

地形起伏地区集气管道内腐蚀敏感性预测分析

赵学芬¹, 姚安林²

(1. 重庆科技学院, 重庆 400042 2. 西南石油大学, 四川 成都 610500)

摘 要: 针对集气管道内腐蚀敏感性评价方法, 对地形起伏地区的集气管道进行内腐蚀敏感性预测分析。通过分析影响管道内腐蚀的流体特性、管道内的腐蚀性介质以及离子含量等, 确定敏感性评价指标, 利用模糊综合评判模型初步预测管道内腐蚀的敏感性等级, 找到发生内腐蚀破坏可能性相对较高的区域, 以便采取恰当的防护措施或进行深入研究。

关键词: 集气管道; 内腐蚀; 敏感性

文章编号: 1006-5093(2007)03-0036-04

文献标识码: A

0 引言

根据笔者提出的集气管道内腐蚀敏感性评价方法的理论基础^[1], 将气液两相流的水力计算和模糊综合评价模型相结合, 探讨在传统内腐蚀评价方法和内腐蚀直接评价方法不适用的情况下对管道沿线影响腐蚀的因素(如温度、分压、流速等)进行综合评价, 从整体上识别管道内腐蚀的敏感程度并预测各敏感等级的分布。用具体的范例对该方法的应用进行简单的讨论分析, 为了使范例更具有代表性, 以地形起伏地区的某集气管道为例, 进行内腐蚀敏感性预测分析。

1 范例应用分析

有地形起伏的某集气管道如图 1 所示。管道的内径为 0.25 m; 天然气输量为 0.71 m³/s; 产出水为 0.017 m³/s; 天然气的相对密度为 0.62; 粘度为 0.012 × 10⁻⁶ m²/s; 管长为 2.65 km; 进口压力为 2.1 MPa; 出口压力为 1.9 MPa; PH 为 5.1; 进口温度为 32℃; 土壤环境温度为 10℃。水溶液中影响腐蚀的主要介质含量如表 1 所示。

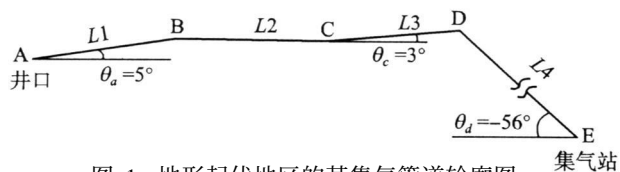


图 1 地形起伏地区的某集气管道轮廓图

表 1 集气管道中影响腐蚀的主要介质组成

CO ₂ /(%)	H ₂ S /mg m ⁻³	HCO ₃ ⁻ /mg L ⁻¹	Ca ²⁺ /mg L ⁻¹	Mg ²⁺ /mg L ⁻¹	Cl ⁻ /mg L ⁻¹	含水量 /(%)
3	35	180	298	156	8 165	0.23

1.1 水力计算

根据管道路由的情况, 将其分成四段进行计算, 得出各段的流型、持液率和压降如表 2 所示。然后计算出各段的温度-压力分布, 据此绘成的整条集气管道的温度-压力等分布如图 2~5 所示。

表 2 集气管线各管段的持液率和压力梯度

管段	管长 /m	管道倾角 /(°)	流态	持液率 /(%)	压降梯度 /Pa
AB	0~450	5	间歇流	0.104 4	338
BC	450~950	3	间歇流	0.103 9	264
CD	950~1 350	0	间歇流	0.104 1	308
DE	1 350~2 650	-56	间歇流	0.052 3	-99

收稿日期: 2007-03-30

作者简介: 赵学芬(1973-), 女, 吉林长岭人, 硕士, 研究方向为油气管道腐蚀预测与风险评价。电话: (023)

