

# 油田金属管道、容器（储罐） 腐蚀检测及防腐保温大修技术

赵玉昆 主编

王淑英 杨德芹 刘东升 副主编

石油工业出版社  
Petroleum Industry Press

# 油田金属管道、容器（储罐） 腐蚀检测及防腐保温大修技术

赵玉昆 主编  
王淑英 杨德芹 刘东升 副主编

石油工业出版社

## 内 容 提 要

本书介绍了国内外油田金属管道、容器(储罐)腐蚀检测及一些防腐保温大修技术,其中包括管中电流法检测与评价技术,瞬变电磁法检测与评价技术,钢质管道、容器(储罐)大修前的钢表面处理技术,油田埋地钢质管道防腐保温大修技术,金属容器(储罐)内外防腐大修技术,金属容器保温大修技术和油田管道、容器(储罐)的电化学保护技术等内容。

本书可供石油部门从事防腐工作的工程技术人员及研究设计人员参考。

## 图书在版编目(CIP)数据

油田金属管道、容器(储罐)腐蚀检测及防腐保温大修技术/赵玉昆主编. 北京:石油工业出版社, 2003.8

ISBN 7-5021-4515-X

I. 油... II. 赵... III. ①石油管道-腐蚀-检测  
②石油管道-防腐③储油设备-腐蚀-检测④储油设备-防腐 IV. TE988

中国版本图书馆CIP数据核字(2003)第117111号

---

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号楼 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

总 机: (010) 64262233 发行部: (010) 64210392

经 销: 全国新华书店

印 刷: 石油工业出版社印刷厂印刷

---

2003年8月第1版 2003年8月第1次印刷

开本: 787×1092毫米 1/16 印张: 6.5

字数: 122千字 印数: 1—1500册

---

书号: ISBN 7-5021-4515-X/TE·3162

定价: 20.00元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

# 《油田金属管道、容器（储罐）腐蚀检测 及防腐保温大修技术》编辑委员会

主 编：赵玉昆

副 主 编：王淑英 杨德芹 刘东升

编 委：张宏奇 曹立民 韦国连 牟 刚

黄桂柏 李振群 吴连旗 邓兰军

陈剑星 陈月勋 陈学鹏 鲍春雷

刘天良 肖 娟

主 审：万德立 李福军

## 前 言

随着油田开发的深入和埋地钢质管道、金属容器（储罐）运行时间的延长，管道、容器（储罐）腐蚀、老化等问题日益突出。据 2001 年调查，大庆油田已建埋地钢质管道 50000km 左右，已发生过腐蚀穿孔的管道达 5753km，超过已建管道的 10% 以上，已建各类储罐、容器、设备等共 11800 台（座）左右，使用年限达到 15 年以上的占总数的 14%；已建各类加热炉使用年限超过 15 年的占总数的 13% 左右。“十五”期间，各单位上报计划需要更换各种管道共 7003.82km，卧式容器更换、大修 957 台，立式罐更换、改造 118 座，加热炉更换、改造 533 台，管道、容器（储罐）腐蚀、老化等问题日益突出。因此，弄清埋地管道及容器（储罐）腐蚀原因，进行埋地管道腐蚀检测，同时借鉴国外先进技术，提出适宜的防腐保温大修对策，应用技术先进、经济合理、系统配套的油田防腐保温大修技术，是提高埋地管道及容器（储罐）防腐保温大修工程的保温效果和使用寿命、提高油田老区改造和产能建设防腐保温技术水平、降低油田建设投资和生产成本、提高油田经济效益的一项重要措施。

管道、容器（储罐）腐蚀检测及防腐保温大修技术非常多，由于水平有限，不能对所有的技术一一加以介绍，本书仅对国内外应用较为先进的埋地管道防腐检测技术及管道容器（储罐）的防腐保温大修技术加以介绍，愿本书能对从事油田防腐设计、施工、管理人员提供一些资料和参考。

