

发电工程设计项目经理（设总）培训课题

第二部分：专业设计基础知识

第二十七章：脱硫脱硝设计基础知识

华北电力设计院工程有限公司

2012 年 9 月 北京

编写：彭红文

校审：雷平和

目 录

1 概述	1
1.1 脱硫脱硝排放要求	1
1.2 脱硫的电价政策	1
2 二氧化硫和氮氧化物的来源和特征	1
2.1 二氧化硫的来源和特征	1
2.2 氮氧化物的来源和特征	2
3 燃煤二氧化硫脱除技术	4
3.1 二氧化硫排放的基本定义	4
3.2 燃煤二氧化硫控制技术分类	5
3.3 CFB 锅炉脱硫技术	5
3.4 湿法烟气脱硫技术	6
3.5 半干法烟气脱硫技术	10
3.6 干法烟气脱硫技术	11
4 燃煤氮氧化物脱除技术	16
4.1 氮氧化物排放的基本定义	16
4.2 燃煤氮氧化物控制技术	17
4.3 低氮燃烧技术	17
4.4 选择性非催化还原法 (SNCR)	19
4.5 选择性催化还原法 (SCR)	20
4.6 脱硝方案的选择	24
附件 关于火电企业脱硫设施旁路烟道挡板实施铅封的通知	25

1 概述

大气中的二氧化硫和氮氧化物主要来自于化石燃料的使用。我国是世界上最大的煤炭生产和消费国，具有富煤少油的能源结构特点，燃煤火力发电厂在我国电力结构中占有很大的比重，因此我国的燃煤火力发电厂控制污染物排放的压力很大，二氧化硫、氮氧化物的排放直接影响到火电厂的可持续发展。

1.1 脱硫脱硝排放要求

按照 2011 年 7 月颁布的《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2011 的污染物排放控制要求，自 2012 年 1 月 1 日起，新建火电锅炉及燃气轮机组执行规定的二氧化硫和氮氧化物排放限值；自 2014 年 1 月 1 日起，现有火电锅炉及燃气轮机组执行规定的二氧化硫和氮氧化物排放限值。

二氧化硫的排放限值为：新建锅炉 $100\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，现有锅炉 $200\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，广西、重庆、四川和贵州地区分别为 $200\text{mg}/\text{Nm}^3$ 和 $400\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；天然气燃气轮机组 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

氮氧化物（以 NO_2 计）的排放限值为：燃煤锅炉 $100\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，“W”火焰锅炉、现有循环流化床火电锅炉，以及 2003 年 12 月 31 日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的火力发电锅炉为 $200\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；天然气燃气轮机组 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

1.2 脱硫的电价政策

2007 年 6 月国家发展与改革委员会以及国家环保部联合下发关于《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法》，管理办法要求安装的烟气脱硫设施必须达到环保要求的脱硫效率，并确保达到二氧化硫排放标准和总量指标要求。

其中对有下列情形的燃煤机组，从上网电价中扣除脱硫电价：

- (1) 脱硫设施投运率在 90%以上时，扣减停运时间所发电量的脱硫电价款。
- (2) 投运率在 80%~90%的，扣减停运时间所发电量的脱硫电价款并处 1 倍罚款。
- (3) 投运率低于 80%的，扣减停运时间所发电量的脱硫电价款并处 5 倍罚款。

另外还对故意开旁路、未按国家环保规定排放二氧化硫的以及故意修改自动在线监控设备参数获得脱硫电价的、谎报脱硫设施运行情况等行为由省级环保部门、价格主管部门予以处罚，2010 年 10 月开始脱硫系统旁路实行铅封进一步监控电厂脱硫装置运行。

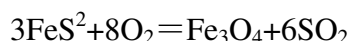
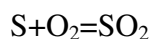
2 二氧化硫和氮氧化物的来源和特征

2.1 二氧化硫的来源和特征

煤是一种低品位的化石能源。按照硫在煤中的存在形态，可分为无机硫和有机硫两大类。有机硫是指与煤的有机结构相结合的硫，如硫醇类化合物、硫醚等；无机硫是以无机物形态存在的硫，通常以晶粒状态夹杂在煤中，如硫铁矿硫和硫酸盐硫，其中以黄铁矿硫为主，此外，还有少量单质状态存在的单质硫。

根据能否在空气中燃烧，煤中硫又可分为可燃硫和不可燃硫。有机硫（So）、硫铁矿硫（Sp）和单质硫（Sei）都能在空气中燃烧，属可燃硫。在煤燃烧过程中不可燃硫残留在煤灰中，所以又称固定硫，硫酸盐硫（Ss）就属于固定硫。煤中各种形态硫的总和成为全硫（St），即 $St=So+Sp+Sei+Ss$ 。

可燃烧硫及其化合物在高温下与氧发生反应，生成 SO_2 ，其反应可用如下方程式表示：



在空气过剩空气系数 $a=1.15$ 时，燃用含硫量为 1%~4% 的煤，标态下烟气中 SO_2 含量约为 $3134mg/m^3 \sim 10000mg/m^3$ 。燃煤烟气中 SO_3 的浓度相当低，一般只有 1%~5% 的 SO_2 氧化为 SO_3 ，但它却是决定烟气露点高低的最重要因素。

2.2 氮氧化物的来源和特征

NO_x 的自然来源有闪电、森林或草原火灾、大气中氮的氧化及土壤中微生物的硝化作用等。大气中的 NO_x 几乎有一半以上是由人为污染源所产生的，人为污染源主要来自生产生活中所使用的煤、石油、天然气等化石燃料的燃烧，也来自硝酸及使用硝酸等的生产过程，是电力、化学、国防等工业及锅炉和内燃机等设备所排放气体中的有毒物质之一。

NO_x 的人为污染源分为固定源和流动源。固定源排放的 NO_x 主要指的是燃煤过程中产生的，煤中的氮含量一般在 0.3%~3.5% 之间，煤中氮的化学结合形式不同，其在燃烧时分解特性也不同，直接决定了 NO_x 的氧化—还原反应过程和最终的 NO_x 生产量。流动源排放的 NO_x 主要指机动车尾气，随着我国城市汽车保有量的增加，流动源排放的 NO_x 已成为部分大城市空气中的主要污染物。

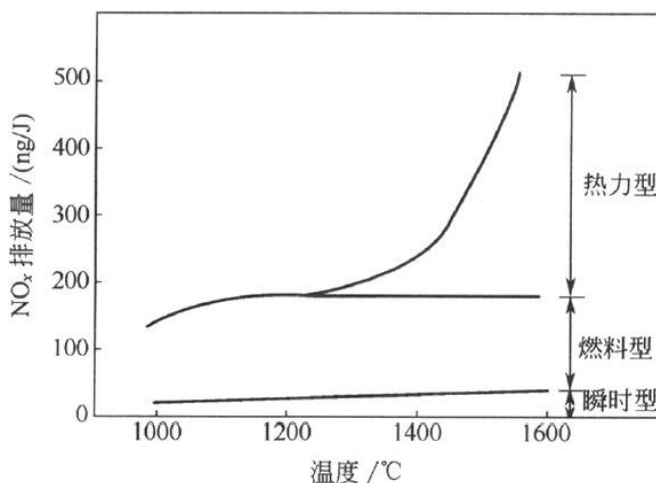
电厂燃烧过程中生成的 NO_x 可分为三类：燃料型（fuel NO_x ）、热力型（thamal NO_x ）和快速型（prompt NO_x ）。燃料型 NO_x 是燃料中含有的氮的化合物在燃烧过程中氧化而生成；热力型 NO_x 是燃烧过程中空气中的但其在高温下氧化而生成的；快速型 NO_x

是有空气中的 N_2 与燃烧中的碳氢离子团反应生成。燃烧烟气中 NO_x 主要为 NO 和 NO_2 ，其中 NO 约占 NO_x 总量的90%以上。

快速型 NO_x 在 CH_x 类原子团较多、氧气浓度相对较低的富燃料燃烧时产生，多发生在内燃机的燃烧过程中。对于燃煤锅炉，其生成量一般不超过总 NO_x 的5%。

对于热力型 NO_x ，由于燃烧过程中 N_2 的浓度基本不变，因而其影响因素主要是温度、氧气浓度和停留时间。当燃烧温度低于 $1500^{\circ}C$ 时，热力型 NO_x 生产量极少；当温度高于 $1500^{\circ}C$ 时，反应才变得明显。另外，降低燃烧区氧气浓度、缩短烟气在高温区的停留时间，也是控制 NO 生成量的主要因素。

