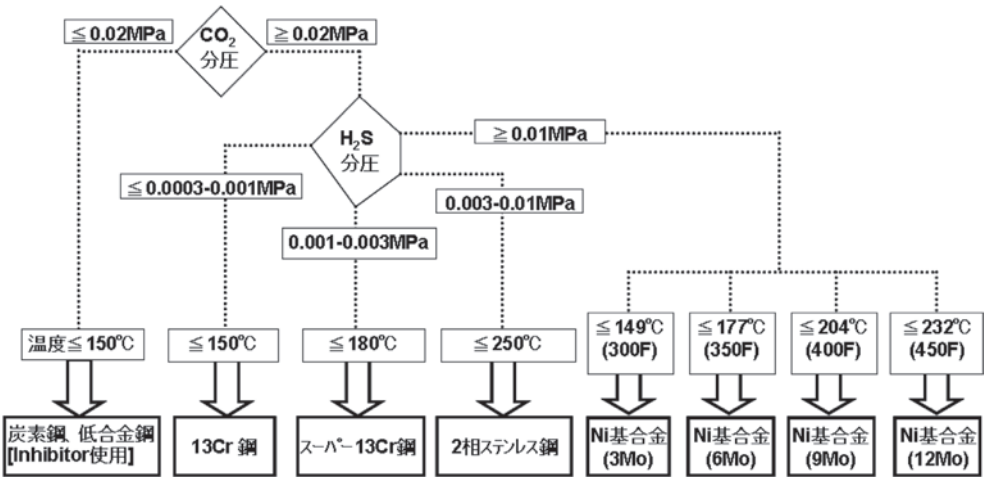


図3 油井用鋼管の使用環境と適用材料の一例¹⁾

に進展すること、高強度鋼では旧オーステナイト粒界で割れが観察されること、などが挙げられる。SSCは鋼の組織の影響を強く受け、組織改善による耐SSC性の向上に関して多くの研究例が報告されている^{2,3)}。

SSCの発生・進展を素過程に分離して示すと図5のようになる。まず、湿潤硫化水素環境において鋼への水素侵入が起こる。 H_2S は触媒作用（鋼表面に吸着した水素原子が再結合して水素ガスになり逃散するのを阻害する作用）により、例えば大気環境に比べ数十倍の水素を鋼中に侵入させる。 H_2S 分圧の増加とpHの低下に伴い水素侵入量は大きくなるので、高強度低合金鋼では適用推奨環境を H_2S 分圧とpHのマッピングで示すことが多い⁴⁾。一方、 H_2S 圧が1気圧を超えると硫化物皮膜が保護性を発揮し、かえって水素侵入が低下する場合がある⁵⁾。鋼のSSC感受性は温度上昇に伴い低下する。温度が高いとSSCは起こりにくい。これは他の水素脆化現象と同じで、水素のトラップが起こりにくくなることに加え、溶液中の H_2S 溶解度が温度上昇とともに低下するためと説明される。NACE MR0175/ISO15156-2には、各種低合金油井管の適用下限温度が規定されている⁶⁾。

鋼中に侵入した水素は種々のサイトにトラップされ、水素脆化を引き起こす。鋼中の転位は水素のトラップサイトとして働き水素の吸収量を増加させる。鋼の強化のため転位が多く導入された高強度鋼ほど水素の吸収量が増加しSSCの感受性は高くなる。高強度鋼では旧オーステナイト粒界割れ型SSCが起こり易いが、その理由として、粒界に析出した炭化物と母相の界面でSSCが発生・進展し易いことが挙げられる。引張応力は水素の固溶解度を増加させ、また図5に示すように腐食に伴い生じた孔食底で応力集中を起こさせることで、SSCの発生を促進する作用がある。

材料面の対策として、焼入れ焼戻し処理によりマルテンサイト単相の均一組織にすること⁷⁾や、TiやNb添加による旧オーステナイト粒径の微細化⁸⁾が有効である。これらの技術を活用して、例えば1%Cr-0.7%Mo-Ti-Nbの組成を有する