# 目 录

|                            |        |
|----------------------------|--------|
| 第一章 国外油田管道、容器防腐保温技术        | ( 1 )  |
| 第一节 国外埋地管道防腐、保温材料及结构       | ( 1 )  |
| 第二节 国外容器(储罐)防腐、保温材料及结构     | ( 3 )  |
| 第二章 油田金属管道、容器(储罐)腐蚀现状及原因分析 | ( 4 )  |
| 第一节 埋地金属管道腐蚀现状及原因分析        | ( 4 )  |
| 第二节 油田金属容器、储罐腐蚀现状及原因分析     | ( 5 )  |
| 第三章 油田埋地钢质管道腐蚀检测与评价技术      | ( 10 ) |
| 第一节 管中电流法检测与评价技术           | ( 10 ) |
| 第二节 瞬变电磁法检测与评价技术           | ( 15 ) |
| 第四章 油田管道、储罐钢表面预处理          | ( 21 ) |
| 第一节 概述                     | ( 21 ) |
| 第二节 钢表面预处理的方法              | ( 22 ) |
| 第三节 钢表面预处理的检验标准            | ( 32 ) |
| 第四节 钢表面预处理的应用              | ( 35 ) |
| 第五章 油田埋地钢质管道防腐保温大修技术       | ( 36 ) |
| 第一节 埋地钢质管道外防腐保温大修技术        | ( 36 ) |
| 第二节 埋地钢质管道内防腐大修技术          | ( 40 ) |
| 第六章 金属容器储罐外防腐大修技术          | ( 42 ) |
| 第一节 容器储罐腐蚀调查方法             | ( 42 ) |
| 第二节 容器储罐外防腐结构              | ( 44 ) |
| 第三节 容器储罐外防腐施工工艺            | ( 48 ) |
| 第七章 金属容器储罐内防腐大修技术          | ( 55 ) |
| 第一节 容器储罐涂料内防腐大修技术          | ( 55 ) |
| 第二节 容器储罐内防腐大修施工工艺          | ( 61 ) |
| 第八章 金属容器保温大修技术             | ( 66 ) |
| 第一节 金属容器保温技术现存问题           | ( 66 ) |
| 第二节 金属容器保温大修技术             | ( 67 ) |
| 第三节 容器保温大修施工工艺             | ( 71 ) |
| 第九章 油田管道、储罐的电化学保护技术        | ( 75 ) |
| 第一节 外加电流阴极保护               | ( 75 ) |
| 第二节 牺牲阳极的阴极保护              | ( 80 ) |
| 第三节 杂散电流的防护                | ( 86 ) |
| 第四节 阴极保护参数的测试方法及运行管理       | ( 92 ) |

# 第一章 国外油田管道、容器防腐保温技术

## 第一节 国外埋地管道防腐、保温材料及结构

### 一、埋地管道防腐材料及结构

涂层防腐技术是界面防腐技术的重要组成部分,近 30 多年来,国外涂层防腐技术的发展十分迅速,形成了多种类型的、系列化的长效防腐涂层产品及相应的涂敷、喷镀、包覆生产工艺技术。

表 1-1 介绍了国外 1992 年和 1996 年度管道涂层用量情况,国外部分国家或地区防腐材料主要发展趋势见表 1-2。

表 1-1 管道涂层用量调查结果

| 序号 | 1992 年涂层应用情况 |            | 1996 年涂层应用情况 |            |
|----|--------------|------------|--------------|------------|
|    | 涂层种类         | 涂层应用比例 (%) | 涂层种类         | 涂层应用比例 (%) |
| 1  | 环氧粉末涂层       | 53.79      | 环氧粉末涂层       | 38.24      |
| 2  | 煤焦油瓷漆        | 15.39      | 三层 (PE) 防腐结构 | 25.07      |
| 3  | 双层 (PE) 防腐结构 | 10.11      | 双层 (PE) 防腐结构 | 9.82       |
| 4  | 石油沥青         | 5.87       | 煤焦油瓷漆        | 7.26       |
| 5  | 胶带           | 0.39       | 内涂层          | 3.23       |
| 6  | 环氧煤沥青        | 0.29       | 石油沥青         | 1.19       |
| 7  |              |            | 胶带           | 1.07       |
| 8  |              |            | 环氧煤沥青        | 0.34       |
| 9  | 其他           | 14.16      | 其他           | 13.78      |
| 备注 |              |            |              |            |

注:表 1-1 数据引自《Pipeline Digest》1992~1996 年度管道涂层用量调查表。

表 1-2 国外防腐材料主要发展趋势

| 国家或地区 | 美 国    | 西欧、加拿大       | 日 本                | 前苏联及东欧               |
|-------|--------|--------------|--------------------|----------------------|
| 发展趋势  | 环氧粉末涂层 | 聚乙烯双层及三层防腐结构 | 熔接环氧粉末涂层、聚乙烯双层防腐结构 | 沥青逐渐被聚乙烯胶带、聚乙烯防腐结构取代 |

从表 1-1、表 1-2 可知，国外防腐选材的发展趋势是硬质、高性能的高分子聚合物涂层及其复合结构。

国外涂层结构的设计，通常依据不同的腐蚀工况条件，在动态模拟试验的基础上，应用计算机进行定量的优化设计，建立高效可靠的监测、控制生产管理体系和评价系统，注重防腐寿命预测研究。此外，国外也十分重视防腐工程施工技术及各种配套工程。

