

高含硫油井的酸气回注技术

——以顺北井区为例

叶 帆¹ 王寿喜² 姚丽蓉¹ 全 青² 王 晨² 王苏雯²

1. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司工程技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011;
2. 西安石油大学石油工程学院, 陕西 西安 710065

摘 要:酸气回注技术已逐渐成为一种经济、环保、高效的酸气处理方法。针对顺北井区二号联油井的高含硫工况,在评价了回注酸气组分和回注条件的基础上,制定了相应的酸气回注方案。通过案例分析,阐述了酸气回注技术中地层选择、井口压力确定、压缩机选型、材料等工艺分析方法及方案制定应用技术。分析结果表明:酸气回注技术首先要考虑回注地层和井口回注压力;回注地层的选择不综合考虑地质和非地质两个方面因素;酸气回注方案制定过程中要利用相平衡原理充分脱水,防止腐蚀和水合物的生成;压缩机的选择除了基本设计外还应防止酸气在级间冷凝以及腐蚀。最终选择奥陶系地层作为回注地层,采用源头增压,四级增压方案实现酸气同层封存。

关键词:酸气回注;地层;井筒;工艺分析

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2019.02.002

Acid Gas Injection Technologies for High-Sulfur Oil Well

—A Case Study on Oil Well in Shunbei Well Area

Ye Fan¹, Wang Shouxi², Yao Lirong¹, Quan Qing², Wang Chen², Wang Suwen²

1. Institute of Engineering Technology, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumchi, Xinjiang, 830011, China;
2. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyu University, Xi'an, Shaanxi, 710065, China

Abstract: Acid gas injection (AGI) technology has gradually become an economical, environmental friendly and efficient acid gas treatment method. For this reason, a case study of high-sulfur oil well of the Erhaolian in Shunbei well area AGI project is presented. Based on evaluation of acid gas component and reinjection condition, the principles, procedures, methods and considerations in the selection of the injection formation is revealed. The results show that the reinjection formation and required wellhead reinjection pressure should be taken into account first. Geological factors and non-geological factors are the main factors in the selection of geological reinjection formation. The principle of phase equilibrium should be utilized in the formulation of AGI technology to fully dehydrate to prevent corrosion and hydrate formation. In addition to the basic design, the selection of compressor should also prevent acid gas from

收稿日期:2019-01-05

基金项目:国家自然科学基金资助项目“基于湍流脉动理论的输油管道减阻效果评价及预测技术研究”(51704236)

作者简介:叶 帆(1980-),男,四川南部人,高级工程师,主要从事酸气回注以及油气田腐蚀与防护技术研究工作。

condensation between stages and corrosion. Finally, ordovician formation was selected as the reinjection formation, and source boosting and four-level boosting were adopted to realize AGI.

Keywords: Acid gas injection; Formation; Wellbore; Process analysis

0 前言

作为经济环保的酸气处理技术,历经30多年的研究和工程实践,酸气回注的工艺技术和应用研究已取得很多成果,其工程应用也越来越广泛。我国含硫油气田众多,酸气回注技术的推广应用将产生重大经济和社会效益。酸气回注工程首先要考虑回注地层和井筒回注工艺,确定井口所需的回注压力。本文以中石化西北分公司顺北井区二号联(以下简称二号联)油井酸气回注工艺为例,综合考虑回注酸气组分和回注条件,通过案例分析,阐述地层选择、井口压力确定、压缩机选型、材料等工艺分析方法及方案制定应用技术。

1 研究区概述

截至2017年8月,中石化西北油田分公司已形成年产原油 700×10^4 t、天然气 15×10^8 m³的生产能力,这些产品普遍含硫,稠油中H₂S高达1 500 mg/L(国内少有),稠油伴生气中H₂S最高达 12×10^4 mg/m³。因此,在生产过程中需要大量的小型酸气处理过程和装置,硫黄回收70%。

经多年扩建改造,目前二号联天然气处理的工艺流程见图1,生产净化天然气、液化石油气、轻烃、硫黄等产品,二号联天然气处理站生产数据见表1。

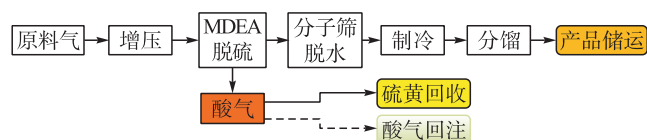


图1 二号联天然气处理工艺流程

表1 二号联天然气处理站生产数据

序号	项目	数量
1	原料气量/(10^4 m ³ ·d ⁻¹)	22
2	外输干气量/(10^4 m ³ ·d ⁻¹)	10
5	液化石油气产量/(t·d ⁻¹)	44.78
6	轻烃产量/(t·d ⁻¹)	14.21
7	酸气(45.87% H ₂ S, 46.14% CO ₂)/(m ³ ·d ⁻¹)	12 000
8	硫黄/(t·a ⁻¹)	2 000

