

# 基于灰色关联度的埋地管道检测数据分析

陈健飞<sup>1</sup>, 王孟<sup>2</sup>, 江文军<sup>1</sup>, 陈丽娜<sup>1</sup>, 王安泉<sup>1</sup>, 丛雪明<sup>1</sup>

(1.胜利油田技术检测中心, 山东 东营 257000;

2.中国石油大学 储运与建筑工程学院 山东省油气储运安全省级重点实验室, 山东 青岛 266580)

**摘要:** **目的** 通过对胜利油田技术检测中心 2014 和 2015 年检测的管道数据进行调研、分析, 找出影响管道防腐层质量的主要因素。**方法** 利用灰色关联度分析方法, 以差劣等级防腐层长度占管道长度的比例作为参考序列, 分析了运行年限、运行温度、操作压力、土壤埋深以及土壤电阻率等因素对其影响程度。**结果** 通过对数据的分析, 发现运行温度和运行年限与防腐层质量的关联度较大, 并分别分析了这两个因素对防腐层质量的影响规律。**结论** 油田防腐层质量的关联度排序是: 工作温度>运行年限>埋深>土壤电阻率>运行压力。通过分析得出, 在工作温度为 50~70 °C 的管道中, 防腐层的差劣等级所占的比例较大, 在管道检测时应重点检测该温度范围内的管道防腐层。运行年限超过 20 年的管道, 差劣等级的防腐层所占比例直线上升, 管道防腐层老化严重, 检测管道时应该缩短检测周期, 及时对防腐层破损处进行合理维修。

**关键词:** 埋地管道; 检测; 灰色关联度; 防腐层; 工作温度

**中图分类号:** TE988 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2017)04-0264-06

**DOI:** 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2017.04.043

## Buried Pipeline Detection Data Analysis Based on Grey Correlation

CHEN Jian-fei<sup>1</sup>, WANG Meng<sup>2</sup>, JIANG Wen-jun<sup>1</sup>, CHEN Li-na<sup>1</sup>, WANG An-quan<sup>1</sup>, CONG Xue-ming<sup>1</sup>

(1.Technical Test Center of Shengli Oilfield, Dongying 257000, China;

2.Shandong Provincial Key Laboratory of Oil & Gas Storage and Transportation Safety, School of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

**ABSTRACT:** The work aims to identify main influencing factors of anticorrosive coating quality by studying and analyzing pipeline data of Technical Test Center of Shengli Oilfield detected in 2014 and 2015. With proportion of coating length with poor grades to pipe length as reference sequence, impact of factors including service life, operating temperature, operating pressure, soil depth and soil resistivity on anticorrosive coating quality were analyzed in the method of grey relation analysis. According to the data analysis, operating temperature and operating period were closely related to anticorrosive coating, the influencing law of two factors on anticorrosive coating quality was analyzed. The correlation rank of the oilfield anticorrosive coating quality is: operating temperature > operating years > burial depth > soil resistivity > operating pressure. Poor grade coating accounts for larger proportion in the pipeline with operating temperature of 50~70 °C. Anticorrosive coating of pipelines within this temperature range shall be key detection object during pipeline detection. For pipelines having operating for more than 20 years, the poor grade coating accounts for greater proportion and pipeline coatings are seriously aged. Detection cycle shall be shortened during detection, and coating breakage shall be repaired in a timely and reasonable manner.

**KEY WORDS:** buried pipeline; detection; grey correlation; anticorrosive coating; operating temperature

收稿日期: 2016-11-30; 修订日期: 2016-12-27

Received: 2016-11-30; Revised: 2016-12-27

作者简介: 陈健飞 (1979—), 男, 硕士研究生, 高级工程师, 主要从事特种设备检测方面的研究。

**Biography:** CHEN Jian-fei(1979—), Male, Master, Senior engineer, Research focus: special detection equipment.

埋地管道防腐层的质量将直接影响管道的使用寿命和安全运行,胜利油田技术检测中心通过使用 PCM+埋地管道外防腐层检测仪,在不开挖的情况下对管道的外防腐层进行了检测,得到了管道的埋深、绝缘电阻率、PCM 检测信号损失率等相关参数<sup>[1-3]</sup>。