## 二、埋地管道保温材料及结构

自 20 世纪 70 年代以来，有机高分子泡沫保温材料在国外工业保温应用中得到迅速发展。据报道，美国泡沫材料年需求量增长率为 4.2%，由于有些材料需要高温发泡（如聚乙烯、聚苯乙烯等），有些吸水率大或强度低（如酚醛、脲醛），有些造价过高（如橡胶泡沫）。因此，美国、加拿大等发达国家埋地管道保温中应用最多的是发泡工艺简便、性能优良、价格有竞争力的聚氨酯泡沫塑料。目前已在不含氟里昂的聚氨酯泡沫塑料、耐高温型聚氨酯泡沫塑料（耐高温 150℃）及降低造价（与廉价材料复合）等保温材料研究方面取得较大进展，并开始应用。

在埋地管道保温结构的设计方面，为保险起见，国外追求整体结构严密性，主张保温结构由下列层次组成：

- 防腐层——防止保温层进水后引起的钢管腐蚀；
- 滑动层——防止钢管变形将保温层拉裂；
- 保温层——保温、隔热；
- 防水防潮层——防止人为或机械性损伤。

## 三、埋地金属管道阴极保护技术

美国 NACE、日本、德国等均已相继制定了阴极保护的系列标准和规范。阴极保护与防腐层的并用已有相当长的历史，国外很早便开始了阴极保护技术与防腐层结构及功能的兼容性研究，建立了阴极保护优化设计专家系统。此外，阴极保护系统自动监控、监测数据采集处理和效果评价工作的开展及新型高效的保护装置和阳极材料的开发，促使阴极保护技术上升到了一个新的水平。

## 四、非金属管道技术

由于玻璃钢管道具有优良的耐蚀等优点，国外首先在需要控制腐蚀的化学工业中得到发展并显现出良好的长期效益，现已扩展到石油行业中。美国为玻璃钢的主要生产国，其产量占世界总产量的 35%~45%，目前用量达  $15 \times 10^4$  km 以上，其次是日本、德国等。据统计，近几年来，美国、日本、德国的玻璃钢产量年均增长率分别为 27.6%、36.7% 和 24.5%。



## 第二节 国外容器（储罐）防腐、保温材料及结构

### 一、国外容器（储罐）防腐材料及结构

国外在油田储罐防腐涂层研究方面已取得很大的进展，涂料的选用和防腐结构的确定较为科学、严格。因此防腐层大修周期一般可达 10 年以上。在外防腐层选材和结构设计方面，底涂层一般选用磷酸锌等缓蚀性底漆、对钢表面处理要求不高的防（带）锈漆、与钢表面粘接良好的环氧底漆等，面漆和中间漆则广泛地采用氯化橡胶、高氯化乙烯和聚氨酯等耐候性较好的涂料。随着环保意识的增强，国外十分注重水基防锈涂料的开发与应用，目前英国开发的水基防锈涂料在地面钢结构上已得到广泛的应用。

国外在金属容器、储罐内防腐选材方面，最常用的是液体涂料（包括耐化学品性较好的环氧类、聚氨酯类、鳞片类防腐涂料），其次是玻璃钢衬里，水罐有时采用水泥砂浆衬里。在内防腐涂层结构方面，根据所储介质的腐蚀性、防腐结构、部位的不同，进行较为确切的模拟验证试验，确定内防腐方案。

### 二、国外容器（储罐）保温材料及结构等级

国外保温技术的发展趋势是追求材料质轻、导热系数小、结构整体性及严密无缝。自 20 世纪 80 年代便开发出了纤维喷涂技术，因其具有机械化作业程度高、整体成型好（无接缝）、异形部位也可一次完工、保温效果好等优点，目前已在欧美（特别是瑞典、美国、法国）、日本国以及台湾地区得到了广泛的应用。聚氨酯喷射泡沫保温技术以其质轻、保温性能优良（闭孔率高达 90%，最高安全使用温度为 100℃，导热系数为 0.019~0.024W/(m·K)）等优点，目前已在金属容器、储罐等的保温方面得到应用。

## 第二章 油田金属管道、容器（储罐）

### 腐蚀现状及原因分析

#### 第一节 埋地金属管道腐蚀现状及原因分析

某油田已建各类型管道约 45000km，这些管道在投产后，随着运行时间的延长，在各种因素作用下会逐渐发生腐蚀。根据 1999 年的油田腐蚀调查、统计，全油田已腐蚀的管道达 5753km，（指已发生过腐蚀穿孔的管道），超过已建管道的 10%（各厂已腐蚀埋地管道按绝缘方式分类见表 2-1）。