由于规模小、分散,硫黄回收装置效率低、产品品质差,加之硫黄市场低迷,造成大量低品质硫黄的积压,形成二次污染。目前的处理方式不仅造成了含硫

原油和天然气的生产处理成本高,同时还形成环境污染的压力。因此,经过长期考察和缜密分析,拟采用回注方法来封存酸性原油和天然气生产过程中的酸气,将有害气体永久性封存在废弃储层中,彻底避免污染环境^[1-3]。

2 二号联酸气回注工艺设计

2.1 酸气组成及回注条件

二号联12 000 m³/d的酸气从MDEA装置回流罐顶部出来,状态为90~100 kPa和41.7℃,属饱和含水湿酸气,其组分构成见表2。

表2 二号联初始酸气组分

组分	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂	H ₂ S	H ₂ O
mol(%)	0.22	0.04	0.02	0.01	46.14	45.87	7.7

综合考虑地质和非地质因素:包括源—地接近度、盖层密封性、容量、储层流动性、酸气—岩石反应性、能源矿物资源及地下水保护、钻孔完整性及公众安全等因素^[4-6],最终选择距二号联2.5 km的ZD 8-212井将酸气回注到垂深为5 547.44 m的奥陶系地层,实现酸气同层封存。

回注井距二号联2.5 km,源、地接近,中间无障碍,ZD 8-212回注井位置图见图2。回注井筒6 040 m斜/5 547.44 m垂,油管内径76 mm;地层压力60.07 MPa、温度100℃,ZD 8-212井身结构见图3。



