

第一届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会



龙 辉

中国电力工程顾问集团有限公司副总工程师，教授级高级工程师。国家注册环保工程师、注册机械工程师，工信部大气净化装备委员会副主任委员，国家700℃超超临界燃煤发电技术创新联盟技术委员会委员，中国电机工程学会火力发电专业委员会委员，环保部火电环境保护中心专家委员会委员，电力行业联合循环发电标准化技术委员会委员，机械工业环境保护机械标准化技术委员会大气净化设备分技术委员会委员。长期从事火力发电厂热机、环保新技术研究工作。近年来在国家级电力期刊上发表有关新技术发展及环保工艺方面的研究论文30篇以上。

燃煤电厂“超低排放”技术应用情况、经验及存在的问题

2016年3月9-10日 中国·济南

燃煤电厂超低排放 技术应用情况、经验及存在的问题

2016.3.9

内 容



燃煤电厂超低排放主要技术路线

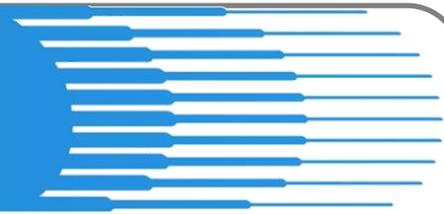


国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况



燃煤电厂超低排放取得的主要经验

内 容



四

燃煤电厂超低排放存在的主要问题

一、燃煤电厂超低排放主要技术路线

一、燃煤电厂超低排放主要技术路线

燃煤电厂满足“超低排放”烟气治理主要技术路线选择：

1、以湿法烟气脱硫工艺为主的烟气治理技术路线

技术路线一：低NO_x燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器；

技术路线二：低NO_x燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器。

技术路线系统三：低NO_x燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）；

一、燃煤电厂超低排放主要技术路线

技术路线一：低NO_x燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法

烟气脱硫工艺+湿式电除尘器

目前已有数台机组按照该技术路线完成改造，实现“超低排放”。主要投运业绩包括：浙能嘉华电厂7、8号机组、神华国华惠州电厂300MW机组、扬州第二电厂630MW等。

一、燃煤电厂超低排放主要技术路线

技术路线二：低NO_x燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气

脱硫工艺+湿式电除尘器

目前也已有数台机组按照该技术路线完成改造，实现“超低排放”，其高效除尘器或采用优化后的电除尘器或采用电袋除尘器。主要投运业绩包括：华能白杨河电厂2×300MW机组、华能黄台电厂9、10号2×300MW机组、大唐黄岛电厂5、6号2×670MW机组、山西瑞光电厂300MW机组、广州恒运电厂9号炉330MW机组、石家庄热电厂等。

一、燃煤电厂超低排放主要技术路线

技术路线三：低NO_x燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）

目前已有多台机组按照该技术路线完成新建或改造，实现“超低排放”。主要投运业绩包括：华能金陵电厂2×1030MW机组、华能长兴电厂2×660MW机组、重庆合川电厂2×660MW机组、华能玉环电厂2号1000MW机组、华能左权电厂1号机组、宁夏鸳鸯湖电厂660MW机组以及中电投上海漕泾电厂2号1000MW机组等。

二、国内主要发电集团超低排放技术 路线及工程技术应用情况

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

国内部分燃煤电厂技术路线——（1）浙能集团

■ 浙能嘉兴发电厂

- 除尘：采用低低温除尘+湿式电除尘技术，烟囱出口烟尘浓度 $<2.1\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硫：采用石灰石-石膏湿法脱硫系统，改为3+1台浆液泵，增加一层托盘变为双托盘脱硫塔，除雾器改为一级管式除雾器+两层屋脊式除雾器，烟囱出口 SO_2 浓度 $<17.5\text{ mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硝：采用“超低 NO_x 燃烧器+增加预留层新型改性催化剂”，烟囱出口 NO_x 浓度 $<39\text{ mg}/\text{Nm}^3$

■ 浙能六横发电厂

- 除尘：采用“电除尘器(ESP)+旋转极板+湿式除尘器”，烟囱出口烟尘浓度 $<5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。
- 脱硫：采用石灰石-石膏湿法脱硫系统（托盘技术+增效环），烟囱出口 SO_2 浓度 $<25\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。
- 脱硝：采用低 NO_x 燃烧器及SCR脱硝工艺。烟囱出口 NO_x 浓度 $<26\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

嘉华百万千瓦燃煤机组烟气超低排放示范项目

环保性能评估

2014年10月29日，火电环境保护中心专家委员会组织了《嘉华百万千瓦燃煤机组烟气超低排放示范项目环保性能评估报告》评审。浙江浙能嘉华发电有限公司为实现烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别低于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的超低排放要求，采用全国首创的多种污染物高效协同脱除技术，对嘉兴发电厂三期工程7、8号燃煤机组实施了脱硝、除尘、脱硫系统提效改造工程。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

中国环境监测总站和浙江省环境监测中心负责超低排放中所规定的气态污染物（包括 NO_x 、 SO_2 和Hg）、烟尘颗粒物、以及烟气排放参数（包括烟气流速、温度、压力、湿度、氧含量等）的测试工作。国电环境保护研究院负责非常规污染物 SO_3 、液滴、PM2.5等项目的监测工作。测试位置包括：脱硝装置进出口、静电除尘器进出口、脱硫装置进出口、湿式静电除尘器出口与烟囱总排放口等位置。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

7号机组、8号机组烟气污染物排放浓度按小时均值进行评判，是世界上最为严格的评判方法，基本达到了超低排放限值要求。建议可按欧盟、美国的燃煤电厂烟气污染物的达标评判方法，进一步评估超低排放工程的达标效果。

-

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

国内部分燃煤电厂技术路线——（2）神华集团

1) 国华电力

■ 国华舟山发电厂350MW机组

- 除尘：采用“电除尘器(ESP) +高频电源+旋转极板+湿式除尘器”，烟囱出口烟尘浓度 $<2.55\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硫：采用高效海水脱硫技术，烟囱出口 SO_2 浓度 $<2.86\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硝：采用低 NO_x 燃烧器及SCR脱硝工艺。烟囱出口 NO_x 浓度 $<20.5\text{mg}/\text{Nm}^3$

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

各段烟尘浓度测量情况：

电除尘器出口：16.5mg/m³；

海水脱硫装置出口：10mg/m³；

湿式电除尘器出口：2.55mg/m³。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况



二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

序号	电厂机组	技术方案	投产时间	排放指标 mg/Nm ³
1	舟山电厂 #4	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、电除尘器 (4电场+1旋转电场), 高频电源; 3、脱硫三级除雾器; 4、湿式电除尘器 (金属电极, 1电场)。	2014. 06	尘<2.55 ; SO ₂ <2.86; NO _x <20.5;
2	三河电厂 #1	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、 低低温电除尘器 (4电场) 及高频电源; 3、湿法脱硫三级除雾器; 4、湿式电除尘器 (柔性电极)。	2014. 07	尘<5; SO ₂ <9; NO _x <35;
3	绥中电厂 #2	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、电除尘器 (6电场), 高频电源; 2、湿法脱硫三级除雾器。	2014. 08	尘<3.2; SO ₂ <19.8; NO _x <35;
4	三河电厂 #2	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、低低温电除尘器 (4电场) 及高频电源; 3、脱硫三级除雾器; 4、湿式电除尘器 (金属电极, 2电场)。	2014. 11	尘<3; SO ₂ <10; NO _x <25;