表 2-1 某油田各厂已腐蚀埋地管道按绝缘方式分类 单位：km

| 单 位 | 沥青防腐管 | 黄 夹 克 管 | 泡 沫 管  | 沥青珍珠岩管 | 合 计    |
|-----|-------|---------|--------|--------|--------|
| A 厂 | 139   | 443     | 46     | 184    | 812    |
| B 厂 | 89    | 126.4   | 364.8  | 27.6   | 607.8  |
| C 厂 | 200   | 410     | 230    | 120    | 960    |
| D 厂 | 145.1 | 90.8    | 165.6  | 197.6  | 599.1  |
| E 厂 | 218.3 | 508.6   | 553.2  | 165.6  | 1445.7 |
| F 厂 | 237   | 136     | 109    | 165    | 647    |
| G 厂 | 15    | 209.8   | 121.8  | 0      | 346.6  |
| H 厂 | 31.6  | 0       | 94     | 31.2   | 156.8  |
| I 厂 | 35    | 40      | 0      | 0      | 75     |
| G 厂 | 18    | 71      | 0      | 14     | 103    |
| 合计  | 1128  | 2035.6  | 1684.4 | 905    | 5753   |

对已腐蚀管道分类的研究，发现具有下列特点。

##### 一、埋地金属管道腐蚀现状

（1）站间及井网管线中，井网管线腐蚀较重，占总长度的 64.2%。

（2）油、气水管线中，油水管线（包括掺水、热洗管）腐蚀较重，气管线腐蚀较轻。在 5753km 腐蚀管线中，油水管线共 5484.9km，占总数的 95.33%，其中水管线为 2968.3km，占腐蚀管线总数的 51.6%。水管线腐蚀主要发生在计量间到井口这段热洗、掺水管线上，占已腐蚀水管线总长度的 72.4%，油管线腐蚀主要发生在井网出油管线上，占腐蚀油管线的 76.33%。

（3）沥青管、黄夹克管、沥青珍珠岩管和泡沫管中，泡沫管、黄夹克管腐

蚀较严重，沥青珍珠岩管、沥青管较轻。

历年建设的管线中，使用 11 年至 15 年的保温管线腐蚀严重，超过 20 年的管线主要是沥青管，腐蚀相对较轻，但多数管线出现腐蚀穿孔。

## 二、埋地金属管道腐蚀原因分析

目前油田地下管网腐蚀问题较突出，且基本上都是钢管外壁腐蚀，其原因主要有以下几方面：

(1) 早期埋地管道的防腐保温结构不合理。1990 年前的泡沫管结构为：钢管—泡沫塑料—玻璃布，钢管外壁无腐蚀，泡沫保温层外防水层几乎无任何作用，泡沫塑料吸水后直接腐蚀钢管。再如黄夹克管，1991 年以前，其结构为：钢管—泡沫塑料—聚乙烯夹克，这种结构也无外防腐层，同时，保温管段端部无防水措施，接头防腐保温补口质量差，补口或夹克层伤口处进水后，造成钢管腐蚀穿孔。

(2) 材料自然老化。油田地下管网运行年限超过 10 年的已占全油田管线总数的 60% 以上（部分管线已运行 30 多年），防腐层老化严重，腐蚀穿孔逐年增加。

(3) 土壤环境条件恶劣，地下水位高，土壤含盐量大，管线长期处于地下水浸蚀环境中，外壁腐蚀速度高，现场测试发现碳钢在油田部分区域土壤中平均腐蚀速度在  $0.3 \sim 0.6 \text{ mm/a}$  之间（指裸钢）若管道防腐层局部破损（即漏地点），由腐蚀电化学原理可知，将形成大阴极（非破损区）、小阳极（漏地点），加速腐蚀反应，腐蚀穿孔速度将越来越快。

(4) 阴极保护普遍未实施。阴极保护对地下管网十分有效，尤其是当防腐层老化或破损后，其效果更为明显，但目前油田管网电法保护除输油干线和站内设施外，因种种原因设计后未施工或保护设施被盗等，基本未发挥作用。

(5) 管段防腐保温层预制，施工质量有待改进。钢管外壁防腐层未达到质量要求，沥青防腐管拉运、吊装及敷设过程中损伤情况常有发生。

## 第二节 油田金属容器、储罐腐蚀现状及原因分析

### 一、容器、储罐外腐蚀现状及原因分析

油田非保温容器、储罐的外腐蚀主要是大气腐蚀和紫外光对涂层的破坏造成的，但外腐蚀一般较轻。保温容器、储罐的外腐蚀主要是保温层破坏，水进入后引起的水腐蚀。

油田大气环境条件及其对环境腐蚀性的影响、环境腐蚀特点如下。

#### 1. 油田大气环境条件

金属材料在大气自然环境条件下，由于大气中的水、氧、二氧化硫等物质

的作用而引起的腐蚀，称为大气腐蚀。油田金属储罐容器、大都在大气环境条件下使用，均会遭受大气腐蚀。

为分析某油田大气腐蚀性，经调研，明确了某地区与大气腐蚀相关的主要气候环境参数和化学环境参数（见表 2-2、表 2-3）。

表 2-2 某地区与大气腐蚀相关的主要气象参数（1998~2000 年）

| 气温（℃）   |        |         |        |       | 湿度（%）   |
|---------|--------|---------|--------|-------|---------|
| 月平均最低气温 | 极端最低气温 | 月平均最高气温 | 极端最高气温 | 年平均气温 | 年平均相对湿度 |
| -19.6   | -37.5  | 23.6    | 36.2   | 5.0   | 66      |