防腐层的质量受到管道工作温度、运行年限、埋深、土壤的电阻率等因素的影响,结合数据,通过运用灰色关联分析法确定各因素对防腐层质量的影响程度,量化了防腐层质量与各影响因素之间的联系紧密度,为进一步对管道外防腐层的检测、维护提供了

科学依据。

1 数据采集

使用 PCM+埋地管道外防腐层状况检测仪对管道进行检测,一般采取 4 Hz 和 128 Hz 电流,通过读取的电流值计算其绝缘电阻率,并根据 SY/T 5918—2004《埋地钢质管道外防腐层修复技术规范》及 Q/SH 10201740—2006《油田埋地管道腐蚀与防护状况地面检测检验技术规程》中的规定判定防腐层的级别,如表 1 所示<sup>[4]</sup>。

表 1 电流-电位法和变频-选频法对防腐层分级标准及相应措施  
Tab.1 Potential method and frequency-current frequency selective method of anticorrosion layer classification standard and the corresponding measures

防腐层等级	绝缘电阻率 /(Ω·m <sup>2</sup> )	变频-选频法测电阻 值/(Ω·m <sup>2</sup> )	PCM 检测信号损失 率/(dB·km <sup>-1</sup> )	老化程度及表现	采取措施
一级(优)	≥5000	≥10 000	<20	基本无老化	暂不维修和补漏
二级(良)	2500<R≤5000	6000<R≤10 000	20~30	老化轻微,无剥离和损坏	每三年为一周期进行检漏补修作业
三级(可)	1500<R≤2500	3000<R≤6000	30~40	老化较轻,基本完整	每年进行漏补和修补
四级(差)	500<R≤1500	1000<R≤3000	40~50	老化较严重,有剥离和较严重的吸水现象	加密测点进行小区段测试
五级(劣)	<500	<1000	≥50	老化和剥离严重,轻剥即掉	大修

当利用多个参量描述防腐层的防护性能时,宜采用检测参量的级别加权值作为量化界限,计算方法如公式(1)所示<sup>[5]</sup>。

$$Q = \sum_{i=1}^n X_i J_i \tag{1}$$

式中:Q 为防腐层的加权分级值;n 为参与评价的检测参量个数;J<sub>i</sub> 为某参量独立分级的级别值;X<sub>i</sub> 为相应参量的权数。根据参量级别加权平均值评定防腐层的防护性能等级,如表 2 所示。

表 2 防腐层性能分级评价表  
Tab.2 Coating performance classification evaluation

属性	等级	Q	处置意见
优	一	Q=1	正常运行管理
良	二	1<Q≤2	正常运行管理、缩短再评价周期
可	三	2<Q≤3	计划维修、调整阴极保护、缩短再评价周期
差	四	3<Q≤4	立即维修并确定再评价周期
劣	五	Q>4	报废该管道的防腐层

根据技术检测中心管道数据库,统计了 2014、2015 年的 198 条管道防腐层不同等级的长度,统计

结果如表 3 所示。

从图 1 中可以看出,差、劣等级的防腐层管道占总管道的 14%左右,应该重点分析差劣防腐层管道的相关数据,找出影响防腐层防护性能的因素。

表 3 管道防腐层性能统计表  
Tab.3 Performance statistics of pipeline anticorrosive coating

防腐层等级	一级	二级	三级	四级	五级
管道长度/km	302.021	58.271	78.785	25.861	46.425

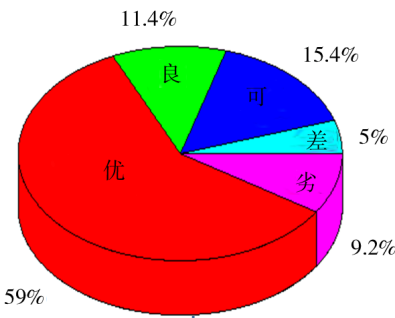


图 1 不同等级防腐层所占比例  
Fig.1 Proportion of anticorrosive coating at different levels

## 2 灰色关联度分析影响防腐层防护等级的因素

### 2.1 灰色关联度理论原理

灰色关联度分析法的目的就是寻求系统中各因素间的主要关系,找出影响目标值的重要因素,从而掌握事物的主要特征,促进和引导系统迅速而有效地发展<sup>[6]</sup>。