图2 ZD 8-212回注井位置

2.2 酸气井口回注压力和相态分析

井口到井底的流动和相态分布是酸气回注系统设计及运行的关键参数,井口回注压力估计的正确与否,对整个酸气回注系统具有重要影响^[7]。

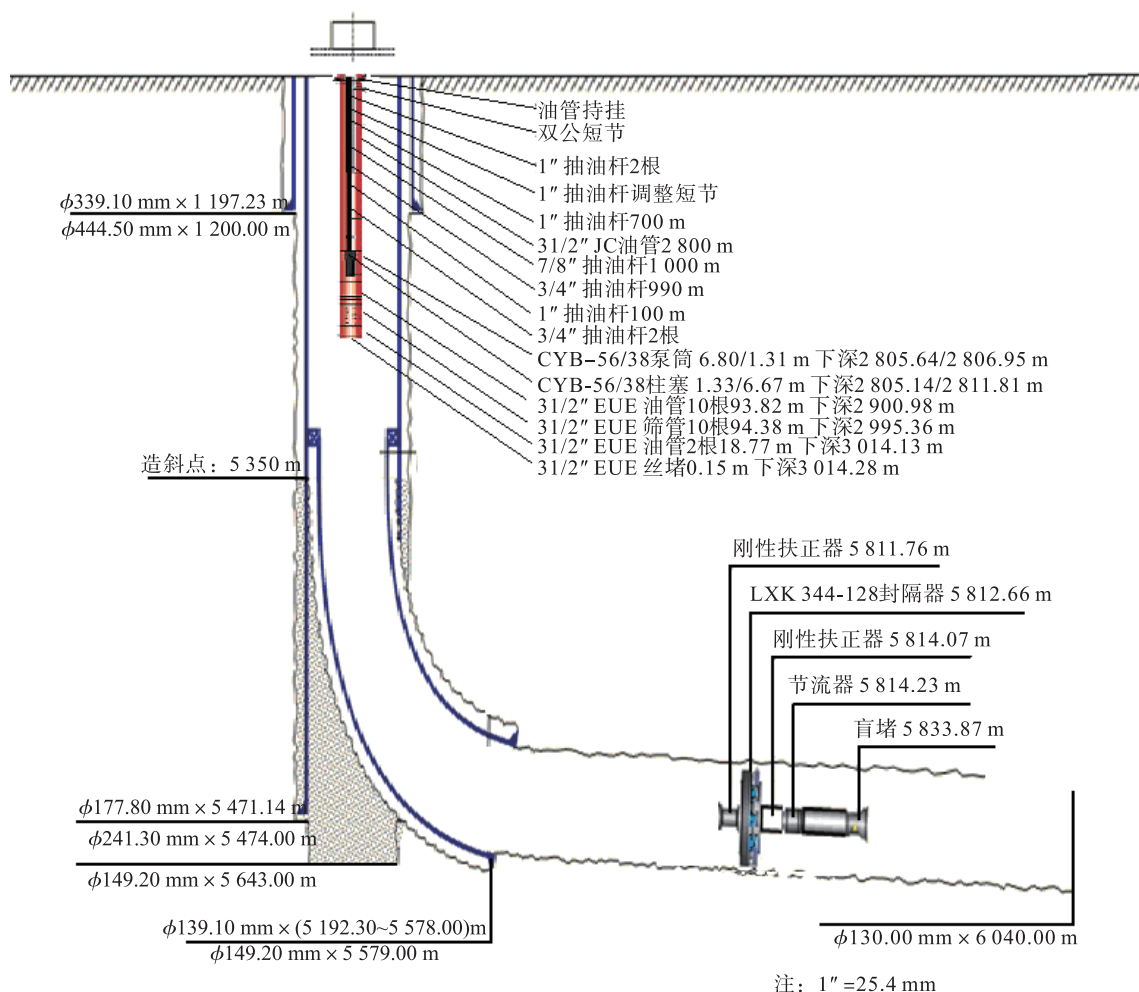


图 3 ZD 8-212 井井身结构

针对二号联初始酸气组分及 ZD 8-212 回注井井身结构和井筒数据,通过 ZD 8-212 井向压力为 60.07 MPa、温度为 100 ℃ 的地层,注入 12 000 m³/d 温度为 20 ℃ 的酸气,采用文献 7 的方法和 GLEWPro 软件,可初步确定井口回注压力为 11.878 MPa,沿井筒的流动和相态分布见表 3。

表 3 揭示了该条件下酸气井筒回注的流动和相态变化过程,通过分析可知此过程具有下述特征:

1) 液相注入,井口回注压力为 11.878 MPa,据此可初步确定酸气回注所需要的压力等级,进行下一步压缩、脱水和管道输送工艺设计。

2) 井筒酸气液柱静压为 48.1 MPa,井口回注压力主要由酸气液柱静压来决定,井筒流动摩阻损失贡献较小。

3) 由于初始酸气未经脱水而饱和含水,注入井筒全程伴随约 3.5 % 的游离水。

4) 注入量小,井筒平均流速为 0.055 m/s,缓慢流动致使酸气在井筒中充分加热,井底酸气流动温度达 88.4 ℃。

5) 井口回注温度为 20 ℃,地层温度为 100 ℃。井口回注温度越低,需要的回注压力就越低,地层温度越高,

需要的回注压力则越高;总之,井口所需回注压力随井口回注温度和井筒温度分布的降低而降低。

初始饱和含水酸气经压缩和脱水后,其组分、性质和注入量都发生变化,最终的回注酸气是压缩脱水后的酸气,注入量为 11 120.13 m³/d,压缩脱水过程脱除 712.466 kg/d 的酸水。

在其他条件不变的情况下,经井筒流动和相态分析确定的压缩脱水后酸气井筒回注过程具有下述特征:

1) 液相注入,井口回注压力为 12.089 MPa。脱水后酸气密度减低和注入量减小使所需回注压力略微降低。

2) 脱水充分,全程无游离水产生,无须考虑井筒酸气腐蚀问题。

图 4 对比了压缩脱水前后酸气回注井筒压力、温度分布,井筒压力在井底倾斜段的变化明显减缓,其中压力分布只有微小变化,压缩脱水后酸气在井筒的温度略微增加。

通过初始饱和含水酸气回注压力及井筒流动分布分析,初步确定了酸气回注所需要的压力等级,据此可进行压缩、脱水及管道输送工艺分析和设计^[8-9]。

表 3 初始酸气回注井筒流动和相态分布

顺序	井深 / m	压力 / kPa	温度 / °C	密度 / (kg·m ⁻³)	黏度 / (mPa·s)	流速 / s	气相 Mass / (%)	水相 Mass / (%)	凝析相 Mass / (%)
1	0	11 878.5	20.000 0	866.680	0.101 81	0.055 85	0	3.699 37	96.300 6
2	302	14 456.3	22.115 2	874.108	0.103 65	0.055 38	0	3.672 27	96.327 7
3	604	17 053.1	24.555 4	879.556	0.105 04	0.055 04	0	3.641 27	96.358 7
4	906	19 663.6	27.302 5	883.384	0.106 05	0.054 80	0	3.606 10	96.393 9
5	1 208	22 283.6	30.300 5	886.012	0.106 79	0.054 63	0	3.566 91	96.433 1
6	1 510	24 910.1	33.502 8	887.747	0.107 31	0.054 53	0	3.523 76	96.476 2
7	1 812	27 540.7	36.869 8	888.820	0.107 68	0.054 46	0	3.476 68	96.523 3
8	2 114	30 173.8	40.368 2	889.406	0.107 93	0.054 43	0	3.425 62	96.574 4
9	2 416	32 808.1	43.970 4	889.639	0.108 09	0.054 41	0	3.370 55	96.629 5
10	2 718	35 442.7	47.653 7	889.618	0.108 20	0.054 41	0	3.311 34	96.688 7
11	3 020	38 081.6	51.402 1	889.431	0.108 26	0.054 42	0	3.247 85	96.752 2
12	3 322	40 771.5	55.224 2	889.255	0.108 34	0.054 44	0	3.179 44	96.820 6
13	3 624	43 411.8	59.051 0	888.885	0.108 36	0.054 46	0	3.107 09	96.892 9
14	3 926	45 993.3	62.877 6	888.311	0.108 34	0.054 49	0	3.030 66	96.969 3
15	4 228	48 490.8	66.692 5	887.482	0.108 25	0.054 54	0	2.950 19	97.049 8
16	4 530	51 072.1	70.579 6	886.812	0.108 21	0.054 59	0	2.863 38	97.136 6
17	4 832	53 790.6	74.544 4	886.461	0.108 25	0.054 61	0	2.769 51	97.230 5
18	5 134	56 502.8	78.497 9	886.123	0.108 29	0.054 63	0	2.670 44	97.329 6
19	5 436	58 841.3	82.273 6	884.951	0.108 13	0.054 70	0	2.570 72	97.429 3
20	5 738	60 263.7	85.669 4	881.646	0.107 45	0.054 91	0	2.476 93	97.523 1
21	6 040	60 070.0	88.445 9	874.378	0.105 82	0.055 36	0	2.398 03	97.602 0

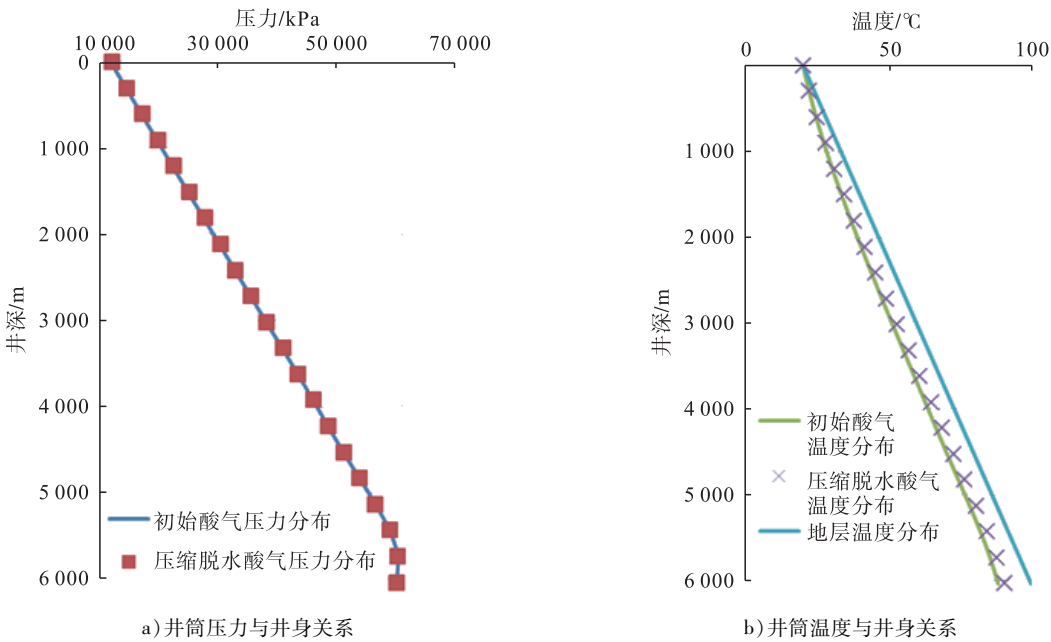


图 4 压缩脱水前后酸气回注井筒压力、温度对比

2.3 酸气回注压缩工艺

综合考虑二号联酸气回注所需的井口压力及站内处理工艺、管道、井筒及今后酸气注入量变化的压力需求后,遵循 API 617^[10]和 API 618^[11]规范,采用 4 级压缩工艺且每级压比 3.5,将酸气压力从 0.1 MPa 增至 15 MPa。酸气回注压缩工艺见图 5。

