

附件三：

《天然气净化厂大气污染物排放标准》编制说明

(二次征求意见稿)

《天然气净化厂大气污染物排放标准》编制组

二〇一〇年九月

项目统一编号：128

标准主编单位：中国环境科学研究院

主要人员：张国宁、周扬胜

标准草案及研究报告编制单位：中国石油西南油气田分公司、四川
石油勘察设计研究院

主要人员：师春元 何 焱 冼祥发 向启贵 陈运强 王荫丹
蒲秀文 吴 戎

监测方法验证单位：四川省环境监测中心站

主要人员：陈达平 龚必辅 杨 坪

标准所技术管理人：张国宁

标准处项目负责人：赵国华

目 录

1. 项目背景.....	1
1.1 任务来源.....	1
1.2 工作过程.....	1
2. 行业概况.....	2
2.1 我国天然气生产与天然气净化厂分布情况.....	2
2.2 天然气净化厂的大气污染物排放.....	4
3. 标准制订必要性.....	2
4. 行业污染排放与控制技术分析.....	5
4.1 通用硫磺回收工艺技术.....	5
4.2 我国天然气净化厂工艺技术水平.....	7
4.3 我国天然气净化厂 SO ₂ 排放基本情况.....	8
5. 标准制订思路与主要内容.....	8
5.1 标准制订思路.....	9
5.2 标准主要内容.....	9
5.3 SO ₂ 排放浓度限值的确定与达标技术路线.....	9
6. 国外相关标准研究.....	10
7. 标准实施的环境效益与经济技术分析.....	10
7.1 实施成本分析.....	10
7.2 环境效益分析.....	11

《天然气净化厂大气污染物排放标准》编制说明

1 项目背景

1.1 任务来源

天然气净化厂是一种特殊污染源，环函[1999]48号要求“制订相应的行业污染物排放标准”。原国家环保总局于2002年下达了“天然气净化厂大气污染物排放标准”制订计划（项目统一编号128），由中国环境科学研究院、中石油西南油气田分公司、四川石油勘察设计研究院、四川省环境监测中心站等单位协作编制，并成立了标准编制组。

1.2 工作过程

1.2.1 开展研究，形成标准草案

中石油西南油气田分公司和四川石油勘察设计研究院开展了大量基础研究工作，包括天然气净化厂SO₂排放状况调查、硫磺回收及尾气处理工艺技术调研、工艺方案比较与技术经济分析、国外排放标准研究等，四川省环境监测中心站对监测方法进行了验证，在此基础上形成了标准草案。标准考虑天然气净化厂的特殊性，借鉴国外标准经验，按硫磺回收装置的规模，确定了硫回收率指标，同时也规定了SO₂排放速率要求。

1.2.2 第一次征求意见

2004年12月原国家环保总局发函（环办函[2004]772号）向全国征求意见。编制组对意见进行了汇总，并予以妥善处理，形成了标准送审稿。

1.2.3 技术审查

2005年4月，国家环保总局科技标准司在成都组织召开《天然气净化厂大气污染物排放标准（送审稿）》专家审议会。国家环保总局、中国环保产业协会、中国环境监测总站、四川省环保局、重庆市环保局、中国石油化工集团公司、中国石油天然气集团公司、标准制订单位的29名代表参加了会议。会议认为，标准根据硫磺回收装置（含尾气处理）的规模，基于合理可行的控制技术，确定硫回收率最低限值，系国际通用，也符合我国天然气净化厂生产工艺和污染控制特点，该标准可行。同时也提出了修改完善意见。

1.2.4 行政审查

标准根据审查意见进行了修改，形成报批稿，进入行政审查程序。由于“硫回收率”指标与长期使用的“排放浓度”指标反差很大，且存在小规模装置排放浓度高、监测执行复杂等问题，以及国家标准制订要求的变化（环保总局公告2007年第17号《加强国家污染物排放标准制修订工作的指导意见》），根据各方意见，需要重新调整标准制订思路。