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

序号	电厂机组	技术方案	投产时间	烟尘指标 mg/Nm ³
5	定洲电厂#3	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、低低温电除尘器(4电场)及三相电源; 3、湿法脱硫三级除雾器; 4、湿式电除尘器(金属电极, 2电场)。	2014. 12	尘<2; SO ₂ <6; NO _x <17;
6	惠州电厂#1	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、低低温电除尘器(4电场), 高频三相电源; 3、湿法脱硫三级除雾器; 4、湿式电除尘器(金属电极, 2电场)。	2014. 12	尘<1.4; SO ₂ <8; NO _x <18;
7	定洲电厂#4	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、低低温电除尘器(4电场)及三相电源; 3、脱硫三级除雾器; 4、湿式电除尘器(金属电极, 2电场)。	2015. 01	尘<2; SO ₂ <7; NO _x <21;
8	绥中电厂#1	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、电除尘器(6电场), 高频电源; 3、脱硫三级除雾器;	2015. 01	尘<4.83; SO ₂ <27.2; NO _x <38.7

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

序号	电厂 机组	技术方案	投产时间	烟尘指标 mg/Nm ³
9	孟津电厂#2	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、电除尘器(4电场)及高频电源; 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015.04	尘<3.77; SO ₂ <12; NO _x <40;
10	孟津电厂#1	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、电除尘器(4电场)及高频电源; 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015.06	尘<3.77; SO ₂ <12; NO _x <40;
11	准格尔电厂#4	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、电除尘器(4电场)及高频电源; 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015.08	尘<5; SO ₂ <34; NO _x <48;
12	准格尔电厂#3	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、电除尘器(4电场)及高频电源; 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015.09	尘<5; SO ₂ <32; NO _x <40;

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

序号	电厂机组	技术方案	投产时间	烟尘指标 mg/Nm ³
13	三河电厂#4	1、低氮燃烧+SCR脱硝； 2、低低温电除尘器（4电场）及高频电源； 3、湿法SPC管式除雾除尘器。 4、湿式电除尘器（柔性电极）。	2015. 10	尘<0.5； SO ₂ <15； NO _x <25；
14	盘山电厂#1	1、低氮燃烧+SCR脱硝； 2、电除尘器（6电场）及高频电源； 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015. 11	尘<0.5； SO ₂ <15； NO _x <25；
15	绥中电厂#3	1、低氮燃烧+SCR脱硝； 2、电除尘器（4电场）及高频电源； 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015. 11	尘<3； SO ₂ <30； NO _x <42；
16	三河电厂#3	1、低氮燃烧+SCR脱硝； 2、低低温电除尘器（4电场）及高频电源； 3、湿法脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015. 11	尘<3； SO ₂ <15； NO _x <25；

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

序号	电厂机组	技术方案	投产时间	烟尘指标mg/Nm ³
17	宁东电厂#1	1、低氮燃烧+SNCR脱硝; 2、电袋除尘器及高频电源; 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015.11	尘<5; SO ₂ <35; NO _x <50;
18	宁东电厂#2	1、低氮燃烧+SNCR脱硝; 2、电袋除尘器及高频电源; 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015.11	尘<5; SO ₂ <35; NO _x <50;
19	盘山电厂#2	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、电除尘器及高频电源; 3、脱硫SPC管式除雾除尘器。	2015.12	尘<1.54; SO ₂ <11.42; NO _x <46.40;
20	太仓电厂#7	1、低氮燃烧+SCR脱硝; 2、低低温电除尘器(4电场),高频电源; 3、湿法脱硫SPC管式除雾除尘器。 4、湿式电除尘器(金属电极,2电场)。	2015.12	尘<1; SO ₂ <15; NO _x <25;

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

目前国华电力共计完成20台机组超低排放改造，国华电力超低排放改造主要采用低NO_x燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法烟气脱硫工艺技术路线，其中8台后部设有湿式除尘器、12台未设湿式除尘器。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

2) 神华国能宁夏煤电有限公司

主要采用：低NO_x燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）技术路线。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

主要案例：鸳鸯湖电厂#2 660MW机组“超低排放”改造项目

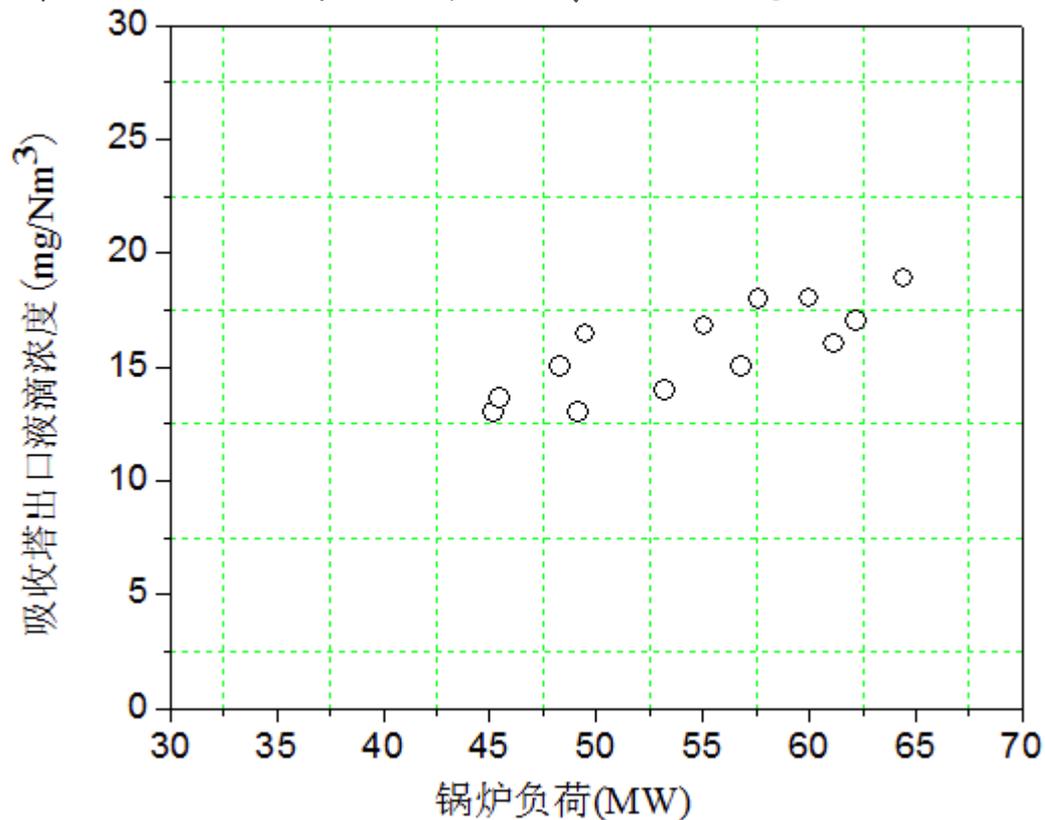
干式电除尘采用低低温电除尘器+三相电源，脱硫系统采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺，吸收塔设置3层喷淋层，不设烟气旁路，配有低温省煤器；不设GGH。吸收塔为带有托盘的喷淋原脱硫吸收塔除雾器采用三级屋脊式菱形布置。