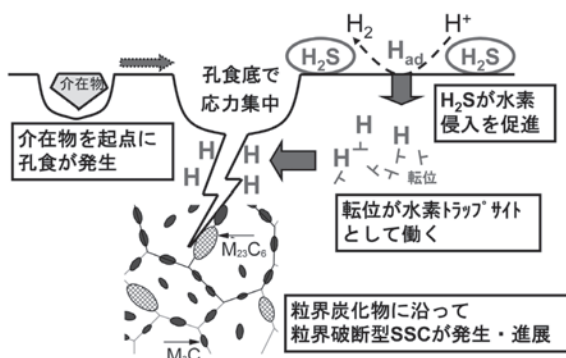


図5 硫化物応力割れ (SSC) の機構

110ksi級（降伏強さ758MPa級）焼入れ焼戻し鋼が耐サワー油井管として広く用いられている⁹⁾。

さらに近年では、125ksi級（862MPa級）の超高強度耐サワー油井管も実用化されている¹⁰⁾。125ksi級耐サワー油井管には、粗大介在物の生成を防止し孔食起点のSSCを防止する技術や、粒界炭化物を球状化・微細分散させる成分設計、高温焼戻しにより転位密度を低減させる技術等が適用されている¹⁰⁾。これらの高強度耐サワー油井管は世界の高深度高腐食井に適用され、石油・天然ガス供給に寄与している。

3.2 高合金油井管

次に高合金油井管材料の腐食について述べる。スウィート環境では CO_2 が水に溶解して弱酸を形成し、腐食反応で消費される H^+ の供給源として作用する。このため炭素鋼や低合金鋼の腐食速度は同一pHの強酸水溶液に比べてはるかに大きく、これらの材料はメサコロージョンと呼ばれる虫喰い状の激しい腐食を受けることになる。こうした環境ではCr鋼あるいはNi鋼や、Niめっきが耐食材料として有効であることがわかっており、経済性も考慮されて13%Crマルテンサイト系ステンレス鋼が使用されるようになった。 CO_2 環境で腐食速度に及ぼすCr量の影響について図6に示す。各鋼とも腐食速度が最大になる温度が存在するが、その温度は高Cr鋼ほど高温側に移行する。13%Cr鋼は腐食速度が増加し始める150℃以下で使用される¹¹⁾。

H_2S を含むサワー環境において、13%Cr鋼は微量 H_2S でも常温でSSC感受性がある。これに対してMo添加による皮膜安定化と低C化による有効Cr量の確保を通じて、 CO_2 腐食

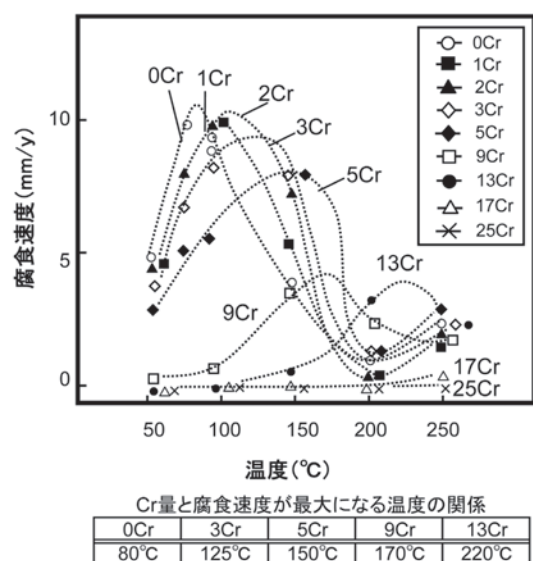


図6 CO_2 環境におけるCr含有鋼の腐食速度に及ぼす温度の影響 (3.0MPa CO_2 , 5%NaCl, 96h, 2.5m/s)

温度限界を向上させたマルテンサイト系ステンレス鋼が開発されている¹²⁻¹⁵⁾。この鋼はマルテンサイト単相を特徴とし、強度のコントロールや加工性に優れるという利点をあわせ持っている。マルテンサイト系ステンレス鋼は、よりH₂S濃度が高い環境でのSSCや高温での応力腐食割れ (Stress Corrosion Cracking, SCC) 感受性があるため、こうした環境ではスーパー 2相ステンレス鋼が使用される。