89092297

©1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

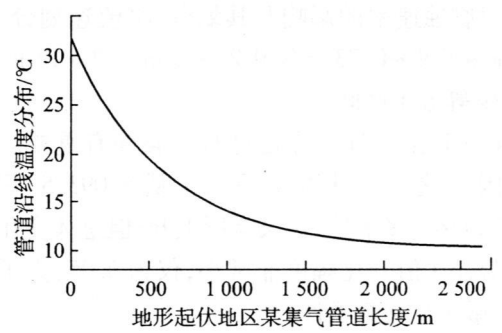


图 2 某集气管道沿程温度分布图

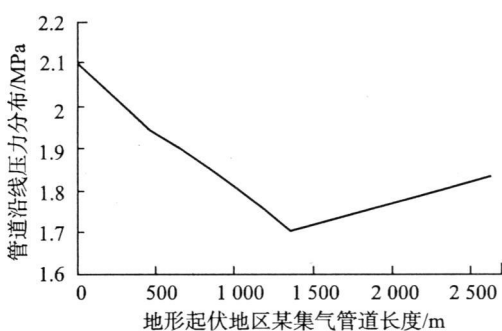


图 3 某集气管道沿程压力分布图

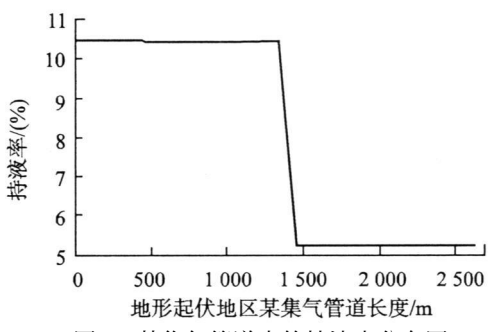


图 4 某集气管道内的持液率分布图

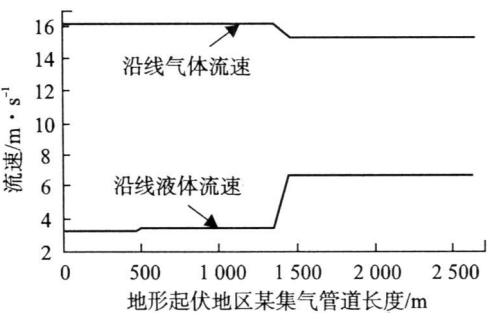


图 5 某集所管道内的气液流速分布图

对于含有 CO_2 和 H_2S 混合气体的集气管道, 根据文献^[2] 计算管道最大的 $P_{\text{H}_2\text{S}} 0.000\ 098\ \text{MPa} <$

$0.000\ 1\ \text{MPa}$ 几乎不存在氢脆; 又根据文献^[3] 关于 H_2S 腐蚀与 CO_2 腐蚀的划分依据, 确定管道压力最高点 (井口处) 的 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} = 0.063/0.000\ 098 = 643 > 500$ CO_2 腐蚀占主导, H_2S 浓度是 CO_2 腐蚀的影响因素。因此只需计算 CO_2 分压, 如图 6 所示。而对于溶液的 pH 值, 在 $10 \sim 80^\circ\text{C}$ 的温度范围内采用文献^[4] 进行计算, 其预测的效果非常接近真实情况。

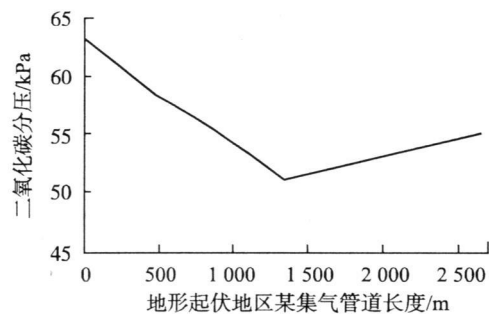


图 6 某集气管道沿程 CO_2 分压的分布图

根据上述两相流的水力计算, 从图 2 可以看出, 井口出来的流体温度下降趋势呈指数分布, 到了 2 000 m 左右, 温度已降到接近环境温度 10°C , 变化幅度较大, 这段管段的腐蚀对温度极其敏感; 另外, 从图 4 和图 5 看出, 由于 D 点之前的管段基本上是向上坡输送, 液体持液率增大, 出现液体聚集, 腐蚀倾向增加; CO_2 分压的压降变化也较大 (如图 6 所示), 可见这部分管段是腐蚀相对较敏感区域。在大于 2 000 m 的位置上, 由于是下坡, 管道的持液率降低, 液体流速增加, 同时压能得到补偿 CO_2 分压越来越高, 很难确定这部分区域对腐蚀的敏感程度。因此, 为从整体上了解管道内腐蚀敏感程度, 就需要对腐蚀的主要影响因素进行综合分析。