1.2.5 二次征求意见

标准编制组按照最新环保要求以及标准管理要求，再次起草了标准二次征求意见稿，

对标准进行二次征求意见。

2 标准制订必要性

1996年4月12日我国发布了GB16297-1996《大气污染物综合排放标准》，并于1997年1月1日起实施。该标准的颁布实施为促进我国大气污染控制和防治起到了积极的、重要的作用。GB16297-1996中对硫、二氧化硫、硫酸和其它含硫化合物生产，规定的SO₂排放浓度限值为：新源960 mg/m³；现源1200 mg/m³，同时还按不同排气筒高度限定了最高允许排放速率。由于没有针对天然气净化行业的专项标准，按照国家规定，天然气净化厂应执行《大气污染物综合排放标准》。

天然气净化厂的硫磺回收尾气具有排气量小、污染物（SO₂）浓度高、治理难度大、费用高昂等特点，为达到GB16297-1996的规定，其硫回收率应达到99.6%-99.9%以上（见表4），这要求必须采用Claus-SCOT或其他更高收率的硫磺回收工艺，经济代价很大。天然气作为一种优质、洁净、高效的能源，对环境保护有着特殊的意义，欧洲和北美等许多国家都把天然气净化厂作为特殊污染源看待。有鉴于此，原国家环保总局在深入调研的基础上，于1999年2月以“环函[1999]48号”文，决定将天然气净化厂SO₂排放作为特殊污染源制定相应的行业污染物排放标准。在行业污染物排放标准未出台前，暂执行GB16297-1996的最高允许排放速率指标，同时尽可能考虑二氧化硫的综合回收利用。

可见，目前天然气净化厂仅执行GB16297-1996的排放速率指标，未执行排放浓度指标。随着国家环保要求的日益严格，需要制订行业大气污染物排放标准，对环保监控指标和企业排污行为进行规范。

表4 满足GB16297-1996标准的硫磺回收装置收率（%）*1

酸气 H ₂ S 浓度， % 烟气温度， °C	20	30	50	80	备注
600	99.62 99.70	99.73 99.79	99.82 99.86	99.86 99.90	热力灼烧后直接排放
300 * ²	99.10 99.20	99.36 99.43	99.56 99.62	99.67 99.72	掺空气降温排放
250 * ²	98.90 98.98	99.20 99.28	99.45 99.52	99.53 99.64	掺空气排放

注：*¹ 表中分子、分母分别表示排放废气中SO₂浓度为1200 mg/m³和960 mg/m³时需达到的硫回收率。

*² 多用于小型硫磺回收装置，采用无耐热衬里的碳钢排气筒。

3 行业概况

3.1 我国天然气生产与天然气净化厂分布情况

天然气是一种重要的清洁能源和化工原料，对国家改善能源结构、保护环境有着特殊

的意义，目前我国正在加速发展天然气工业，以满足国家可持续发展对清洁能源需求的日益增长。

我国的天然气资源，陆上主要集中在四川盆地、陕甘宁地区、塔里木盆地和青海，海上则集中在南海和东海。此外，在渤海、华北等地区还有部分资源可利用。四川、新疆、内蒙是我国天然气田分布最集中的省份。

2009年我国天然气产量为829.9亿立方米，列世界第八位。中国石油天然气集团公司是我国最大的天然气生产企业集团，集中了我国80%以上的天然气产量，2009年生产天然气683.2亿立方米。其次是中国石化集团，2009年生产天然气84.7亿立方米，占全国天然气总产量的10%。其余不足10%的天然气产量由中海油及其他天然气生产企业所生产。

我国目前有天然气生产企业60多家，其中年产量150亿立方米以上的三家，分别是：中石油长庆油田（189.5亿 m^3 ）、中石油塔里木油田（180.9亿 m^3 ）、中石油西南油气田（150.3亿 m^3 ）；年产量30~50亿立方米的三家，分别是：中石油青海油田（46亿 m^3 ）、中石油新疆油田（36.2亿 m^3 ）、中石油大庆油田（30亿 m^3 ）；年产量10~30亿立方米的五家，分别是：中石化西南油气田（29亿 m^3 ）、中石化华北油田（19.3亿 m^3 ）、中石油吐哈油田（15亿 m^3 ）、中石化塔河油田（13.5亿 m^3 ）、中石油吉林油田（12亿 m^3 ）¹。