采用灰色关联分析法对系统进行分析时,应先确定该系统行为特征的数据序列。一般将系统主要行为特征的数据序列作为母序列,而对母序列具有一定影响的序列作为子序列<sup>[7]</sup>。灰色关联度分析方法的步骤如下:

- 1) 设系统的行为序列,即母序列为  $x_0 = \{x_0(1), x_0(2), \dots, x_0(n)\}$ , 与  $x_0$  进行比较的子序列为。
- 2) 如果计算关联程度数列量纲不同,为了增强不同量纲的因素之间的可比性,需要对原始数据进行无量纲化处理。常用的无量纲化处理有初值变换或均值变换。初值化处理方法为:

$$x_j' = \{1, \frac{x_j(2)}{x_j(1)}, \dots, \frac{x_j(k)}{x_j(1)}, \dots, \frac{x_j(n)}{x_j(1)}\}, j \in 1, 2, 3, \dots, m \quad (2)$$

均值化处理就是用序列平均值除以所有数据,即得到一个占平均值百分比的数列:

$$\bar{x}_j = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m x_{jk}, j \in 1, 2, 3, \dots, m \quad (3)$$

- 3) 利用变化所得的数据计算子序列与母序列的关联系数。计算公式为:

$$\xi_j(k) = \frac{\min_i \min_k |x_0(k) - x_j(k)| + \rho \max_i \max_k |x_0(k) - x_j(k)|}{|x_0(k) - x_j(k)| + \rho \max_i \max_k |x_0(k) - x_j(k)|} \quad (4)$$

式中:  $\xi_j(k)$  为  $x_j$  与  $x_0$  在  $k$  时刻的关联系数;  
 $\Delta \min = \min_i \min_k |x_0(k) - x_j(k)|$  为两级最小差;

$\Delta \max = \max_i \max_k |x_0(k) - x_j(k)|$  为两级最大差。

4) 关联系数只表示各时刻数据间的关联程度,关联度的计算就是对不同时刻的关联系数求平均值,计算公式为:

$$r_j = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \xi_j(k) \quad (5)$$

式中:  $r_j$  为子序列与母序列的关联度;  $n$  为序列的长度,即数据个数。

灰色关联度分析的目的是在影响母序列  $x_0$  的各因素  $x_j$  中找出主要因素,按照对  $x_0$  的关联程度大小对  $x_j$  进行排序,  $r_j$  越大说明该子序列对母序列的影响程度越大<sup>[8]</sup>。

### 2.2 实例应用

从 2014—2015 年中选取差异性较大的 23 条检测管道,统计差劣防腐层管道的长度,及与其相对应的管道总长度、使用年限、管径、工作温度、工作压力、埋深、土壤电阻率。以防腐层差劣等级长度占总管长的比例的大小来衡量该管道防腐层质量的好坏,差劣等级比例如图 2 所示。

针对埋地管道的检测数据及管道基本参数,选取差劣等级防腐层占总管长比例作为母序列  $x_0(k)$ ,运行年限、工作温度、工作压力、埋深平均值以及土壤电阻率作为各个子序列<sup>[9]</sup>,见表 4。