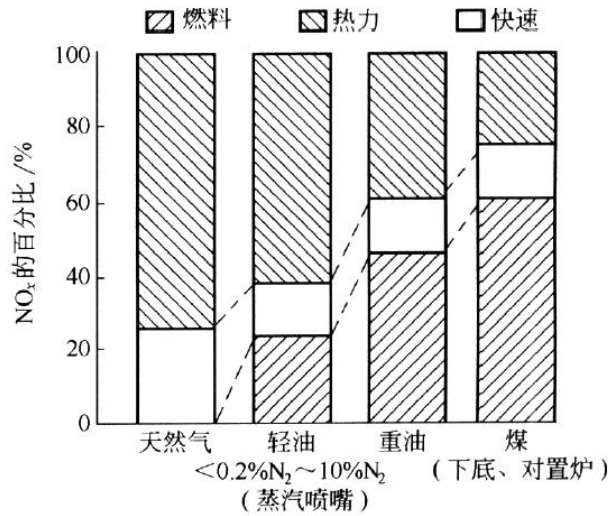
图1 NO_x 生成与燃烧温度的关系示意



燃料型 NO_x 的生成过程比热力型 NO_x 要复杂的多，燃料氮转换成 NO_x 的量主要取决于空气—燃料混合比，较少依赖于反应温度。缺氧状态下，可以减少 NO_x 的形成。因此，低过量空气系数，不仅可限制热力型 NO_x 的生成，也可降低燃料型 NO_x 的生成，但对燃烧稳定性和燃烧效率却有影响，其取值也受到一定的限制。

当燃料中氮的含量超过重量的0.1%时，燃料型 NO_x 就越来越占主要地位。煤、重油和其他高氮燃料，燃料型 NO_x 的比例较大，煤燃烧时约75%~90%的 NO_x 为燃料型 NO_x 。天然气燃烧生成的 NO_x 则以热力型 NO_x 为多。

图 2 NO_x 不同来源的对比（无降低 NO_x 措施）



3 燃煤二氧化硫脱除技术

3.1 二氧化硫排放的基本定义

3.1.1 脱硫效率

脱硫效率表示入口标准状态下烟气 SO₂ 浓度 (SO₂)₁ 与出口标准状态下烟气 SO₂ 浓度 (SO₂)₂ 之间的关系，反映了 SO₂ 脱除的程度，可用下式表示：

$$[(SO_2)_1 - (SO_2)_2] / (SO_2)_1 \times 100\%$$

- 脱硫装置设计脱硫效率

指脱硫装置设计工况的脱硫效率。

- 组合脱硫装置的总体脱硫效率

指串联脱硫装置的各级脱硫效率的叠加。若第一级、第二级脱硫装置的脱硫效率分别为 η_1 、 η_2 ，则其总体脱硫效率为：

$$\eta_1 + \eta_2 \times (1 - \eta_1)$$

也可以表示为 $1 - (1 - \eta_1) \times (1 - \eta_2)$

- 脱硫装置运行脱硫效率

指脱硫装置在各种运行工况下的平均脱硫效率。

- 环评综合脱硫效率

指环评报告、环评审查、环评批复文件所要求的脱硫效率，它考虑了机组启停及非正常工况对脱硫的影响，其与脱硫装置运行

3.1.2 SO₂ 排放浓度

指各种条件下烟气中 SO_2 的浓度。

为统一衡量标准，燃煤锅炉烟气中 SO_2 排放浓度规定均是折算到标准状态（即烟气压力为 101.353Pa，烟气温度为 0℃）下，烟气含氧量为 6%（即过剩空气系数 1.4）时；燃机烟气中 SO_2 排放浓度规定均是折算到标准状态（即烟气压力为 101.353Pa，烟气温度为 0℃）下，烟气含氧量为 15%时。

3.2 燃煤二氧化硫控制技术分类

目前，燃煤二氧化硫控制技术分为四类，即燃烧前脱硫、燃烧中脱硫、燃烧后烟气脱硫和煤转化过程中脱硫，其中烟气脱硫仍被认为是控制 SO_2 污染最行之有效的途径。

煤燃烧前脱硫即选煤过程的“煤脱硫”，是通过各种方法对煤进行净化，去除原煤中所含的硫分、灰分等杂质。选煤技术有物理法、化学法和微生物法三种。目前我国广泛采用的是物理选煤方法，主要利用清洁煤、灰分、黄铁矿的比重不同，以去除部分灰分和黄铁矿硫，但不能去除煤中的有机硫。在物理选煤技术中，应用最广泛的是跳汰选煤，其次是重介质选煤和浮选。

燃烧中脱硫是在煤燃烧过程中加入石灰石或白云石粉作脱硫剂， CaCO_3 、 MgCO_3 受热分解生成 CaO 、 MgO ，与烟气中 SO_2 反应生成硫酸盐，随灰分排出。电厂中最重要的燃烧中脱硫技术即是循环流化床燃烧脱硫技术。

燃烧后烟气脱硫技术是世界上应用最为广泛的脱硫技术。按脱硫过程是否加水和脱硫产物的干湿形态，烟气脱硫又可分为湿法、半干法和干法三类工艺。

3.3 CFB 锅炉脱硫技术

循环流化床锅炉是指利用高温除尘器使飞出的物料又返回炉膛内循环利用的流化燃烧方式。CFB 锅炉床温在 800—900℃之间，而石灰石的煅烧温度也以 800—900℃为宜，750℃以下石灰石的分解困难，1000℃以上生成的硫酸盐又将分解。因此，向 CFB 锅炉直接供给石灰石粉，石灰石粉在炉内受热分解出 CO_2 ，形成多孔的 CaO 与 SO_2 反应生成硫酸盐，即可达到脱硫的目的。

CFB 锅炉炉内脱硫具有以下主要特点：

- 1) 脱硫吸收剂一般采用石灰石，来源广泛、价格低廉。
- 2) 脱硫在 CFB 锅炉内完成，不需要单独的反应设备。系统简单，投资低，运行费用较低。

3) 石灰石在流化床内反应时间较长, 脱硫效率可达 90%;

4) 脱硫的副产物主要为 CaSO_3 、 CaSO_4 、 CaCO_3 煅烧生成的未完全反应的残余 CaO 等, 这些副产物混入锅炉的煤渣和煤灰之中, 由于其成分和稳定性与灰渣不同, 对灰渣的综合利用会带来了一些不良影响。

5) 干态反应, 不耗水。

影响脱硫效率的主要因素有: 钙硫比、燃烧温度、运行压力、床深和气体流速、脱硫剂颗粒尺寸及其微孔性质以及脱硫剂种类等。通常, 当流化速度一定时, 脱硫率随钙硫比增加而增加; 当钙硫比一定时, 脱硫率随流化速度降低而升高。

循环流化床锅炉炉内石灰石粉的细度不高于煤粉的细度, 引进型 300MWCFB 锅炉对脱硫石灰石粉的细度要求一般为 $\geq 1\text{mm}$, 根据某些电厂的运行经验, 也可适当放宽, 例如 $\geq 3\sim 4\text{mm}$ 。石灰石粉的粒度如果过大, 将影响脱硫效率或钙硫比。

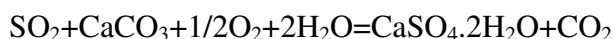
CFB 锅炉炉内脱硫效率可达 90%, 而钙硫比对 CFB 锅炉炉内脱硫效率影响较大, 理论上提高钙硫比, 脱硫效率还可进一步提高。目前 CFB 锅炉技术协议签订的炉内脱硫效率一般为 90%。但需要注意的是, 目前不是所有地区的环保部门均认可 CFB 锅炉炉内 90% 脱硫效率, 具体工程中需对环保部门认可的数据进行确认。

3.4 湿法烟气脱硫技术

湿法烟气脱硫工艺包括石灰石—石膏法、海水脱硫、氨法、镁法等。我院已采用过的湿法烟气脱硫技术有石灰石—石膏法、海水脱硫和氨法。

3.4.1 石灰石—石膏法

石灰石—石膏法是现有烟气脱硫工艺中最为成熟、运行可靠性最高、应用最为广泛的脱硫工艺。其 SO_2 吸收是其从气相传递到液相的相间传质过程, 烟气经除尘后进入吸收塔, 在塔内 SO_2 直接和磨细的石灰石悬浮液直接接触并被吸收去除。被洗涤后的烟气通过除雾器去除液滴后通过烟囱排放到大气中, 浆液池中通入空气把反应产物中的亚硫酸钙氧化成石膏, 浆液池中浆状混合物由石灰石、碳酸氢钙和石膏等组成, 部分被强制循环, 部分作为产物排出, 同时不断新鲜的石灰石浆液以维持 PH 值的稳定。其总反应式可表示为:



石灰石—石膏湿法脱硫的主要特点有:

- 脱硫吸收剂采用来源广泛、使用方便、价格低廉的石灰石;