2009年全国天然气产量汇总见表1。

表1 我国主要天然气田及产量（2009年） 单位：亿立方米

中石油						中石化	中海油及其它	合计
683.2, 其中						84.7	62.0	829.9
长庆	塔里木	四川	青海	新疆	其它			
189.5	180.9	150.3	46.0	36.2	80.3			
82.3%						10.2%	7.5%	100%

从表1可见，我国天然气产量的70%以上集中在四川盆地、陕甘宁地区和新疆-青海（塔里木盆地、柴达木盆地）。因地质条件不同，这三大区的气质也存在较大差异。四川盆地集中了我国大部分的含S天然气，最高硫含量达200g/ m^3 ，2008年生产的148.3亿 m^3 天然气中，有92.7亿 m^3 需要脱硫，占63%，其主要天然气净化厂见表2。

表2 西南油气田天然气净化厂

单位		设计规模 ($10^4 m^3 / d$)	天然气中H ₂ S含量 (%)
重 庆 净	引进分厂（重庆）	400	0.28
		80	4.88
		200	0.28
	垫江分厂（重庆）	400	0.28

¹ 中国能源报，盘点2009中国陆上主要产气区，2010.3.8

化 总 厂	渠县分厂（四川）	2×200	0.56
	长寿分厂（重庆）	400	0.28
	忠县分厂（重庆）	2×300	0.63
川中油气矿天然气净化厂		50+80	1.74
川西北气矿天然气净化厂		120	6.82
蜀南气矿	隆昌净化厂	40	0.20
	荣县净化厂	2×25	1.25
川东北气矿罗家寨净化厂		2×300	11.50

长庆油田的主体在陕甘宁盆地（鄂尔多斯盆地），由靖边、榆林、苏里格三个气区组成。从天然气含 S 看，H₂S 含量通常较低，如靖边气区，体积百分比在 0.1% 以下，一般为 0.02—0.05%，目前已建成天然气净化厂 3 座，见表 3。另外，还有很大一部分天然气不需要脱硫，如榆林气区、苏里格气区。

表 3 长庆油田天然气净化厂

单 位		设计规模 (10 ⁴ m ³ / d)	天然气中 H ₂ S 含量 (%)
长 庆 净 化 厂	一厂（陕西）	5×200	0.034
		400	0.047
	二厂（内蒙）	2×400	0.065
	三厂（陕西）	300	0.028

新疆、青海的天然气资源储量十分丰富，主要集中在塔里木、柴达木、准噶尔和吐哈四个盆地，但天然气基本不含硫。我国其它天然气田的含硫一般也较低，即使建有脱硫净化装置，规模也很小。可以说，西南油气田和长庆油田集中了全国主要的天然气净化厂，其工艺装备水平和污染物（主要是 SO₂）排放控制水平代表了整个行业的水平。

3.2 天然气净化厂的大气污染物排放

在天然气开发过程中，需对天然气进行净化处理以达到商品天然气气质标准。这一过程通常包括原料天然气的过滤分离、脱硫、脱碳、脱水以及配套的酸气处理等。脱硫（sweetening）过程是指脱除天然气中的硫化氢及有机硫，脱除的气体即称为酸气，主要含有硫化氢，还含有二氧化碳及少量的烃类、水蒸汽等。根据原料天然气中硫化氢和二氧化碳含量的不同，被脱除下来的酸气中硫化氢浓度有较大差异，通常在 20%—80% 范围。由于硫化氢是一种神经毒性气体，亦为窒息性和刺激性气体，对人类的生存与环境危害甚大，因此酸气必须经处理后才能排放。

硫化氢毒害作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒害作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。人吸入 70—150 mg/m³ 1—2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2—5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300 mg/m³ 6—8 分钟

出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760 mg/m^3 15—60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000 mg/m^3 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。车间空气卫生标准：中国 MAC 10 mg/m^3 ；美国 ACGIH TLV-TWA 14 mg/m^3 （10 ppm），STEL 21 mg/m^3 （15 ppm）。居住区大气中有害物质的最高允许浓度（TJ36—79）规定一次采样值（20min）为 0.01 mg/m^3 。

