

ICS 75.020

E 16

备案号: 24291—2008

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 0612—2008

高含硫化氢气田地面集输系统设计规范

Code for design of gathering and transmission systems
in highly hydrogen sulfide gas field

2008—06—16 发布

2008—12—01 实施

国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 基本规定	2
5 集气工艺	3
6 矿场脱水	4
7 集输管网	4
8 设备和管件	6
9 腐蚀控制	8
10 管道焊接与检验、清管与试压	8
11 站场总图	9
12 自控与通信	9
13 污水处理	11
14 安全、健康、环保措施	11
附录 A (资料性附录) 条文说明	13
参考文献	21

前 言

本标准由石油工程建设专业标准化委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司。

本标准主要起草人：边云燕、向波、汤晓勇、锥定明、姜放、陈杰、刘志荣、彭磊、李正才、刘晋萍、唐胜安、周波、刘家洪、刘永明、陈汝培、陈运强、傅贺平、刘来福、梅三强、何敏、朱正明、余笃军。

高含硫化氢气田地面集输系统设计规范

1 范围

本标准规定了高含硫化氢气田地面集输系统设计原则，适用于天然气中 H_2S 含量大于或等于 5%（体积分数）的新建、扩建和改建工程的设计。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB 150 钢制压力容器

GB 8978 污水综合排放标准

GB/T 9711.3 石油天然气工业 输送钢管交货技术条件 第 3 部分：C 级钢管（GB/T 9711.3—2005 ISO 3183-3: 1999, IDT）

GB 50183 石油天然气工程设计防火规范

GB 50251 输气管道工程设计规范

GB 50350 油气集输设计规范

SY/T 0011 气田天然气净化厂设计规范

SY/T 0015.1 原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范 穿越工程

SY/T 0015.2 原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范 跨越工程

SY/T 0059 控制钢制设备焊缝硬度防止硫化物应力开裂技术规范

SY/T 0076 天然气脱水设计规范

SY/T 0078 钢质管道内腐蚀控制标准

SY 0402 石油天然气站内工艺管道工程施工及验收规范

SY 0466—1997 天然气集输管道施工及验收规范

SY/T 0599 天然气地面设施抗硫化物应力开裂和抗应力腐蚀开裂的金属材料要求

SY/T 4103 钢质管道焊接及验收

SY/T 4109 石油天然气钢质管道无损检测

SY/T 5257 油气输送用钢制弯管

SY/T 6137 含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业推荐作法

SY/T 6277 含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程

SH/T 3018 石油化工安全仪表系统设计规范

JB/T 4730 承压设备无损检测

压力容器安全技术监察规程 国家质监局（1999）154 号

ISO 5208 工业阀压力测试

NACE MR 0175/ISO 15156 石油天然气工业 油气开采中用于含 H_2S 环境的材料

NACE TM 0177 硫化氢环境中抗特殊形式的环境开裂材料的实验室实验方法

NACE TM 0284 管线和压力容器用钢抗氢诱发裂纹性能的评定

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

气田集气系统 gas field gathering system

指天然气从气井井口至净化厂之间的集输管道、站场矿场预处理的全部工程内容的统称。

3.2

天然气井场 gas well site

天然气气井所在的场所。

3.3

单井站 gas single well station

处理一口气井天然气的场站。

3.4

集气站 gas gathering station

对气井产物进行收集、调压、分离、计量等作业的场站。

3.5

湿含硫化氢天然气 wet H₂S natural gas

操作条件在水露点和水露点以下的含 H₂S 天然气。

3.6

干含硫化氢天然气 dry H₂S natural gas

操作条件在水露点以上的含 H₂S 天然气。

3.7

天然气水合物 gas hydrates

在一定的温度和压力下，天然气中的甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、二氧化碳、H₂S 等和水形成的冰雪状晶体。

3.8

缓蚀剂涂抹处理 batch treatment of inhibitor

发送两个清管器，在两个清管器之间注入一段缓蚀剂溶液随清管器流经整个管道，在管道内壁形成一层持续实现缓蚀性能的膜。

3.9

潜在硫化氢释放量 volume of potential H₂S release

除气井外的地面设施在最高操作压力下可能释放出的 H₂S 体积。为便于计算，假定自动截断阀在设施出现故障时，能够瞬时自动截断所释放出的 H₂S 体积，单位为立方米（标准状况下）。

4 基本规定

4.1 气田集气工程总体布局应根据气藏构造形态、气井和回注井分布、自然条件及周边社会环境等情况，统筹考虑气田集气工艺、采出水处理工艺、矿场脱水装置分布、安全控制水平及公用工程，并符合公众健康、安全、环保的要求。

4.2 气田工程设计应与气藏工程、钻井工程、采气工程紧密结合，根据气藏特点、气源气质、产气量、产水量、气田内场站与净化厂的布置等特点，对系统工艺、防腐、防止水合物进行优化设计，经综合分析和经济对比后确定，并应符合下列原则：

a) 优化气田集气工艺，合理利用气井压力能，简化工艺流程，尽可能减少集输过程 H₂S 排放。

b) 根据气井产出物化学组分、物性特点，确定腐蚀等级，合理选择地面集输系统抗腐蚀材料，

并结合采气工程方案，确定地面集输系统防腐工程设计。

- c) 合理利用气井流体热能，优化选择集输系统防止水合物形成工艺，降低气田开发能耗。
- d) 气田采出水应根据水量、水质、排放或回注地层等要求，尽量采用密闭收集、处理、输送和回注工艺，降低废气、废水排放，满足环保要求。
- e) 尽量缩短高含 H₂S 原料气管道输送距离，满足工艺过程操作安全、平稳需要，合理确定自动控制技术水平，设置工艺系统 H₂S 气体泄漏报警、连锁保护和紧急截断，确保公众安全。

5 集气工艺

5.1 一般规定

- 5.1.1 气田集气工程宜尽量采用气液混输工艺，简化矿场预处理环节和优化集输工艺流程。
- 5.1.2 气田集气站和脱水站宜联合设置。
- 5.1.3 充分利用已完钻井井场布置集气站，减少土地占用与拆迁，降低工程投资。
- 5.1.4 地面工程设计应根据钻采工程所确定气井井身结构、油管及地面集输设备材料，综合考虑气井、地面集输系统防腐方案。对于可能与高含 H₂S 天然气接触的钢质管道和设备系统，均应设置缓蚀剂加注系统。
- 5.1.5 湿含 H₂S 天然气管道管内气体的流速宜控制在 3m/s~6m/s。
- 5.1.6 集、采气管道宜设置可进行管道智能检测的清管设施，且清管流程设计应满足管道缓蚀剂涂抹处理工艺的要求。
- 5.1.7 地面集输系统设计应根据气田的集气工艺、设备和材料选择的特点，整体考虑系统的腐蚀监测和腐蚀控制措施。
- 5.1.8 管道和设备材质选择、检验除应符合 SY/T 0599，GB/T 9711.3，NACE MR 0175/ISO 15156 系列标准的规定外，还应符合第 6 章、第 7 章、第 8 章的规定。
- 5.1.9 生产过程中产生的含硫污水应进行密闭收集、输送并集中处理。
- 5.1.10 根据气田含 H₂S 天然气气质、采出水水质和水量等情况，确定缓蚀剂类型、注入量和加注方式，达到工程防腐要求。
- 5.1.11 气田集气系统应采取措施防止可能存在元素硫析出或/和设置防止元素硫沉积的溶硫剂注入系统。
- 5.1.12 缓蚀剂、水合物抑制剂和溶硫剂的选择，应试验各自的配伍性并达到良好，混合后不降低化学药剂的使用效果。

5.2 气液分离

- 5.2.1 天然气分离工艺应根据天然气含液量、天然气压力、集气工艺和脱水工艺等因素确定。
- 5.2.2 原料气进站分离器前段是否设置液体捕集设施，应根据采、集气管道清管工艺计算结果进行综合考虑。
- 5.2.3 分离器排出的气田水处理应符合第 13 章的规定。