0.01MPa以上程度の高濃度H₂Sを含む油井、ガス井環境においては、マルテンサイト系ステンレス鋼や2相ステンレス鋼に高温でSCC感受性が発現するため使用できない。近年の油井・ガス井開発の深井戸化、環境過酷化に伴って環境中のCO₂分圧、H₂S分圧は高くなる傾向にあり、こうした環境にはオーステナイト系高Ni合金が適用される。環境側の腐食因子としてはH₂Sに加えて温度が支配的で、各種の実験室的評価手法によってMo、Wの効果が確かめられており、これらの元素を添加した高合金油井管がシリーズ化されている。また高強度材のニーズに対応した、これまでに実用例のほとんどない140ksi (965MPa) 級の新材料も開発されている¹⁶⁾。

4 ラインパイプの腐食

油井管によって生産された石油・天然ガスはギャザリングラインによって集められ、フローラインによって処理プラントやプラットフォーム等へ輸送される。また海底油田・ガス田の開発においてはプロダクション・ライザーを用いて海底から海面上の生産設備まで石油・天然ガスが輸送される。これらのラインパイプでは石油や天然ガスといった生産流体が未処理のまま流れるために、一般には信頼性に優れた小径の継目無鋼管が用いられるが、近年、用途・コストを考慮し電縫溶接 (Electric Resistance Welding, ERW) 鋼管や内面に高合金材料を用いたクラッド鋼管なども使用される¹⁷⁾。生産基地内で使用されるラインパイプは油井管と接続されるために、腐食環境は油井管とほぼ同等であるが、ねじで締結される油井管とは異なりラインパイプは溶接で接合されることから、溶接部に起因する腐食が問題になることがある^{18,19)}。ラインパイプや処理設備等では、耐食材料や腐食抑制剤 (インヒビター) の適用に加えて、上流での腐食種の除去やライニング、コーティング、塗装、電気防食などの対策もとられる。

一方で、トランクラインは脱水処理後に石油や天然ガスを目的地まで輸送する長距離のラインで、輸送効率やコストの観点から炭素鋼・低合金鋼の鋼板を用いた大径溶接管が主に用いられる。トランクラインは脱水処理後のラインではあるが、処理設備の故障や不調等の可能性も考慮し、耐食性能に優れた鋼管が選択されることもある。CO₂腐食を考慮する必要がない場合には、炭素鋼・低合金鋼のラインパ

イプが使用されるが、これらの材料がH₂Sを含む環境に曝されると、鋼材の圧延方向に平行に水素誘起割れ (Hydrogen Induced Cracking, HIC)、あるいは階段状の割れ (Stepwise Cracking) を発生することがある²⁰⁾。HICによる損傷例を図7に示した。割れが鋼材表面近傍で発生する場合には、表面にふくれを伴うことからブリストア (Blistering) とも呼ばれるが現象としては同じである。割れ自体の感受性は硬化部で高いが、硬化部周辺の拘束の小さい低強度鋼で割れは大きく開口する。HICは板厚中心の偏析部で硬化部を形成する厚鋼板を用いた溶接鋼管で問題になることが多い。1970年代に実パイプラインにおいて原油流出事故が発生したため、主として国内で精力的に機構解明と材料開発が進められた^{20,21)}。板厚中心の偏析部で形成されるマルテンサイトやベイナイトといった低温変態組織が硬化し、MnSのような粗大な伸延状介在物を起点として割れが発生することが明確化された (図8²¹⁾)。低C、低P、低Mn化による中心偏析の低減とともに、脱SとCa処理による硫化物の形態制御や加工熱処理技術の活用が進められた。また同時期に実験室再現試験が検討され、材料のHIC感受性を簡便に評価できるHIC試験規格がNACE (米国腐食協会) にて制定された²²⁾。