对酸气进行处理已经成为天然气净化行业必须具备的标准工艺，由硫磺回收（含尾气处理）和尾气灼烧两部分构成。硫磺回收通常采用克劳斯（Claus）法，它将酸气中的硫化物转化为硫磺，是国内外天然气净化行业普遍采用的、技术经济上可行的酸气处理方法。由于酸气中除了硫化氢外，还含有二氧化碳及少量的有机硫、烃类等物质，实际反应过程相当复杂，存在一系列副反应，且反应过程是受热力学平衡限制，因此克劳斯硫磺回收装置通常的硫回收率为 92—95%，即使采用三级、四级催化转化器和高活性的催化剂，装置总硫回收率最高也只能达到 97% 左右，而实际上国内还有一些装置的硫回收率远远低于该水平。尾气经进一步处理后，总硫回收率最高可达 99.8% 以上，这就意味着仍会有少量硫化物经灼烧转化为 SO_2 后排入大气。如何提高硫回收率，减少 H_2S 和 SO_2 排放所造成的大气污染一直是该技术发展的重点。从近几十年的国外技术发展情况来看，主要集中在硫磺回收装置本身的技术进步和开发实用的尾气强化处理工艺两个方面。

硫磺回收后的尾气，含有 H_2S 、 SO_2 、 COS 、 CS_2 、固态 S 等有毒成分，必须经灼烧后通过高烟囱排放。排放的大气污染物主要为 SO_2 ，其它污染物如 H_2S 、 CS_2 含量极微。通常天然气净化厂两套或多套硫磺回收装置并联共用一根尾气灼烧排放筒。

天然气净化厂工艺流程示意图如图 1 所示。

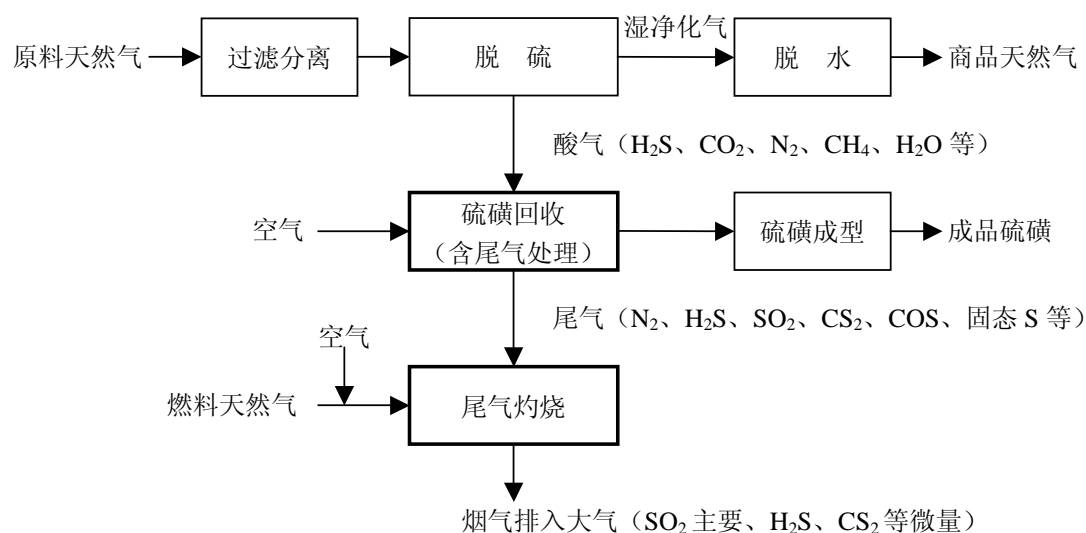


图 1 天然气净化厂工艺流程示意图

4 行业污染排放与控制技术分析

4.1 通用硫磺回收工艺技术

目前国内外天然气净化厂通常采用 Claus 法回收硫，若对尾气进行强化处理，进一步提高硫回收率，则有亚露点法、直接氧化法、还原吸收法、氧化吸收法、液相氧化还原法等不同工艺技术可供选择。

常规 Claus 法硫磺回收分为直流法和分流法两种工艺，当酸气中 H_2S 浓度大于 50% 时，一般多采用直流法，反之则采用分流法，该方法已是十分成熟的工艺技术。装置随酸气中 H_2S 浓度、自控水平和使用催化剂的不同，硫回收率可达 85%—97%。我国已掌握该工艺技术，在装置设计、制造、操作等方面积累了丰富的经验，现有约 70 套这样的生产装置。