1.2 地形起伏地区集气管道内腐蚀敏感性预测分析

1.2.1 建立敏感性评价指标体系

1.2.1.1 建立评价指标所需考虑的因素

敏感性评价指标体系的建立, 首先是选择需考虑的因素, 然后根据以往文献的研究成果对其进行敏感性分析, 目的是预测管道内腐蚀的敏感趋势。从臧国军^[5] 研究某气液两相管道内腐蚀数据的结果可以看出液相比气相的腐蚀速率高。因此, 假定气相腐蚀速率相对较小, 忽略气相腐蚀, 只评价液相腐蚀。

对于已知管道, 由于不允许集气管道内存在氧

气,且细菌含量极少,所以只需考虑 CO_2 分压,温度,液相流速,含水量, H_2S 含量, Cl^- 等腐蚀影响因素。

1.2.1.2 所考虑的腐蚀影响因素的敏感性分析

a 温度。对于 CO_2 腐蚀,温度是一个极其重要的影响因素。一般最严重的腐蚀将发生在温度为 $60\sim 100^\circ\text{C}$ 范围内,当温度低于 $60\sim 70^\circ\text{C}$ 时腐蚀速度将会随着温度的升高而加大。因此,为了研究管道腐蚀的敏感趋势,参考国内外关于温度对 CO_2 腐蚀行为影响的研究结果,将集气管道内腐蚀受温度影响的敏感趋势划分为五个区间。

b CO_2 分压。在油气生产集输过程中,一般以 CO_2 分压值作为衡量其系统腐蚀程度的基准:严重腐蚀, CO_2 分压 $> 0.2\text{ MPa}$;产生腐蚀, CO_2 分压为 $0.02\sim 0.2\text{ MPa}$;没有腐蚀, CO_2 分压 $< 0.02\text{ MPa}$ 。国内类似的标准,如 SY/T 0515—1997 中认为:当 CO_2 分压 $> 0.1\text{ MPa}$ 时,有明显腐蚀;当 CO_2 分压为 $0.05\sim 0.1\text{ MPa}$ 时,应该考虑到腐蚀作用;当 CO_2 分压 $< 0.05\text{ MPa}$ 时,不考虑腐蚀。鉴于这两个标准的参考范围的广度,将二种基准相结合并加以扩展,将其划分成五个等级来衡量管道内壁的腐蚀敏感程度,如表 3 所示。

表 3 CO_2 分压评价腐蚀程度表

级 别	CO_2 分压	腐蚀程度
1. 不敏感	CO_2 分压 $< 0.02\text{ MPa}$	不发生腐蚀
2. 轻微敏感	$0.02\text{ MPa} < \text{CO}_2$ 分压 $< 0.05\text{ MPa}$	腐蚀轻微
3. 中度敏感	$0.05\text{ MPa} < \text{CO}_2$ 分压 $< 0.1\text{ MPa}$	一般腐蚀
4. 高度敏感	$0.1\text{ MPa} < \text{CO}_2$ 分压 $< 0.2\text{ MPa}$	较严重腐蚀
5. 极度敏感	CO_2 分压 $> 0.2\text{ MPa}$	严重腐蚀

c 输送介质的含水量。由于集气管道内的两相流是天然气和水,液相完全是产出水构成的,即液相含水量可达 100%。管道内只要有水存在,就有腐蚀发生,含水量的多少对腐蚀的影响也不同^[3]。为此,从管道持液量来看,管道持液率高,连续水相与管壁接触的表面积也随之增加,发生均匀腐蚀的管壁面积增大。于是可将持液率取代含水量作为衡量腐蚀敏感性的一个指标。

d 流速。在集输管道内,由于温度较低尚未生成具有保护作用的腐蚀产物膜。因此在这种无膜保护的情况下,随着液体流速的增加,腐蚀介质的传质速度加快,腐蚀速度增加。参考赵金州等^[6]关于液相