1) 吸收塔出口固体颗粒物(烟尘)排放浓度： <4.5

mg/Nm^3

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

2) 吸收塔出口液滴的固体排放浓度。



二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

国内部分燃煤电厂技术路线——（3）华能集团

1) 华能国际股份

完成了指导意见及燃煤电站烟气协同治理关键技术及集群化工程应用课题，包括西安交大、武汉凯迪、浙大网新、浙江菲达及我们集团中南院参加完成。主要采用：低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）技术路线。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

案例1：华能山西榆社电厂2×330MW机组除尘器改造项目

该2×300MW机组采用低低温电除尘技术烟气协同治理技术路线，系统中不设置WESP，原电除尘器改造前出口烟尘浓度约100mg/m³，实际燃用含硫量约2%左右的高硫煤，采用低低温电除尘技术，将烟气温度降至90℃左右，同时将第1、2电场工频电源改造为高频电源。2014年8月上旬投入运行，经测试，电除尘器出口烟尘浓度为18mg/m³，经湿法脱硫系统后，烟尘排放浓度为8mg/m³。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

案例2：华能浙江长兴电厂2×660MW机组新建工程

该2×660MW机组采用以低低温电除尘技术为核心的烟气协同治理技术路线，系统中不设置WESP，每台炉配套2台双室五电场静电除尘器，设置高频电源电除尘系统确保除尘器的除尘效率稳定性；设计烟气温度的为90℃，电除尘器出口烟尘浓度设计值为15mg/m³，要求经湿法脱硫系统后，烟尘排放浓度≤5mg/m³。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

该项目2014年12月投运，除尘部分经测试，ESP出口烟尘浓度值约 $12\text{mg}/\text{m}^3$ 。粉尘经过吸收段后，喷淋层出口的粉尘浓度为 $0.0015\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，说明粉尘几乎全部被捕集。高性能除雾器携带含固量 $2.65\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

案例3：华能左权电厂1号660MW机组超低排放一体化改造工程

该机组燃煤为中硫（ $St. ar$ 为2.4%）、高灰（ Aar 为35.8%），采用以低低温电除尘技术为核心的烟气协同治理技术路线，系统中不设置WESP，低低温电除尘器+高效电源+薄膜持液层托盘单塔技术路线；2015年12月31日，示范工程顺利通过168小时运行，各项指标达到超低排放标准，在入口烟气二氧化硫浓度达到 $6000\text{mg}/\text{Nm}^3$ 情况下，出口二氧化硫浓度小于 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，粉尘平均浓度 $5\text{mg}/\text{Nm}^3$ （低低温未投运）。目前已通过晋中市环保监测站环保验收，烟尘排放浓度 $<5\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 排放浓度 $<35\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

2) 华能山东分公司

主要采用：低NO_x燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器技术路线。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

主要案例：华能山东黄台电厂300MW机组烟气脱硫改造项目

脱硫部分：改造前设计煤质收到基硫份 S_{ar} 为2.2%，FGD入口 SO_2 浓度 $5547\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，设计脱硫效率大于97%，出口 SO_2 浓度为小于 $166\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。为达到超低排放要求，电厂对现有装置进行了超低排放提效改造。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

改造方案本着充分利旧的原则，利旧现有吸收塔作为一级吸收塔，新建一座吸收塔作为二级吸收塔。新建二级吸收塔直径12.5m，高29m，吸收塔内烟气流速3.5m/s，设置三层喷淋层，层间距2m。新建二级吸收塔配套设置除雾器和氧化风系统。

该脱硫增容改造工程已通过168h试运投入运行，改造后设计入口/出口SO₂浓度：5750/32mg/m³（标准状态，干基，6%含氧量），设计脱硫效率达到了99.44%。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

湿式电除尘器改造：WESP为立式复合材料收尘极，设计除尘效率不低于83%，进口含尘浓度 $30\text{mg}/\text{m}^3$ ，出口浓度保证 $\leq 5\text{mg}/\text{m}^3$ 。该机组于2014年9月投运，经测试，WESP除尘效率大于85%，出口烟尘排放为 $2.6\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

国内部分燃煤电厂技术路线——（4）华电集团

华电集团项目和华电国际项目

三个技术路线均有采用业绩：低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器、低 NO_x 燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器、低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）均有采用。相对而言华电国际采用低 NO_x 燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器项目较多。

二、国内主要发电集团超低排放技术路线及工程技术应用情况

主要案例：

■ 天津军粮城电厂

- 除尘：采用“布袋除尘器+湿式电除尘器”，烟囱出口烟尘浓度 $<5\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硫：沿用石灰石-石膏湿法脱硫技术，采用“新增串联二级脱硫塔+烟塔合一”。烟囱出口 SO_2 浓度 $<35\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硝：采用低 NO_x 燃烧器及SCR脱硝工艺，加装一层新催化剂，改造后SCR出口 NO_x 排放浓度能够 $<50\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，脱硝率 $>88.9\%$

二、国内主要火电集团燃煤机组烟气治理技术路线

国内部分燃煤电厂技术路线——（5）国电投集团

所属环保公司对于超低排放环保升级改造工作提出两条技术路线：

- 1) 技术路线一：低NOX燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器。
- 2) 技术路线三：低NOX燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺。

二、国内主要火电集团燃煤机组烟气治理技术路线

案例：重庆某电厂4号机660MW扩建工程

采用低NOX燃烧器+SCR+低低温ESP+WFGD技术路线，未设置湿式静电除尘器。

测试结果：

入口SO₂浓度2179.3mg/Nm³，粉尘浓度为11.66mg/Nm³；

出口SO₂浓度：14.4mg/Nm³

脱硫效率：99.34%

出口粉尘浓度：7.98mg/Nm³

除尘效率：99.93%

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

- 1、燃煤电厂烟气治理岛整岛考虑实现超低排放及节能减排。
- 2、烟气治理岛各环保装置的协同控制（包括SO_x、NO_x、粉尘、汞等重金属等）。
- 3、各种脱硫塔的设计优化。

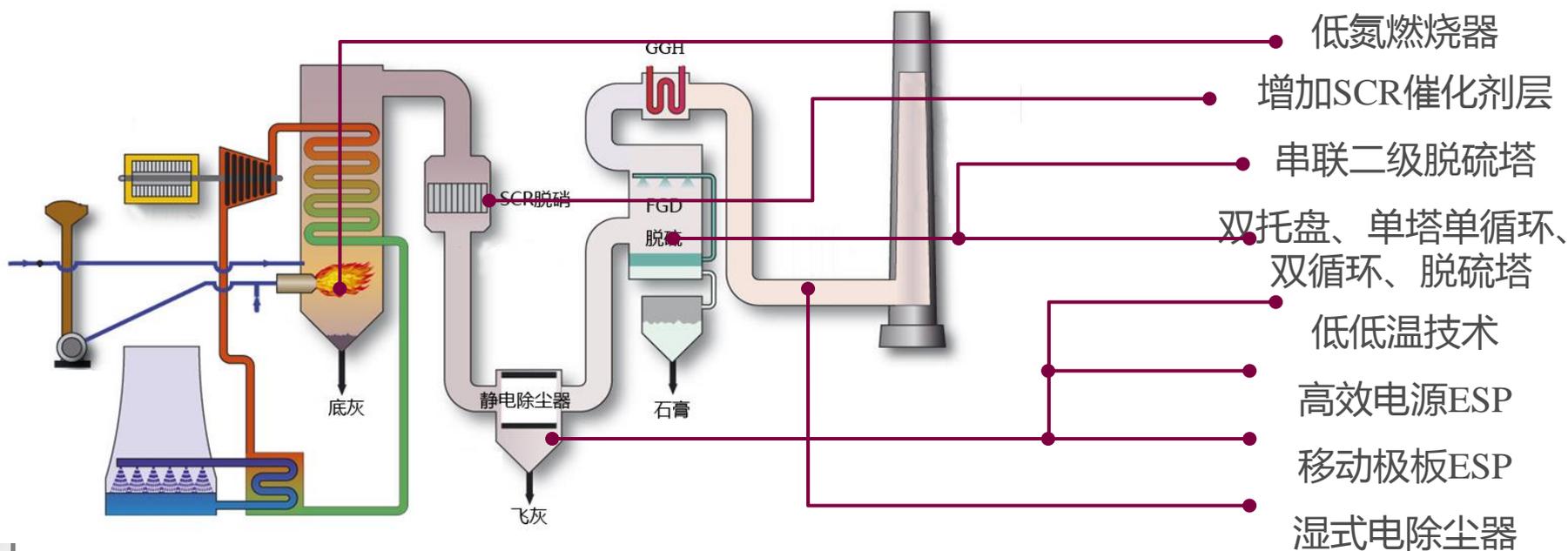
三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