亚露点法尾气处理可与 Claus 装置有机组合，流程较简单，操作方便，工艺方法成熟。目前常用的亚露点法有 Clauspol、Clinsulf—SDP、Sulfreen、MCRC、CBA 等。通常该类组合装置硫回收率可达 98%—99%，经改进后硫回收率还可提高。我国已引进几套此类装置，经消化吸收后已经基本掌握，但有些设备还需进口。

直接氧化法中的 Superclaus 工艺是近年来应用最广泛的一种工艺，总的硫回收率可达 98%—99%。我国已引进了该类装置，并进行催化剂研究。其它类型的气相直接氧化法工艺，也涉及要解决其使用的催化剂问题。

还原吸收法尾气处理工艺方法成熟，总的硫回收率可达 99.8% 以上。但由于其工艺流程较复杂，投资与操作费用高，一般用于较大规模的 Claus 装置的尾气处理。目前比较常用的还原吸收法尾气处理工艺有 SCOT、HCR、BSRP、RAR 等都是目前国外公司的专有技术，除 SCOT 国内能自行设计外，其他方法都需要从国外引进。

氧化吸收类尾气处理工艺方法较多，硫回收率可达到 99.8% 以上。但由于该方法工艺流程复杂，设备腐蚀严重，二氧化硫化工利用工作环境恶劣，劳动强度大，目前一般都不用于处理 Claus 装置尾气。

液相氧化还原法通常用于气体脱硫，目前仅有 Lo-Cat II 工艺直接用于处理酸性气体，硫回收率高。该类工艺技术方法多，常用的有 Lo-Cat、Stretford、Sulferox、PDS 等，在国内也有较多应用，并致力于新技术的开发。

表 5 是不同类型硫磺回收及尾气处理工艺列表。

表 5 硫磺回收及尾气处理工艺

类别	工艺方法	基本原理	方法特点	总硫收率
硫磺回收类	常规 Claus: 直流法、分流法 富氧 Claus	H_2S 与 SO_2 反应生成 S_x 与 H_2O 。	硫磺回收主要工艺方法，技术成熟，应用广泛、适用于不同规模的装置。	85%~ 97%
亚露点类	Sulfreen CBA MCRC Clauspol 1500 Clauspol 99.9 Clinsulf SDP	在低于硫露点的温度进行 Claus 反应，有利于提高 H_2S 转化率。	与 Claus 装置有机组合，流程较简单，操作方便，工艺方法成熟，适合于大中型硫磺回收装置应用，投资与操作费用相对较低。	98%~ 99.2%

类别	工艺方法	基本原理	方法特点	总硫收率
直接氧化法	Selectox BSR / Selectox BSR / Hi-Activity Superclaus Clinsulf DO Modop	在催化剂作用下, 直接将 H ₂ S 氧化为 S _x 。	工艺技术先进, 流程较简单, 投资与操作费用相对较低, 适用于中、小型硫磺回收装置。	98%~ 99.2%
还原吸收类	SCOT SuperSCOT Ls SCOT Casc.SCOT HCR BSR / MDEA BSRP RAR	Claus 尾气中的 SO ₂ 、S _x 、COS、CS ₂ 加氢原或水解为 H ₂ S, 再用醇胺溶液吸收, 解析出的 H ₂ S 返回 Claus 装置或化工利用。	工艺方法成熟、总硫收率高, 适用于装置规模大, 收率要求高的情况。工艺流程复杂, 投资与操作费用高。	≥99.8%
氧化吸收或反应类	Wellman-Lord Clintox USBM Citrate Lurgi-Sulfacid SNPA / TOPSOE Cansolv	将 Claus 尾气中的硫化物氧化为 SO ₂ , 然后吸收 SO ₂ 返回 Claus 装置或化工利用。	硫磺回收工艺应用较少, 设备腐蚀严重, SO ₂ 化工利用工艺流程复杂。通常用于烟气脱硫。	≥99.8%
液相氧化还原法	Lo-Cat Sulferox Stretford PDS	以 H ₂ S 在液相中直接氧化为 S _x 为基础, 各方法原理略有不同。	可用于低硫天然气脱硫或直接处理来自脱硫装置的酸气。硫收率高, 使用条件有局限性, 操作费用高, 硫质量差, 有液体污染问题。	>99.9%