表 2-3 2000 年某地区空气中主要污染物统计结果 单位：mg/m<sup>3</sup>

| 项 目 | 二 氧 化 硫     |       | 氮 氧 化 物     |       | 总悬浮颗粒物      |       | 降 尘        |       |
|-----|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|------------|-------|
|     | 变化范围        | 平均浓度  | 变化范围        | 平均浓度  | 变化范围        | 平均浓度  | 变化范围       | 平均浓度  |
| 含量  | 0.002~0.083 | 0.008 | 0.001~0.138 | 0.024 | 0.011~0.886 | 0.112 | 2.54~53.79 | 13.93 |

2. 大气环境条件对环境腐蚀性的影响

(1) 相对湿度的影响。湿度是决定大气腐蚀类型和速度的基本因素，钢铁在大气中的腐蚀速率通常随湿度增加而增加，多数金属都存在一个临界湿度，在临界湿度以上，腐蚀速率迅速增大，铁的临界湿度约为 50%~70%。

某油田年平均相对湿度为 66%，处于铁的临界湿度范围之内，相对湿度的变化对腐蚀的影响较大，另外，夏季温湿多雨，大气腐蚀性与其他季节相比较为严重。

(2) 温度及温差的影响。从表 2-2 可知，某油田平均气温只有 5℃，但温差变化较为剧烈，昼夜之间的温差较大，容易导致结露现象，从而加速了大气的腐蚀性。

(3) 大气中的污染物质的影响。从表 2-3 可知，某地区空气中二氧化硫等主要污染物的含量较低，对储罐外壁腐蚀的影响较小，CO<sub>2</sub>虽然能生成腐蚀产物中的碳酸盐，但它在大气腐蚀中的作用是很小的，某油田大气中 NaCl 等盐的含量相对较低，其对钢铁的腐蚀影响较小，某油田某厂注水罐顶外壁腐蚀产物的 X 射线衍射分析结果（见表 2-4）也证明了这一点，其腐蚀产物主要为铁的氧化物，如 Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>、Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、FeO（OH）等。

表 2-4 腐蚀产物分析结果

| 样 品           | 腐 蚀 产 物      |                                      |                            |                        |
|---------------|--------------|--------------------------------------|----------------------------|------------------------|
| 某厂注水罐罐顶外壁腐蚀产物 | FeO（OH）（24%） | Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub> （23%） | FeO（OH） <sub>3</sub> （18%） | SiO <sub>2</sub> （35%） |

大气腐蚀是金属处于表面薄层电解质下的腐蚀过程,从腐蚀产物的 X 射线衍射结果分析,由于金属表面含饱和氧的电解液膜的存在,氧极易到达阴极,使大气腐蚀的电化学过程中氧去极化过程容易进行,大气腐蚀主要是氧的去极化作用造成的。

### 3. 某油田大气腐蚀性评价及腐蚀特点分析

采用 CMS-1510C 大气腐蚀测试仪测试某地区的大气腐蚀速率,其在 10 月份的大气腐蚀速率数量级为  $10^{-3} \sim 10^{-2} \text{mm/a}$ ,腐蚀速率较低,结合年平均相对湿度及空气中主要污染物等大气环境条件及其对腐蚀的影响的分析结果,按国标 GB/T 15957—1995 大气环境腐蚀性分类标准,某油田大气腐蚀类型可划归轻腐蚀,对金属储罐外壁腐蚀与防护产生重要影响的大气环境因素如下。

- (1) 相对湿度正处于铁腐蚀的温度临界点;
- (2) 气温变化大、日夜温差大、季节温差大,而且反复循环;
- (3) 风、雨、雪交替,干湿交替;
- (4) 紫外线照射较强烈,光照周期变化;
- (5) 有风砂袭击。