1、燃煤电厂烟气治理岛的超低排放及节能减排概念

- 常规技术：SCR、静电除尘器、FGD脱硫
- 实现燃煤电厂烟气治理岛超低排放控制有多种可选的减排技术

常规技术路线

新的减排技术



三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

2、烟气治理岛各环保装置的协同控制

典型污染物治理技术间的协同脱除作用

污染物	脱硝	热回收器	低低温电除尘	湿法脱硫
PM	○	▲	√	●
SO ₂	○	○	○	√
SO ₃	▲	▲	√	√
NO _x	√	○	○	●
Hg	▲	▲	●	●

注：√-直接作用，●-直接协同作用，▲-间接协同作用，○-基本无作用或无作用。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

从整个电厂系统设计的角度考虑燃煤电厂烟气的治理，充分研究烟气中PM、NO_x、SO_x、Hg等污染物、各脱除工艺之间相互影响、相互关联的物理和化学过程，利用现有烟气污染物脱除设备之间存在的协同脱除能力，实现燃煤电厂大气污染物的协同与集成治理设计方案，为我国燃煤电厂烟气污染物超低排放提供了新思路。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

(1) 烟气治理环保装置协同技术之一

1) 低低温电除尘器、降温换热器、湿法烟气脱硫协同除尘、脱SO₃

通过热回收器，烟气温度降低至酸露点以下，此时，绝大部分SO₃在烟气降温过程中凝结。由于烟气尚未进入电除尘器，所以烟尘浓度很高，比表面积很大，冷凝的SO₃可以得到充分的吸附，对SO₃去除率一般不小于70%，下游设备一般不会发生低温腐蚀现象，同时实现余热利用或加热湿法脱硫装置后的净烟气。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

低低温电除尘器的出口粉尘粒径会增大，普通电除尘器出口烟尘平均粒径一般为 $1\mu\text{m}\sim 2.5\mu\text{m}$ ，低低温电除尘器出口粉尘平均粒径大于 $3\mu\text{m}$ ，低低温电除尘器出口粉尘平均粒径明显高于低温电除尘器。当采用低低温电除尘器时，脱硫出口烟尘浓度明显降低，可有效提高湿法脱硫系统协同除尘效果。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

提高脱硫、除尘效率的湿法烟气脱硫装置（WFGD）

主要功能是实现SO₂的高效脱除，同时实现烟尘、SO₃的协同脱除。

采用单塔或组合式分区吸收技术，改变气液传质平衡条件，优化浆液PH值、浆液雾化粒径、氧硫比、液气比等参数，优化塔内烟气流场，改善喷淋层设计，提高除雾器性能等提高脱硫效率。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

湿法脱硫装置出口的液滴中含有石膏颗粒等固体颗粒，要达到颗粒物的超低排放，提高其协同除尘效率的措施：

- a) 较好的气流分布；
- b) 采用合适的吸收塔流速；
- c) 优化喷淋层设计；
- d) 采用高性能的除雾器，除雾器出口液滴浓度为 $20\text{mg}/\text{m}^3 \sim 40\text{mg}/\text{m}^3$ 。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

石膏浆液为悬浮浆液，石膏浆液中 $26.5\ \mu\text{m}$ 以下直径的颗粒占总粒径的重量比小于37.57%，而一般屋脊式除雾器的极限粒径为 $22\ \mu\text{m}\sim 24\ \mu\text{m}$ 左右，超过限粒径的液滴全部被除雾器捕获。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

吸收塔内石膏浆液含固量通常为20%，假设小粒径段颗粒在浆液中均匀分布，即大、小液滴中小粒径段颗粒的浓度相等，通过除雾器的小液滴中只能含有小粒径段的石膏颗粒，则通过除雾器的液滴含固量理论值应为 $20\% \times 37.35\% = 7.5\%$ ，而并非国内业界一直认为的除雾器出口雾滴含固量等同于塔内石膏含固量。当除雾器厂家可保证脱硫出口液滴浓度分别小于 $75\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $40\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 时，雾滴对烟尘贡献分别仅为 $5.6\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $1.5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

技术优势

- 1) 烟气协同治理路线理念先进，现实可行；
- 2) 利用原有设备进行改造集成，初投资、运行成本增幅较小；
- 3) 不会造成新的二次污染及能源消耗转移；
- 4) 具有良好的技术适应性，可应用于新建或改造机组；
- 5) 不同模块间具有良好的集成性能，可根据不同排放要求进行有效组合。