4.2 我国天然气净化厂工艺技术水平

我国天然气净化厂始建于 60 年代中期。随着天然气勘探开发的不断发展, 经过几十年的努力, 天然气净化工业也相应地得到较大的发展, 技术水平逐步提高。目前, 较大型的天然气净化厂主要分布在四川、重庆、陕西等地, 基本情况见表 6。

表 6 我国主要天然气净化厂技术指标

单位		设计能力 (t/d)	酸气 H ₂ S 含量(%)	装置套 数	硫回收 率(%)	回收及尾气处理 技术
净化 总厂	引进分厂	260	85	1	99.8	2-Claus+SCOT
	垫江分厂	16	29	1	99.2	Clinsulf-SDP
	渠县分厂	32	55	1	99.2	SuperClaus
	长寿分厂	16	30	1	95.0	3-Claus
	忠县分厂	25 / 25	51	2	99.2	SuperClaus

川中油气矿天然气净化厂		11 / 18	54	2	95.0	3-Claus
川西北气矿天然气净化厂		46 / 52	85	2	99.0	MCRC
蜀南 气矿	隆昌净化厂	1.13	22	1	99.99	Lo-CatII
	荣县净化厂	8	25	1	86.0	2-Claus
川东北气矿罗家寨净化厂		465 / 465	57	2	99.8	2-Claus+SCOT
长庆一厂		4.18	1.56	1	99.0	Clinsulf-DO

由表 6 可见，重庆天然气净化总厂引进分厂采用了 SCOT 法尾气处理工艺，硫回收率为 99.8%，川西北净化厂采用 MCRC 工艺，硫回收率为 99%。垫江、渠县分厂自 2000 年起实施技术改造，原采用 2-Claus 常规工艺，硫回收率只有 85%—88%，改造后采用 Claus 延伸类工艺（Clinsulf-SDP、SuperClaus），硫回收率达到 99.2%，大大减少了 SO₂ 排放，SO₂ 削减量达 93%。长寿和川中采用三级 Claus 工艺，硫回收率 95%。长庆一厂采用 Clinsulf-DO 硫磺回收工艺，平均硫回收率 94.85%，最高达到 99.37%²。

对于其它一些脱硫装置，规模较小，一般为 10—20t/d，采用 2 级 Claus 工艺，不设尾气强化处理，设计硫回收率一般为 85%—93%。

4.3 我国天然气净化厂 SO₂ 排放基本情况

目前天然气净化厂的 SO₂ 排放控制主要是通过生产工艺措施，提高硫磺回收率来实现的，这也是国外天然气净化行业的普遍做法，尚未应用烟气脱硫措施。

SO₂ 排放浓度直接取决于硫回收率的高低（亦与酸气中 H₂S 浓度有关），由于各厂采用的硫磺回收工艺不同，SO₂ 排放浓度呈现很大的差异性，从几百 mg/m³ 到几万 mg/m³ 都有发生。根据理论计算的不同硫回收率下的 SO₂ 排放浓度见表 7。

表 7 不同硫回收率下的 SO₂ 排放浓度

硫磺回收装置规模 C, t/d		C ≤ 20	20 < C ≤ 200	C > 200
硫磺回收率, %		94	99	99.8
SO ₂ 排放浓度* ¹ (ppm, 干态)	酸气中 H ₂ S 浓度 90% (V)	19640	3361	≤ 300
	酸气中 H ₂ S 浓度 50% (V)	12952	2179	≤ 300
SO ₂ 排放量 Q, kg/h		Q ≤ 100	16.7 < Q ≤ 166.7	Q > 33.3

*¹ 尾气焚烧温度 600℃ 且不掺冷空气

硫磺回收尾气经灼烧后的 SO₂ 排放浓度虽高，但气量规模都不大（只有几千至几万 m³/h），因此 SO₂ 排放量很少，经估算全国天然气净化厂 SO₂ 排放量为 2 万 t，占我国 SO₂ 排放总量的 1%。