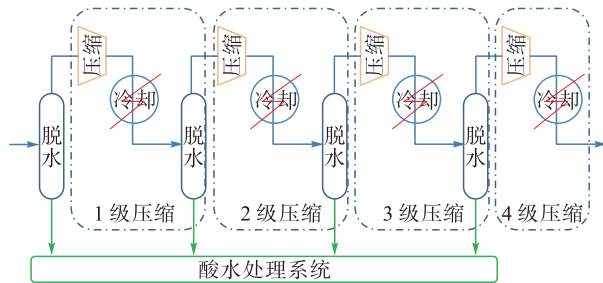


图 5 酸气回注压缩工艺

$$\varepsilon_4 = \left(\frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{in}}} \right)^{\frac{1}{4}} = \left(\frac{15}{0.1} \right)^{\frac{1}{4}} = 3.5 \quad (1)$$

采用 4 级压缩,每级压比 3.5,出口压缩酸气冷却至 50 ℃,则压缩过程酸气组分和流量变化见表 4。

2.4 酸气脱水及腐蚀防护

1) 酸气脱水至关重要,必须充分地脱除酸气中的水分,避免产生水化物阻碍和堵塞流动,或产生游离水腐蚀管道和设备。

在本案例中,压缩和脱水后酸气组分、性质和注入量都发生变化。压缩过程脱除 712.466 kg/d 的酸水,压缩脱水后酸气的总量为 11 120.13 m³/d、水含量降至 0.442 8%,在 15 MPa 下温度降至 2 ℃才会形成 0.008 % 的游离水,因此脱水充分。

表 4 酸气压缩过程分析

项目	初始酸气	1 级压缩	2 级压缩	3 级压缩	4 级压缩
酸气组分(mol 分数)					
H ₂ O	0.077 0	0.036 344	0.011 23	0.004 428	0.004 428
H ₂ S	0.458 7	0.478 872	0.491 292	0.494 622	0.494 622
CO ₂	0.461 4	0.481 748	0.494 362	0.497 811	0.497 811
CH ₄	0.002 2	0.002 297	0.002 358	0.002 374	0.002 374
C ₂ H ₆	0.000 4	0.000 418	0.000 429	0.000 432	0.000 432
C ₃ H ₈	0.000 2	0.000 209	0.000 214	0.000 216	0.000 216
N ₂	0.000 1	0.000 113	0.000 116	0.000 117	0.000 117
压缩前(气相)					
压力 /MPa	0.1	0.1	0.35	1.225	4.287 5
温度 /℃	41.7	41.7	50	50	50
流量 /(m ³ ·d ⁻¹)	12 000	12 000	11 492.4	11 198.63	11 120.13
酸水相组分(mol 分数)					
H ₂ O		9.98 E-01	9.91 E-01	9.74 E-01	0.00 E+00
H ₂ S		1.86 E-03	6.53 E-03	1.99 E-02	0.00 E+00
CO ₂		5.90 E-04	2.02 E-03	6.07 E-03	0.00 E+00
CH ₄		1.42 E-07	5.01 E-07	1.72 E-06	0.00 E+00
C ₂ H ₆		3.73 E-08	1.26 E-07	3.52 E-07	0.00 E+00
C ₃ H ₈		1.13 E-08	3.64 E-08	8.41 E-08	0.00 E+00
N ₂		3.57 E-09	1.30 E-08	4.94 E-08	0.00 E+00
压缩脱水后					
压力 /MPa		0.35	1.225	4.287 5	15.01
温度 /℃		50	50	50	50
酸气相 mol/(%)		95.77	97.438	99.299	100(液相)
酸水相 mol/(%)		4.23	2.562	0.701	0
酸气量 /(m ³ ·d ⁻¹)		11 492.4	11 198.63	11 120.13	11 120.13
酸水量 /(kg·d ⁻¹)		409.0	238.7	64.766	0

尽管不需专门的脱水装置,但仍需设置甲醇注入装置,以防止投产过程或冬季极低温度下生成水化物。

2) NACE 标准 MR 0175^[12] 规定了存在 H₂S 应力腐蚀情况下的材料选择法。

在无游离水的情况下, H₂S 和 CO₂ 都不具腐蚀性。因此,酸气系统材料选择和腐蚀设计的一个重要原则就是:在有游离水产生的地方选择防腐材料,而在无游离水的地方采用常规设计。因此确定二号联酸气回注系统各部分的材料要求:压缩机前初始酸气管线采用 316 L;脱水分离器全部采用 316 L;脱水分离器前管线采用 316 L,后管线采用碳钢;1、2 级冷却换热器酸气流程采用 316 L,

上游管线采用碳钢,下游管线采用 316 L;压缩机:1 级压缩采用 316 L,其后各级采用碳钢;压缩脱水后管道和设备采用碳钢。

2.5 酸气管道选择

通过管道将压缩后的酸气输送到 2.5 km 的 ZD 8-212 回注井,管道沿线地势平坦,无高差起伏。由于管道流动过程中无游离酸水产生,故选用 X 70 碳钢;管线外侧需设防腐涂层,以防止环境引起的外部腐蚀。管道全程埋地敷设,埋深必须在冰冻线以下,保证沿线温度不低于 3 ℃,以防止游离水相产生。