5.3 水合物的防止

- 5.3.1 天然气水合物的形成温度应考虑 H₂S 和 CO₂ 的影响，预测方法可采用工艺模拟计算法或 SY/T 0076 中的图表法预测。
- 5.3.2 防止天然气形成水合物可采用注入抑制剂或加热天然气的方法等措施，应保证天然气集输温度高于水合物形成温度 3℃ 以上。
- 5.3.3 当采用加热法防止水合物形成工艺时，宜设置管道和设备节能保温措施。
- 5.3.4 防止水合物形成不仅应考虑正常生产工况所采用的措施，还应考虑系统在开工、停工时的应急措施。

5.4 安全截断

- 5.4.1 气井节流针阀之前应装设井口安全截断系统；在异常工况时，应首先启动井口安全截断系统。
- 5.4.2 进出场站的含 H₂S 天然气管道上应设置具有自动控制功能的截断阀，且具有手动功能；截断阀应设置在操作方便、发生事故时能迅速切断上下游气源的地方。
- 5.4.3 采、集气管线应设置线路截断阀，设置位置遵循 7.3 的规定。

5.5 安全放空

- 5.5.1 场站紧急放空系统的设置应符合 GB 50350 和 GB 50183 的有关规定。
- 5.5.2 站场地面管道和设备应分段设置安全检修置换系统及相应的气体分析取样口，保证管道和设备内 H₂S 气体含量符合 SY/T 6137 中相关规定，且小于 30mg/m³。
- 5.5.3 站场紧急放空和检修置换放空的天然气应引入火炬系统燃烧后排放。
- 5.5.4 站场放空火炬的设置除应符合 GB 50183 的规定外，还应符合环保要求，且火炬应具有可靠的点火设施。

6 矿场脱水

- 6.1 干含 H₂S 天然气的水露点如果无特殊要求，应比管道气体输送最低温度低 3℃，且宜采用在线水分析仪监测。
- 6.2 甘醇吸收法脱水装置产生的闪蒸气和再生气应进行综合处理，不应直接焚烧后排放。
- 6.3 吸附法脱水应采用抗酸吸附剂，氧化铝不宜用作处理高含 H₂S 天然气。
- 6.4 在干含 H₂S 天然气的水露点要求不高的情况下，吸附法脱水的再生气和冷却气可用湿含 H₂S 天然气。
- 6.5 吸附法脱水中的再生气分离器应设捕雾网，冷凝水应设自动排放阀，冷凝水应密闭排放至气田水处理系统。
- 6.6 在原料气进入集输站场分离器前，以及吸附法脱水装置的再生气冷却器前，宜设置溶硫剂加入口。
- 6.7 低温法脱水中的低温分离器产生的含醇污水应密闭输送，醇回收装置产生的废气应进行综合处理，在满足有关国家、地方和企业环保法规要求后排放。

7 集输管网

7.1 集输管道工艺设计

- 7.1.1 集输管道工艺设计应结合管道的输送工艺、介质特点、管道沿线高程变化等特点，并应符合 GB 50350 和 GB 50251 中相关要求。
- 7.1.2 气液混输管线水力计算可采用威莫斯公式加修正算法。

当天然气中液体含量小于 40cm³/m³时：

$$Q = 5033.11d^{\frac{8}{3}} \left(\frac{p_1^2 - p_2^2}{\Delta \cdot T \cdot Z \cdot L} \right)^{0.5} E_p \dots\dots\dots (1)$$

式中：

- Q——管线计算流量，单位为立方米每天 (m³/d)；
- d——管线内径，单位为厘米 (cm)；
- p₁——管线起点压力 (绝压)，单位为兆帕 (MPa)；
- p₂——管线终点压力 (绝压)，单位为兆帕 (MPa)；
- Δ——气体的相对密度 (对空气)；
- Z——气体在计算管段平均压力下的压缩因子；

T ——气体的平均热力学温度，单位为开 [尔文] (K)；

L ——管线计算长度，单位为千米 (km)；

E_p ——流量校正系数。

其中流量校正系数 E_p 可按式 (2) 计算：

$$E_p = \left(1.06 - 0.233 \times \frac{q_1^{0.32}}{\bar{W}} \right)^{-1} \dots\dots\dots (2)$$

式中：

q_1 ——气体中液体含量，单位为立方厘米每立方米 (cm^3/m^3)；

\bar{W} ——管线中气体平均流速，单位为米每秒 (m/s)， \bar{W} 取 3m/s~6m/s。

7.2 线路

7.2.1 管道线路选择原则按 GB 50251 进行，且不允许通过 4 级地区，并应满足安全预评价报告、环境影响评价报告要求。

7.2.2 管道线路走向应根据地区人口密度、自然气象条件及工程安全、环境评价报告综合考虑，并结合线路长度、沿线地形、地貌、工程地质条件以及周围建（构）筑物的分布密度和拆迁工程量确定。

7.2.3 对于输送湿气的管线，宜尽量避开高差较大的地形和水网、湿地及水淹区，避免低点积液和形成水合物。

7.2.4 管道线路设计应符合 GB 50183 的有关规定。管道穿、跨越铁路、公路、河流等工程设计应符合 SY/T 0015.1，SY/T 0015.2 中的有关规定。

7.2.5 地区等级划分方法参照 GB 50251 执行，管道的强度设计系数应符合表 1 的规定。

表 1 强度设计系数

地区等级	强度设计系数 F
一级地区	0.6
二级地区	0.5
三级地区	0.4

7.2.6 穿越铁路、公路的管段以及集气站内管道的强度设计系数，应符合表 2 的规定。

表 2 穿越铁路、公路及集气站内管道的强度设计系数

管道及管段	地区等级		
	一	二	三
	强度设计系数 F		
有套管穿越三级、四级公路的管道	0.6	0.5	0.4
无套管穿越三级、四级公路的管道	0.5	0.4	0.4
有套管穿越一级、二级公路，高速公路，铁路的管道	0.5	0.4	0.4
集气站内管道及其上、下游各 200m 管道，截断阀室管道及其上、下游各 50m 管道（其距离从输气站和阀室边界线起算）	0.5	0.4	0.4

7.2.7 管道敷设。

7.2.7.1 管道敷设方式按 GB 50251 中要求执行。

7.2.7.2 管道敷设不应采用切割弯头，不宜采用冷弯弯管，热煨弯管应进行热处理，并应符合 SY/T 5257 的要求。

7.2.8 管道标识。

7.2.8.1 管线宜在水平转角处和每千米处设置标志桩，标志桩包括“含 H₂S”或“有毒”的字样、生产单位名称及可与其联系的电话号码。

7.2.8.2 在管道沿线的以下地点宜设警示牌：

- a) 易发生或已多次发生危及管道安全的行为的地点。
- b) 管道干线靠近人口集中居住区、工业建设地段等需加强管道安全保护的地方。
- c) 管道穿越铁路、公路、电缆、光缆、管道等重要障碍物及通航河流处，除应设置标记外，还应按交通部门有关规定设置警示标记。

7.2.8.3 线路构筑物施工完毕，应按有关规定进行着色。

7.2.8.4 管道回填中应在管顶上方 300mm~400mm 设置管道警示标志带，标志带上应标注管内输送气体介质及危害、建设单位名称、工程名称、联系电话等。

7.3 线路截断阀的设置

7.3.1 采、集气管道应设置线路截断阀。阀室位置宜选择在交通方便、地形开阔、地势较高易于 H₂S 气体扩散的地方。

7.3.2 线路紧急截断阀室设置除应满足 GB 50251 的规定外，还应根据管线地区级别及管道中潜在 H₂S 释放量来确定相邻两个截断阀之间的距离：

- 一级地区限制潜在 H₂S 释放量大于 6000m³；
- 二级地区限制潜在 H₂S 释放量为 2000m³~6000m³；
- 三级地区限制潜在 H₂S 释放量为 300m³~1999m³。