5 标准制订思路与主要内容

² 长庆气田 Clinsulf-DO 硫磺回收装置应用效果，天然气工业，2006 年 2 月

5.1 标准制订思路

依据《加强国家污染物排放标准制修订工作的指导意见》，本标准制订思路如下：

1、根据最佳污染控制技术（包括清洁生产技术、末端治理技术），制订可行的大气污染物排放限值；

2、大气污染物排放控制以浓度指标为主，为防止稀释规定了灼烧炉烟气含氧量；

3、区分新老污染源，分别制订现有企业、新建企业排放限值，新源限值适当从严；

4、现有企业经过一段时间的过渡期后，达到新源标准，以促进生产工艺和污染治理技术的进步、产业优化升级。

5.2 标准主要内容

本标准包括：适用范围、规范性引用文件、术语和定义、大气污染物排放控制要求、监测要求、实施与监督共 6 章。

大气污染物排放限值是本标准的重点。对于硫磺回收尾气灼烧炉、酸气灼烧炉，区分新老污染源，规定 SO₂ 排放浓度。实测排气筒 SO₂ 排放浓度应统一到 3%O₂ 含量状态下的基准浓度。

天然气净化厂排放 H₂S、C₂S 等恶臭污染物，应执行 GB14554《恶臭污染物排放标准》的规定。

5.3 SO₂ 排放浓度限值的确定与达标技术路线

鉴于高浓度 SO₂ 排放对环境的危害，以及国家 SO₂ 总量控制要求，全国各行业均加严了对 SO₂ 排放的控制，现有源排放浓度宜控制 1000 mg/m³ 以下，这相当于《大气污染物综合排放标准》（GB16287-1996）的控制水平。从目前硫磺回收装置运行情况看，只有采用 Claus-SCOT 及其他更高收率的硫磺回收工艺，才能达到标准要求。由于常规 Claus 工艺及其延伸类工艺（亚露点法、直接氧化法）不能达到如此高的硫磺回收效率，排放不能达标，应安装烟气脱硫设施。

硫磺回收工艺的选择主要取决于环保要求的高低，以及生产规模、投资、运行费用和技术可行性等因素。一般选择原则是，当采用常规 Claus 工艺，经过努力仍不能达到排放标准时，应考虑采用较高级别的 Claus 延伸类工艺，如仍不能满足要求时，则采用较为复杂的 Claus-SCOT 型尾气治理工艺。从发展历史看，在 20 世纪 70 年代以前，还只是从经济角度考虑硫磺回收，采用的是常规 Claus 工艺，其后随着各国环保要求的日益严格，更高效率的硫磺回收工艺被开发应用。应该指出的是，在常规 Claus 基础上再强化尾气处理，提高硫回收率，在经济上难以获得收益，但却具有显著的环境和社会效益。

我国于 20 世纪 70 年代开始发展 Claus 尾气处理技术，近 30 多年来，先后引进了 SCOT、Superclaus、MCRC、Clinsulf-SDP、Clinsulf-DO 等尾气处理装置。通过对引进技术的不断消化和吸收，目前已基本掌握了国外这些先进技术，积累了较丰富的应用经验，使我国提

高硫磺回收装置的硫回收率，有效控制大气污染物 SO₂、H₂S 的排放，在技术上已具备了一定基础。

我国对新源的 SO₂ 排放浓度要求 500mg/m³，相当于国际最严格的日本的控制水平（硫回收率 99.9%），目前国内尚无天然气净化厂可以做到。由于国内外天然气净化厂尚无烟气脱硫的工业应用案例，应给予充分的技术准备时间，为此标准规定，现有源经过 5 年的过渡期后达到新源的要求。

6 国外相关标准研究

各国对硫磺回收装置的 SO₂ 排放标准主要是控制硫回收率，见表 8。从中可以看出：（1）一些国家如美国、加拿大、意大利、德国，根据装置规模不同而有不同的硫收率要求，规模愈大要求愈严；（2）各国从自身国情出发，其标准差别很大。例如加拿大因地广人稀，其标准相对宽松，日本由于是人口密集的岛国，故其标准最严；（3）随着经济社会的发展和环保意识的增强，这些国家所要求的硫收率也在不断提高。³