先采用均值化对各数列进行无量纲化处理,依据公式(1) — (4) 计算关联系数,取  $\rho=0.5$ 。

利用公式(1) — (5) 和表 5 的数据,计算关联度,结果如表 6 所示。

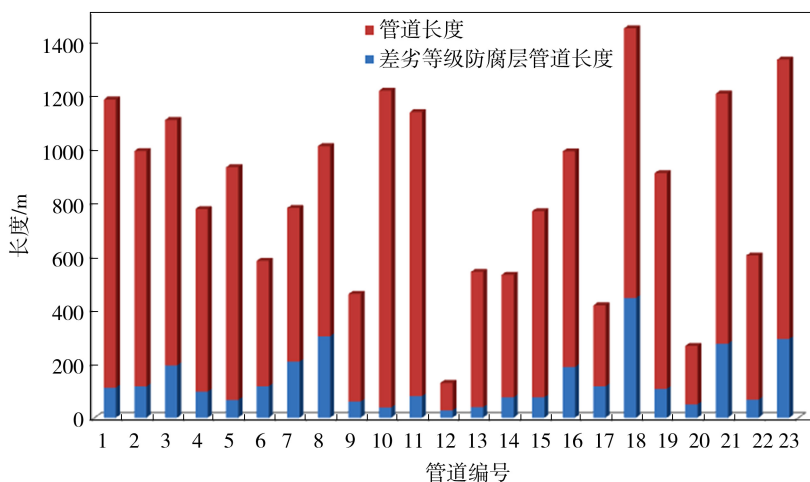


图 2 差劣等级防腐层占管道长度的比例

Fig.2 Proportion of poor-grade anticorrosive coating in pipe length

表 4 管道检测数据及基本参数  
Tab.4 Pipeline testing data and basic parameters

管道名称	运行年限 $x_1(k)$	工作温度 $x_2(k)$	工作压力 $x_3(k)$	埋深平均值 $x_5(k)$	土壤电阻率 $x_6(k)$	比例 $x_0(k)$
1	26	45	0.6	0.79	16	0.103
2	18	45	0.6	0.21	7.1	0.133
3	14	50	0.15	0.5	12.4	0.213
4	18	40	21	0.35	5.4	0.143
5	18	40	21	0.71	4.2	0.076
6	4	65	0.55	0.26	0.9	0.251
7	25	60	0.6	0.77	4.7	0.365
8	25	66	0.5	0.38	4.7	0.428
9	5	63	0.6	0.66	1.1	0.150
10	4	50	0.8	0.69	6.5	0.032
11	6	25	0.8	0.36	7.6	0.076
12	12	50	1	0.49	3.7	0.264
13	20	50	0.8	0.42	5.4	0.078
14	5	25	2	0.92	3.8	0.167
15	6	25	2	0.22	3.4	0.110
16	4	25	1.2	0.23	0.2	0.235
17	5	25	1.2	0.5	1.2	0.39
18	13	25	1.2	0.55	0.6	0.444
19	5	50	0.15	0.53	1.2	0.134
20	15	50	0.3	0.9	2.6	0.226
21	6	60	0.8	0.35	9.5	0.295
22	13	65	0.8	0.51	9.6	0.125
23	4	58	0.8	0.18	9.4	0.282

表 5  $\rho=0.5$  时的关联系数  
Tab.5 Correlation coefficient at  $\rho=0.5$

管道名称	$\xi_1(k)$	$\xi_2(k)$	$\xi_3(k)$	$\xi_4(k)$	$\xi_5(k)$
1	0.696 378	0.892 898	0.936 016	0.785 666	0.606 235
2	0.816 465	0.922 89	0.905 18	0.946 796	0.848 661
3	0.964 57	0.989 208	0.799 849	0.992 804	0.748 166
4	0.825 25	0.959 229	0.343 595	0.999 308	0.924 013
5	0.771 917	0.887 921	0.333 987	0.789 999	0.903 071
6	0.815 707	0.955 31	0.794 567	0.848 023	0.787 793
7	0.920 01	0.893 486	0.716 557	0.942 772	0.815 848
8	0.992 639	0.858 274	0.673 376	0.746 917	0.766 138
9	0.928 334	0.860 248	0.887 558	0.868 92	0.882 832
10	0.957 059	0.808 04	0.964 176	0.759 888	0.784 305
11	0.967 224	0.958 932	0.986 665	0.918 164	0.784 887
12	0.936 746	0.952 703	0.812 923	0.928 526	0.870 333
13	0.747 574	0.846 936	0.984 576	0.895 026	0.858 783
14	0.910 302	0.936 554	0.991 514	0.791 903	0.978 332
15	0.995 098	1	0.944 122	0.977 95	0.974 608
16	0.8298	0.867 705	0.852 534	0.853 134	0.779 578
17	0.725 943	0.742 542	0.731 403	0.813 771	0.700 206
18	0.787 165	0.707 012	0.696 907	0.785 672	0.655 677
19	0.946 645	0.900 522	0.869 053	0.906 591	0.903 346
20	0.958 986	0.999 109	0.799 291	0.847 986	0.866 572
21	0.808 455	0.969 071	0.776 191	0.843 161	0.915 697
22	0.888 801	0.829 758	0.930 014	0.905 929	0.763 335
23	0.791 246	0.974 356	0.786 446	0.796 217	0.905 814