7.3.3 线路截断阀应配置感测压降速率和/或压力设定值的高低压自动关闭装置。

7.3.4 三级地区的线路紧急截断阀室宜设置远程终端装置 (RTU)。

7.4 钢管材料选择

7.4.1 采、集气管道所用钢管材质应根据管道使用条件、使用寿命、投资等因素确定，做到经济、安全、合理选材。采用的钢管和管件应具有良好的抗硫化物应力开裂、抗氢致开裂性能和良好的焊接性能。

7.4.2 采、集气管道的材质选择除应符合国家现行标准外，还应符合 SY/T 0599, NACE MR 0175/ISO 15156 中相关规定。

8 设备和管件

8.1 选材原则

8.1.1 设备受压元件和管道附件选材应符合《压力容器安全技术监察规程》，GB 150, GB 50251 和 SY/T 0599 等及 NACE MR 0175/ISO 15156 的有关规定。

8.1.2 所有用于高含 H₂S 环境中的材料应是纯净度高的细晶粒结构全镇静钢，其非金属夹杂物和带状组织的数量及形态应受到严格控制；并具有按 NACE MR 0175/ISO 15156 规定进行评定合格的抗硫化物应力开裂 (SSC)、应力腐蚀开裂 (SCC) 和氢致开裂 (HIC) 的性能。

8.1.3 非金属材料的选用应通过抗硫试验。

8.2 设计参数的确定

8.2.1 设备的设计压力按 GB 150 和 GB 50251 中的相关规定执行。

8.2.2 设备的设计温度按表 3 确定。

表 3 设计温度

金属工作壁温 T_0 , °C	设计温度 T , °C
$-20 < T_0 \leq 15$	$T = T_0 - 5$
$15 < T_0 \leq 350$	$T = T_0 + 20$

8.2.3 高含 H_2S 天然气环境中设备的腐蚀裕量，碳钢和低合金钢取 4mm~4.5mm，不锈钢取 0mm~2mm；管件的腐蚀裕量和所连管道一致。

8.3 结构设计

8.3.1 结构设计应按 GB 150 规定执行，尽可能减少或避免由于结构设计造成过大的应力集中。

8.3.2 管道所用三通应采用工厂制造的整体焊接三通、拔制三通或锻制三通，且主管内径应与线路管道内径一致。

8.3.3 管道阴极防腐的绝缘设施应采用带勾圈的抗硫绝缘接头，不应采用绝缘法兰。

8.3.4 清管器收发筒所用快开盲板应有安全连锁装置。

8.4 制造、检验和验收特殊规定

8.4.1 为防止高含 H_2S 环境中的硫化物应力开裂 (SSC)、应力腐蚀开裂 (SCC) 和氢致开裂 (HIC)，设备受压元件和管道附件的材料应进行超声检测，并对非金属夹杂物（塑性夹杂物和脆性夹杂物）及其偏析、晶粒度等检测做出相应规定。

8.4.2 设备壳体壁厚大于或等于 38mm 的对接焊缝，除应进行 100% γ 射线检测外，还应进行 100% 超声检测，分别符合 JB/T 4730 中 II 级和 I 级规定；接管角焊缝应进行磁粉检测或着色渗透检测，符合 JB/T 4730 中 I 级规定，其中壳体直径 DN 大于 800 且接管直径 dN 大于 200 的角焊缝还应进行超声检测，符合 JB/T 4730 中 I 级规定。

8.4.3 所有设备和管件应整体进行消除应力热处理，热处理后对接触高含 H_2S 介质的焊缝应进行硬度检查，并应满足 $HV_{10} \leq 248$ （或 $HB \leq 235$ ）。

8.4.4 管件的水压试验压力应使其相对于主管径的环向应力，达到相应钢级最低屈服强度规定值的 95%，至少应大于或等于设计压力的 1.5 倍。

8.4.5 绝缘接头成型产品的检测至少应包含水压加弯矩试验、绝缘电阻试验、电绝缘强度试验等项目。

8.5 密封垫片

垫片型式应符合连接法兰、阀门及连接件采用的标准和结构型式。垫片型式按如下选用或设计：

- 金属垫片：梯形槽式、透镜式、金属平垫式。
- 缠绕式垫片：带内外加强环（RF 面）、带内加强环（凹凸面），不允许使用不带加强环的基本型垫片。
- 自紧式 O 形密封圈。

8.6 站场阀门

8.6.1 与高含 H_2S 天然气接触的阀门材料应符合 SY/T 0599，NACE MR 0175/ISO 15156 的相关规定，且符合阀门相关的国内标准和国外标准的要求。

8.6.2 站场用阀门应具有良好的密封性能，每只阀门在出厂前应进行逐个密封性能的检验，其密封要求应符合相关标准中规定，对接触高含 H_2S 介质的软密封阀泄漏率宜符合 ISO 5208 中 3 级，金属密封阀宜符合 ISO 5208 中 2 级，并应符合耐火试验的要求。

9 腐蚀控制

9.1 一般规定

9.1.1 管道内壁的腐蚀控制应符合 SY/T 0078 的相关要求。

9.1.2 应进行腐蚀控制系统设计,包括输送介质腐蚀评价、确定防腐措施、腐蚀监测方案、材料特殊要求等。

9.1.3 在高含 H₂S 环境中使用的材料应具有在腐蚀性介质中耐硫化物应力开裂 (SSC)、应力腐蚀开裂 (SCC) 和氢致开裂 (HIC) 等腐蚀的性能,并应控制电化学内腐蚀。

9.2 电化学内腐蚀控制

9.2.1 碳钢和低合金钢集气管道腐蚀裕量取 2mm~4mm,管件腐蚀裕量和所连的管道一致。碳钢和低合金钢设备腐蚀裕量 C₂ = 4mm~4.5mm; 不锈钢应考虑 Cl⁻ 坑蚀、点蚀, C₂ = 1mm~2mm。

9.2.2 集气系统中,缓蚀剂加注装置应满足间断加注和连续加注的要求,并应设置腐蚀监测设施监测缓蚀剂加注效果。

9.2.3 腐蚀监测设备的监测点和探头应安装在预计腐蚀严重的主要部位。监测应采用潜在泄漏点少、受腐蚀产物影响小、适应于气液两相的方式。同时将腐蚀检测和监测相结合进行腐蚀评价。

9.2.4 如果介质中出现元素 S, Cl⁻, CO₂, 均可能加重腐蚀,对管道、设备有不良影响,设计中应考虑相应措施。

9.3 硫化物应力开裂 (SSC)、应力腐蚀开裂 (SCC) 和氢致开裂 (HIC) 的控制

9.3.1 在高含 H₂S 环境中使用的钢管、设备及管件应满足 SY/T 0599 和 NACE MR 0175/ISO 15156 的要求。材料和焊缝应具有在使用环境中抗硫化物应力开裂 (SSC)、应力腐蚀开裂 (SCC) 和氢致开裂 (HIC) 等腐蚀的性能。

9.3.2 管道及设备焊缝应进行焊后热处理,并按照 SY/T 0059 对焊缝的硬度进行检验,且检验结果须符合 SY/T 0059 的要求。

9.3.3 抗硫化物应力开裂 (SSC) 和应力腐蚀开裂 (SCC) 性能评价试验按 NACE TM 0177 进行,试验加载应力是材料屈服强度的 80%~90%; 抗氢致开裂 (HIC) 性能试验按 NACE TM 0284 进行。

9.3.4 对用于 H₂S 分压大于 1.0MPa 环境的碳钢和低合金钢管道材料,包括焊缝,若没有可靠、满意的现场经验,则应在模拟现场条件下进行 SSC 试验。

10 管道焊接与检验、清管与试压

10.1 管线焊接

10.1.1 管线焊接应按焊接工艺规程要求的焊接工艺进行焊接,并使用其规定的焊材施焊。焊材的化学成分应与母材的化学成分相同或相近,其力学性能不应低于母材相应标准规定的最小值。