- 石灰石—石膏法烟气脱硫系统较为复杂，投资较高。
- 脱硫效率较高，可达到 97% 以上。
- 脱硫副产品为半水石膏，易于综合利用。
- 湿态反应，脱硫耗水较大，并有少量废水产生。
- 脱硫塔、净烟道、烟囱等设备及零部件均需防腐。

石灰石—石膏湿法脱硫系统主要包括：吸收剂供应系统、石灰石浆液制备系统、烟气系统、SO₂ 吸收系统、石膏脱水系统、工艺水系统、杂用和仪用压缩空气系统及废水处理系统。

1) 吸收剂供应和石灰石浆液制备系统

石灰石品质一般要求 CaCO₃ 含量 ≥ 90%，MgO 含量 ≤ 2%。

石灰石是制成浆液送入吸收塔，使其与 SO₂ 反应。为使 CaCO₃ 与 SO₂ 反应较快，达到较高的脱硫效率，要求石灰石的粒度达到 250（40 μm）～325 目（32 μm）。

吸收剂采购有 3 种方式：

- 采购 ≥ 80mm 粒度的石灰石块，厂内设破碎系统和磨制系统，达到合格的石灰石粉粒度；
- 采购 ≥ 20mm 粒度的石灰石块，厂内设磨制系统，达到合格的石灰石粉粒度；
- 采购合格粒度的石灰石粉。

厂内设破碎系统，由于噪音大、厂内环境差，现已较少采用；当外购石灰石粉的粒度能长期稳定的满足要求时，可采用外购石灰石粉的方式，否则应采用外购 ≥ 20mm 粒度的石灰石块的方式。

根据来料情况，石灰石厂内制浆现有石灰石湿磨制浆和干粉加水配置两种方式。

● 湿磨制浆

粒度 ≥ 20mm 的石灰石，进入湿式球磨机直接制浆。浆液质量厂内保证，有利于保证脱硫效率及石膏质量，其运行费用相对较低，但系统略为复杂，初投资略高，占地较大。

● 干粉加水

外购合格的石灰石粉，厂内加水搅拌制浆。该系统初投资较低，系统简单，占地较小，但需采取措施严格控制采购的干粉质量，以保证脱硫效率和石膏质量，运行费用相对较高。

石灰石浆液制备系统属脱硫装置的公用系统，可两台或多台机组公用。

2) 烟气系统

烟气系统主要设计旁路烟道、增压风机、烟气—烟气换热器。

● 旁路烟道

新建机组的脱硫装置现一般不准许设置旁路烟道，原有脱硫装置设有的烟气旁路现已实行铅封。

机组不设置旁路烟道后，对脱硫装置运行可靠性的要求提高了，从脱硫系统配置上应充分考虑，虽然脱硫的设计规程尚没有修编，但宜在脱硫系统设计时给予重视，应要求脱硫承包商提供具体的措施。

● 增压风机

不设烟气旁路的情况下，建议增压风机与锅炉以风机合并，以简化系统，减少阻力，减少事故点。

● 烟气—烟气换热器

未设置烟气—烟气换热器（GGH）时，脱硫后净烟气温度约为 50℃，主要影响烟气的抬升高度和扩散范围，局部范围内烟气有害物质的落地浓度增大，在某些情况下，还可能出现“石膏雨”（电厂周边遍洒白色粉末），另外对烟囱的防腐要求更高；设置 GGH 时，烟囱入口的烟气温度为 80℃左右，烟气的扩散情况较好，烟气有一定的过热度，不会出现“石膏雨”现象，但由于换热器内原烟气压力高于净烟气压力，虽然漏风率较低，仍会有少量原烟气漏入净烟气中，因此对脱硫塔 SO₂ 脱除率的要求有一定的影响，另外，由于 GGH 的工作条件较差，易出现堵灰、结垢等问题，影响脱硫装置的可用率。

国外有些国家或地区明确要求设置 GGH，例如德国，除烟塔合一项目外，要求烟囱排出的烟气温度不低于 72℃。我国目前尚未明确规定各地区是否要求设置 GGH。近年来，业主在考虑投资和可靠性后，多选择了不设 GGH 的方案，但也带来了“石膏雨”的思考。

不设置 GGH 时，需要综合考虑以下因素，避免“石膏雨”现象的发生：

- ✧ 脱硫塔空塔流速应选择较低流速，降低烟气带水率；
- ✧ 应注意除雾器型式的选择，使之切实满足除雾器性能的要求；
- ✧ 控制烟囱流速，使脱硫岛后烟气携带的水分沿烟囱壁流下，不随烟气带入

大气。

3) SO₂吸收系统

SO₂吸收系统的主要设备是吸收塔，电站锅炉大多采用 1 炉 1 塔的方案。

吸收塔主要有喷淋塔、填料塔、鼓泡塔、液柱塔等型式。

- 喷淋塔：吸收剂浆液通过循环泵送至吸收塔内分层布置的喷淋层喷嘴，经喷嘴雾化后向下喷淋，在与逆流向上的烟气接触过程中，吸收并除去二氧化硫。
- 填料塔：又称格栅塔，吸收剂浆液通过在吸收塔内沿格栅填料表面向下流动，形成液膜，与向上流动的烟气接触，吸收并除去二氧化硫。
- 鼓泡塔：吸收剂浆液以液层形式存在，而烟气以气泡形式通过，吸收并除去二氧化硫。
- 液柱塔：吸收剂浆液由布置在塔内的喷嘴垂直向上喷射，形成液柱并在上部散开落下，与向上流动的烟气接触，吸收并除去二氧化硫。

上述塔型中，喷淋塔使用最为广泛，技术成熟。

4) 石膏脱水系统

石膏是强制氧化石灰石湿法烟气脱硫的副产物，可作为制造墙板或水泥等建筑材料综合利用。当暂无综合利用条件时，可在灰场压实堆放。

石膏脱水系统一般先将石膏浆液通过水力旋流器稠化，然后用真空皮带机进行过滤脱水处理，使石膏含水量降到 10% 以内。石膏脱水系统属脱硫装置的公用系统，可两台或多台机组公用。

5) 废水处理系统

产生废水是石灰石湿法脱硫的缺点，脱硫废水水质主要涉及悬浮物、pH 值、钙、镁、铝、铁、微量重金属及氯离子、氟离子、硫酸根、碳酸根等，脱硫废水中一般总固体悬浮物浓度较高、呈弱酸性、氯离子浓度较高。

通常，要求脱硫承包商进行脱硫废水处理，但处理后的废水仍含有较高的氯离子浓度，目前一般用于灰场、煤场喷洒和干灰加湿。如要求脱硫废水零排放，需要增加较高的投资。

3.4.2 海水烟气脱硫

海水烟气脱硫是利用海水的天然碱度来脱除烟气中 SO₂。

典型的海水脱硫工艺采用一次直流的方式吸收烟气中的 SO₂，然后进入曝气池，

在曝气池注入大量的海水和空气，将 SO_2 氧化成硫酸根离子，至其水质恢复后排入大海。

海水烟气脱硫是一种湿式抛弃法脱硫工艺，适用于沿海且燃用中、低硫煤的电厂，具体工程可否采用需要与当地的海洋管理部门沟通，取决于对其海洋环境影响的理解，目前尚无定论。脱硫岛排水对比进水，水质的特点为：稀释混合后脱硫岛排出的海水水温略有升高，pH 值有所降低，溶解性硫酸盐略有增加，因有微量的未氧化产物使得 COD 略有增加，悬浮物量（含微量重金属）略有增加，可沉降固形物和盐度均无增加。

3.4.3 氨法烟气脱硫

氨是一种良好的碱性吸收剂，其碱性强于钙基吸收剂。氨法烟气脱硫工艺主要由吸收过程和结晶过程组成。在吸收塔中，烟气中 SO_2 与氨水吸收剂逆向接触， SO_2 被氨水吸收，生成亚硫酸铵和硫酸氢铵，在吸收塔底槽，亚硫酸铵和硫酸氢铵被冲入的强制氧化空气氧化成硫酸铵，底槽排出的硫酸铵液，先经灰渣过滤器滤去飞灰，再在结晶反应器中析出硫酸铵结晶液，经脱水、干燥后得到硫酸铵。

该工艺主要技术特点：脱硫效率高，对烟气条件变化适应性强，副产物硫酸铵可作为肥料，整个系统不产生废水或废渣，能耗低。

该工艺早期受到净化后烟气中存在气溶胶问题的困扰，后经过脱硫塔结构改造并在塔内安装湿式电除尘器基本解决了气溶胶的问题。

该工艺的副产物需有稳定销路，且经济性受副产物影响较大，存在一定的不确定性，在一定程度上制约了氨法烟气脱硫工艺的发展。

3.5 半干法烟气脱硫技术

半干法烟气脱硫是利用烟气显热蒸发石灰浆液中的水分，同时在干燥过程中，石灰与烟气中的 SO_2 反应生成亚硫酸钙等，并使最终产物为干粉状，配合带式除尘器使用，还可提高脱硫效率。