表 6 各风险因素对差劣等级防腐层所占比重的关联度  
Tab.6 Anticorrosive layer of each risk factor for poor grade proportion correlation

风险因素	运行年限	工作温度	运行压力	埋深	土壤电阻率
关联度	0.8688	0.9005	0.805	0.8671	0.8271

由关联度的数值可以看出,工作温度>运行年限>埋深>土壤电阻率>运行压力。这表明运行温度和年限是影响防腐层质量的较为重要的因素。

2.3 运行温度对防腐层性能的影响

在关联度的排序中,管道的运行温度对其影响最严重,因此,统计了 2014—2015 年的管道运行温度与所对应的差劣等级防腐层占管道长度的比例,如图 3 所示。

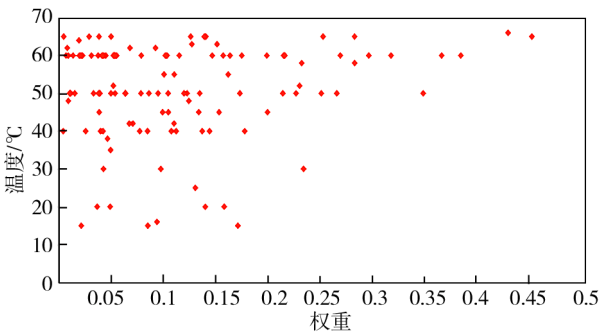


图 3 运行温度与差劣等级防腐层占管道长度比例对应关系  
Fig.3 Corresponding relation between the operation temperature and the proportion of poor-grade anticorrosive coating in pipe length

油田埋地管道一般采用沥青防腐层、黄夹克以及少量的 3PE,防腐层在土壤和地下水中会逐渐自然老化,但这个过程比较缓慢,而输油温度的热影响却大大加快了这一进程。从图 3 可以看出,在工作温度为 50~70 ℃的管道中,差劣等级防腐层所占比例较大,说明温度的升高加快了防腐层的老化。以沥青防腐层为例,长期处在较高温度下的石油沥青,其结构内高分子化合物不断挥发,致使防腐层的老化速度加快;其次,由于受输送介质温度变化的影响,管道产生了巨大的热应力,涂敷在管道外的防腐层也会与管体一起发生膨胀或收缩,但是防腐材料与金属材料的线膨胀系数不同,所以导致了防腐层与金属管体发生剥离;再者,埋地管道周围的土壤对管道和防腐层的膨胀、收缩具有阻力,如温度升高时,管道轴向要延伸,而土壤阻力将阻止这种变化,管道防腐层将受到管道钢材和相对于管道静止的土壤的切应力,当这种切应力大于防腐层的粘结力时,防腐层就会发生剥离。随着管道运行时间的延长,变化次数的增加,防腐层的粘结力下降,土壤的这种物理作用随着时间的推移成



了造成防腐层脱落的主要原因之一<sup>[10—14]</sup>。

## 2.4 运行年限对防腐层性能的影响

图 4 表示了差劣等级防腐层占管道长度比例的平均值与运行年限的关系,从图 4 可以看出,管道刚开始运行时,防腐层的质量差劣等级所占比例较大,失效的原因大多是由于设计、原材料和制造过程中存在缺陷,并且在敷设管道时容易造成机械损伤。为了减小风险,应该在管道运行前进行全面检测,以便及早发现、修正和排除故障。在管道运行 20 年后,差劣等级的防腐层所占比重直线上升,说明随着时间的推移,管道防腐层老化越来越严重,检测管道时应该缩短检测运行时间超过 20 年管道的周期<sup>[15—17]</sup>。