10.1.2 管线施焊前应按 SY/T 4103 进行焊接工艺评定,按 NACE MR 0175/ISO 15156 进行焊缝抗 SSC 和抗 HIC 试验,并根据焊接工艺评定及抗 SSC 和抗 HIC 试验结果制定出相应的焊接工艺规程或焊接施工技术要求。

10.1.3 管线施焊前是否预热及预热要求应按焊接工艺评定结果的要求进行。

10.1.4 管线焊缝的焊后热处理应按设计文件的要求进行,并应经相应的试验验证其热处理效果符合规定要求。

10.2 焊缝检验

10.2.1 高含 H₂S 天然气管道对接焊缝均应进行 100% 射线照相检验和 100% 超声波检测。站内排污管线和含 H₂S 天然气放空管道焊口检验应执行 SY 0466—1997 中表 5.2-3 的要求,对不能进行超声波检测的焊缝,应进行 100% 的射线探伤检验。站外排污、放空管道应进行不低于 5% 的射线检测。

10.2.2 管道焊缝射线检测应符合 SY/T 4109 的规定，达到Ⅱ级为合格，且不允许存在以下缺陷：

- a) 未熔合、未焊透，根部内咬边、内凹，根部非金属夹杂、夹钨及其带状组织。
- b) 除盖面焊小于 4mm 的弧坑裂纹可以修磨外，其余各处不应存在任何弧坑裂纹。
- c) 除根部焊道外，任何焊道内宽度大于 2mm 且单个长度大于 8mm 或任何连续长度达 300mm 焊缝内累计超过 12mm 长的条状夹渣及其带状组织。

10.2.3 管道焊缝超声波检测应符合 SY/T 4109 的规定，达到 I 级为合格。

10.2.4 焊缝返修应采用机械方法清除缺陷，并经无损检测证明全部清除合格。同一部位焊缝的修补只允许进行一次，焊缝根部严禁修补。

10.2.5 所有现场开孔接管的焊缝应按图样规定加工坡口，确保规定的间隙，并按照角焊缝工艺评定确定的焊接规范施焊，保证全焊透，焊接质量符合设计规定。

10.2.6 经热处理后，焊缝应按 SY/T 0599 的要求进行硬度检查。每条焊缝至少检查一处，其结果应满足 $HV_{10} \leq 248$ (HRC22)，硬度检查部位应包括母材、热影响区和焊缝。

10.3 清管与试压

10.3.1 管道清管与试压的要求应符合 SY 0466 和 SY 0402 的规定。

10.3.2 对集输管道宜设置能进行智能清管的检测装置，以便投运和运行时对管道的变化进行检测、对比。

10.3.3 对于高含 H_2S 气体输送管道，进行强度试验时，试压段最低点的试验压力应使其环向应力达到相应钢级最低屈服强度规定值的 95%，但对于不能承受到压力的管件、绝缘接头应采取隔离或保护措施；且最高点的强度试验压力不低于 1.5 倍的管道设计压力。强度试压的试验介质应采用洁净水，试验时的水温不得低于 5℃。

10.3.4 气密性试验压力为管道的设计压力，试验介质应采用压缩空气。

10.3.5 管道沿线的试压段划分由各标段的施工单位根据地形、管道沿线的水源等条件而综合确定；地形起伏较大段落，必要时应考虑水源接力、水的重复利用。

10.4 干燥与投产准备

10.4.1 采用干气输送工艺的管道在投产运行前应进行彻底干燥，其干燥要求应按 GB 50251 的有关方法和要求。

10.4.2 在有条件的情况下，集输管道宜在投产前进行管道智能检测，以建立管道原始数据资料；采用缓蚀剂防腐时，在投产前应进行缓蚀剂涂抹处理。

11 站场总图

11.1 井场外新选址建设的站场应选址于地势较高处。

11.2 综合值班室宜选址于站场外地势较高处，位于站场的全年最小频率风向的下风侧。倒班宿舍距井口的距离不小于 100m。

11.3 站场围墙宜采用空花围墙，围墙上应悬挂醒目的警示文字等安全生产标志。

11.4 井口 100m 范围内应无民居及其他公共建筑物。

11.5 应在站场主要出入口相对的三侧围墙中至少设置一个安全出入口。该出入口宜选择在站外地势较高处，并处于站场全年最小频率风向的下风侧。

12 自控与通信

12.1 一般规定

12.1.1 自控设计应满足高含 H_2S 气田地面集输系统生产过程安全、平稳、经济运行的需要。采用国内外先进成熟技术，做到因地制宜，经济合理。

12.1.2 高含 H_2S 气田宜采用 SCADA 系统，采集气田生产过程参数及设备状态，对其进行监视、

控制。

12.1.3 自控设备选型及控制系统的选择,应根据高含 H₂S 气田的规模及发展规划要求和环境特点,经分析论证确定,保持工程项目整体的协调和一致性。

12.1.4 自动控制系统的设置应减少操作人员和公众与有毒气体的接触,确保操作人员的生命安全。

12.1.5 与含 H₂S 介质接触的仪表、阀门和引压管的材料选择应符合 SY/T 0599 和 NACE MR 0175/ISO 15156 的规定。

12.1.6 在高含 H₂S 气田各站场应设置 H₂S 有毒气体泄漏报警系统。

12.2 远程控制系统

远程控制系统应设置下列主要功能:

- a) 实现生产过程的监视与调控。
- b) 实现对主要工艺过程设备的控制。
- c) 在异常运行工况时,实现各异常部位的报警、联锁。
- d) 提供 H₂S 有毒气体泄漏报警。
- e) 实现天然气流量计量。
- f) 接受和执行调控中心的控制命令,同时将信息传输到调控中心,并能独立运行。

12.3 RTU 线路截断室

线路截断阀室宜设置远程终端装置 (RTU),其功能如下:

- a) 检测管道压力参数。
- b) 监测 H₂S 有毒气体泄漏和截断阀阀位信号。
- c) 向监控站传送数据,接受监控站远程紧急关闭截断阀指令。

12.4 安全仪表系统

12.4.1 为保证高含 H₂S 气田地面集输系统的安全生产和保护人身安全,应根据气田生产规模及装备、生产工艺区域的环境和事故时造成社会影响等状况设置安全仪表系统。

12.4.2 安全仪表系统宜独立于过程控制系统,独立完成安全保护功能。

12.4.3 安全仪表系统的设计应遵循以下原则:

- a) 安全仪表系统设计应符合 SH/T 3018 的要求。
- b) 安全仪表系统控制器应取得相应安全度等级认证。
- c) 若站场监控点数量较少时,过程控制系统和安全仪表系统可采用一套控制器,但该控制器应具有相应安全度等级。
- d) 测量元件及执行机构宜独立设置。
- e) 安全仪表系统应设计成故障安全型。
- f) 装置区宜设置手动紧急停车按钮。
- g) 控制室应设置紧急停车按钮,并提供声光报警。

12.4.4 安全仪表系统的触发条件:

- a) 有毒气体和可燃气体出现泄漏,危及生命安全。
- b) 工艺参数超限可能造成设备损坏及重大经济损失。
- c) 站场发生火灾。
- d) 当下游处理装置紧急停车需紧急关闭相应场站。
- e) 集输管线爆破等。

12.5 系统排污与置换

- a) 现场仪表应密闭排污,排污应进入工艺排污系统。
- b) 在线水分分析仪设置的取样口应设有毒气体排放管线,排放管线不小于 2m。

12.6 通信

12.6.1 站场宜设置工业电视监视系统，以确保站场安全。

12.6.2 站场宜设置广播扩音系统，以确保站场发生事故时人员及时撤离事故现场。

13 污水处理

13.1 站场污水处理

13.1.1 高含 H_2S 气田集输站场的污水，应根据污水量、污水性质、排放或回注地层等要求，进行清污分流、分类处理，并通过技术经济比较后确定污水处理的工艺流程。