H₂Sを含む環境にラインパイプ材料が曝された場合には油井管と同様にSSCが発生することがある。ラインパイプの設

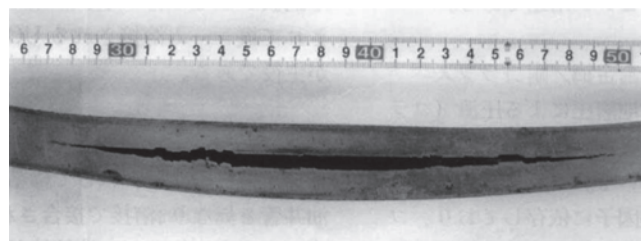
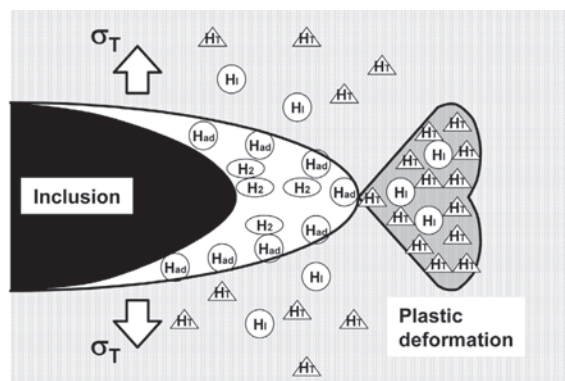


図7 水素誘起割れ (HIC) の一例



H_i: 固溶水素, H_T: トラップされた水素, H₂: 分子状の水素, H_{ad}: 吸着水素, σ_T : 負荷応力 (水素圧力、残留応力、外部応力)

図8 水素誘起割れ (HIC) の発生機構²¹⁾

計応力は高強度油井管に比べると低く、また材料強度も低いために、母材のSSC感受性は必ずしも高くない。しかし、溶接熱影響部では材料が硬化してSSC感受性を高める可能性がある。そのためNACEとISOの材料規格では溶接熱影響部の硬さ測定方法と環境の過酷さに対応した硬さのクライテリアを定めている⁶⁾。またスパイラル溶接管では溶接部でSOHIC (Stress Oriented Hydrogen Induced Cracking) と呼ばれる梯子状の割れによる事故事例も報告されており、シーム溶接時の残留応力が軟化部に集中することが原因と考えられている²³⁾。

CO₂腐食を考慮する必要がある場合には改良13Cr鋼や二相ステンレス鋼の継目無鋼管が用いられるが、CO₂と同時に多量のH₂Sを含む環境では、内面をオーステナイト系ステンレスや高合金で耐食性を確保し、外面を炭素鋼で製造したクラッド鋼管やラインド鋼管が用いられる。油井管で使用される13%Cr鋼は高Cのため現地溶接性に劣り、ラインパイプ用途に使用されなかった。しかし1990年代に低C系で溶接可能な改良13Cr鋼が開発され実ラインに使用された^{24,25)}。ところが改良13Cr鋼は2000年代初期に実ラインの溶接熱影響部で粒界SCCの感受性があることが報告され²⁶⁾、詳細な検討が行われた。溶接スケール直下の溶接熱影響部の旧 γ 粒界近傍に生じるCr量の低い箇所がSCCの起点となり、粒界に沿って応力腐食割れが生じること、Cr炭化物生成による鋭敏化によって応力腐食割れが生じること等が明らかになり^{27,28)}、現地溶接後に適切な熱処理 (Post Welding Heat Treatment, PWHT) を行うことで良好な耐食性を発揮することが確認されている²⁹⁾。

その他、近年注目されている腐食現象として、腐食疲労とTLC (Top of Line Corrosion) がある。海底油田・ガス田ではライザー管が使用されるが、鋼管には波浪や潮流による繰返し応力や、水平方向の潮流による非対称の渦放出が引き起こす振動 (Vortex Induced Vibration) が発生する。鋼管内面は腐食性の生産流体、外面は海水環境となることから腐食疲労による破壊が懸念されている。とくにH₂S環境では静荷重下で発生するSSCが、変動応力により割れの発生や伸展が加速される可能性が考えられる。そのため腐食疲労に及ぼす環境の影響の明確化や、実井戸環境条件でのデータ採取が進められている³⁰⁾。TLCは湿潤ガスをパイプラインで輸送する際に、凝縮水がパイプ上面に付着し、そこに酸性ガスが溶解して激しい全面腐食や局部腐食を起こす現象である。高温の海底ラインパイプでは水分の凝集が起こりやすく問題になることが多く、ステンレス鋼やクラッド鋼の適用も検討される³¹⁾。