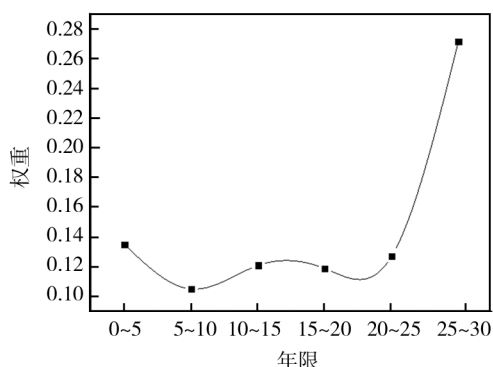


图 4 运行年限与差劣等级防腐层占管道长度比例的平均值关系

Fig. 4 Average value relation between the operating life and the proportion of poor-grade anticorrosive coating in pipe length

## 3 结语

1) 油田防腐层质量主要与管道的工作温度、运行年限、埋深、运行压力以及土壤电阻率有关,运用灰色关联分析得出关联度的排序是工作温度>运行年限>埋深>土壤电阻率>运行压力。

2) 分析了工作温度和运行年限对防腐层质量的影响规律,得出在工作温度为 50~70 °C 的管道中,差劣等级防腐层所占比例较大,在管道检测时应该重点检测该温度范围内的管道防腐层。运行年限超过 20 年的管道,差劣等级的防腐层所占比例直线上升,管道防腐层老化严重,检测管道时应该缩短检测周期,及时对防腐层破损处进行合理维修。

3) 通过检测评价及时发现管道防腐层破损老化,确定合理的检测周期,对提高埋地管道安全运行可靠性,避免能源浪费和环境污染,延长管道的服役寿命以及被检管线的日常管理、维护、维修与更换提供了科学依据。

### 参考文献:

[1] 李建华, 亓东民, 俞树荣, 等. 基于灰色理论的长输管

道风险分析[J]. 石油机械, 2006, 34(11): 24—26.

LI Jian-hua, QI Dong-min, YU Shu-rong, et al. Risk Analysis of Oil and Gas Pipeline Based on Grey Theory [J]. China Petroleum Machinery, 2006, 34(11): 24—26.

[2] 帅健, 卜文平. 输油管道运行参数及检测数据的统计分析[J]. 油气储运, 2006, 25(12): 35—37.

SHUAI Jian, BU Wen-ping. Statistic Analysis about Operation Parameters and Inspection Data of an Oil Pipeline [J]. Oil & Gas Storage, 2006, 25(12): 35—37.

[3] 杨伟, 平威华. PCM+埋地管道防腐检测技术及应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2011(7): 80.

YANG Wei, PING Wei-hua. PCM+Buried Pipeline Coating Detection Technology and Application [J]. China Petroleum and Chemical Industry Standards and Quality, 2011(7): 80.

[4] 陈健飞, 盛华, 王安泉, 等. 埋地管道外检测技术在油田油气集输管线检测中的应用[J]. 现代制造技术与装备, 2011(3): 35—38.

CHEN Jian-fei, SHENG Hua, WANG An-quan, et al. Application of Buried Pipelines External Inspection Technology in the Detection of the Oil-field Oil and Gas Gathering Pipelines [J]. Modern Manufacturing Technology and Equipment, 2011(3): 35—38.

[5] 于江, 任伟. 灰色关联度法在特种设备事故统计分析中的应用[J]. 价值工程, 2011(2): 308—309.

YU Jiang, REN Wei. The Application of Grey Relational Analysis in Statistic Analysis of Special Equipment Accidents [J]. Value Engineering, 2011(2): 308—309.

[6] 姜永明, 吴明, 陈旭, 等. 某油田埋地管道土壤腐蚀的灰色关联分析[J]. 腐蚀与防护, 2011, 32(7): 564—566.