流速对腐蚀速率的影响及其划分,将流速划分为: $< 0.1\text{ m/s}$, $0.1\sim 0.23\text{ m/s}$, $0.23\sim 3\text{ m/s}$, $3\sim 17\text{ m/s}$, $> 17\text{ m/s}$ 等五个区间。

e pH 值。pH 值也是对 CO_2 腐蚀有重要影响的敏感因素之一。从图 7 看, pH 从 5.093 5 下降到 5.057 2(900 多米处)后又有所上升;但总体变化呈下降趋势, pH 值变化幅度非常小,仅为 0.05 为了简化计算,微小变化量不计。

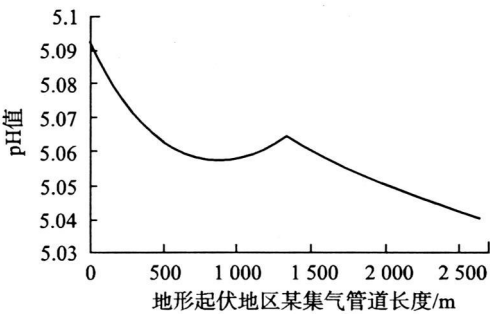


图 7 某集气管道沿程溶液 pH 值分布图

f H_2S 浓度的影响。对于含有 CO_2 和 H_2S 混合气体的集气管道,根据前面的分析, CO_2 腐蚀占主导, H_2S 浓度是 CO_2 腐蚀的影响因素。由于已经根据集气管道压力最高点 H_2S 分压判断管道不会发生氢脆;另外,又由于天然气输送管线对 H_2S 含量的要求是 H_2S 浓度 $< 20\text{ mg/m}^3$,而算例中 H_2S 浓度仅为 35 mg/m^3 ,含量比较低,对集气管道的腐蚀影响较小,故在评价内腐蚀敏感性的过程中对其不加以考虑。

g 对腐蚀有影响的其他因素。溶液中对腐蚀有影响的其他因素,如 HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} 和 Cl^- 离子含量等,由于在算例条件下含量较低,另外又据相关文献^[7]的计算表明,管道沿线内输送介质中的离子浓度的变化幅度也很小,在评价过程中也不考虑其影响。

1.2.1.3 最终确定的敏感性评价指标

通过上述分析,忽略沿线量值变化小的腐蚀影响因素,确定 CO_2 分压、液相流速、温度和持液率(持水率)为敏感性指标对各管段的内腐蚀敏感性进行评价。

1.2.2 单因素评价

基于管道内各区域腐蚀敏感性各等级这间的模糊性,即各等级在中间过渡时所呈现出的“亦此亦彼性”,需要确定腐蚀敏感性各等级的隶属函数。本文选择半梯形分布和梯形分布隶属函数来确定影响因

素敏感性各等级的隶属度。

根据对确定的敏感性评价指标的分析并参照有关文献制定总体上可以反映腐蚀趋势的敏感性评价

指标体系的分级标准,见表 4 其中有些指标在评价其腐蚀性时有标准可依,如 CO₂ 分压;有的指标缺少判断标准,只是给出临界值。

表 4 评判各指标的敏感性等级划分范围

指标体系	等级及其取值范围				
	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅
x ₁ CO ₂ 分压 /MPa	<0.02	0.02~0.05	0.05~0.1	0.1~0.2	>0.2
x ₂ 温度 /℃	<10	10~25	25~40	40~60	>60
x ₃ 流速 /m·s ⁻¹	<0.1	0.1~0.32	0.32~3	3~18.3	>18.3
x ₄ 持液率 /(%)	0	0~5	5~30	30~50	>50

1.2.3 确定指标权重

采用层次分析法^[8]来比较指标中两两因素相对目标的相对重要性确定各指标的相对权重,然后利用均方根法求得各指标的权重向量为:

A= (a₁, a₂, a₃, a₄, a₅)
= (0.466 8 0.277 6 0.095 5 0.160 2)