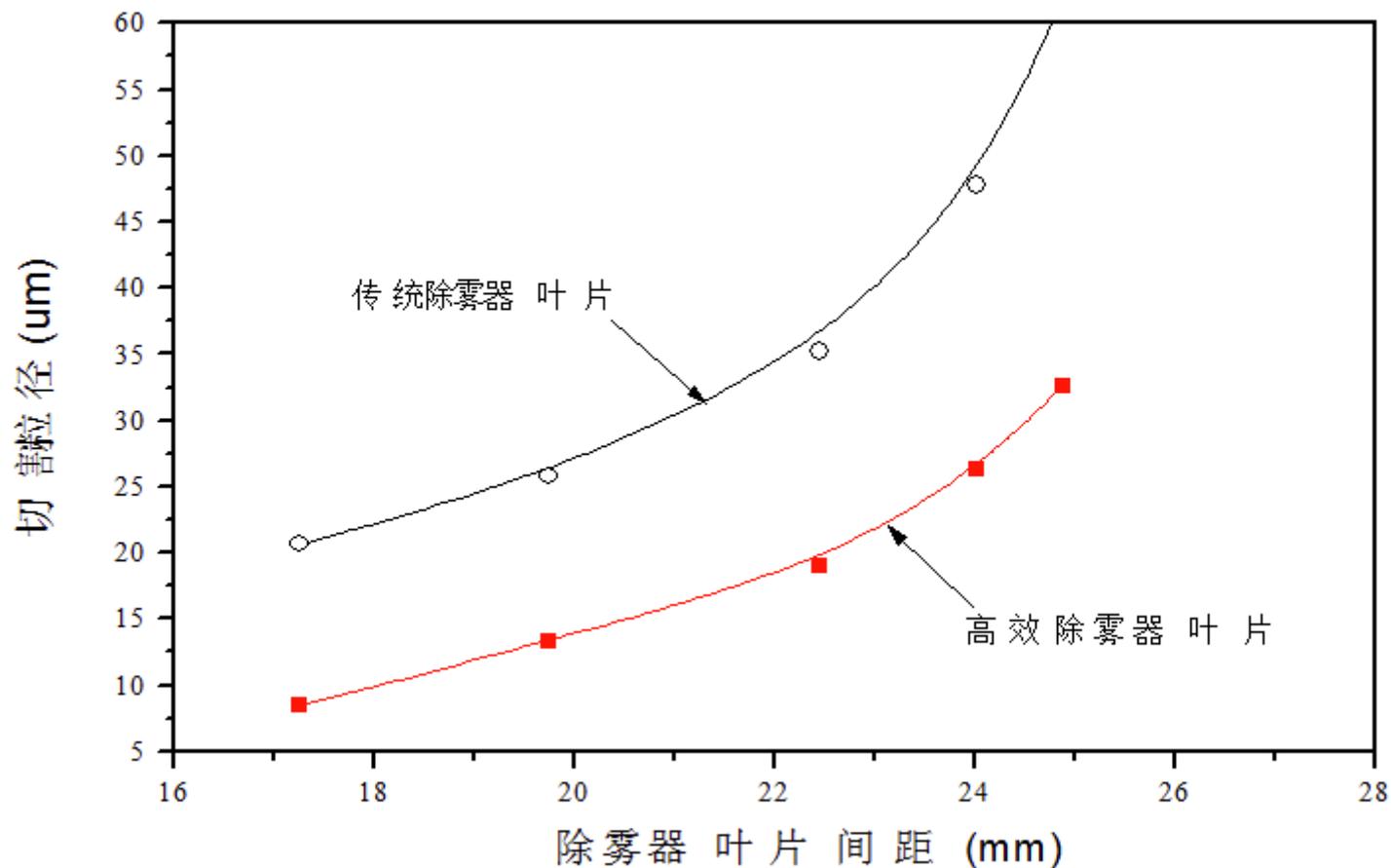
三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

(2) 烟气治理环保装置协同技术之二

脱硫高效除雾除尘一体化超低排放技术

提供喷淋层喷嘴差异化布置或设置气流均布及预捕集装置，降低烟气中携带液滴量及固体颗粒物。通过具有专利的除雾器叶片形式，其特点为改变叶片间气相流场分布及固体颗粒及液滴颗粒的浓度分布，达到细微颗粒在叶片间的运动轨迹的目的，从而加强了细微颗粒的团并，在保证除雾器不堵塞的情况下，可收集8.6 μm 以上粒径的固体颗粒，大大提高了除雾器的性能，有效控制了脱硫后烟卤的固体排放浓度。