13.1.2 站场内脱水装置排出的有害污水和站场检修污水，参照 SY/T 0011 的有关部分进行处理和处置，并宜与气田水一并处理后回注地层；若必须外排，则外排污水应符合 GB 8978 的规定。

13.1.3 站场内产生的污泥含有毒有害物质，宜统一规划、集中进行无害化处理。

13.2 气田采出水处理

13.2.1 高含 H_2S 气田开采时，应取得气田采出水的产水量及其中主要污染物的成分、含量，以及不同开采期的变化情况，以便确定气田水的地面收集、输送、处理和回注等系统工程及配套工程的规模、工艺流程。

13.2.2 高含 H_2S 气田采出水应优先考虑回注地层，回注水质应符合回注地层的要求。

13.2.3 高含 H_2S 气田采出水中含有大量 H_2S 等有毒、有害气体和其他有害物质，宜首先进行脱硫和脱气处理，并将气田采出水进行计量。气田水应密闭储存、输送。当采用闪蒸等方法脱出的含 H_2S 的闪蒸气体应送至火炬或焚烧炉，燃烧后排入大气。

13.3 气田采出水的输送和回注

13.3.1 管道：

a) 气田采出水管道敷设方式，可参照 GB 50251 执行。

b) 气田采出水输送管道不宜设置线路截断阀室；若设置排气阀室和排水阀室时，其位置应选择 在交通方便、地势开阔之处，并设有安全围护和储存、处理排出物的设施。管道强度设计应根据管段所处地区等级及所承受可变荷载确定，强度和严密性试验可适当提高。

13.3.2 管材应耐腐蚀、抗老化并方便施工和维修，宜对耐腐蚀非金属管道和内衬耐腐蚀合金复合管道进行优化比选。

13.3.3 泵阀选择：污水输送及回注用机泵、阀门应耐腐蚀、无泄漏，性能参数满足工艺要求。

14 安全、健康、环保措施

14.1 集输管道和集气站场的设计除应符合本标准要求外，还应符合 GB 50183 的规定。

14.2 井场、集气站和脱水站除应按 SY/T 6137, SY/T 6277 要求进行设计外，还应符合相关的职业安全卫生标准。高含 H_2S 气田地面集气系统，为防止环境污染，杜绝恶性事故的发生，在工艺过程设计的各个环节，应采取严格的技术措施确保生产安全。

14.3 高含 H_2S 气田地面集输工程设计应遵循《环境影响报告书》和《安全预评价报告》中的具体要求，并应根据《安全预评价报告》中结论在站场周围和集输管线两侧设置应急预案区域。

14.4 当发生站场内压力超高或 H_2S 浓度超标、井场失火、线路爆破情况，可迅速截断井口气源。

14.5 井场、集气站应设置可燃气体检测仪和 H_2S 泄漏监测仪，在 H_2S 可能发生泄漏区域设置 H_2S 监测仪探头。根据空气中 H_2S 浓度，系统采用不同等级的报警。

14.6 含 H_2S 天然气集气站场应在易观察处装设风向指示标。

14.7 井场、集气站内应设置移动式排风系统、高音警笛系统和图像监视系统。

14.8 井场、集气站内应具有可作为紧急救护用场所，并配备正压式空气呼吸器、正压供气系统、 H_2S 监测仪等防护设备。

SY/T 0612—2008

14.9 高含 H₂S 气田集气系统工程的站场选址、集输管道、气田采出水管道的路由选择等，应严格遵循工程《环境影响评价书》中的要求，对事故排放含 H₂S 天然气和含 H₂S 气田水对周围环境的影响、危害等，按规定采取相应的应急措施。

14.10 站场污泥、氧化铁粉末、脱水废料和生活垃圾等固（液）体废料应分类储存、定点堆放、定期清运、集中处理并采取有效措施进行无害化处理，不得对环境造成污染。

附 录 A
(资料性附录)
条文说明

1 范围

川渝地区自 20 世纪 60 年代以来,以川东卧龙河气田、川西北中坝气田、川中磨溪气田为代表的, H_2S 含量为 5% 及其以下的含硫气田开发技术已较为成熟可靠,并已安全平稳运行多年。根据国内高含 H_2S 气田开发技术现状与实际生产情况,本规范的适用范围确定为天然气中 H_2S 含量大于或等于 5% (体积分数) 的气田集输系统设计。

3 术语和定义

本章所列术语和定义,仅适用于本标准。

5 集气工艺

5.1 一般规定

5.1.1 在选择合理的气田集气工艺方案时,首先应尽可能简化集气工艺,尽可能减少气田内废气、废水排放点,从而达到方便生产管理,提高集输工程的经济效益。

通过对国外高含 H_2S 气田开发情况的调研来看,净化厂靠近气田建设,气田集气采用湿气输送工艺是较为成熟的、经济的。因此,在气田集气工艺总流程设计时,应对天然气性质、气井产量、气井压力和温度、天然气中的含水量等基础资料进行综合分析和方案对比,确定气田采用干气输送工艺或湿气输送工艺,气田是否设置脱水站,单井是否设置分离气等工艺方案。

5.1.2 气田内部各集气站和脱水站站址的选择除应满足 GB 50350《油气集输设计规范》中的要求,还应考虑高酸性气田在开发过程中气田采出水及站场工业废水、废气、废渣的排放对环境可能造成的污染,为此建议集气站和脱水站宜联合设置,同时为了避免高酸性气体的长距离输送,减小对环境可能造成的危害,净化厂的站址选择应尽可能地靠近气田设置。

5.1.4 对于气井的油管和套管采用碳钢材料时,地面工程应设置可向井下加注缓蚀剂保护油管、套管的缓蚀剂加注系统。

5.1.5 气液两相混输管路的流动状态极为复杂,气体在管内的流动速度除应考虑能带走管内的液体外,还应考虑流速过高,对管壁缓蚀剂保护膜的冲蚀破坏。

根据 2004 年西南油气田分公司科研课题《 H_2S 和 CO_2 共存条件下的腐蚀行为及防止技术研究》的研究成果,对于缓蚀系统,由于缓蚀剂膜的保护作用,流速在 $3m/s \sim 10m/s$ 时,腐蚀速率随流速的增加变化不大;流速超过 $10m/s$ 时,金属表面保护膜被破坏,导致腐蚀速率大大增加。

石油工业出版社出版的《天然气开采工程丛书(四) 天然气矿场集输》第三章第二节中,推荐采气管线的气体流速以控制在 $4m/s \sim 6m/s$,故本规范推荐采气管线的流速控制范围为 $3m/s \sim 6m/s$ 。

5.1.6 缓蚀剂涂抹处理是利用发送两个清管器,在两个清管器之间注入一段缓蚀剂溶液随清管器流经整个管道,在管道内壁形成一层持续实现缓蚀性能的膜。该工艺是高含硫气田管道加注缓蚀剂的一种重要手段。

5.1.7 气田集输系统采用碳钢加缓蚀剂方案,应根据系统的总工艺流程、集输管网高程变化,确定腐蚀控制措施和腐蚀监测措施。腐蚀控制措施应包括站场和管线缓蚀剂注入方式、加注量,腐蚀监测措施应包括系统腐蚀检测的方法和位置的设置。

5.1.11 在高含 H_2S 气田集输系统中,气体中 H_2S 含量较高,在输送过程中因压力、温度的剧烈变

化,会有元素硫析出并沉积在管道内,造成堵塞。通过调研和分析,在井口高压调节阀后、气液分离气排污管线以及分子筛脱水装置中再生冷却气后易形成硫塞,在工艺设计上适应考虑溶硫剂的注入系统。

5.2 气液分离

5.2.1 天然气分离工艺应根据高酸性气田总工艺流程确定,即应分析系统因采用湿气输送和干气输送工艺的不同,原料气脱水工艺的不同等,造成对原料气中杂质含量要求不同,从而确定分离气类型的选择、分离级数、各级分离效果等。