半干法脱硫需要较高活性的吸收剂，一般为生石灰 CaO ，废渣为亚硫酸钙、硫酸钙、飞灰和未反应氧化钙的混合物，一般抛弃处理。

半干法烟气脱硫有旋转喷雾干燥（SDA）、循环流化床烟气脱硫（CFB-FGD）和增湿灰循环脱硫（NID）等技术。

- 旋转喷雾干燥法（SDA），是美国 JOY 公司和丹麦 NIRO 公司联合开发的。石

灰经过消化槽消化，制备成石灰乳，通过高速旋转雾化器，将石灰浆液雾化成细小雾滴与烟气进行传热和反应，迅速将大部分水分蒸发掉，形成含水量较少的固体产物，在烟道和除尘器内为完全反应的氧化钙继续与 SO_2 进行反应，提高脱硫效率。旋转喷雾法的喷嘴易堵塞和磨损，在我国的应用效果不甚理想，近年来应用较少。

- 循环流化床烟气脱硫工艺技术，是德国鲁奇（Lurgi）公司开发的，以循环流化床原理为基础，通过吸收剂的多次再循环，延长吸收剂与烟气的接触时间，提高吸收剂利用率和脱硫效率。该技术新鲜石灰与循环床料混合进入反应器，依靠烟气悬浮，喷水降温反应，无喷浆系统及浆液喷嘴。国内在 300MW 机组上有多台业绩，在河北蚰峰电厂 600MW 机组上也已采用（1 炉 2 塔）。
- 增湿灰循环脱硫技术（NID）是 ABB 公司开发的，借鉴了喷雾干燥法原理，将消石灰粉与除尘器收集的循环灰在混合增湿器内混合，并加水增湿至 5% 含水量，然后导入烟道反应器内进行脱硫反应。

半干法脱硫工艺较为简单，干态产物易于处理，无废水产生，投资一般低于湿法脱硫，但脱硫效率和脱硫剂的利用率相对低一些，使其应用受到一定的限制。我国已投运的半干法脱硫设计效率一般未超过 90%，我院设计的山东里彦项目 300MW 机组上采用了半干法脱硫，脱硫效率 90%。

随着环保要求日益提高，对煤粉锅炉而言，半干法脱硫的设计效率较难满足环保要求；对循环流化床锅炉，当炉内脱硫仍无法满足排放要求时，采用半干法脱硫也是较好的选择，与煤粉炉相比，CFB 锅炉后的半干法脱硫吸收剂可充分利用炉内脱硫经烧结后残余的 CaO ，可节省运行费用，且弥补了半干法脱硫脱硫效率较低的弱势。两级脱硫综合效率可达到的效果如下表所示：

如上所述，CFB 锅炉+半干法脱硫有一定的优势，但目前仍需定量的对综合脱硫效率和吸收剂充分利用进行研究，目前大同煤炭集团热电厂二期工程 300MW 机组即采用这种配置，热机正在依托该工程开展相关课题研究，以期得出技术经济性的综合分析。

3.6 干法烟气脱硫技术

干法烟气脱硫是反应在无液相介入的完全干燥的状态下进行的，反应产物也为干粉状，不存在腐蚀、结露等问题，早期干法脱硫一般为炉内喷钙技术，将钙基吸收剂

喷入温度低于 1200℃的炉膛上部，脱除烟气中的 SO_2 ，但由于脱硫效率低，在大型煤粉炉上难以采用。

近年来，自我院设计的内蒙古锡林浩特神华胜利电厂起，活性焦干法脱硫技术备受北方缺水地区的关注，这主要是从节水的角度来考虑的，但国内至今尚无活性焦干法脱硫在大型火电厂的商业运行业绩。

3.6.1 活性焦脱硫业绩

脱硫系统是北方空冷燃煤火力发电厂的耗水大户。目前我国大型火电厂采用最多的脱硫技术工艺是石灰石-石膏湿法工艺，耗水量较大，有少部分电厂采用循环流化床干法脱硫工艺。从耗水指标来看，循环流化床干法脱硫属半干法脱硫工艺，其脱硫水耗大致为湿法脱硫的2/3。目前水资源缺乏地区采用湿法脱硫和半干法脱硫时，已开展降低进入脱硫塔烟气温度的研究，以期尽量降低脱硫水耗，提高机组热效率。但即使采取了上述措施，脱硫耗水仍会维持在一定的程度，活性焦干法脱硫能在满足脱硫效率的前提下最大限度的减少脱硫耗水量。

截至目前，最大规模的活性焦干法脱硫工业装置是 2002 年日本矾子电厂 1 号 600MW 燃煤机组的烟气脱硫脱硝装置，烟气处理量 $1806000\text{Nm}^3/\text{h}$ ， SO_2 和 NO_x 脱除率分别达到 95%和 40%。

我国在 20 世纪 80 年代开始研究烟气活性焦干法脱硫技术，并在四川豆坝电厂建成中试试验装置。在国家“十五”863 计划的支持下，南京电力自动化设备总厂、北京煤化工研究分院与贵州宏福实业开发有限总公司合作在贵州宏福自备热电厂试验完成了活性焦烟气脱硫装置。该电厂现有两台 75t/h 循环流化床燃煤锅炉，设计燃煤量 30t/h，燃用贵州当地煤，煤中含硫量高达 4.5%以上，烟气量 $178000\text{Nm}^3/\text{h}$ ，贵州宏福实业开发有限总公司是我国最大的磷化工企业，生产需要大量的硫酸，采用活性焦脱硫工艺，回收的 SO_2 全部用于生产硫酸，形成一个环保产业链。该工程于 2004 年 11 月建成投运。

目前全世界的活性焦干法脱硫技术主要有两个流派：

1) 错流式技术，包括德国 CARBOTECH 错流式、日本 SHI 错流式、JPOWER 错流式、上海克硫错流式。

2) 对流式技术，包括 WKV 对流式、韩国 TI 改进对流式。

世界范围内具有 100 万 Nm^3/h 烟气量以上投运工程设计经验的只有：韩国 TI、日

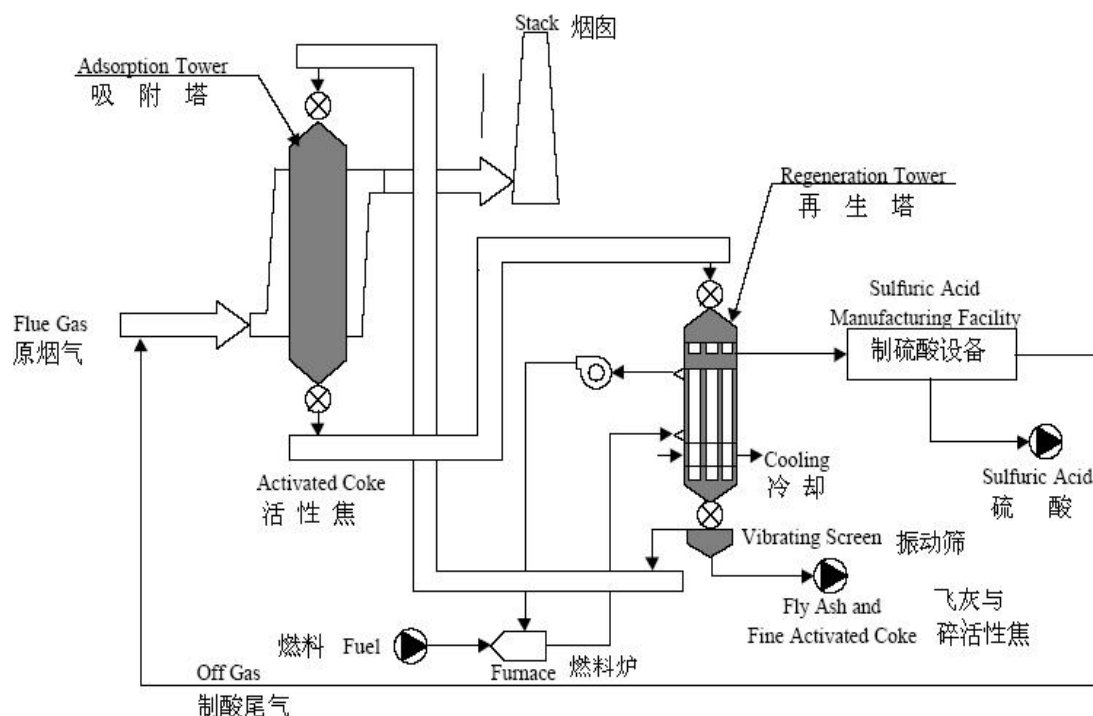
本 SHI、JPOWER 和上海克硫。其他如国电清新、中冶长天和 CCC-MET 都只局限于可行性研究和概念设计阶段，尚没有实际投运业绩。