### 二、油田容器、储罐内腐蚀现状及原因分析

油田容器、储罐的内腐蚀一般比外腐蚀重。油罐的内腐蚀主要集中在罐底、罐顶。罐顶腐蚀主要是由于介质温度较高时 ( $50^{\circ}\text{C}$  以上) 水蒸气到达罐顶,冷却形成水珠水膜而形成氧浓差电池腐蚀造成的。罐顶东部或东南部受日光照射时间较长,温度较高,因此,罐顶腐蚀部位集中在东部或东南部及罐口周围。罐底沉积水含有较高浓度的  $\text{Cl}^-$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$  等腐蚀性离子是造成其腐蚀的重要原因,腐蚀主要集中在焊接热影响区、凹陷及变形处,其腐蚀形式为电偶腐蚀、耗氧腐蚀。

污水罐、清水罐的内腐蚀集中在罐顶和罐壁气液相界面等部位,罐内污水含有溶解  $\text{O}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$  等成分,这些成分是造成内壁腐蚀的主要因素。

过滤罐、脱水器的内腐蚀主要是因为水中含有可溶盐和较高的温度加剧了内壁腐蚀。

分离器和加热炉的内腐蚀部位集中在加热炉的盘管和烟火管,盘管主要腐蚀形式为垢下腐蚀,严重时造成盘管报废。

通过油田储罐、容器的整体腐蚀状况分析,开口容器(污水罐、清水罐)腐蚀较严重,压力容器(过滤罐、二合一、加热炉等)腐蚀相对较轻。

通过对某油田有代表性的 II 注、I 注、A 联、B 联等 4 种储罐介质环境(包括储存污水、罐内气相、罐底淤泥环境)的化学成分进行分析测定、腐蚀性测试评价、腐蚀微观形貌观察及腐蚀产物分析,明确了储罐内部环境的腐蚀特点。

- (1) 储罐内气相腐蚀特点:气相腐蚀性为中、高腐蚀性,其中,II 注及 A 联储

罐内气相腐蚀性中等，其腐蚀速率数量级在  $10^{-2} \sim 10^{-1} \text{mm/a}$  之间；A 联及Ⅱ注水站储罐内气相腐蚀性较高，其腐蚀速率数量级在  $10^{-1} \text{mm/a}$  以上。

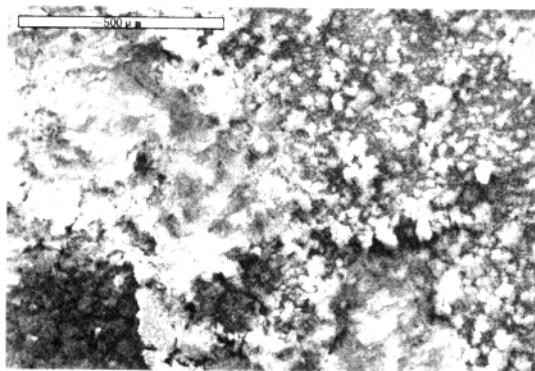


图 2-1 Ⅱ注污水中 A3 钢的  
腐蚀产物扫描电镜微观形貌

(2) 储罐内污水介质腐蚀特点：  
A3 钢的腐蚀主要表现为局部腐蚀及点腐蚀。Ⅰ注污水中 A3 钢的腐蚀产物及点蚀坑内腐蚀产物扫描电镜微观形貌见图 2-1。在储罐污水介质中，A3 钢均匀腐蚀性等级为中级，点腐蚀性为高级。在 A 联、Ⅰ注、Ⅱ注等 3 种储罐污水水样中钢试件的腐蚀速率测试结果见表 2-5。

表 2-5 水样腐蚀速率电化学测试结果

| 水 样   | 腐蚀电位 (mV) | 均匀腐蚀速率 (mm/a) |
|-------|-----------|---------------|
| A 联污水 | - 440. 9  | 0. 052 (中腐蚀)  |
| Ⅱ注污水  | - 427. 9  | 0. 046 (中腐蚀)  |
| Ⅰ注污水  | - 433. 0  | 0. 057 (中腐蚀)  |

储罐水样化学成分分析结果表明，A 联、Ⅰ注、Ⅱ注储罐内污水的水质成分比较接近，总矿化度较高，主要特征是高浓度氯离子和较高浓度重碳酸根离子，因高氯离子的活化作用，在均匀腐蚀的基础上，可能发生较严重的局部腐蚀。点蚀坑中的能谱分析结果表明，点蚀坑中 Cl 的含量明显高于均匀腐蚀表面处，而且点蚀坑中也含有一些 Mg、Ca、Si 等垢成分，这说明水样中大量的 Cl 是造成 A3 钢局部腐蚀的主要原因。腐蚀产物扫描电镜微观形貌分析结果表明，A3 钢在 A 联、Ⅰ注、Ⅱ注储罐污水水样中的腐蚀表现为局部腐蚀及点腐蚀，在 A 联污水水样点腐蚀性最强。储罐水样的静态腐蚀性测试、现场挂片腐蚀性测试及腐蚀性电化学测试结果较为一致，在 A 联、Ⅰ注、Ⅱ注、B 联储罐内介质的均匀腐蚀性等级为中级，点腐蚀性为高级。Ⅱ注及Ⅰ注水中腐蚀产物主要为  $\text{FeO}(\text{OH})$ 、 $\text{FeO}$ 、 $\text{Fe}_3\text{O}_4$ 、 $\text{FeCO}_3$  等，还有一些垢如  $\text{Fe}_2\text{SiO}_4$ 、 $\text{Ca}(\text{ClO}_4)$  等；A 联污水水样中腐蚀产物主要为  $\text{FeO}(\text{OH})$ 、 $\text{FeS}$ 、 $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ，腐蚀产物中含有硫化物说明 A3 钢在微生物的作用下产生微生物腐蚀，其腐蚀产物 X 射线衍射图谱见图 2-2。