5.2.2 当采气管线进行清管时,会有大量液体涌入集气站内,影响分离气的分离效率,造成液体带入下游。因此,在进站分离气结构设计时,分离器底部应考虑有足够容积储液段;如进站液量较大时,则应考虑在分离气前段设置液体捕集设施。

5.3 水合物的防止

5.3.1 天然气中存在 H_2S 会加速水合物的形成,显著提高水合物形成温度,且 H_2S 含量越高,水合物形成温度越高。例如根据罗家寨气田 H_2S 含量为 8% 的气质计算的水合物形成温度,较 H_2S 含量为 3% 的气质计算的水合物形成温度低 $8^{\circ}C$ 。

5.3.4 在气井和管线投产运行前,气井井筒、地面管线系统的温度均低于原料气水合物的形成温度,在设计上应考虑除加热方案以外防止水合物形成的辅助系统,如设置井口和地面注入抑制剂系统。

5.5 安全放空

5.5.2 为保证现场作业人员安全,含 H_2S 天然气站场检修前,应对管道和设备内的含 H_2S 天然气进行置换,置换后分析取样口处测得的 H_2S 含量应符合 SY/T 6137 中规定,且小于 $30mg/m^3$ 。

5.5.3 集输系统中通过放空系统排放的含 H_2S 原料气,必须进入火炬系统燃烧后排放,从而避免了 H_2S 气体排放对环境和人员的伤害。

6 矿场脱水

6.1 如脱水装置下游不设置天然气凝液回收装置,则脱水深度满足管输要求即可。

6.2 由于甘醇溶液在与酸性天然气接触中,甘醇溶液不仅吸收了天然气中的水分,也吸收了大量的酸性气体,这些酸性气体跟随富液一起进入装置的再生系统,因此造成闪蒸气中酸性气体浓度高,如果直接焚烧后排入大气,会造成较严重的环境污染。而再生气中酸性气体浓度相对较低,流量较小,在满足有关国家、地方和企业环保法规的要求前提下,可以焚烧后排放;如果不能达到环保要求,则应与闪蒸气一起进行综合处理。

如果采用了甘醇富液气提技术,则气提后的富液中酸性组分含量大大降低,在满足有关国家、地方和企业环保法规的要求的情况下,闪蒸气和再生气可以焚烧后排放。

6.3 水是强极性分子,分子直径为 $2.7\text{\AA}\sim 3.1\text{\AA}$,抗酸性吸附剂主要包括 3A 型分子筛和 4A 型分子筛,具有良好的吸附性能,一般干燥后的气体,含水量可达 $0.1\times 10^{-6}\sim 10\times 10^{-6}$,选择性好,抗酸性能好。

氧化铝呈碱性,与无机酸起化学反应,不宜处理酸性气体。

6.4 对于酸性天然气,特别是高酸性气体,再生气不能作为燃料气,再生气通常都是经过冷却分离后再返回到原料天然气中进行再次脱水,此时使用湿气再生可利用原料天然气自身的压力能返回至脱水塔前的原料天然气中,装置可节约一台压缩机,能耗也较小,但脱水深度相对较低,水露点一般不超过 $-60^{\circ}C$;而如果使用干气作为再生气,再生气则需由压缩机增压后返回至原料气中,能耗较高,但脱水深度相对较高,水露点可达 $-120^{\circ}C$ 。

6.6 元素硫可能会出现压力、温度等急剧变化的地方。

装置中的硫沉积很大程度上取决于原料气的组分,含有大量重烃组分一般不会有硫沉积,如果原料气中重烃含量较少,则容易形成更多的硫沉积。由于分子筛颗粒对 H_2S 形成元素硫具有催化作用,

所以在再生冷却循环过程中，也有可能形成硫沉积。这些沉积硫可能会堵塞管路，并且会影响冷却器的传热能力。

6.7 由于含醇污水中吸收了大量的酸性气体，因此在醇液输送和回收中产生的废气应进行综合处理，在满足有关国家、地方和企业环保法规的要求的情况下，才可以焚烧后排放。

7 集输管网

7.1 集输管道工艺设计

7.1.1 对于气质条件较差、管径较小的集气管线应采用威莫斯公式进行流量计算，对于输送干含硫天然气 $DN > 400\text{mm}$ 的集气干线可采用潘汉德公式（B式）进行流量计算。如管线所经地区的地形起伏高差大于 200m 时，一般要考虑高差的影响。

7.1.2 气液两相混输管道的流动状态极为复杂，至今尚未完全掌握气流动规律，也没有一个世界上公认的、经得起实践检验的高精度的计算方法。目前我国采用的采气管线的流量计算方法是使用威莫斯公式计算，然后对计算值进行修正，即当天然气中液体含量小于 $40\text{cm}^3/\text{m}^3$ ，威莫斯公式加修正法计算。

7.2 线路

7.2.1~7.2.2 输送高含 H_2S 气体管道应尽量绕避人群聚集区，如在局部地段无法绕避时，可采用降低集气管道的设计系数，增大管线壁厚等措施，保证管线通过该地区的安全；鉴于输送高含 H_2S 气体管道一旦事故工况下，其危害巨大，特规定高含 H_2S 管道不能通过 4 级地区，必须绕避。

7.2.3 为避免管道低点积液和防止温度散失，防止和减小管道内形成水合物及出现局部腐蚀几率而规定的。

7.2.5~7.2.6 集气管道的强度设计系数是以 GB 50251—2003《输气管道工程设计规范》中 4.2.3 为基准，并在此基础上相应降低强度设计系数保证含硫管线安全。同时，此处也参考了加拿大国家标准 CAN/CSA-Z662—99《油气管线系统》中 4.3.3，钢管设计压力中明确将输送非酸性气体介质和输送酸性气体介质钢管的地区设计系数区分开来，且输送酸性气体钢管的设计系数比输送非酸性气体钢管的设计系数低一级。

7.2.7 冷弯管制造采用的冷加工作用能强烈地影响碳钢和低合金钢对 SSC 和 HIC 的敏感性，故本条规定不宜采用冷弯管。

7.3 线路截断阀的设置

在集输工艺系统中，紧急截断阀室的设置十分重要，既要考虑将整个系统的风险降到最低，又要尽可能地节约投资。对于高含 H_2S 气体输送管线阀室如何设置，目前国内尚无规范可循。本标准在参考 CAN/CSA-Z662—99《油气管线系统》、ASME B31.8—1999《输气和配气管道系统》、GB 50251《输气管道工程设计规范》和加拿大阿尔伯塔省能源与公用工程委员会《新建酸性天然气设施与居住区及其他开发区的最小间隔距离要求》（*Minimum Distance Requirements separating New Sour Gas Facilities From Residential And Other Developments*）等，并根据国内实际情况，提出高含 H_2S 气田线路截断阀室的设置距离应根据管线地区类别及管线中潜在 H_2S 释放量来确定。

8 设备和管件

8.1 选材原则

8.1.1~8.1.2 在高含 H_2S 环境中，只要 H_2S 分压 $p_{\text{H}_2\text{S}} \geq 0.0003\text{MPa}$ ，介质处于露点和露点以下都存在硫化物应力开裂（SSC）、应力腐蚀开裂（SCC）、氢致开裂（HIC）和化学失重腐蚀，因此，在满足 8.1.1 的基本规定外，8.1.2 强调所用材料内部组织应是纯净度高细晶粒结构的全镇静钢。参照 B. V 公司和 JACOBS 公司长期处理含 H_2S 气田的经验，材料在满足标准规定力学性能外，还应按 NACE MR 0175/ISO 15156 等标准进行硫化物应力开裂（SSC）、应力腐蚀开裂（SCC）、氢致开裂

(HIC) 的评定并应合格, 方能安全使用。

8.2 设计参数的确定

8.2.3 本条规定的腐蚀裕量能有效解决硫化物应力开裂、应力腐蚀开裂、氢致开裂。从经济和使用年限、安全等综合考虑, 本条推荐碳钢和低合金钢腐蚀裕量取 4mm~4.5mm。