3.6.2 活性焦脱硫原理

活性焦干法脱硫技术是上世纪60年代末发展起来，采用物理-化学吸附原理，以活性焦为吸收剂，利用活性焦吸附强的特性（内部具有丰富的孔隙以及表面的官能团、极性氧化物、具有缺陷的C原子），在物理吸附和化学吸附的双重作用下将SO₂、Hg、砷等众多污染物固定在活性焦内达到净化烟气的目的。吸附SO₂饱和的活性焦经加热再生，释放出高浓度SO₂气体，再生后的活性焦循环使用，再生释放的高浓度SO₂气体可加工成硫酸、液体二氧化硫或单质硫等副产品。

活性焦干法脱硫原则性系统图如下：

图 3 活性焦干法脱硫原则性系统图



3.6.3 活性焦脱硫与湿法、半干法脱硫的比较

下表为锡林浩特电厂4×660MW机组，活性焦干法脱硫、烟气余热利用+CFB-FGD脱硫技术和烟气余热利用+石灰石湿法脱硫技术的对比，以期量化说明活性焦干法脱硫的特点。

表 1 三种脱硫技术对比表

项目	活性焦干法 脱硫技术	烟气余热利用+ CFB-FGD脱硫技术	深度烟气余热利用+ 石灰石湿法脱硫技术
脱硫效率	95%	90~95%	95%
脱硫水耗	21.1t/h, 最高27.5t/h	有望150~180t/h	有望180t/h
本期工程全厂 用水指标			
业绩	国外大机组上有少量错 流技术业绩,国内大机组 上无投运业绩。	有600MW及以下机组的 投运业绩,尚无与烟气余 热换热器组合的投运业 绩。	脱硫技术有大量的投运 业绩,与烟气余热利用换 热器组合已有少量的投 运业绩。
脱硫剂供应	采用活性焦作为吸收剂, 有来源,但不广泛,费用 高。	采用生石灰作为吸收剂, 来源广泛,费用较低。	采用石灰石作为吸收剂, 来源广泛,费用低。
脱硫副产品	98%浓硫酸,综合利用; 废焦,改善土壤	$\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$, $\text{CaSO}_3 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$, 未完全反 应的吸收剂 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 及吸 收剂中所含少量杂质,综 合利用有一定难度。	$\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ (石膏), 综合利用。
投资	高。153556万元	低。~35000万元(未含烟 气余热利用)	较低。39600万元(未含 烟气余热利用)
能耗	高。除电耗外,解析再生 需46MW热能。	较低。主要为电耗。	较低。主要为电耗。
占地面积	较大	较小	中等
脱硫成本	含副产品收入后的脱硫 成本(含税) 19.23元/MWh	不含副产品收入的脱硫 成本(含税) ≥15元/MWh	不含副产品收入的脱硫 成本(含税) ≥15元/MWh
其它	——	有限烟气余热利用,可节 煤1~2g/kWh	深度烟气余热利用,可节 煤2.5~6 g/kWh

上表中,活性焦脱硫相关数据由国电清新提供,但由于活性焦解析热源和活性焦源尚未最终落实,按照经验,实际投资将会高于表中数据;脱硫成本已将脱硫副产品收入扣除,如脱硫副产品价格走低,则脱硫成本将会更高。

综上所述,活性焦干法脱硫技术脱硫设计效率能满足95%的要求,脱硫水耗小,仅占采用深度烟气余热利用后湿法脱硫水耗的10%左右。

活性焦技术的脱硫过程较为简单,但解析再生过程较为复杂,综合而言能耗较高,投资大,脱硫成本高。

活性焦脱硫技术的建设条件要求较高,国内尚无在大型火电机组上的商业运行业绩,脱硫效果和投资费用是否准确尚待工程检验。

3.6.4 活性焦干法脱硫技术推广应用存在问题

与活性焦干法脱硫技术厂家的配合至今，梳理出来的主要问题如下：

- 1) 活性焦源——目前国内活性炭总产能约 10 余万吨，其中脱硫专用焦总产能将达 6 万吨/年。脱硫专用焦属于订单式生产，如果存在订单，活性炭生产商可以在半年内转产脱硫专用焦。以锡林浩特电厂 4×660MW 机组为例，活性焦初装量 3.2 万吨，年补充量 3.86 万吨，如果大力发展活性焦干法脱硫技术，焦源、活性焦品质以及购焦成本均是需要落实的问题。
- 2) 副产物利用——脱硫副产物为浓硫酸或硫磺，由于厂内储存量有限，其稳定外销则显得非常重要，否则将制约脱硫系统的投运，脱硫副产物的价格也会对脱硫成本产生影响。
- 3) 解析热源——脱硫解析热源要求的温度较高，热量较大，由电厂主体工程提供热源尚有若干技术问题需要解决，如像矸子电厂一样，设置燃气热风炉，则投资和运行成本将会增加。
- 4) 经济指标——活性焦干法脱硫占地较大，应用于大机组上的投运经验较少，解析热源和活性焦源的不确定性对经济指标会产生一定的影响，且由于活性焦费用占运行费的比重较大，活性焦实际用量是否准确，以及煤质含硫量变化对其影响存在一定的不确定性，因此，得到的经济指标也有一定的不确定性。
- 5) 运行管理——活性焦脱硫对运行管理和检修维护的要求严格，对设备可靠性要求较高，需避免活性焦在反应塔内流动不畅出现火灾等问题。
- 6) 百万机组上的应用——国内外均无 1000MW 机组活性焦干法脱硫的业绩，如采用单塔，则需考虑吸收塔、解析塔的大型化问题，理论上通过模块化设计也是可以实现的，但需要一定的过程。采用一机两塔则不利于成本控制和占地指标的控制。

综上，活性焦干法脱硫从技术上是可行的，但建设条件要求较高，焦源供给和脱硫副产物外销的通道是否畅通，会制约脱硫系统的投入；脱硫成本较高，且存在不确定性；应用于百万机组，还存在设备大型化的问题。

3.6.5 应用建议

通过对活性焦干法脱硫技术的分析以及对比各种脱硫技术，建议目前条件下：

- 1) 在水指标许可的情况下, 优先采用深度烟气余热利用的湿法脱硫技术。
- 2) 受水指标严重制约的电厂可牺牲一部分经济性, 采用活性焦脱硫技术。

4 燃煤氮氧化物脱除技术

4.1 氮氧化物排放的基本定义

4.1.1 脱硝效率

对 NO_x 脱除率 (脱硝效率)、氨的逃逸率、SO₂/SO₃ 转化率应同时进行考核。

考核的内容为:

a) 脱硝装置在性能考核试验时的 NO_x 脱除率不小于 (考核值) % , 氨的逃逸率不大于规定值 (一般为 2.5ppm), SO₂/SO₃ 转化率小于规定值 (一般为 1%);

b) 脱硝装置在附加层催化剂投运前, NO_x 脱除率不小于 (考核值) %, 氨的逃逸率不大于规定值 (一般为 2.5ppm), SO₂/SO₃ 转化率小于规定值 (一般为 1%);

c) 脱硝装置在附加层催化剂投运后, NO_x 脱除率不小于 (考核值) % (卖方提供催化剂衰减曲线), 氨的逃逸率不大于规定值 (一般为 2.5ppm), SO₂/SO₃ 转化率小于规定值 (一般为 1%);

考核的条件为:

a) 锅炉~30%BMCR -100%BMCR 负荷 (根据工程要求);

b) 烟气中 NO_x 含量不大于给定条件;

c) 脱硝装置入口烟气含尘量不大于给定条件;

d) NH₃/NO_x 摩尔比不超过保证值。

供货商将按烟气中氮氧化物含量变化提供脱除率修正曲线, 并提供表示 SO₂/SO₃ 的转换率随烟温、催化剂入口的 SO₂ 浓度以及锅炉负荷等因素变化的函数曲线。

脱硝效率定义:

$$\text{脱硝率} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\%$$

式中: C₁——脱硝系统运行时脱硝入口处烟气中 NO_x 含量 (mg/Nm³)。

C₂——脱硝系统运行时脱硝出口处烟气中 NO_x 含量 (mg/Nm³)。

氨的逃逸率是指在脱硝装置出口的氨的浓度。

4.1.2 NO_x 排放浓度

指各种条件下烟气中 NO_x 的浓度。

为统一衡量标准, 燃煤锅炉烟气中 NO_x 排放浓度规定均是折算到标准状态 (即烟

气压力为 101.353Pa, 烟气温度为 0℃) 下, 烟气含氧量为 6% (即过剩空气系数 1.4) 时; 燃机烟气中 NO_x 排放浓度规定均是折算到标准状态 (即烟气压力为 101.353Pa, 烟气温度为 0℃) 下, 烟气含氧量为 15% 时。