表 5 酸气管道选择计算

规格型号	管道内径 / mm	管道外径 / mm	管道壁厚 / mm	流速 / (m · s ⁻¹)	雷诺数 Re	摩阻系数	单位压降 / (kPa · m ⁻¹)	管道总压降 / kPa
1 1/2"Sch-STD	15.796	21.336	2.77	1.196 02	159 976	0.025 893	1.048 39	2 620.97
3 1/4"Sch-STD	20.93	26.67	2.87	0.681 23	120 735	0.024 6	0.243 872	609.68
1"Sch-STD	26.641	33.401	3.38	0.420 466	94 853.3	0.023 836	0.070 722	176.804
1"Sch-160	20.7	33.4	6.35	0.696 4	122 071	0.024 64	0.258 1	645.272

表 5 列出不同规格管道二号联酸气流动情况,其中 1 1/2"Sch-STD 管道的压降太大不予考虑;3 1/4"Sch-STD 和 1"Sch-STD 管道的压降在合理范围内,1"Sch-STD 管道流速小可能会造成积液残留。针对最大运行压力 16 MPa 的 X 70 管材,通过 GB 50253-2014《输油管道工程设计规范》^[13] 和 ASME B 31.3 Process Piping^[14] 计算的所需壁厚均小于 0.44 mm。故综合考虑水力流动和强度需求,选择管道 3 1/4"Sch-STD,内径 20.93 mm,壁厚 2.87 mm,腐蚀余量 > 2 mm,下面校核其所需壁厚。

在充分满足回注需求变化的情况下,应尽可能选择较小的酸气输送管线,一方面是因为经济性和流动性好;另一方面是小管道存储的有毒气体更少、更安全,所需的应急措施也更少。

2.6 安全与应急

2.6.1 截断阀布置及应急响应

剧毒酸气的泄漏将危害管道周边区域公众的生命安全,因此需设置管道紧急截断阀,在泄漏事故发生时,根据压降瞬时变化率,自动关闭泄漏点上下游的截断阀,最大程度地减少酸气泄漏量和影响,将酸气泄漏控制在可接受范围内。

二号联酸气回注管线截断阀间的最大允许间距按下式确定:

$$L_v = \frac{W}{A\rho X_{H_2S}}$$

$$= \frac{5\,000 \times 1.628\,412}{(0.25 \times 3.14 \times 0.020\,93^2) \times 894.2 \times (0.432\,7)}$$

$$= 61\,193.41 \quad (2)$$

式中: L_v 为截断阀间的距离, m; W 为 H₂S 允许的泄放量, kg(由区域安全等级、人口密度、安全区域大小等因素决定,二号联按 3 级地区处理, H₂S 允许泄放量取 5 000 m³ 见表 6); A 为管道内横截面积, m²; ρ 为酸气密度, kg/m³; X_{H_2S} 为酸气中 H₂S 质量分数。

表 6 H₂S 含量 > 1 % mol 管道隔离区设置

级别	H ₂ S 泄放量 /m ³	隔离区距离
1	< 300	管道路权范围
2	300 ~ 2 000	0.1 km 到单个居民点或未设限农村 0.5 km 到乡镇中心
3	2 000 ~ 6 000	0.1 km 到单个居民点或每 64.7 × 10 ⁴ m ² 8 户居民 0.5 km 到未设限农村中心 1.5 km 到乡镇中心或公共设施
4	> 6 000	参照特殊规定但不低于第 3 级的要求

由式 2 可见, 2 500 m 管道内 H₂S 的总存量为 332.64 kg, 计算的阀间距远大于管道总长度, 不需设置紧急截断阀。

2.6.2 泄漏检测

由于输送介质的特殊性,酸气回注系统的安全和泄漏检测尤为重要,任何冗余的安全措施都不过分,特别是在人口稠密地区,应设置多种泄漏检测系统。

分别在管道首末端点安装温度、流量和压力传感器,建立 SCADA 系统,采集管道端点实时运行数据,及时

掌控酸气回注系统的运行状态。由于回注系统的酸气处于超临界状态, API 1130^[15] 所规定的质量守恒、负压波和动态模型方法都能有效地发现输送管道中微小的酸气泄漏。

3 二号联酸气回注工艺

根据回注条件和要求, 充分考虑压缩、脱水工艺, 最终确定了二号联酸气回注工艺方案, 见图 6。采用源头增压方案, 自 MDEA 装置酸气出口管线接入回注增压脱水系统, 以便酸气压缩、脱水装置的集中建设和运行管理。