5 タンカー原油タンクの腐食

船舶は厳しい腐食環境にさらされており、損傷の多くは腐食によるものと言われている³²⁾。なかでもタンカーの原油タンク内は特異な腐食環境にあり、原油の流出防止など安全性向上のため腐食の解決が大きな課題となっている。

原油タンク内の腐食環境についてはこれまで十分なデータが無かったが、1999年より(社)日本造船研究協会第242研究部会 (SR242) において大規模な調査・研究がなされ、多くの知見が得られた³³⁾。原油タンク内で腐食が問題になるのは上甲板裏面と底板であるが(図9)、その腐食状況は大きく異なることが知られている。上甲板裏面は、鋼板全面がほぼ均一に腐食するいわゆる全面腐食であり、環境によっては腐食速度が年間0.1mmを超え問題になる場合がある。上甲板裏面には空隙が存在し、そこにタンク内の防爆のためイナートガスと呼ばれるエンジン排ガス (CO₂, O₂, SO₂含有) が導入される。加えて、原油から発生するH₂Sが多い場合だと3000ppm程度と高濃度で存在する³³⁾。上甲板裏面は昼夜の温度差により明け方に結露し日中に乾燥する状態が繰り返される環境であり、CO₂やSO₂の存在により結露水のpHが低下する³³⁾。腐食生成物には鉄さびに加えてH₂Sが酸化されて生成するS (固体硫黄) が比較的多く検出されることも本腐食環境の特徴である。H₂Sは腐食を若干促進する作用があるが、主としてSの生成に寄与するものと考えられる。

上甲板裏面とは異なり原油タンク底板では、局部的に腐食が進行する孔食と呼ばれるお椀状の腐食が生じる。その進行速度は大きいもので年間深さ4mmに達する。タンク底板は原油やスラッジが堆積しており、また原油から分離したドレン水が存在する。実船調査によれば、ドレン水はほぼ中性で、多いもので50000ppm以上の高濃度の塩化物イオンが存在する³³⁾。タンク底板の孔食発生・進展機構を模式的に図10に

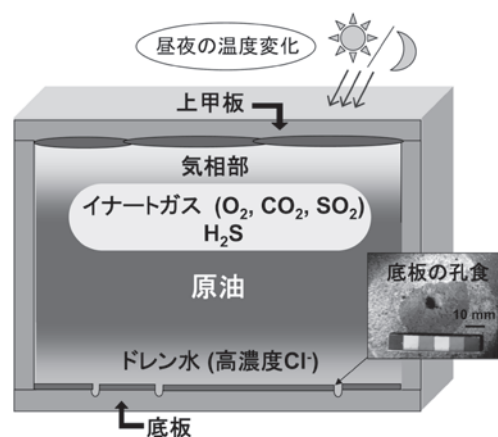


図9 タンカー原油タンクにおける腐食環境

示した。底板は原油やスラッジからなるオイルコートと呼ばれる層に覆われており、通常はオイルコートの大きな皮膜抵抗により底板の腐食は大幅に抑制される。しかしながら荷揚げ時の原油洗浄や原油非積載時の上部構造からの水滴落下などによりオイルコートに欠陥が生じると、そこが起点となり孔食が発生する。孔食発生後はオイルコート健全部がカソード、欠陥部がアノードとなる電池を形成し、孔食が進展すると考えられる³³⁾。また環境中の H_2S は孔食の進展を加速するものと考えられる。上甲板裏面において生成した硫黄が落下してカソードとなり、底板の孔食の進展を促進させる可能性も指摘された³³⁾。一方で、この孔食の進展はドック検査時の洗浄等により止まるとの知見もある³³⁾。実船における孔食進展の経時変化を調査した結果、前回のドック検査時に見られた孔食が、その次のドック検査時において顕著な進展がみられず、新たな孔食発生が別の部位で観察された³³⁾。就航時に発生・進展した孔食はドック検査時に洗浄され、その後の原油積載時に厚いオイルコートを形成するが、オイルコートの比較的薄い他の部分に新たな孔食が発生したためと理解された。