(3) 罐底淤泥介质腐蚀特点：罐底淤泥化学成分分析结果表明，罐底淤泥中的腐蚀微生物较多，如腐生菌、铁细菌、硫酸盐还原菌等，A3 钢在这些腐蚀

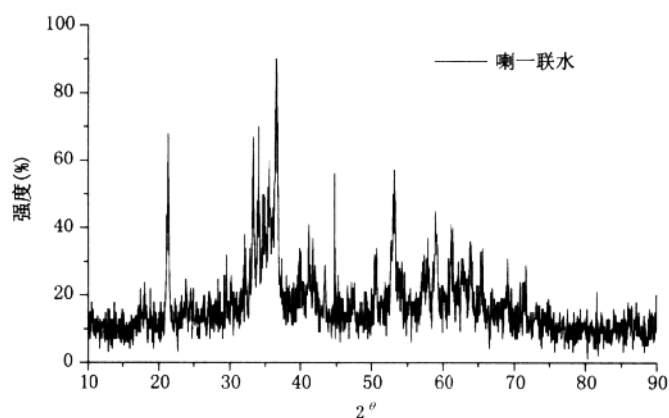


图 2-2 A 联污水样中腐蚀产物 X 射线衍射图谱

微生物的作用下有时产生微生物腐蚀。能谱分析结果（见图 2-3）表明，在罐底淤泥中，A3 钢的腐蚀产物中含有大量的硫化物，这主要是由于淤泥中的腐蚀微生物较多，如腐生菌、铁细菌、硫酸盐还原菌等，A3 钢在这些腐蚀微生物的作用下产生微生物腐蚀。