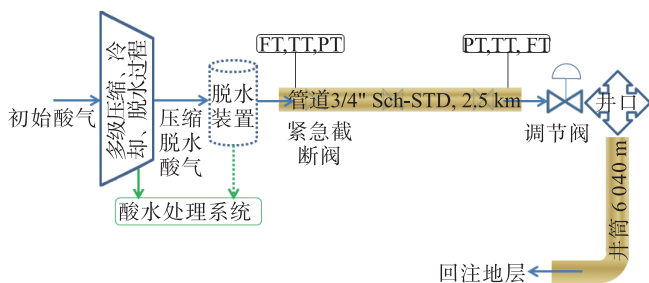


图 6 二号联酸气回注工艺方案

具体工艺参数:

- 1) 初始酸气: 90 ~ 100 kPa, 41.7 °C, 12 000 m³ /d。
- 2) 压缩脱水后酸气: 15 MPa, 50 °C, 11 120 m³ /d, 组分发生变化。
- 3) 压缩脱水充分, 4 级压缩 + 冷却 + 脱水过程脱水效果显著、充分, 后续管道输送和井筒回注过程中只有凝析相, 不需设置专门的脱水装置。

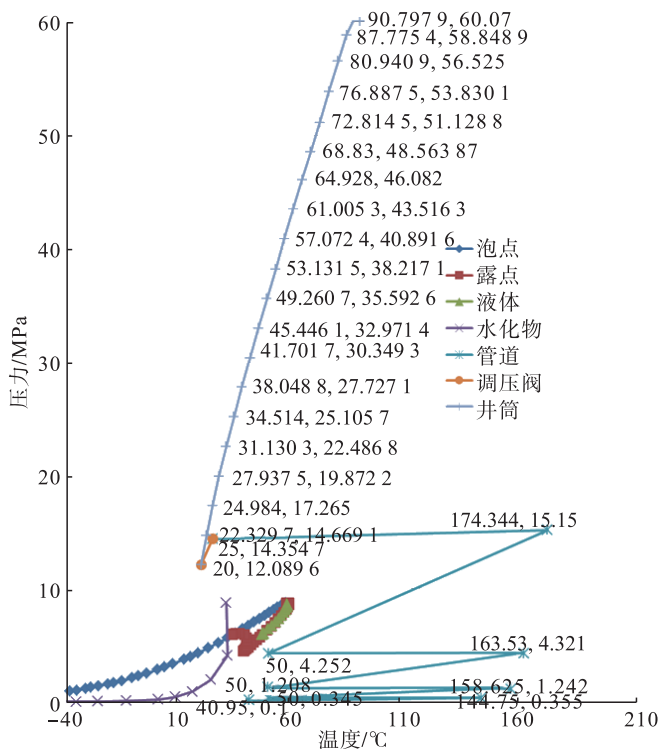


图 7 二号联酸气相图及回注过程

4) 管道: 3/4" Sch-STD, X 70, 2.5 km, 不需紧急截断阀; 管道 2 端点安装压力、流量和温度传感器, 以检测管道系统的泄漏状态。

5) 回注井前设置压力调节阀, 以控制回注压力和流量。

6) 井口回注压力为 12.089 MPa, 20 °C, 11 120 m³ /d。

图 7 给出二号联酸气回注过程, 其中相态和压缩过程由 Ariel Performance 计算完成。

4 结论

针对顺北井区二号联油井的实际工况条件, 利用相关酸气回注理论结合实际工况条件, 通过理论计算和软件模拟制定了相应的酸气回注方案。通过实际的酸气回注案例分析, 针对酸气回注技术得出如下结论:

1) 酸气回注是特殊的气体处理工艺和过程, 每个酸气回注项目都不一样, 需要针对工程条件进行慎密的工艺分析和考虑。

2) 酸气回注地层和井口回注压力是酸气回注工程项目需解决的首要问题, 直接影响后续压缩、脱水、输送工艺设计。

3) 酸气回注项目安全与工艺同样重要, 尽管涉及有毒气体, 但未见酸气回注相关恶性事故的报道。

4) 酸气回注是替代硫黄回收的经济、环保的酸气处理方法。我国含硫油气田众多, 酸气回注技术的推广应用将产生重大经济和社会效益。

参考文献:

- [1] 王寿喜, 汤 林, John Carroll. 酸气回注技术发展现状及在中国的应用前景[J]. 天然气工业, 2013, 33(1): 105 - 111.
Wang Shouxi, Tang Lin, John Carroll. A State of the Art of Acid Gas Injection and Its Application Prospects in China [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(1): 105 - 111.
- [2] John Carroll, 王寿喜, 汤 林. 酸气回注: 酸气处理的另一途径[J]. 天然气工业, 2009, 29(10): 96 - 100.
John Carroll, Wang Shouxi, Tang Lin. Acid Gas Injection: Another Approach of Acid Gas Treatment [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(10): 96 - 100.
- [3] 刘学浩, 李 琦, 杜 磊, 等. 高含硫气田酸气回注与硫回收经济性对比[J]. 天然气技术与经济, 2012, 6(4): 55 - 59.
Liu Xuehao, Li Qi, Du Lei, et al. Economic Comparison of both Acid-Gas Reinjection and Sulfur Recovery in High-Sour Gasfields [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2012, 6(4): 55 - 59.
- [4] International Organization for Standardization. Petroleum and

- Natural Gas Industries-Steel Pipes for Use as Casing or Tubing for Wells; ISO 11960 [S]. Geneva: International Organization for Standardization, 2014.
- [5] Standards Norway. Well Integrity in Drilling and Well Operations; NORSOK D-010 [S]. Lysaker: Standards Norway, 2013.
- [6] British Standards Institution. Petroleum and Natural Gas Industries-Well Integrity-Part 1: Life Cycle Governance; BS EN ISO 16530 - 1 [S]. London: British Standards Institution, 2017.
- [7] Wang Shouxi, John Carroll. Model Calculates Acid-Gas Injection Profiles [J]. Oil and Gas Journal, 2006, 104 (33): 61 - 69.
- [8] Wang S, Harris B, Mackenzie S. An Online Sulfur Monitoring System can Improve Process Balance Sheets [J]. Hydrocarbon Processing, 2007, 86 (2): 109 - 117.
- [9] Wang Shouxi, Carroll J. Blowout Calculations for Acid Gas Well with High Water Cut [C] //Paper was Presented at the Third International Acid Gas Symposium, May 29 to June 1, 2012, Banff, Canada. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012.
- [10] American Petroleum Institute. Axial and Centrifugal Compressors and Expander-Compressors; API Standard 617 [S]. 8th ed. Washington: American Petroleum Institute, 2014.
- [11] American Petroleum Institute. Reciprocating Compressors for Petroleum-Chemical and Gas Industry Services; API Standard 618 [S]. 5th ed. Washington: American Petroleum Institute, 2016.
- [12] National Association of Corrosion Engineers. Petroleum and Natural Gas Industries-Materials for Use in H₂S-Containing Environments in Oil and Gas Production (Identical to ISO 15156 - 1: 2015, ISO 15156 - 2: 2015, ISO 15156 - 3: 2015); NACE MR0175 - 2015 /ISO 15156 Series [S]. Houston: National Association of Corrosion Engineers, 2015.
- [13] 全国信息与文献标准化技术委员会. 输油管道工程设计规范:GB 50253 - 2014[S]. 北京:中国计划出版社,2014. National Standardization Technical Committee of Information and Documentation. Code for Design of Oil Transportation Pipeline Engineering: GB 50253 - 2014 [S]. Beijing: China Planning Press, 2014.
- [14] The American Society of Mechanical Engineers. Process Piping: ASME B31.3 - 2016 [S]. New York: ASME, 2016.
- [15] American Petroleum Institute. Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines: API 1130 [S]. Washington: American Petroleum Institute, 2007.

我国首套大型化天然气乙烷回收工艺包面世

2019 年 3 月 21 日,我国具有自主知识产权的大型化天然气乙烷回收工艺包在北京通过中国石油工程建设协会评估。该工艺包由中国石油工程建设有限公司西南分公司(以下简称“CPECC 西南分公司”)自主开发。

$100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 天然气乙烷回收工艺包是国内首套大型化天然气乙烷回收工艺包。该工艺包采用塔里木油田天然气乙烷回收工程设计基础,从工艺技术、设备选型、能量利用、系统可靠性和安全环保等方面进行了研究和优化。该工艺包形成了“丙烷预冷 + 膨胀机制冷 + 双回流”乙烷回收工艺技术(专利 3 项)和能量集成利用技术(专利 1 项);建立了可靠性分析模型,为装置长周期运行提供保障;对装置安全风险进行定量分析计算,为安全设备建设和事故应急预防提供依据。

评估委员会专家一致认为天然气乙烷回收工艺包完全采用 CPECC 西南分公司自主专利、专有技术,总体上技术先进,适用性强,乙烷收率 $\geq 95\%$ 。

该工艺包将应用于我国单线最大规模($1\,500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)的乙烷回收工厂——塔里木油田天然气乙烷回收工厂。工艺包的成果是中国石油“高质量”发展的具体举措,对于中国石油开拓海外乙烷回收市场具有重要意义,同时为塔里木天然气乙烷回收工厂建设项目的顺利实施提供了保障。

(周璇 供稿)