三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验



三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

3、各脱硫公司脱硫塔的设计优化

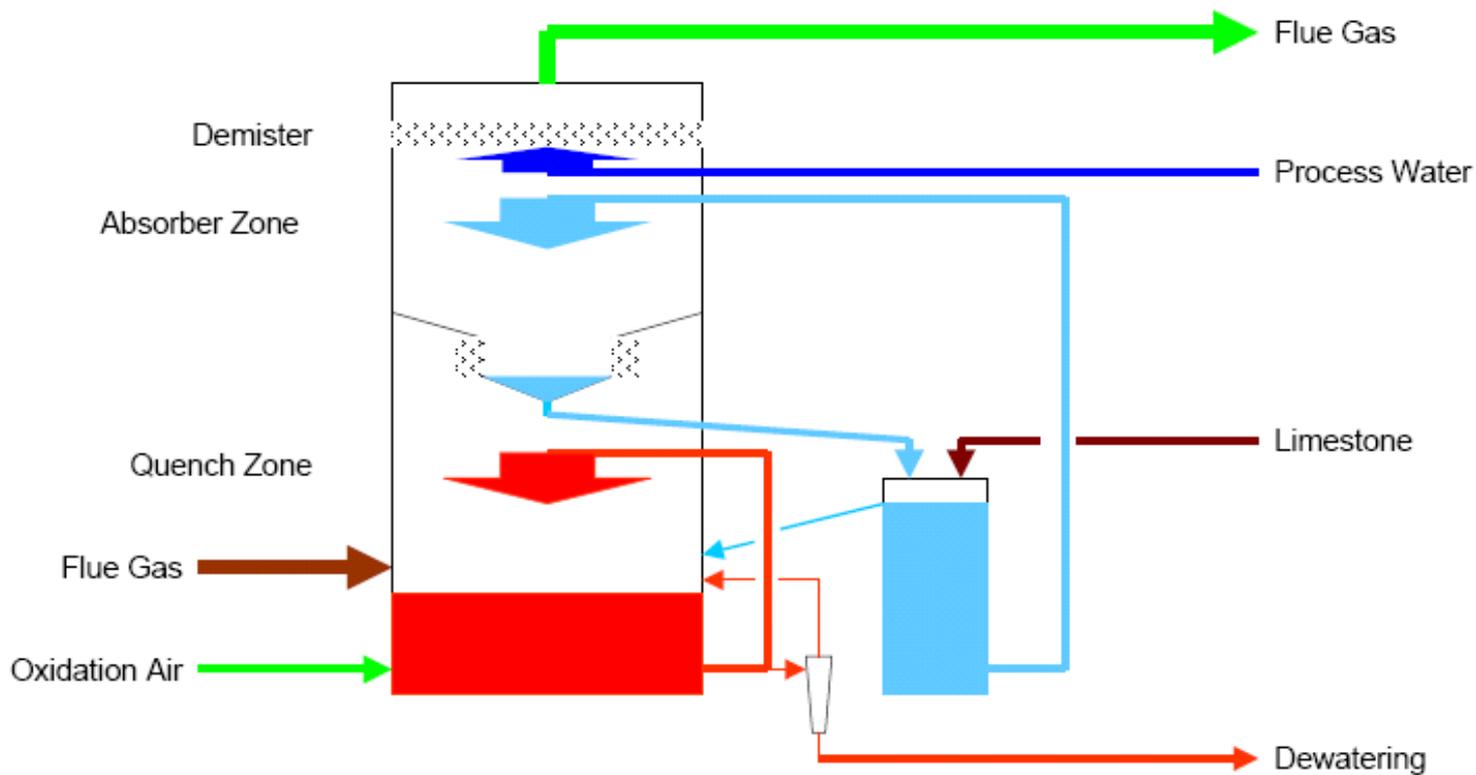
(1) 针对燃低硫煤机组超低排放的主要塔型

包括：喷淋空塔、托盘塔、单塔双循环等技术

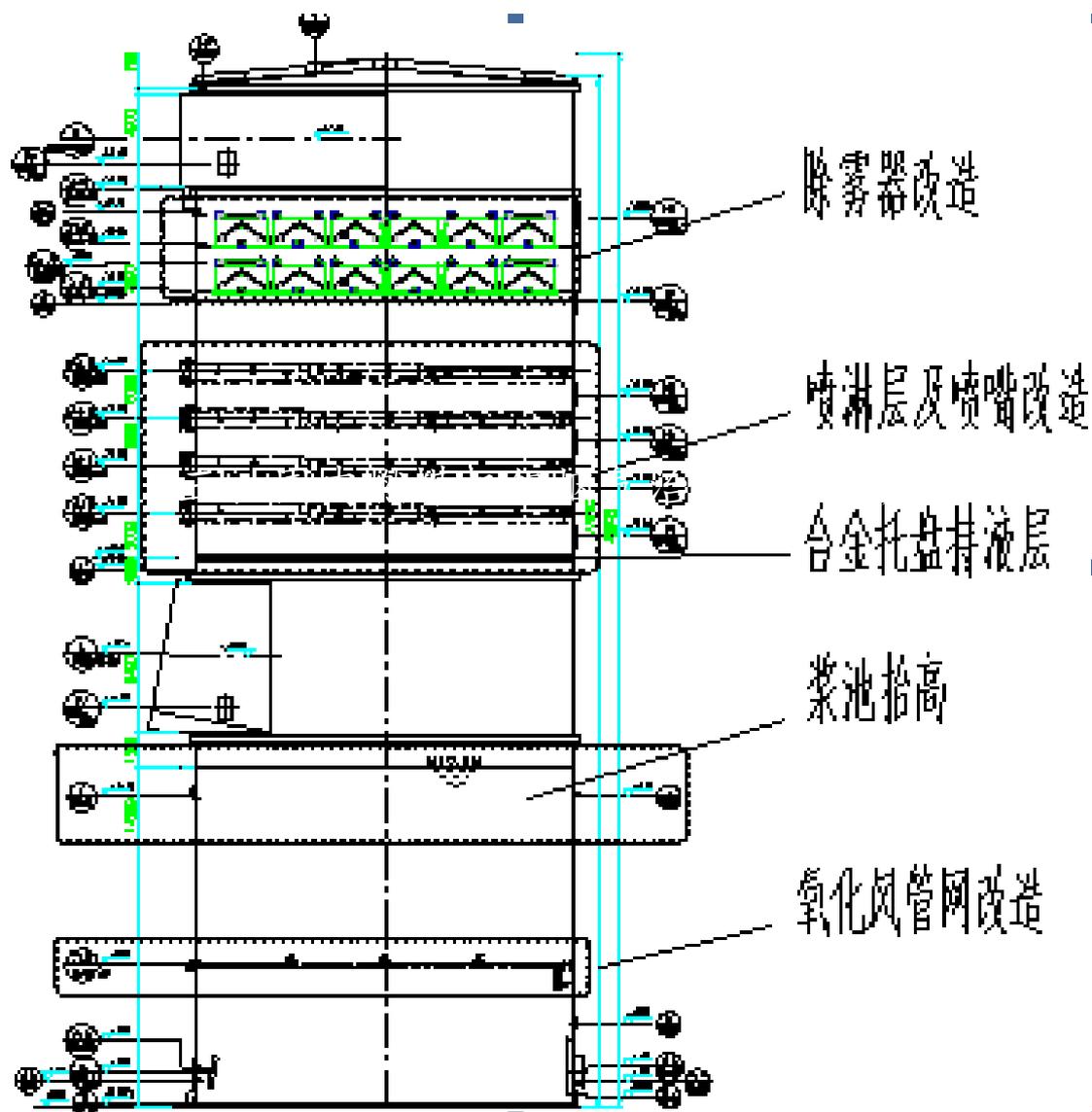
(2) 针对燃中、高硫煤机组超低排放的主要塔型

包括：串塔、高效分级复合脱硫塔(托盘+喷淋层+薄膜持液层等技术。

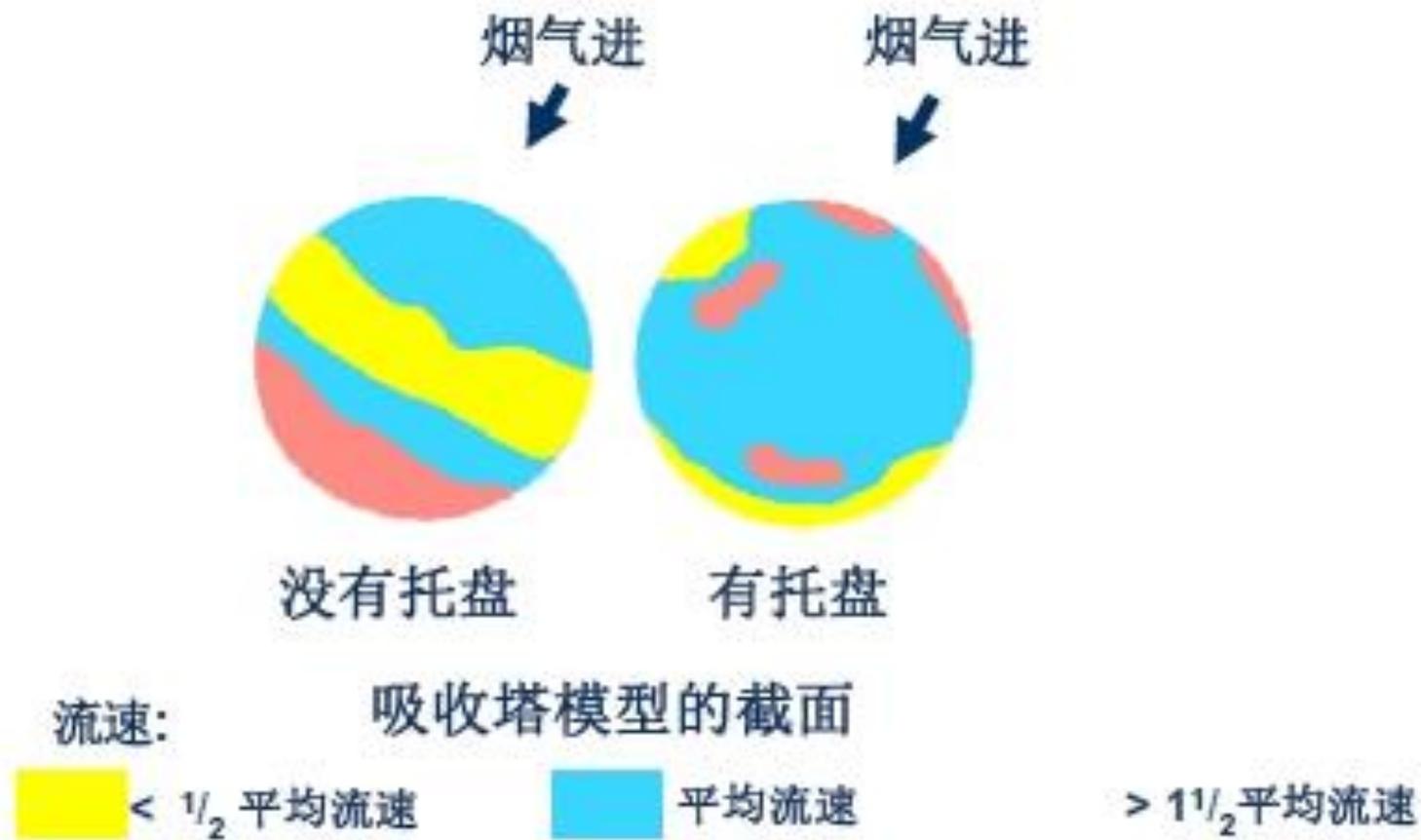
三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验