4.2 燃煤氮氧化物控制技术

燃煤锅炉的 NO_x 控制技术可分为两大类, 即燃烧中和燃烧后控制技术。燃烧中控制技术是根据 NO_x 的形成机理而产生的, 即低氮燃烧技术。大型锅炉的燃烧后控制技术一般采用干法, 分为选择性催化还原技术 (SCR) 和选择性非催化还原技术 (SNCR)。

另外, 混合 SNCR-SCR 烟气脱硝工艺是结合了 SCR 技术高效、SNCR 技术投资省的特点而发展起来的一种新型的、成熟的工艺。该工艺在保证高脱硝效率的前提下, 省去了氨喷射格栅, 减少了催化剂的用量, 从而降低了造价和运行费用, 是一种值得关注的烟气治理技术, 技术经济对比合理时可以考虑采用。

4.3 低氮燃烧技术

由 NO_x 的形成条件可知, 对 NO_x 的形成起决定作用的是燃烧区域的温度和过量空气量。因此, 低 NO_x 燃烧技术就是通过控制燃烧区域的温度和空气量, 以达到阻止 NO_x 生成及降低其排放的目的。对低 NO_x 燃烧技术的要求是, 在降低 NO_x 的同时, 使锅炉燃烧稳定, 且飞灰含碳量不能超标。目前常用的低 NO_x 燃烧技术有如下几种:

(1) 燃烧优化

燃烧优化是通过调整锅炉燃烧配风, 控制 NO_x 排放的一种实用方法。它采取的措施是通过控制燃烧空气量、保持每只燃烧器的风粉(煤粉)比相对平衡及进行燃烧调整, 使燃料型 NO_x 的生成降到最低, 从而达到控制 NO_x 排放的目的。

煤种不同, 燃烧所需的理论空气量亦不同。因此, 在运行调整中, 必须根据煤种的变化, 随时进行燃烧配风调整, 控制一次风粉比不超过 1.8:1。调整各燃烧器的配风, 保证各燃烧器下粉的均匀性, 其偏差不大于 5%—10%。二次风的配给须与各燃烧器的燃料量相匹配, 对停运的燃烧器, 在不烧火嘴的情况下, 尽量关小该燃烧器的各次配风, 使燃料处于低氧燃烧, 以降低 NO_x 的生成量。

(2) 空气分级燃烧技术

空气分级燃烧技术是目前应用较为广泛的低 NO_x 燃烧技术, 它的主要原理是将燃料的燃烧过程分段进行。该技术是将燃烧用风分为一、二次风, 减少煤粉燃烧区域的空气量(一次风), 提高燃烧区域的煤粉浓度, 推迟一、二次风混合时间, 这样煤粉进

入炉膛时就形成了一个富燃料区，使燃料在富燃料区进行缺氧燃烧，以降低燃料型 NO_x 的生成。缺氧燃烧产生的烟气再与二次风混合，使燃料完全燃烧。

该技术主要是通过减少燃烧高温区域的空气量，以降低 NO_x 的生成技术。它的关键是风的分配，一般情况下，一次风占总风量的 25~35%。对于部分锅炉，风量分配不当，会增加锅炉的燃烧损失，同时造成受热面的结渣腐蚀。因此，该技术较多应用于新锅炉的设计及燃烧器的改造中。

（3）燃料分级燃烧技术

该技术是将锅炉的燃烧分为两个区域进行，将 85%左右的燃料送入第一级燃烧区进行富氧燃烧，生成大量的 NO_x ，在第二级燃烧区送入 15%的燃料，进行缺氧燃烧，将第一区生成的 NO_x 进行还原，同时抑制 NO_x 的生成，可降低 NO_x 的排放。

（4）烟气再循环技术

该技术是将锅炉尾部的低温烟气直接送入炉膛或与一次风、二次风混合后送入炉内，降低了燃烧区域的温度，同时降低了燃烧区域的氧的浓度，所以降低了 NO_x 的生成量。该技术的关键是烟气再循环率的选择和煤种的变化。

（5）低 NO_x 燃烧器

将前述的空气分级及燃料分级的原理应用于燃烧器的设计，尽可能的降低着火区的氧浓度和温度，从而达到控制 NO_x 生成量的目的，这类特殊设计的燃烧器就是低 NO_x 燃烧器，一般可以降低 NO_x 排放浓度的 30~60%。

a、空气分级型低 NO_x 燃烧器

设计原则类似于炉膛空气分级燃烧，使燃烧器喷口附近着火区形成过量空气系数小于 1 的富燃料区，设计要点在于燃烧器二次风与一次风粉气流的混合位置，使喷口附近最早的煤粉着火区形成强烈的还原性气氛，以大幅度降低 NO_x 的生成量。

b、燃料分级型低 NO_x 燃烧器

该燃烧器基于燃料立体分级原理，旨在提高着火过程稳定性和进一步降低 NO_x 浓度。

c、烟气再循环型低 NO_x 燃烧器

其原理是再循环烟气不经过混合直接引入到一次风外面的区域，用以降低火焰温度峰值和冲淡火焰中心的氧浓度，以抑制热力和燃料型 NO_x 的生成。烟气区外的内二次风起着控制空气和燃料的混合以及调节火焰的形状及 NO_x 浓度的作用。

除上述三类低 NO_x 燃烧器外，还有 WQ 型煤粉预燃室低 NO_x 燃烧器、火焰稳定船式低 NO_x 燃烧器、立体分级燃烧器等等。

烟台龙源为深圳妈湾电厂改造的双尺度燃烧器，就是采用的分级燃烧的方式，虽然起初其主要目的是解决炉内结焦的问题，但也取得了较好的低氮燃烧效果。国内三大锅炉厂也加强了低氮燃烧器的研发，目前大型机组均可达到 $300\text{--}350\text{mg}/\text{Nm}^3$ (6% O_2 ，干基) 的排放浓度，机组越大越容易组织燃烧，取得更好的低氮燃烧效果。对于 1000MW 烟煤机组，BMCR 工况下均能达到 $300\text{mg}/\text{Nm}^3$ 排放浓度，如果业主有较为强烈的需求，现制造厂也有可能承诺达到 $250\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。但由于低负荷燃烧组织的特点，低负荷时排放浓度会有所升高。

对于 CFB 锅炉，其燃烧温度低，床温一般控制在 $850\text{--}900^\circ\text{C}$ ，是控制火焰温度峰值的低氮燃烧方式，锅炉 NO_x 的排放保证值一般不高于 $200\text{mg}/\text{Nm}^3$ (6% O_2 ，干基)。

对于天然气燃气轮机，通过低氮燃烧方式，一般额定负荷下 NO_x 排放可满足 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ (15% O_2 ，干基) 的排放要求，但低于 75% 额定负荷时，难以满足。

4.4 选择性非催化还原法 (SNCR)

选择性非催化还原法 (SNCR) 是一种选择性降低 NO_x 排放量的方法 (因喷入的氨只与烟气中的 NO_x 发生反应，而不与烟气中的其他成分反应)，是以尿素或氨作为基本还原材料，当不采用催化剂时， NH_3 还原 NO_x 的反应只能在 $950\text{--}1050^\circ\text{C}$ 这一狭窄的温度范围内进行。因此这种方法又称为选择性非催化脱硝法 (SNCR)。氨的喷入地点一般在炉膛上部烟气温度在 900°C 左右范围内的区域。

采用该方法要解决好两个问题：一是氨的喷射点选择，要保证在锅炉负荷变动的情况下，喷入的氨均能在 $950\text{--}1050^\circ\text{C}$ 范围内与烟气反应。因此，一般在炉墙上开设多层氨喷射口。二是喷氨量的选择要适当，少则无法达到预期的脱除 NO_x 的效果，但氨量过大，将在尾部受热产生硫酸铵，从而堵塞并腐蚀空气预热器，因此需控制尾部烟气中允许的氨的泄漏量，脱硝效率也因此收到限制。

非催化烟气喷氨脱硝法投资少，运行费用也低，但反应温度范围狭窄，对于煤粉锅炉，由于很难将反应剂全部送到 $800\text{--}1000^\circ\text{C}$ 的烟气中，故 SNCR 的脱硝效率较低，一般在 40% 以下，且随锅炉负荷变化较大；锅炉容量越大，技术也难度越大，故单独采用 SNCR 脱氮技术时，一般用在 100MW 以下的机组上。