8.4 制造、检验和验收特殊规定

8.4.1~8.4.3 根据国外资料介绍、川渝气田近 40 年开发含 H₂S 天然气田的实践经验和引进装置的作法, 除前述的要求外, 以下措施也是在高含 H₂S 环境中控制几种腐蚀所采取的有效措施:

- (1) 对材料的非金属夹杂物、偏析、晶粒度进行控制。
- (2) 材料的超声检测, 控制材料内部夹渣、夹层等缺陷, 不允许存在白点和裂纹。
- (3) 所有设备和管件均进行整体残余应力解除热处理, 并对焊缝进行硬度检查。
- (4) 应严格控制接触高含 H₂S 介质管道焊缝的裂纹、未焊透、未熔合, 特别是根焊缺陷、夹杂和带状组织等。
- (5) 焊缝是设备和管件中薄弱环节, 也应按上述要求执行。在无损检测中对壁厚大于或等于 38mm 焊缝除 100% X 射线检测外, 还增加 100% 超声复验, 主要是检测难以发现焊缝微裂纹。

因此, 8.4.1~8.4.3 对此做了明确规定, 更具体的要求应在设计文件中详细加以说明。

8.4.4 管件的水压试验压力原则上应与集输系统的水压试验压力相一致, 但考虑到个别管件特殊结构的限制, 故提出管件的水压试验压力大于或等于 1.5 倍设计压力的最低要求。

8.4.5 绝缘接头应具有强度安全和电绝缘性能双重功能, 其材料和制造、检查验收除满足本章的要求外, 还应满足绝缘接头相关特殊要求。

8.5 密封垫片

对密封垫片, 在本规范中没有做出特殊规定, 只是提供了选型、选材常规作法。这是基于垫片应力状况而确定的, 它属压应力, 而应力腐蚀开裂是在腐蚀环境中只有受压元件或材料处于拉应力状态才可能发生。

8.6 站场阀门

高含 H₂S 气田站场用阀门要求具有良好的密封能力, 无论是阀门的内漏还是外漏, 均会对生产带来不利的影晌。同时阀门的外漏还会将含有有毒气体的天然气扩散到大气, 造成严重的环境污染, 因而集输系统的阀门均不允许外漏。所用阀门在出厂前应逐个进行密封性能和强度检测。一些国际标准中对阀门密封测试的具体要求见表 A.1。

表 A.1 阀门密封测试的具体要求

公称尺寸		API Std 598 金属密封	API Std 598 金属密封	API Std 598 软密封	ANSI B16.104 Class VI	API Spec 6D Rev. 18	MSS SP 61	MSS SP 61
mm	in	液体	空气 ^a	液体	空气	液体/空气	液体	空气
80	3	12	72	0	3	0	8	40
100	4	12	72	0	11	0	11	53
150	6	12	72	0	27	0	16	80
200	8	20	120	0	45	0	21	107
250	10	20	120	0	70	0	27	133
300	12	20	120	0	100	0	32	160

表 A.1 (续)

公称尺寸		API Std 598 金属密封	API Std 598 金属密封	API Std 598 软密封	ANSI B16.104 Class VI	API Spec 6D Rev. 18	MSS SP 61	MSS SP 61
mm	in	液体	空气 ^a	液体	空气	液体/空气	液体	空气
350	14	28	168	0	136	0	37	187
400	16	28	168	0	178	0	43	213
450	18	28	168	0	225	0	48	240
500	20	28	168	0	278	0	53	267
600	24	28	168	0	400	0	64	320
750	30	28	168	0	620	0	80	400
900	36	28	168	0	900	0	96	480
1000	40	28	168	0	1111	0	107	533

^a 金属阀座的球阀和蝶阀气体测试的要求。

9 腐蚀控制

9.1 一般规定

由于含 H₂S 环境中腐蚀一般分为电化学腐蚀（管道内壁的腐蚀）、SSC，HIC，SCC 等类型，但不同种类的材料，产生的典型腐蚀形态不完全一样。因此在一般规定中均对其提出了要求，一般材料均应具有高含 H₂S 环境抗 SSC、抗 HIC 和抗 SCC、抗内壁电化学腐蚀的性能。

同时在一般规定中，参考国际先进设计方法，明确了设计中对于腐蚀控制的内容。

9.2 电化学内腐蚀控制

明确了采用缓蚀剂作为防腐措施之一时，按加拿大经验，缓蚀剂加注方法要尽量采用两种方式：涂抹处理和连续加注，同时要有配套的腐蚀监测方案，强调腐蚀监测的目的是监测缓蚀剂的加注效果。

明确了监测探头的设置原则以及监测仪器选用的原则，强调了腐蚀监测和检测应联合使用。

9.3 硫化物应力开裂 (SSC)、应力腐蚀开裂 (SCC) 和氢致开裂 (HIC) 的控制

由于 SY/T 0559 只列有国内的常用材料，而 NACE MR 0175/ISO 15156 只有国外的常用材料，因此把两个标准同列为选材的基础参考，并要求材料能具有使用环境中抗 SSC、抗 HIC 和抗 SCC 的能力。

同时规定了国际上广泛接受的几个要求：

- (1) 使用焊后热处理及硬度检验为基本方法。
- (2) SSC 和 HIC 的实验标准。
- (3) 酸性环境中使用的非金属材料没有像金属材料一样有 NACE MR 0175/ISO 15156，因此采用成熟经验与模拟实验评价相结合的办法进行选材。

10 管道焊接与检验、清管与试压

10.1 管线焊接

强度级别较低，口径较小的集输管道的焊接通常认为技术难度小，不容易引起重视，故对高含

H₂S 环境中管线焊接从焊接材料、焊接接头的力学性能、焊接工艺评定，特别是焊缝抗 SSC 和抗 HIC 试验等方面提出具体要求。

10.2 焊缝检验

10.2.1 由于口径较小的集输管道不易检测，通常有部分未检，为确保高含 H₂S 天然气管道的安全可靠，本条明确对接焊缝均应进行 100% 射线照相检验和 100% 超声波检测。对部分不能进行超声波检测的焊缝，也应进行 100% 的射线探伤检测。特别强调站外排污、放空管道应进行不低于 5% 的射线检测。为避免高含 H₂S 环境中 SSC 和 SCC 的突发性，对与之敏感的缺陷提出明确的控制要求。

10.2.2~10.2.4 考虑到多次热循环对产品返修部位的性能影响，明确焊缝返修只能采用机械方法清除缺陷，且同一部位焊缝的修补只允许进行一次。

10.2.6 焊后热处理和硬度检查仍是控制硫化物应力开裂的重要手段，因此，本条对热处理后，焊缝的硬度值和硬度检查部做了详细规定。

11 站场总图

11.1 气田内部集输工程的站场大部分均在原有井场扩建，一般没有必要重新选址。H₂S 和 SO₂ 都比空气的密度大，易于在地势较低的位置集聚。因此，新选址建设的站场应选址于地势较高处，避免因 H₂S 和 SO₂ 在站场内集聚，给站场工作人员带来伤害，甚至形成安全隐患。

11.2 仪表值班室、值班休息室、救护用房合建为综合值班室，可以有效地节约用地。综合值班室在站场外地势较高处，位于站场的全年最小频率风向的下风侧选址建设可以避免因 H₂S 和 SO₂ 在站场内集聚或 H₂S 和 SO₂ 随风飘散到综合值班室处，给站场工作人员带来伤害，甚至形成安全隐患。

11.3 站场围墙采用空花围墙，可以避免 H₂S 和 SO₂ 在站场内集聚。

我国位于低中纬度的欧亚大陆东岸，特别是行星系的西风带被西部高原和山地阻隔，因而季风环流十分典型，成为我国东南大半壁的主要风系。因此，气田所处地的风向是随季节而变化的。风向标设在显著可视位置，所有人都能看到任何时候的风向。当站场发生紧急情况时，人员的疏散应向当时风向的反方向撤离，避免 H₂S 的飘散而造成人身伤害。