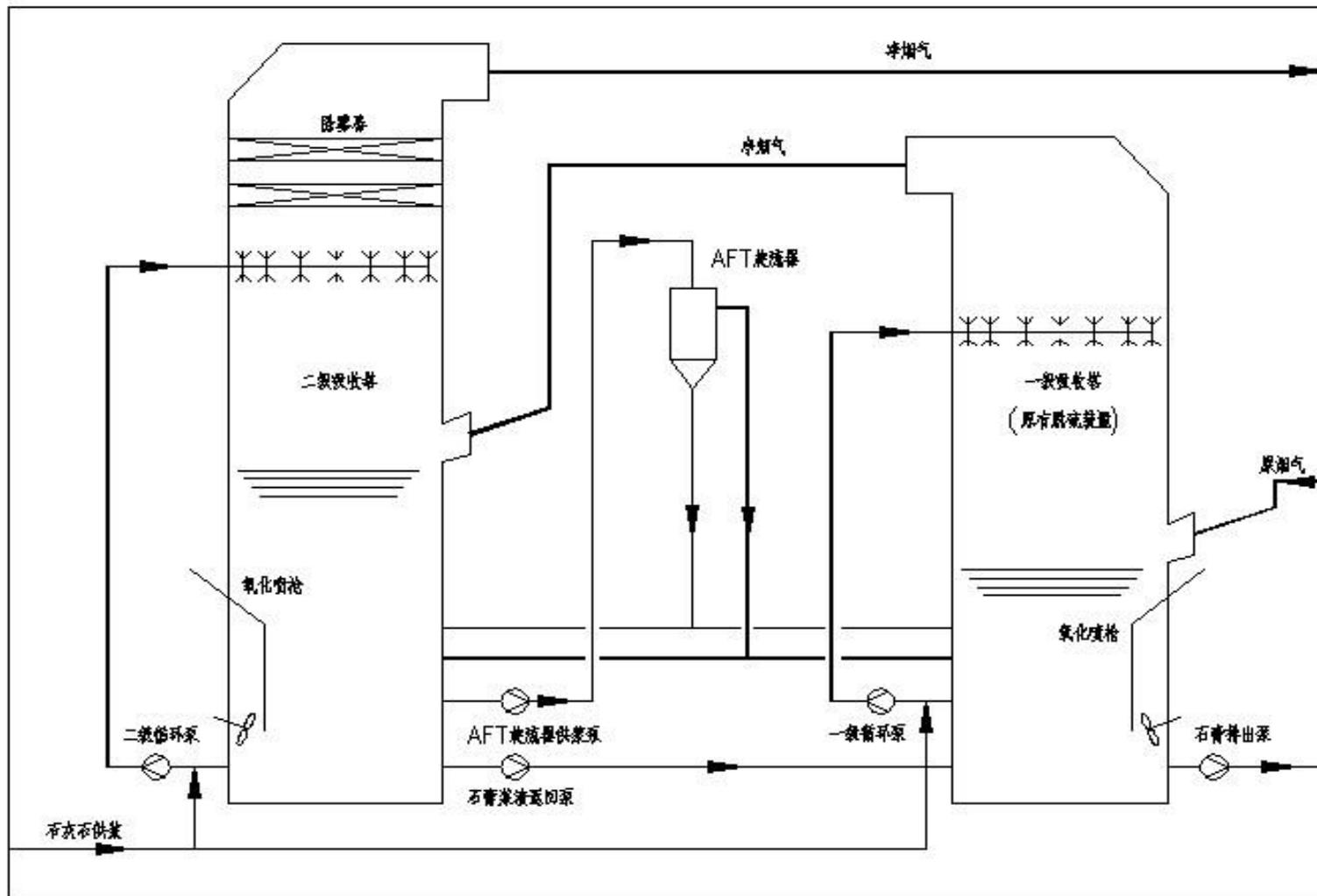
三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验