JIANG Yong-ming, WU Ming, CHEN Xu, et al. Grey Relational Analysis for Soil Corrosion of a Buried Pipeline [J]. Corrosion & Protection, 2011, 32 (7): 564—566.

[7] 张栋栋, 张牛牛, 王珊, 等. 基于灰色系统理论的天然气管道内腐蚀评价[J]. 兰州石化职业技术学院学报, 2007, 7(4): 13—14.

ZHANG Dong-dong, ZHANG Niu-niu, WANG Shan, et al. Evaluation of Internal Corrosion Degree of Gas Pipeline Based on Grey System Theory [J]. Journal of Lanzhou Petrochemical College of Technology, 2007, 7(4): 13—14.

[8] QIN H, ZHOU W, ZHANG S. Bayesian Inferences of Generation and Growth of Corrosion Defect on Energy Pipelines Based on Imperfect Inspection [J]. Reliability Engineering and System Safety, 2015, 144: 334—342.

[9] SEO J, CUI Y, MOHD M, et al. A Risk-based Inspection Planning Method for Corroded Subsea Pipelines [J]. Ocean Engineering, 2015, 109: 539—552.

[10] 赵庆华, 冯伟章. 外界因素对埋地管道沥青防腐层的

- 影响[J]. 油气储运, 1998, 17(4): 32—35.
- ZHAO Qing-hua, FENG Wei-zhang. Effect of External Factor on Asphalt Coating of Buried Pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 1998, 17(4): 32—35.
- [11] 李雪. 黄夹克输油管道腐蚀原因分析与防护[J]. 科技与企业, 2015(12): 111.
- LI Xue. Yellow Jackets Oil Pipeline Analysis and Protection [J]. Technology and Enterprise, 2015(12): 111.
- [12] 肖冶, 冯来义. 3层结构聚乙烯防腐层的改进和发展[J]. 石油规划设计, 2003, 14(5): 24—25.
- XIAO Zhi, FENG Lai-yi. Improvement and Development of Three-layer Polyethylene Coating Structure [J]. Petroleum Planning and Design, 2003, 14(5): 24—25.
- [13] 宋庆杰, 陆颖舟, 彭少华. 黄夹克输油管道腐蚀原因分析与防护[J]. 河南化工, 2002, 23(7): 45—46.
- SONG Qing-jie, LU Ying-zhou, PENG Shao-hua. Yellow Jackets Oil Pipeline Analysis and Protection [J]. Henan Chemical, 2002, 23(7): 45—46.
- [14] 何晓达, 孙治江. 石油沥青、聚氨酯泡沫黄夹克管线防腐技术[J]. 管道技术与设备, 1997(1): 23—24.
- HE Xiao-da, SUN Zhi-jiang. Petroleum Asphalt, Polyurethane Foam Yellow Jacket Pipeline Corrosion Technology [J]. Pipeline Technology and Equipment, 1997(1): 23—24.
- [15] 常鹏, 李大昕, 李建阳. 苏格里气田东区集输管网外腐蚀检测结果评价[J]. 石油化工应用, 2013, 32(8): 90—93.
- CHANG Peng, LI Da-xin, LI Jian-yang. Sugeli Set the Outer Gas Pipeline Network Eastern Corrosion Detection Results of the Evaluation [J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32 (8): 90—93.
- [16] 徐欣, 许立宁, 柳伟. 埋地管线防腐层性能评价研究进展[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2011, 23(4): 366—368.
- XU Xin, XU Li-ning, LIU Wei. Research Progress of Buried Pipeline Coating Performance Evaluation [J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2011, 23 (4): 366—368.
- [17] 周剑锋, 陈国华. 基于灰色关联度改进的管道相对风险分析方法[J]. 石油化工设备, 2006, 35(4): 48—50.
- ZHOU Jian-feng, CHEN Guo-hua. Degree of Grey Incidence Based Improvement on Kent's Pipeline Risk Scoring Method [J]. Petro-chemical Equipment, 2006, 35(4): 48—50.