对于循环流化床锅炉，由于床温较为适宜，氨的喷射点容易选择，容易组织将反

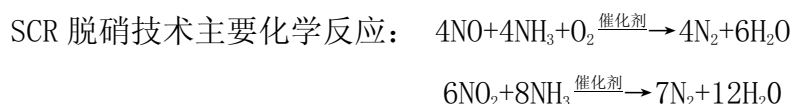
应剂全部送到 800-1000℃的烟气中，更利于采用 SNCR 的方案，且脱硝效率相对容易保证。

SNCR 氨氮摩尔相对而言较大，氨的逃逸率较高，对下游设备（除尘器和空预器等）的影响相对较大，需对下游设备提出要求。

4.5 选择性催化还原法(SCR)

选择性催化还原法(SCR)，是在催化剂存在的条件下，采用氨、CO 或碳氢化合物等作为还原剂，在氧气存在的条件下，将烟气中的 NO 还原为 N₂，其中以氨作为还原剂得到的 NO 脱除效率最高，可达 90%，且氨的逃逸率较低，不影响炉内燃烧，是适用于大型燃煤锅炉的脱硝技术。目前国内已有福建后石电厂采用了 SCR 技术，宁海、台山、淞屿、邹县电厂等也有意向装设 SCR 装置。对于环保要求日益严格的地区，SCR 脱硝技术有相当好的应用前景。

4.5.1 SCR 脱硝工艺及反应机理



反应温度一般在 250~420℃的烟气环境中，脱硝效率可达 90%，氨的逃逸≤5ppm，SO₂ 向 SO₃ 的转化率约为 1%。

4.5.2 SCR 装置主要组成部分

SCR 装置包括如下主要组成部分：SCR 催化反应器，氨气注入系统，烟气旁路系统，氨水储存和氨气制备系统等。

SCR 催化反应器在保证脱硝效率的前提下，应尽量降低氨的逃逸率和 SO₃ 的转化率，减少硫酸铵、硫酸氢铵的生成。

SCR 催化剂是以陶瓷等作为载体，渗入 TiO₂、WO₃ 等化学元素构成的，可循环使用。

催化反应器内有若干个催化剂单元模块，催化剂单元有平板型和蜂窝型两种型式。催化剂成分和型式应根据工程情况选择，需综合考虑 SCR 反应器布置位置、燃煤含灰量、煤灰成分、大修周期等因素。

氨气喷入位置是 SCR 装置的设计要点之一，需优化确定。

烟气旁路系统需要根据工程的技术性能要求，确定是否设置省煤器旁路烟道，以及 SCR 装置旁路烟道的容量。SCR 装置的旁路烟道可使 SCR 装置的运行温度保持在限定的范围内，保护催化剂；省煤器旁路烟道可提高低负荷时进入 SCR 装置的温度，使

低负荷时可投入 SCR 装置。

4.5.3 脱硝还原剂的选择

在 SCR 系统中，是靠氨和 NO_x 反应，来达到脱硝的目的。稳定、可靠的氨系统才能保证 SCR 系统的良好运行。

制氨一般有三种方法：尿素法，氨水法，纯氨法。

(1) 尿素法：分为水解技术（AOD 法，由 SiirTEC NiGi 公司提供；U2A 法，由 Wahlco 公司和 Hammon 公司提供）和 $\text{NO}_x\text{OUT Ultra}$ 热解技术（Fuel tech 公司提供）。水解技术在国内还没有运行业绩，目前只有国电青山电厂欲将采用尿素水解技术，且初投资较高，因此本工程推荐采用尿素热解技术。主要工艺如下：运输卡车把尿素粉末卸到卸料仓里面。干尿素由给料机被直接从卸料仓送入混合罐溶解。用除盐水将固体尿素溶解成 40~55% 的尿素溶液，尿素在混合罐中被搅拌器搅拌，确保尿素的完全溶解，然后通过尿素溶液循环泵输送到尿素溶液储罐；循环泵将溶液抽出来，这个过程不断重复，以维持尿素溶液存储罐的液位。尿素溶液经由给料泵、计量与分配装置、雾化喷嘴等进入绝热分解室，稀释空气经加热后也进入分解室。雾化后的尿素液滴在绝热分解室内分解，生成的分解产物为 NH_3 、 H_2O 和 CO_2 ，分解产物经由氨喷射系统的喷氨格栅 (AIG) 之喷嘴喷入烟气中，与烟气混合后进入 SCR 催化反应器。

(2) 氨水法：通常是用 25% 的氨水溶液，将其置于存储罐中，然后通过加热装置使其蒸发，形成氨气和水蒸汽。可以采用接触式蒸发器法或采用喷淋式蒸发器法。

(3) 纯氨法：液氨由槽车运送到液氨贮槽，液氨贮槽输出的液氨在氨气蒸发器内经 40°C 左右的温水蒸发为氨气，并将氨气加热至常温后，送到氨气缓冲槽备用。缓冲槽的氨气经调压阀减压后，送入各机组的氨气 / 空气混合器中，与来自风机的空气充分混合后，通过喷氨格栅 (AIG) 之喷嘴喷入烟气中，与烟气混合后进入 SCR 催化反应器。

氨系统的三种方法消耗量的比例为：

液氨:氨水(25%):尿素=1:4:1.9

表 2 制氨方法比较表

项 目	液 氨	氨 水	尿 素
反应剂费用	便宜	较贵	最贵
运输费用	便宜	贵	便宜
安全性	有毒	有害	无害
储存条件	高压	常规大气压	常规大气压，干态(加热，干燥空气)
储存方式	液态(箱罐)	液态(箱罐)	微粒状(料仓)
初投资费用	便宜	贵	贵(热解炉制备)
运行费用	便宜，需要热量蒸发液氨	贵，需要高热量蒸发/蒸馏水和氨	贵，需要高热量水解尿素和蒸发氨
设备安全要求	有法律规定	需要	基本上不需要

氨系统的三种方法中，使用尿素制氨的方法最安全，但是，其投资、运行总费用最高；纯氨法的运行、投资费用最低，但是，液氨的存储需要较高的压力，安全性要求较高。氨水制氨法介于两者之间。

4.5.4 催化剂选择

催化剂的型式分为平板式和蜂窝式两种。在全世界范围内，生产平板式催化剂厂家只有日立和西门子公司，而做蜂窝式催化剂的厂家约有 7—8 家。

板式和蜂窝式都是通过煅烧成型的陶瓷式催化剂，因此两者基本性能接近，载体和活性成分在催化剂内均匀分布。一般认为在燃煤电厂脱硝装置布置在省煤器和空预器之间时，采用平板式催化剂和蜂窝式催化剂都是可以的。两种催化剂各有优缺点，具体比较见下表。

表 3 平板式与蜂窝式催化剂比较

序号	项 目	平板式	蜂窝式	说明
1	催化剂活性	良	良	TiO ₂ 为载体，V ₂ O ₅ 为主要的活性物质
2	抗飞灰磨损能力	优	一般	板式用不锈钢作为基材
3	抗堵塞能力	优	一般	板式几何形状平直，弯角较少
4	烟气阻力	良	一般	蜂窝式在截面上和烟气接触界面大
5	催化剂体积	一般	优	蜂窝式比表面积较大，体积相对小
6	整体机械强度	强	一般	板式用不锈钢作为基材
7	抗热冲击能力	一般	优	板式为多层结构

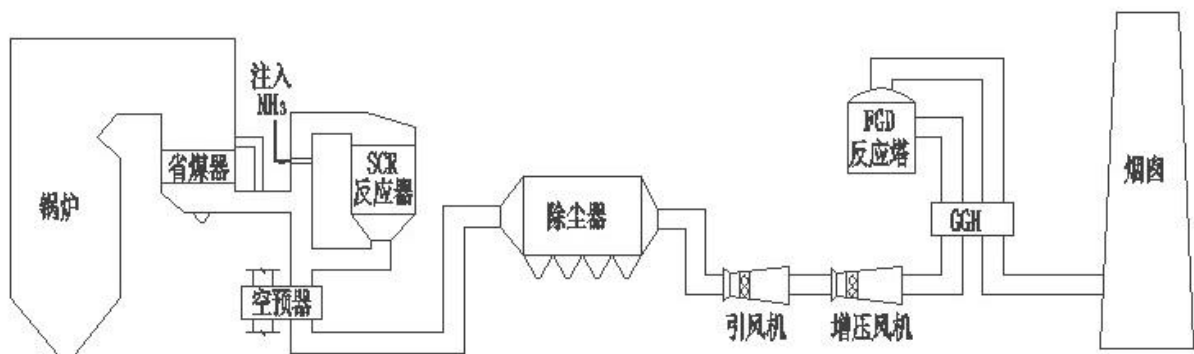
4.5.5 SCR 反应塔布置方式

SCR 反应塔布置方式分为高灰方式和低灰方式。

(1) 高灰布置方式

SCR 反应器布置在锅炉省煤器后、空预器前，锅炉尾部烟气温度适合烟气经催化剂产生还原反应的运行要求，但烟气含尘较高，催化剂需选用防酸、防堵、防磨损的性能较好的材料。SCR 装置高灰布置时，烟气系统阻力增加，烟气成分也会有一些变化，对锅炉及下游设备会产生一定的影响。