第242研究部会の活動成果を受け、2001年以降鉄鋼各社において耐食鋼が開発され、実船への試験適用が推進されている³⁴⁾。上甲板裏面の腐食に対しては、実船における腐食環境を模擬した試験により優れた耐食性を持つ鋼材が開発された³⁴⁾。また原油タンク底板の腐食に対しては、腐食環境および孔食を模擬した試験^{34,35)}や、腐食因子(孔食部のpH低下、Sの存在)を抽出した試験^{36,37)}を通じて各種の耐食鋼が開発された。耐食鋼は合金元素としてCuなどを含有しており、上甲板裏面では低pH環境での耐食性を向上させ、原油タンク底板では難溶性の硫化物皮膜形成により孔食の進展を抑制する考え方である³⁸⁾。現在これらの耐食鋼は多くの原油タンカーに適用され、実証試験段階に移行している。耐食鋼の実船試験については最長5年の結果が報告されており³⁴⁾、上甲板裏面環境において無塗装使用可能なことが確認された。ま

たタンク底板においても補修が必要な深さ4mmを超える孔食が見られないとの良好な結果が得られている。タンク底板の孔食は前回ドック時からの進展が見られず、長期にわたり補修不要の可能性が示された。これらの結果を含め、上甲板、タンク底板それぞれについて複数のタンカーにおいて優れた耐食性を有することが実証されつつある。

日本におけるこうした動きの中、原油タンカーの安全性向上を目的に原油タンク内の塗装を義務化する条約改定案がIMO (International Maritime Organization) に提案された。これを受け、塗装に代わる腐食対策として耐食鋼を認めるよう日本から提案し、IMO 委員会において議論を重ねた結果、塗装以外の防食措置も認めるとの条約改定が2010年に承認され、本条約は2013年1月契約船より適用されることとなった。このように、原油タンク内の腐食対策の必要性ならびに耐食鋼については国際的にも認知されてきており、船舶のさらなる安全性向上に耐食鋼が寄与できるものと期待される。

6 おわりに

腐食性を有する H_2S や CO_2 ガスに特徴付けられる特殊環境として石油・天然ガス生産ならびに輸送環境を取り上げ、鋼製品の腐食防食について紹介した。この用途は人類のエネルギー確保の観点から今後ますます重要になると思われ、材料に要求されるニーズは耐食性を含めて一段と高度化する傾向にある。産官学を含めたオールジャパンで技術革新が進むことを期待したい。

参考文献

- 1) 植田昌克：材料と環境, 56 (2007), 43.
- 2) 朝日均：材料と環境, 49 (2000), 201.
- 3) 大村朋彦, 小林憲司：材料と環境, 60 (2011), 190.
- 4) T.Omura, T.Ohe, T.Abe, M.Ueda, P.I.Nice and J.W.Martin : Proceedings of Corrosion2010, NACE (2010), 11671.
- 5) M.Kimura, N.Totsuka, T.Kurisu, T.Hane and Y.Nakai : Proceedings of Corrosion85, NACE (1985), 237.
- 6) NACE MR0175/ISO 15156-2 (NACE/ANSI/ISO 2009) .
- 7) H.Asahi, Y.Sogo, M.Ueno and H.Higashiyama : Corrosion, 45 (1989), 519.
- 8) H.Asahi and M.Ueno : Proceedings of Corrosion90, NACE (1990), 66.
- 9) 例えば H.Asahi, Y.Tsukano and M.Ueno : Proceedings of Corrosion91, NACE (1991), 29.
- 10) 大村朋彦, 沼田光裕, 植田昌克：ふえらむ, 14 (2009), 575.