11.5 在站场主要出入口相对的三侧围墙，设置安全出入口，可以避免出入口重复设置，充分发挥安全出入口的逃生作用。安全出入口选择在站外地势较高处，此处没有集聚的 H₂S，紧急情况下，逃生人员向高处撤离更为安全。安全出入口处于站场全年最小频率风向的下风侧，吹向安全出入口的 H₂S 数量最少，更为安全。

12 自控与通信

12.1 一般规定

12.1.2 为确保高含 H₂S 气田操作人员和公众的生命安全，宜设置监视控制与数据采集系统（SCADA 系统）对气田站场工艺变量和设备运行状态进行监控，使气田生产全过程处于受控状态。管线泄漏检测系统为独立运行的系统。用户应根据自己的需要，购买或自行研究开发（或委托他方开发）管线泄漏检测系统。

12.1.3 自控设备的选型要全面考虑，在同一个区域或气田内，应选用同一类型的自控设备，保持设计项目整体一致性，以方便操作人员对自控设备的维护及维修，也可减少标准仪器和控制系统备品备件的种类和数量。

12.1.4 对于高含 H₂S 气田，操作人员若过多进入危险现场进行手动操作，增加了与有毒气体接触机会，对于员工的身体健康和生命安全是不利的。在过程控制系统设计时，应尽量考虑自动控制，减少人员现场操作。

12.1.6 对于高含 H₂S 气田，可燃气体、有毒气体检测的主要对象属于二级释放源的设备或场所。

二级释放源的定义为，预计在正常情况下不会释放易燃物质和有毒物质，即使释放也仅是偶尔短

时释放源。类似下列情况的，可划为二级释放源：

- (1) 在正常运行时不可能出现释放易燃物质的泵、压缩机和阀门的密封外。
- (2) 在正常运行时不能释放易燃物质的法兰等连接件。
- (3) 在正常运行时不能向空间释放易燃物质的安全阀、排气孔和其他开口处。
- (4) 在正常运行时不能向空间释放易燃物质的取样点。

高含 H₂S 气田天然气既是可燃气体又是有毒气体，在可燃气体和有毒气体同时存在的场所，应以 H₂S 气体检测报警仪为主进行设置。如果该站场所位置通风条件不好或可燃气体不易扩散，应考虑同时设置可燃气体、有毒气体检测报警仪。

当可燃气体泄漏浓度达到 25%LEL 时，其中 H₂S 有毒气体浓度有可能达到有害程度，应考虑同时设置可燃气体、有毒气体检测报警仪。

在露天场合，当天然气泄漏时，很容易扩散，检测到可燃气体的浓度降低，其中 H₂S 有毒气体则沉降，应以 H₂S 气体检测报警仪设置为主。

12.3 RTU 线路截断室

一般情况下，线路截断阀采用检测压降速降自动截断阀门，以此隔离爆裂或泄漏管段。对于高含 H₂S 气田，在线路切断阀室设置远程终端装置（RTU），可将该阀室压力、截断阀的阀位信号上传至监控站。在紧急情况下，可根据事故情况，对被控的远程终端装置下达指令，关闭线路截断阀，减少损失。

12.4 安全仪表系统

对于高含 H₂S 气田，设备故障或管线破裂引起高酸性天然气大量泄漏时，将对操作人员和周边居民的人身安全造成极大的威胁。为防止此类事故发生，宜设置独立的安全仪表系统，对集气站（含脱水装置）等的生产过程实现全面监视和安全连锁保护。

在标准中推荐采用独立的安全仪表系统，是因为当过程控制系统故障时，可使生产装置处于相对安全状态。安全仪表系统应独立于过程控制系统，可以降低控制功能和安全功能同时失效的概率。

考虑到单井站监控点数量较少，为减少单井站控制系统的种类，过程控制系统和安全仪表系统可用一套控制器，完成过程及控制安全连锁。但该控制器应具有相应安全等级。

SH/T 3018 中过程安全等级等级的确定为：

1 级：装置可能很少发生事故。如发生事故，对装置和产品有微弱的影响，不会立即造成环境污染和人员伤亡，经济损失不大。

2 级：装置可能偶尔发生事故。如发生事故，对装置和产品有较大的影响，并有可能造成环境污染和人员伤亡，经济损失较大。

3 级：装置可能经常发生事故。如发生事故，对装置和产品将造成严重的影响，并造成严重的环境污染和人员伤亡，经济损失严重。

12.5 系统排污与置换

主要是针对与高含 H₂S 介质接触的流量计量和液位检测系统、排出的含 H₂S 污水。含 H₂S 污水应密闭排放到工艺排污系统。

12.6 通信

12.6.1 本条编制的目的是保证值班人员在站场内巡检时，其他值班人员能随时观察现场出现的异常情况，并及时处理，从而确保站场值班人员的人身安全。

12.6.2 广播扩音系统是为及时通知站场内及附近的人员迅速从事事故现场疏散而设置。

13 污水处理

13.1 站场污水处理

13.1.1 高含 H₂S 气田地面集输系统站场根据其工艺过程，将产生气田水、脱水过程产生的有机污

水和检修污水以及生活粪便污水，由于气田水中的 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- 的含量很高，且毒性大，又难于处理。本条根据这一特点提出要求，对上述三类污水进行分类收集、储存、处理，并根据处理难易程度和投资效益确定其处理工艺流程。

13.1.2 本条明确要求站场内脱水装置排出的有机污水和检修污水必须进行处理。但由于水量较小且分散，当站内设有气田水回注系统时，宜优先考虑将这部分污水一并回注地层；当污水外排时，其水质应符合 GB 8978《污水综合排放标准》的规定。

13.2 气田采出水处理

13.2.1 鉴于目前已开发的气田水处理技术主要是针对 H_2S 含量较低的气田水，对于高含 H_2S 的气田水的处理技术，由于影响因素较多，尚缺乏经验，类似川东北罗家寨气田水中 H_2S 、 CO_2 的含量分别在 $26g/L\sim 32g/L$ 和 $7g/L\sim 14g/L$ ，即便是常压闪蒸后水中 H_2S 的含量仍在 $2.6g/L$ 以上，其含量仍远远大于正常操作环境下空气中 H_2S 含量的职业接触限值，所以本条提出对高含 H_2S 气田开发时，应取得气田采出水中 H_2S 、 CO_2 和 Cl^- 等有毒、有害物质的含量，以及各站场和气田的总产水量，以便有针对性地进行研究和工程设计，保证气田投产后的安全生产和区域性的环境保护。

13.2.2 本条的规定主要鉴于气田水中除了含有 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- 和多种金属离子外，还含生产过程中的并流产物以及甲醇类防冻剂和缓蚀剂等，为防止和减缓污水对回注设施及回注井壁的腐蚀，特别是回注层位水文地质作用产生化学反应生成难溶于水的盐类而堵塞水流通道，本条规定了回注水质应符合回注地层的要求。由于影响因素较多，若确定回注水质有困难时，应通过实验和试注最终确定气田长期回注的水质标准。

13.3 气田采出水的输送和回注

13.3.1~13.3.3 主要是从安全运行操作、保护环境以及管材、机泵阀门的耐蚀性和降低投资等方面的要求而提出的。

14 安全、健康、环保措施

明确了应把职业安全卫生列入初步设计的内容中，强调了要遵循 SY/T 6137 和 SY/T 6277 的要求。

参 考 文 献

- [1] 唐泽尧编. 天然气开采工程丛书(四) 天然气矿场集输. 北京: 石油工业出版社, 1997
 - [2] ANSI B16.104 控制阀泄漏
 - [3] API Spec 6D 管道阀门
 - [4] API Std 598 阀门的检查与安装规范
 - [5] ASME B31.8—1999 输气和配气管道系统
 - [6] CAN/CSA—Z662—99 油气管线系统
 - [7] MSS SP 61 钢质阀门的压力试验
-