1.2.4 基于管道各段的敏感性评价的内腐蚀敏感性预测分析

以 AB管段的 A点为例来说明集气管道内腐蚀敏感性评价过程。矩阵 R_A是利用梯形和半梯形分布隶属函数确定 A点的 CO₂ 分压、温度、流速和持液率的隶属度构造的。

R_A = AR_A = (0.466 8 0.277 6 0.095 5 0.160 2)
× $\begin{vmatrix} 0 & 0.533 & 1 & 0.476 & 0 \\ 0 & 0.74 & 1 & 0.260 & 0 \\ 0 & 0 & 0.987 6 & 1 & 0.012 4 \\ 0 & 0.782 4 & 1 & 0.217 6 & 0 \end{vmatrix}$
= (0.0579 6 0.860 1 0.424 7 0.001 2)

根据最大隶属原则,该点管道内腐蚀敏感性评判向量中最大值为 0.860 1对应于第三级,属于中度敏感等级。以此类推,根据各管段内温度、压力、流速等的分布趋势选择有代表性的位置来评价,然后将其评价结果汇总成表便于比较,如表 5所示。

从表 5可以看到气液两相集气管道从井口到 500 m之间的区域都属于腐蚀中度敏感区,根据评判向量的变化发现中度敏感的趋势逐渐减小,主要是由于该段管道(AB段)温度和 CO₂ 分压都处在逐渐降低阶段,在 497 m的管段位置就已经过渡到内腐蚀轻度敏感区域,这部分可能会发生内腐蚀破坏,但破坏的可能性逐渐减小。在 500 m以后(即 BC、CD和 DE段)都属于腐蚀轻度敏感区,发生腐蚀破坏的可能性非常小。

表 5 地形起伏地区某集气管道内腐蚀敏感性评价表

管道长度 /m	管道内腐蚀敏感性评判向量					评判等级
	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅	
0	0	0.5796	0.8601	0.4247	0.0012	中度敏感
50	0	0.6384	0.9989	0.3617	0.0012	中度敏感
100	0	0.66912	0.9989	0.3089	0.0012	中度敏感
400	0.056	0.8201	0.9429	0.18	0.0012	中度敏感
450	0.1440	0.8232	0.8539	0.1769	0.0022	中度敏感
497	0.1727	0.8253	0.8252	0.1748	0.0022	中度敏感
500	0.1741	0.8254	0.8238	0.1747	0.0022	轻度敏感
800	0.2927	0.8378	0.7052	0.1623	0.0022	轻度敏感
1000	0.3422	0.8463	0.6561	0.1538	0.0022	轻度敏感
1350	0.3977	0.8643	0.6006	0.1538	0.0002	轻度敏感
1450	0.4084	0.8954	0.5898	0.1047	0.0002	轻度敏感
2650	0.4593	0.8779	0.5181	0.1047	0.0226	轻度敏感

2 结论

本文在提出的内腐蚀敏感性评价方法基础上,通过对某地形起伏地区的集气管道进行水力计算以及对影响内腐蚀的敏感因素进行分析,结合模糊综合评价模型对管道内腐蚀的敏感性进行评价,探寻腐蚀敏感性的区域划分规律,对内腐蚀敏感性进行了预测分析。对不便于采用内检测等的集输管道提供了一种直接评价其腐蚀危险区域的方法,根据内腐蚀敏感性预测分析的结果,了解管道内的整体腐蚀状况,有针对性地对内腐蚀敏感等级较高的管段采取更深入研究,找到可能存在安全隐患的管段。

参考文献:

[1] 赵学芬. 集气管道内腐蚀速率预测及敏感性评价[D]. 成都: 西南石油大学, 2006. 5.
[2] 四川石油管理局. 天然气工程手册[M]. 北京: 石油工业出版社(上册、下册), 1984. 435-458.