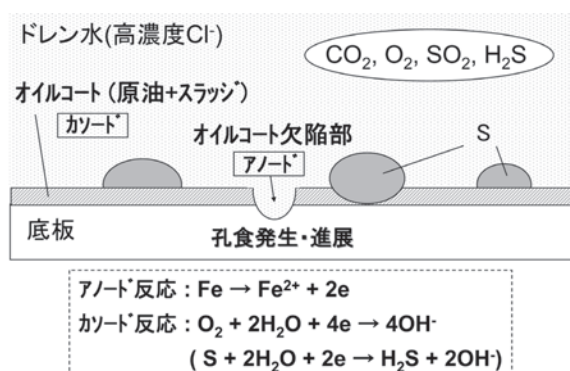


図10 原油タンク底板の腐食機構

- 11) A.Ikeda and M.Ueda : EFC Publications Number 13 (1994) , 59.
- 12) M.Ueda, T.Kushida, K.Kondo and T.Kudo : Proceedings of Corrosion/92, NACE (1992) , 55.
- 13) A.Tamaki : Proceedings of Corrosion89, NACE (1989) , 469.
- 14) S.Hashizume, T.Takaoka, Y.Minami, Y.Ishizawa and T.Yamada : Proceedings of Corrosion91, NACE (1991) , 21.
- 15) A.Miyasaka and H.Ogawa : Proceedings of Corrosion90, NACE (1990) , 28.
- 16) M.Sagara, Y.Otome, H.Amaya, S.Kimura, M.Igarashi and M.Ueda : Proceedings of Corrosion2011, NACE (2011) , 11109.
- 17) 茅野林造, 新田幸夫, 櫻野正宏, 五味均 : まてりあ 46 (2007) 1, 46.
- 18) A.A.Omor, R.D.Kane and W.K.Boyd : Proceedings of Corrosion81, NACE, (1981) , 186.
- 19) R.I.Hammond, B.K.Holmes, R.J.Pargeter and S.Bond : Proceedings of Corrosion2011, NACE (2011) , 11110.
- 20) 池田昭夫, 寺崎富久長 : 圧力技術, 16-240 (1978) .
- 21) 池田昭夫 : 鉄と鋼, 70 (1984) , 792.
- 22) NACE Standard TM0284-2011 (NACE, 2011) .
- 23) R.J.Pargeter : Proceedings of Corrosion2007, NACE (2007) , 07115.
- 24) M.Ueda, H.Amaya, K.Kondo, K.Ogawa, T.Mori and T.Kobayashi : Proceedings of Eurocorr/96, Session VII (1996) .
- 25) Y.Miyata, M.Kimura and F.Murase : Kawasaki Steel Technical Report, 38 (1998) , 53.
- 26) W.van Gestel : Proceedings of Corrosion2004, NACE (2004) , 04141.
- 27) T.Rogne and M.Svenning : Proceedings of Supermartensitic Stainless Steels 2002, (2002) , P024.
- 28) P.Woolin : Proceedings of Stainless Steel World 2005, (2005) , P5045.
- 29) H.Amaya, A.Taniyama, K.Ogawa and M.Ueda : Proceedings of Corrosion2008, NACE (2008) , 08100.
- 30) S.J.Maddox, R.J.Pargeter, P.Woolin : Proceedings of OMAE2005-67499, (2005) .
- 31) 巴保義, 本田博志, 砂場敏行 : 石油・天然ガスレビュー 43 (2009) 4, 73.
- 32) 原田晋 : 防錆管理, 47 (2003) , 89.
- 33) 第242研究部会「原油タンカーの新型コロージョン挙動の研究 ―研究概要総括書―」, 日本造船研究協会, (2002) .
- 34) K.Kashima, S.Kubo, A.Inami and H.Miyuki : Proceedings of the ASTM 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, (2011) , OMAE-49503.
- 35) 猪原康人, 小森務, 京野一章, 植田圭治, 鈴木伸一, 潮海弘資 : 日本船舶海洋工学会講演会論文集 第3号 (2006) , 339.
- 36) 井上幸一, 大島卓雄, 米澤拳志, 今井嗣郎, 加藤謙治, 宇佐美明 : 日本造船学会誌, 878 (2004) , 201.
- 37) 今村弘樹, 安部研吾, 阪下真司, 久本淳, 池田英次 : 材料とプロセス, 19 (2006) , 118.
- 38) K.Kashima, Y.Tanino, S.Kubo, A.Inami and H.Miyuki : Proceedings of Shipbuilding Technology ISST 2007, (2007) , 5.

(2012年7月3日受付)