表 8 一些国家对硫磺回收装置硫收率的要求（%）

国家		装置规模 (t/d)							
		<0.3	0.3~2	2~5	5~10	10~20	20~50	50~2000	>2000
美国德州	新建	焚烧	96	96-99.8		98.5-99.8	99.8		
	已建	焚烧	视情况	96		97.5-98.5	98.5-99.8	99.8	
加拿大		70		90	96.5		98.5-99.0	99.8	
意大利		95				96	97.5		
德国		97				98	99.8		
法国		97.5							
英国		98.0							
荷兰		99.8							
日本		99.9							

7 标准实施的环境效益与经济技术分析

7.1 实施成本分析

如采用提高硫回收率的达标技术路线，为达到 99.8% 以上的硫回收率，需要采取 Claus-SCOT 工艺，由于 SCOT 装置的投资大约是 Claus 装置投资的 80%—100%，显然总投资将明显增加，操作费用也将随之增加，经估算只有当硫磺回收规模达到 100 t/d 以上时，才能实现与硫磺产品收益的基本平衡，可见对小规模装置是非常不经济的，尚且存在工艺技术、平面布置、运行控制等多种因素的限制，实际上是不可行的。

如采用常规 Claus+烟气脱硫的达标技术路线，由于硫磺回收的烟气规模很小（几千至

³ 王遇冬、何宗平编著，天然气处理与安全，中国石化出版社，第 186 页

几万 m^3/h), 仅相当于 20t/h 以下的中小型工业锅炉, 与 Claus 装置的投资和运行费用比, 烟气脱硫费用可忽略, 因此对小型硫磺回收装置而言, 这既节省了尾气强化处理的高额费用, 又实现了达标排放, 硫磺产品收益能够抵消设备投资与运行费用, 是经济可行的做法。

综上, 在本标准实施后, 对于设计硫回收率高, 能够达标排放的硫磺回收装置, 需要加强技术管理, 及时更换催化剂, 确保装置长期稳定达标; 对于未达标的硫磺回收装置, 在不改变生产工艺的情况下, 通过在灼烧炉尾端增设烟气脱硫设施, 能以最经济有效的方式实现达标排放。由于烟气脱硫技术成熟, 对于天然气净化厂的小气量规模, 单套装置一次投资约 30-50 万元, 年运行费不超过 20 万元 (按工业锅炉脱硫工程类比)。

7.2 环境效益分析

标准实施对于促进天然气净化企业进行技术改造, 减少大气污染物 SO_2 、 H_2S 排放量, 改善环境质量将起到重大推进作用。由于硫回收效率的提高或进一步烟气脱硫, 总的削减率将达到 99.8% 以上, 据此估算, 每天可减少 SO_2 排放 50 吨, 年削减 SO_2 在 16000 吨以上 (削减率 80%), 考虑到天然气行业的近期发展, 每年天然气净化厂的 SO_2 排放可控制在 5000 吨。

西南油气田分公司 2000 年监测的天然气净化厂 SO_2 实际排放量约 5600 吨, 其后随着新建项目采用 SCOT 等高效工艺, 以及对原有天然气净化厂的大规模技术改造 (例如重庆天然气净化总厂垫江分厂、渠县分厂), 虽然天然气产量增加了近一倍, 由 2000 年的 80 亿 m^3 增加到 2009 年的 150 亿 m^3 , 但 SO_2 年排放量却减少到 2500 吨, 平均硫回收率达到了 99% (根据对西南油气田分公司天然气净化厂的统计, 每年有 100 亿 m^3 天然气需要净化, 按平均含硫 1% 计, 如不回收硫磺全部灼烧, 年排放 SO_2 将达到 30 万吨)。每万 m^3 天然气平均排放 SO_2 由 10kg 降至 3kg 以下, 环境效益非常明显。

由于西南油气田分公司从提高硫回收率入手, 投资强度非常大 (约 10 亿元), 目前大规模装置可实现达标 (排放浓度 $1000 \text{ mg}/\text{m}^3$ 以下), 但小规模装置仍需改造, 在原有工艺基础上再增加 80-90% 的烟气脱硫效率, 使总削减率达到 99.8% 以上。