三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验



三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

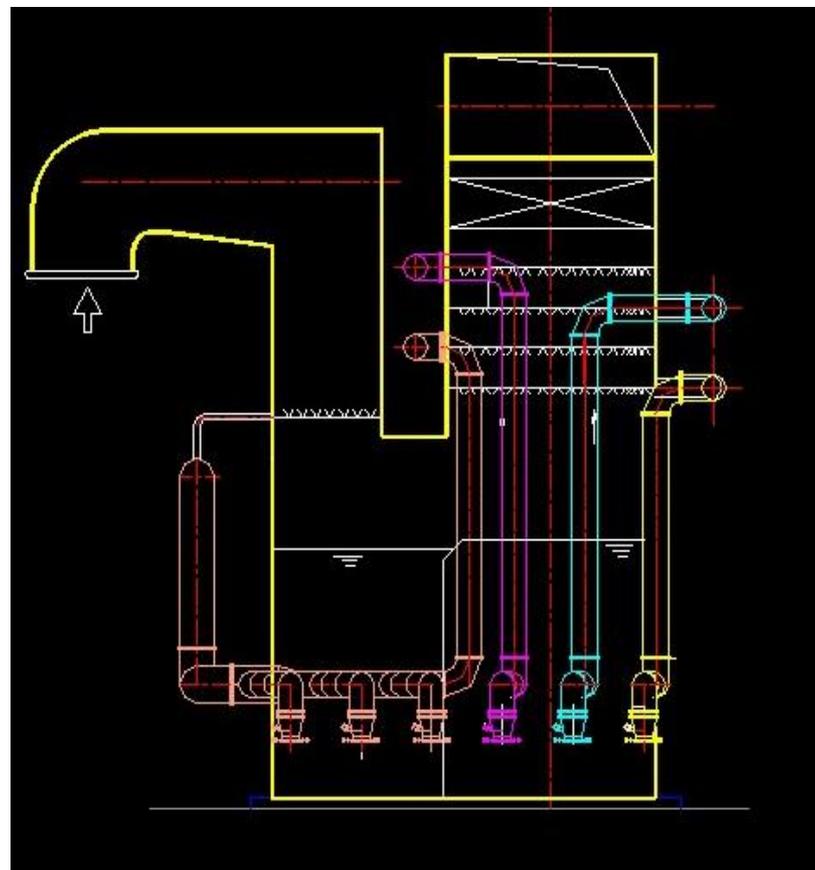


三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

双循环脱硫塔

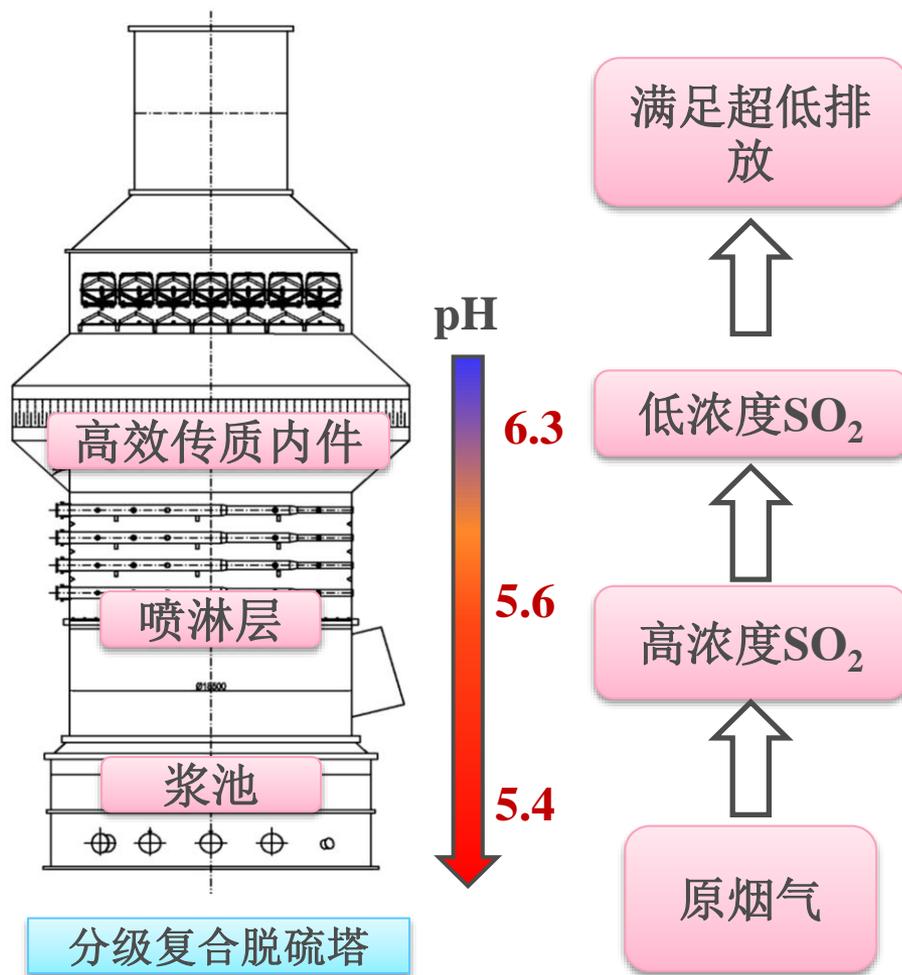
采用的一个浆池，水平衡控制容易；

公共备用一台循环泵，电厂可根据实际运行情况进行启停和切换，运行灵活性和经济性非常高。



三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

高效分级复合脱硫塔



三、燃煤电厂超低排放取得的主要经验

4、SCR烟气脱硝装置催化剂

其主要功能是实现NO_x的高效脱除，同时实现较高的汞氧化率和较低的SO₃的生成率。通过在脱硝系统中加装高效汞氧化催化剂，提高元素态汞的氧化效率，有利于在其后的除尘设备和脱硫设备中对汞进行脱除。降低SO₂向SO₃的转化率，减少SO₃的生成。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

1、部分超低排放改造项目投资过高、厂用电率过高

部分项目急于实现超低排放改造，因此将各种技术堆积在一起，改造后 NO_x 、 SO_2 、粉尘排放满足超低排放要求，但投资运行成本过高，且烟气治理部分能耗较高，厂用电率的提高无疑使全厂供电煤耗增加。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

2、超低排放改造仅按满足目前的要求进行排放控制

我国的火电厂烟气污染物排放标准还在完善和发展阶段，在这一阶段，更要注意前瞻性分析和研究，否则对技术路线的发展将十分不利，包括对SO₃、重金属、PM2.5等的控制应该是我们综合考虑的问题。举例：某2×300MW机组“超低排放”改造项目，改造后NO_x、SO₂、粉尘排放满足超低排放要求，但未考虑协同治理，结果测试SO₃排放浓度在100mg/Nm³以上。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

3、采用低低温电除尘器技术应注意的主要问题

低低温电除尘器+高效湿法烟气脱硫协同控制由于理念先进，节能及综合环保性能好有望成为环保治理技术的主流工艺路线（包括对燃中硫中灰以上工程应用）。但应注意对低低温电除尘器除尘体系进行细致设计。目前已有电厂由于采用低低温电除尘器后引起一电场的灰量增加以及灰中SO₃增加，引起的流动性变差，造成输灰困难，已有几个工程出现上述问题，应该在以后的输灰系统设计时引起重视。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

4、设计温度高于酸露点的所谓低低温电除尘器设计存在的主要问题

部分电除尘器在设计烟温时，考虑减少设备腐蚀隐患以及适应湿法脱硫烟气入口温度要求，将温度设计在100~110°C之间，实际运行温度通常高于100°C，就是我们常说的设计温度高于酸露点温度。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

由于设计温度高于酸露点温度， SO_3 在低低温电除尘器之前无法结露析出，达不到大量脱 SO_3 的目的。

- 1) 改善不了飞灰比电阻特性
- 2) 起不到凝并作用
- 3) 电除尘器、烟气再热器存在腐蚀隐患
- 4) 烟囱防腐风险提高并冒蓝烟

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

3、湿式电除尘器应用存在的主要问题

(1) 湿式电除尘器滥用

国内燃煤电厂投运的湿式电除尘器已经远远超过美国、日本运行湿式电除尘器数量，但我们对湿式电除尘器的应用条件和对湿式电除尘器在环保技术路线中的应用时模糊的。

湿式电除尘器是环保体系体系最后一道防线，对其选型及去除什么应该有清晰的认识。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

湿式电除尘器在国内燃煤机组有一窝蜂而起的现象，各种技术均有表现的空间，我们的建议是适量开展，不断总结。特别应注意湿式电除尘器要解决什么样的排放问题，并且要解决湿式电除尘器带来的废水量、腐蚀严重、材料选择困难等问题。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

金属极板湿式电除尘器材料选择

在除尘器极板、极线材料选择方面美国公司认为：吸收塔后运行会造成氯化物浓度升高，因此，增加了不锈钢发生点腐蚀和/或缝隙腐蚀的可能性。这些位置基本上是由未缓冲的浆液雾或冷凝物所湿化。它们对烟气中剩余SO₂的吸收可能造成pH下降到低于2。由于在湿式电除尘器会出现高氯化物和低pH的可能性，因此不推荐使用不锈钢。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

除雾器后湿法脱硫装置中液态腐蚀数据（316不锈钢）

环境	平均腐蚀速率		最大点蚀深度	
	mm/y	mpy	mm	mils
飞灰-2% wt. Cl<1200 ppm pH: 1.5-2.0	0.11	4.3	0.94 (83天后)	37
H ₂ SO ₃ , SO ₂ <70ppm Cl<2ppm, NO _x -350ppm pH-4	0.02	0.7	0.9 (133天后)	35

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

氯离子浓度 (ppm)		轻度	中度		严重		极度严重		
		100-500	1000	5000	10000	30000	50000	100000	200000
轻度	pH 6.5	不锈钢 型号 316L		不锈钢 317LMN 904L		双相不锈钢 (25% Cr: S32750)	超级奥氏体钢 (6% Mo) N08367 S31254 S32654 904hMo 1925hMo	镍合金 625 ETC	镍合金 N10276 ETC
中度	pH 4.5								
严重	pH 2.0	317LM 904L N08020	双相不锈钢 (22% Cr: 2205、225)						
极度严重	pH 1.0	317LMN 904L	超级奥氏体钢 (6% Mo: N08367、S31254、S326254、 904hMo、1925hMo)			镍合金 625 ETC			



四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

来自于湿法电除尘器收集管收集的硫酸酸雾滴落于多孔烟气分布板，导致烟气分布板严重腐蚀。



多孔烟气分布板

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

多孔板的腐蚀速率测定采用11GA-3.175mm厚的不锈钢板，测试时间达6个月，所得腐蚀速率约为6.35mm/y（250MPY）。

湿式电除尘器收集的冷凝硫酸气溶胶液滴，其中大约有90%直径小于 $1\mu\text{m}$ 。

四、燃煤电厂超低排放存在的主要问题

湿式电除尘器选择主要原则应与主体环保技术路线系统，做到：因地制宜、因煤制宜、因炉制宜、因标准制宜和应对未来环保可能的变化对策制宜。

谢谢!