

CORROSION AND CORROSION CONTROL  
**腐食反応とその制御**  
(第 3 版)

H.H. ユーリック 共著  
R.W. レヴィー  
岡 本 剛 監修  
松 田 精 吾 共訳  
松 島 巖

**産業図書**

金層によるといういくつかの証拠がある(13.3.3 亜鉛めっきの項参照)。

石炭がらは最も腐食性の激しい環境の一つである。4年または5年の暴露試験によると、石炭がら中での腐食度は13の異なった土壌中での値の平均にくらべて、銅および亜鉛で5倍、銅で8倍、鉛では20倍も大きかった。

#### 9.4 孔食特性

実地試験に用いられたこれらの試験片の寸法は数インチから1フィート(3~30 cm)であり、このため、報告されている孔食の深さは小さ目の値となっていることに注意すべきである。一定時間での孔食の深さは、試験片の寸法とともに増大することが見いだされている。これはおそらく一つの食孔あたりのカソード領域の面積が大きくなって、食孔における腐食電流密度が大きくなるからであろう。また大きな試験片で long-line current (macrocell) が存在すれば、これが存在しない小さな試験片よりも孔食の深さは大きくなる\*。

一定の条件の土壌中で孔食が成長する速度は時間とともに減少する傾向があり、その関係は指数関数、 $P=kt^n$  で示される。ここで  $P$  は時間  $t$  における最も深い食孔の深さであり、 $k$  と  $n$  は定数である。銅に対する  $n$  の値は、通気のよい土壌の場合の約0.1から通気のわるい土壌の場合の0.9の範囲にあると報告されている<sup>11)</sup>。 $n$  の値が小さいほど、孔食成長速度が時間とともに減少する傾向は大きい。 $n$  が1に近づくにつれて孔食進行速度は一定となり、食孔は時間に比例して深くなる。

孔食はパイプラインの上面よりも底面でおこりやすい。この差はときには非常に大きく、そのような場合、一定期間後に180度まわすことがパイプの寿命を延ばすうえで有効である。これは、パイプが下に沈むので、上面は土壌から離れてパイプと土壌との間に空気がはいるすきまができるのに対し、底面は常に土壌に接していることに起因している\*\*。

\* 訳者注：このことは土壌埋設配管で重要である。また、14.2節で述べるように、土壌埋設配管がコンクリート構造物の鉄筋に接触していると、孔食が0.1~0.3 mm/y といったきわめて大きな侵食度を示しうる。

\*\* 訳者注：比較的小径の土壌埋設配管がしっかりと構造物に固定されているとき、埋戻し土壌が経時的にしまつて沈降したり、地盤沈下したりすると、パイプの下面にすきまを生じ、上面だけが腐食する。この種の事例も多い。

11) 本章の文献7), p. 39.

#### 9.5 応力腐食割れ

応力腐食割れが地下のガス輸送パイプラインの破損を引き起こすことはよく知られている<sup>12)~18)</sup>。この割れはカソード防食下にあるパイプラインの管の外面から生じ、塗覆装の素地との密着が失われたところで生じることが最も多い。このような部分で応力腐食割れが発生した事例調査において、炭酸ナトリウム/重炭酸ナトリウム溶液が見いだされる(時には重炭酸ナトリウムが結晶となっている)ことから、炭酸塩/重炭酸塩環境が応力腐食割れの原因である可能性が最も大きいと報告されている<sup>13)</sup>。

実用構造物において鋼の全面腐食防止のためにカソード防食を施す場合、通常飽和硫酸銅電極に対し-0.85 V [-0.53 V(SHE)] に分極する\*。この結果、土壌埋設パイプラインにおいては、管の表面に水酸化ナトリウムや炭酸ナトリウム/重炭酸ナトリウム溶液からなるアルカリが蓄積しうる<sup>19), 20)</sup>。すなわち、水素イオン\*\*、陽イオン(Na<sup>+</sup>など)および溶存酸素を含む水が塗覆装の細孔や欠陥を通してカソード防食下にある管の表面に達し、つぎのように反応する。

まず、通気のある中性に近い溶液中で、OH<sup>-</sup> が生成する。

\* 訳者注：-0.85 V (硫酸銅電極基準) は最小必要限の値であって、防食電流が不均一となることを考慮して、あらゆる部分でこの値を達成するために、-1 V (硫酸銅電極基準) 程度に分極するように設計するのがふつうである。分極しすぎると塗覆装を傷めるので、極力-0.85 V に近いほうがよい。

\*\* 訳者注：O<sub>2</sub> が存在しないとき、H<sup>+</sup> はカソード防食電流によってH<sub>2</sub> ガスになり、酸度を低下させ(OH<sup>-</sup> 上昇)、下記の(9.2)、(9.3)の反応に寄与する。

12) R. R. Fessler, *Fourth Symposium on Line Pipe Research*, p. F-1, American Gas Association, New York, 1969.

13) R. L. Wenk, *Fifth Symposium on Line Pipe Research*, p. T-1, American Gas Association, Arlington, Virginia, 1974.

14) R. R. Fessler, T. P. Groeneveld, A. R. Elsea, *Stress Corrosion Cracking and Hydrogen Embrittlement of Iron Base Alloys*, (R. W. Staehle et al., ed.), p. 135, National Association of Corrosion Engineers, Houston, Texas, 1977.

15) J. H. Payer, W. E. Berry, R. N. Parkins, *Stress Corrosion Cracking—The Slow-Strain-Rate Technique*, (G. M. Ugiansky, J. H. Payer, ed.), Spec. Tech. Publ. No. 665, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, Pa., 1977.

16) R. N. Parkins, R. R. Fessler, *Int. J. Mater. Eng. Appl.*, 1, 80(1978).

17) W. E. Berry, T. J. Barlo, J. H. Payer, R. R. Fessler, B. L. McKinney, Paper No. 64, CORROSION/78, Houston, National Association of Corrosion Engineers, Houston, Texas, 1978.

18) R. R. Fessler, T. J. Barlo, *Interpipe 79*, Seventh International Pipeline Technology Convention, Houston, Texas, 1979, p. 197.

19) J. M. Pearson, *Corrosion Handbook*, (H. H. Uhlig, ed.), p. 933, Wiley, New York, 1948.

20) W. J. Schwerdtfeger, R. J. Manuele, *J. Res. Natl. Bur. Std.* (U. S.), 65C, 171(1961).