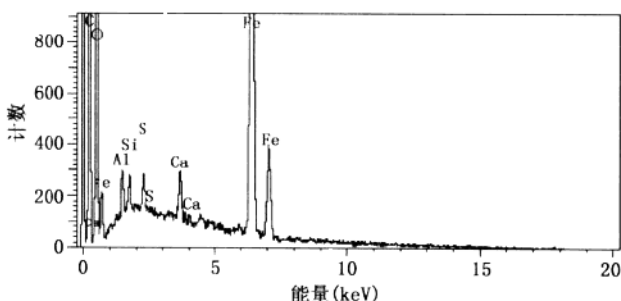


图 2-3 A 联罐底淤泥中腐蚀产物能谱图

A 联罐底淤泥的均匀腐蚀速率 0.095mm/a、点腐蚀速率 0.7mm/a，其均匀腐蚀等级为中级，点腐蚀等级为高级，其腐蚀产物扫描电镜微观形貌见图 2-4。

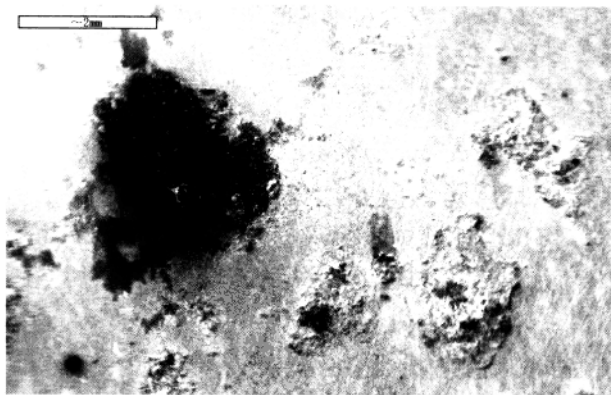


图 2-4 A 联罐底淤泥中 A3 钢腐蚀产物  
扫描电镜微观形貌

# 第三章 油田埋地钢质管道腐蚀检测与评价技术

## 第一节 管中电流法检测与评价技术

### 一、国内外埋地管道检测现状

目前，国内外埋地钢质管道检测技术相应的测量方法和仪器有多种，各种检测方法和机理有各自优点及局限性，见表 3-1。

表 3-1 国内外埋地管道检测技术现状

| 国外检测技术 | 内检测技术                        |                        | 外检测技术               |                                 |                      |                  |
|--------|------------------------------|------------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------|------------------|
|        | 智能清管器超声波法 (U/S)              | 智能清管器漏磁法 (MFL)         | 管中电流法 (PCM)         | 电位梯度法 (DCVG)                    | 近间距管对地电位测量 CIPS      | 瞬变电磁法 (TEM)      |
| 功 能    | 检测管道内腐蚀                      | 检测管道内腐蚀                | 探测管线走向、埋深，检测防腐层绝缘性能 | 探测施加了阴极保护的管道防腐层破损点              | 检测阴极保护效果和防腐层失效范围     | 检测金属管体的腐蚀程度      |
| 优 点    | 检测准确度高，不受环境因素干扰              | 准确性较高，清蜡要求不高           | 功能多，单根管线检测准确率高      | 消除了干扰，测量准确率高                    | 检测速度快，配合 DCVG 重点定位检测 | 一旦发现某段管体腐蚀，准确率很高 |
| 缺 点    | 检测费高，检测前要求彻底清除管壁的蜡           | 准确性略低于 U/S 法，检测轴向裂缝有困难 | 有干扰或土壤电阻率高时准确率低     | 土壤电阻率高时测量结果不稳定                  | 准确度不高                | 许多小腐蚀点难以发现       |
| 国内应用情况 | MFL 更适合我国原油含蜡高的特点，管道局已进口 3 台 |                        | 在国内得到初步应用           | 处于探索阶段，国内在检测新技术的开发和综合应用能力方面较为薄弱 |                      |                  |

### 二、油田埋地钢质管道腐蚀检测与评价方法和实例

管道的腐蚀状况包括管道外防护层失效和管体腐蚀两部分。结合国内外检测技术及某油田管网分布密集、土壤腐蚀环境恶劣的特点，采用管中电流法 (PCM) 进行埋地钢质管道外防腐状况检测，瞬变电磁法 (TEM) 进行埋地钢质管道管体腐蚀状况检测。

#### 1. 埋地钢质管道外防腐层测试方法的开发及应用

##### 1) 测试方法

管道外防腐层测试采用管内电流法，在具有防腐层的埋地管道上施加一个



交变电流信号, 电信号自发射点开始将沿管道向两侧传输, 将管中电流看做线电流, 那么, 电信号在管道中传输时:

$$I = I_0 e^{-\alpha X} \quad (3-1)$$

式中  $I_0$ ——发射点处管中电流强度, mA;

$I$ ——管中任意点电流强度, mA;

$X$ ——观测点至发射点距离, m;

$\alpha$ ——与管径、防腐绝缘层绝缘电阻、信号频率、管材、输送介质等有关的参数。

电流信号强度将按照与传输距离、管道电导率、信号频率等参数有关的特定的函数进行衰减。当管道防腐层性能均匀时, 管中电流对数值与距离( $X$ )成线性关系, 其电流衰减率取决于绝缘层的绝缘电阻, 根据电流衰减率的大小变化进行反算防腐绝缘层的绝缘电阻, 评价防腐绝缘层的绝缘质量。并可对破损点进行定位。对于同一条管道, 电流衰减率越小, 防腐层绝缘性能越好, 反之, 防腐层绝缘性能越差。

在管内电流法的开发应用中, 主要解决了以下问题。

(1) 测点布置与图示。为便于检测数据在埋地管线腐蚀与防护信息系统录入和查询, 所测管道按顺序统一测点编号和图示。

(2) 检测参数的确定。现场检测选用 PCM 管内电流检测仪。该仪器使用 24V 蓄电池作为激励电源, 其发射机输出功率为 150W, 经反复检测、验证, 工作频率确定为 128Hz, 测试区间内管道的剩余电流强度须大于 10mA, 在进行电流梯度检测时, 磁场读数确定在 30~70dB 之间, 检测间距为 50m 较为恰当。

(3) 检测数据的处理方法。dB 值斜率是指一个测试间距内 dB 值的下降率, 用测试间距起点和终点的 dB 值计算, 公式如下:

$$\text{dB 值递减率} = \frac{(\text{起点 dB 值} - \text{终点 dB 值})}{\text{间距}} \quad (3-2)$$

公式中的间距单位是千米。

运用开发的《埋地钢质管道防腐层检测数据处理系统》(GDFFW) 计算 dB 值递减率及防腐绝缘层的绝缘电阻。

## 2) 管道外防腐层评价

(1) 防腐层缺陷的判定和定位。根据某油田普查, 经检测、开挖验证及归纳总结, 确定防腐层缺陷的判定和防腐层质量评价, 按表 3-2 判定其防腐层缺陷类型。