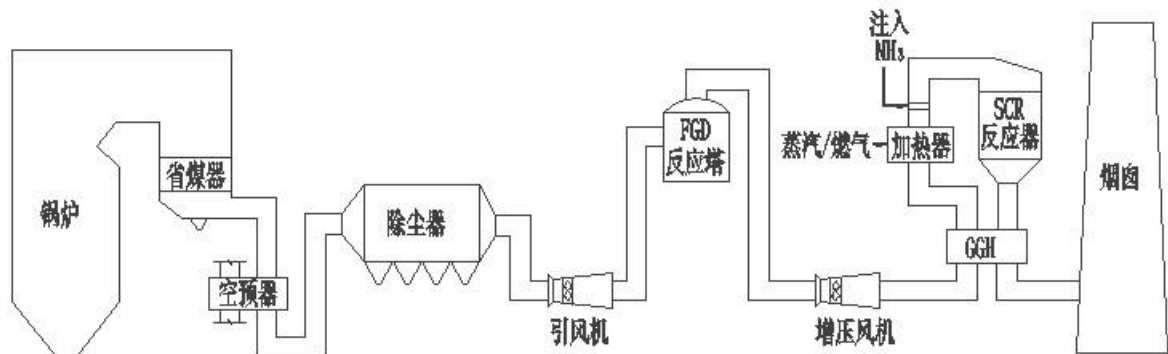
图 4 高灰布置工艺流程



(2) 低灰布置方式

SCR 反应器布置在除尘器和 FGD 后，需要设置较大的 GGH 和烟气加热设备，以保证烟气达到适合催化还原反应运行要求的温度。催化剂在低粉尘和低 SO_2 的环境下运行，易选择材料，使用寿命长。由于 SCR 反应器设置在烟气系统的末端，可与脱硫系统共用增压风机，对锅炉、空预器、除尘器和引风机等基本无影响。

图 5 低灰布置工艺流程



由于低灰布置的 SCR 装置需设置烟气加热设备，据有关资料介绍至少应将烟气温度加热至 280°C 才能达到脱硝效果，投资和运行成本比高含尘布置高。据东方锅炉（集

团)有限公司介绍,对于 2×600MW 机组,布置在 FGD 后的 SCR 装置比布置在省煤器后需增加投资约 3000 万元。故工程中大多选用了高灰布置方式,当烟气的灰成分中砷含量高及其他因素易引起催化剂中毒时、煤质分析中 Sar 含量很高时、老厂改造炉后无布置空间时可采用低灰的 SCR 布置方式。

目前,一般均优先选择高灰布置方式。

4.6 脱硝方案的选择

新建机组,锅炉均应采用低氮燃烧方式,尽量降低炉膛出口 NO_x 浓度。对于煤粉锅炉,煤种变化和燃烧组织的调整易引起 NO_x 排放的变化,而且 SNCR 喷入点和反应条件相对较差,长期稳定的达到新的环保标准一般需采用 SCR 技术,当技术经济对比合理时,也可采用 SNCR-SCR 混合技术。对于 CFB 锅炉,拟优先推荐采用 SNCR 技术,目前实际投产的业绩,需进一步跟踪使用情况。

改造机组,当 NO_x 浓度偏高时,宜先进行低氮燃烧方式的改造,然后根据工程条件确定 SCR 的脱硝效率。必要时应进行技术经济比较。

附件 关于火电企业脱硫设施旁路烟道挡板实施铅封的通知

环境保护部办公厅文件

环办[2010]91 号

关于火电企业脱硫设施旁路烟道挡板实施铅封的通知

各省、自治区、直辖市环境保护厅（局），新疆生产建设兵团环境保护局，国家电网公司，华能、大唐、华电、国电、中电投集团公司：

为进一步落实国务院《节能减排综合性工作方案》及《节能减排统计监测及考核实施方案和办法》有关要求，切实加强对火电企业脱硫设施运行过程的监管，提高脱硫设施运行效率，我部决定对所有“火电企业脱硫设施旁路烟道挡板”（以下简称“旁路挡板”）实施铅封。现将有关事项通知如下：

一、各级环保部门和各电力集团公司要积极鼓励火电企业逐步拆除已建脱硫设施的旁路烟道，烟气排放连续监测系统采样点逐步统一安装在烟囱符合监测要求的高度位置。对暂时保留旁路烟道的，所有旁路挡板必须实行铅封。要求所有新建燃煤机组不得设置脱硫旁路烟道，烟气排放连续监测系统采样点一律安装在烟囱符合监测要求的高度位置。

二、各省级环保部门负责本辖区内火电企业旁路挡板的铅封工作。旁路挡板的封签由各省级环保部门统一设计制作，实行统一编号，专人管理，现场铅封和启封等具体工作可委托地市或县级环保部门开展。

（一）各省级环保部门或所在地环保部门要指定专人负责所辖区域内火电企业旁路挡板铅封工作，加强监督检查，按照规定及时铅封，并认真做好记录。

（二）各省级环保部门要组织对负责现场铅封的人员进行专业培训。现场铅封时，要配备必要的安全防护设施，安排专人进行安全监护，确保铅封人员人身和设备安全。

（三）旁路挡板的封签须安装在旁路挡板执行器拐臂和支架上，在适当位置焊接固定。在安装封签前，要确认旁路挡板门处于密封关闭状态。实施铅封的材料和方式不得影响旁路挡板门紧急情况下的开启。

三、旁路挡板铅封后，各火电企业不得擅自启封。

（一）下列情况确需开启旁路挡板门时，由火电企业书面提出申请，报当地环保部门审批，审批同意后，由当地环保部门派人现场启封：脱硫设施定期试验和定期维护检修；机组停运后进行旁路挡板门检修维护；脱硫系统及烟道系统短期缺陷处理。

（二）下列情况确需开启旁路挡板门时，火电企业可自行启封，但必须在 24 小时内向当地环保部门报告：发电机组、增压风机、热交换器（GGH）、浆液循环泵等设备突然跳闸；增压风机入口压力、脱硫塔入口烟温和流量等参数超出保护定值；锅炉紧急投油助燃；除尘装置突然断电；发生地震、火灾、电网故障等突发事件。

（三）维护检修工作结束或紧急情况消除后，火电企业应立即关闭旁路挡板门，并向当地环保部门提出申请重新进行铅封。当地环保部门要对旁路挡板每次开启和铅封过程进行如实记录。

四、各省级环保部门要高度重视旁路挡板铅封工作，精心组织，周密部署，确保该项工作顺利开展。各省级环保部门于 2010 年 7 月 1 日前制定完成本辖区火电企业旁路挡板铅封方案，8 月 15 日前完成封签制作、配发以及人员培训等工作，9 月 30 日前完成旁路挡板的铅封。对正在实施脱硫设施增容改造或设备缺陷维修的机组，可待改造维修工程完成后实施铅封。今年年底前，要全部完成对火电企业的铅封工作，并将工作完成情况报送我部。各级环保部门要切实加强检查，严肃处理弄虚作假、擅自开启、故意破坏封签等行为。

五、各电力集团公司要督促所属火电企业，充分认识和理解开展此项工作的重要性，主动配合和协助各级环保部门，做好旁路挡板铅封工作，并做好铅封装置的日常维护，发现异常情况及时报告当地环保部门。

六、各环保督查中心要通过重点抽查和现场核查相结合的方式，对辖区内火电企业旁路挡板铅封情况进行督查检查，重点检查弄虚作假、故意破坏封签、不按规定铅封等情况，检查结果及时报送我部。

我部将把旁路挡板铅封作为二氧化硫减排设施监管的重要手段，铅封的操作记录作为核定燃煤机组脱硫设施投运率、脱硫效率和减排量核算的重要依据。对限期未能实施铅封或违反铅封规定的，将予以通报批评、扣减减排量等处罚措施，并列入该地区和企业集团减排年度考核。

二〇一〇年六月十七日

主题词：环保 脱硫 旁路 铅封 通知

抄送：各环境保护督查中心。