(下转第 55 页)

表 3 考核期间脱水装置运行参数表

日期	进站 压力 /MPa	进站 温度 /℃	出站 压力 /MPa	出站 温度 /℃	处理量 /10 ⁴ m ³	循环量 /L·h ⁻¹	贫液 浓度 /(%)	富液 浓度 /(%)	含水量 /g·m ⁻³	干气 露点 /℃	缓中罐 液位 /(%)	甘醇加 注量 /kg	备 注
10-01	6.63	19.0	6.59	20.2	46.3	227	99.7	98.8	0.148 52	+5	51.6		下雨
10-02	6.65	15.3	6.60	19.1	60.0	233	99.3	96.0	0.142 13	+4	50.7		下雨
10-03	6.65	16.9	6.59	19.4	59.9	232	99.1	96.6	0.097 43	-3	50.9		
10-04	6.64	16.6	6.59	19.6	58.9	234	99.1	96.0	0.085 58	-4	50.6		
10-05	6.65	15.8	6.60	19.0	58.5	212	98.5	96.1	0.113 03	+1	50.0		下雨
10-06	6.64	15.0	6.59	18.8	58.4	212	99.1	95.7	0.120 43	+1	50.2		下雨
10-07	6.65	15.8	6.60	19.2	60.5	223	99.7	96.9	0.096 88	-3	49.1		
10-08	6.65	15.2	6.59	18.8	60.8	238	99.3	96.6	0.078 14	-6	52.4	50	
10-09	6.64	17.0	6.59	19.7	58.6	223	98.8	96.4	0.049 47	<-10	51.1		9∶40开汽提气
10-10	6.65	16.1	6.59	19.4	60.7	237	99.3	97.0	0.056 11	-10	52.1		
10-11	6.65	15.7	6.59	18.6	61.6	238	99.1	97.1	0.050 79	-10	52.9		
10-12	6.65	15.2	6.59	18.9	61.8	218	99.6	95.8	0.058 10	-10	52.2		
10-13	6.64	15.8	6.59	19.7	59.4	221	99.4	95.9	0.063 96	-9	51.4		吸收塔操作压力 6.5 MPa
10-14	6.55	15.8	6.50	18.7	59.2	221	99.3	96.1	0.070 07	-8	52.8		
10-15	6.54	15.6	6.49	18.5	58.8	215	99.1	96.0	0.079 20	-5	51.2		
10-16	6.55	15.0	6.49	18.0	59.6	226	99.3	97.1	0.083 01	-4	51.7		
10-17	6.45	15.0	6.39	15.8	59.4	222	99.2	96.8	0.076 62	-4	50.1		吸收塔操作压力 6.4 MPa
10-18	6.45	14.9	6.40	18.1	60.1	190	99.2	96.4	0.087 97	-3	50.1		
10-19	6.45	15.0	6.39	18.5	59.4	222	99.3	97.1	0.076 62	-7	47.2		
10-20	6.45	15.6	6.46	19.0	59.3	222	99.2	97.2	0.071 18	-8	46.3		
10-21	6.51	15.7	6.48	19.5	57.3	217	99.3	97.0	0.071 42	-8	46.3		
10-22	6.55	15.5	6.50	18.9	58.5	224	99.2	97.3	0.080 57	-7	46.2		吸收塔操作压力 6.6 MPa
10-23	6.55	15.2	6.58	18.4	58.1	218	99.2	97.0	0.080 96	-5	55.4	225	
10-24	6.63	15.1	6.60	17.8	59.7	230	99.2	97.1	0.079 83	-5	54.5		单井产量 63.4×10 ⁴ m ³
10-25	6.65	14.4	6.60	18.0	59.9	238	99.3	96.9	0.082 23	-4	53.2		单井产量 63.6×10 ⁴ m ³
10-26	6.65	14.4	6.60	18.2	59.7	232	99.1	97.0	0.079 98	-5	52.6		
10-27	6.64	15.0	6.60	18.2	58.2	229	99.2	97.1	0.081 23	-4	54.1		
10-28	6.65	15.0	6.60	18.3	58.9	247	99.1	96.3	0.088 27	-4	50.0		
10-29	6.65	15.0	6.60	18.4	58.3	252	99.0	96.6	0.060 03	-9	50.8		

现跑醇现象。

今后将继续关注罐六井脱水装置的生产运行状况,摸索出最佳工作制度,确保脱水装置长期正常运行。

参考文献:

[1]

SY/T0076—2003 天然气脱水设计规范[5].

[2]

张育芳.天然气集输工程[4].南充:西南石油学院储运教研室,1991.