

湿式排煙脱硫装置の運転実績

— 中国上海電力公司 外高橋第 1 期火力発電所 1 号機および 2 号機 (300 MW × 2) —

Operation Results of IHI Flue Gas Desulfurization System

— Phase 1 Units Nos. 1 & 2 (300 MW each) of Waigaoqiao Thermal Power Station for Shanghai Electric Power —

積田 佳 満	エネルギー・プラント事業本部電力事業部電力プロジェクト部	部長
戸田 光 司	エネルギー・プラント事業本部電力事業部電力プロジェクト部	主査
遠藤 巧	エネルギー・プラント事業本部電力事業部電力プロジェクト部	
藤野 善 久	エネルギー・プラント事業本部電力事業部電力プロジェクト部	

本発電所は、上海地域最大規模の石炭火力発電所として 2006 年 7 月に営業運転を開始し、当社は発電所の主要な環境保全設備である湿式排煙脱硫装置を製作・納入した。本装置は、最新のスパイラルノズルを採用するとともに、石灰石乾式ミルおよび石灰石粉の空気移送設備を採用し、設備費および運転費の低減を図っている。本稿では、上記特長を中心に納入した湿式排煙脱硫装置の概要、設備および機器仕様を紹介するとともに、試運転および性能試験を通して得られた知見およびその運転実績を紹介する。

The IHI flue gas desulfurization (FGD) system was completed in July 2006 for the two 300 MW coal-fired thermal power plants at Waigaoqiao, which is one of the largest capacity plants in Shanghai. This FGD system is the first to be constructed in Shanghai and is now operating smoothly and achieving superior SO₂ removal efficiency. This system applied the latest design and new technologies to cope with the local stringent environmental regulations as follows.

- (1) Spiral spray nozzle
- (2) Dry type limestone milling system
- (3) Pneumatic transportation system of limestone powder

These technologies can reduce the installation and running cost compared with a conventional type FGD system.

1. 緒 言

近年、上海は中国経済の中心地域となり急速な経済発展を遂げると同時に、電力需要も年々増加する傾向にある。そのなかで外高橋火力発電所は、上海地域全体の約 20% の電力量を供給する最大規模の発電所である。一方、中国中央政府は 2008 年の北京オリンピックおよび 2010 年の上海万博を控え、環境に対する規制をますます強化する方針である。中国上海電力公司は、このような背景を踏まえ外高橋第 1 期火力発電所 1 号機および 2 号機に上海地域で初となる脱硫装置を設置し、環境保全対策に万全を期す方針を決定した。

このような環境のもと当社は、石炭火力発電プラント用排煙脱硫装置の分野における多くの実績と経験を生かし、これまでの技術を集約した最新の湿式排煙脱硫装置として、外高橋第 1 期火力発電所 1 号機および 2 号機の排煙脱硫装置一式を納入、2006 年 7 月にすべての工事工程を完遂し、客先への引渡しを完了した。第 1 図に外高橋脱

硫装置の全景を示す。



第 1 図 外高橋脱硫装置の全景

Fig. 1 Overall view of FGD system of Waigaoqiao Thermal Power Station

2. 外高橋第1期火力発電所1号機および2号機の概要

外高橋第1期火力発電所1号機および2号機の概要は次のとおりである。

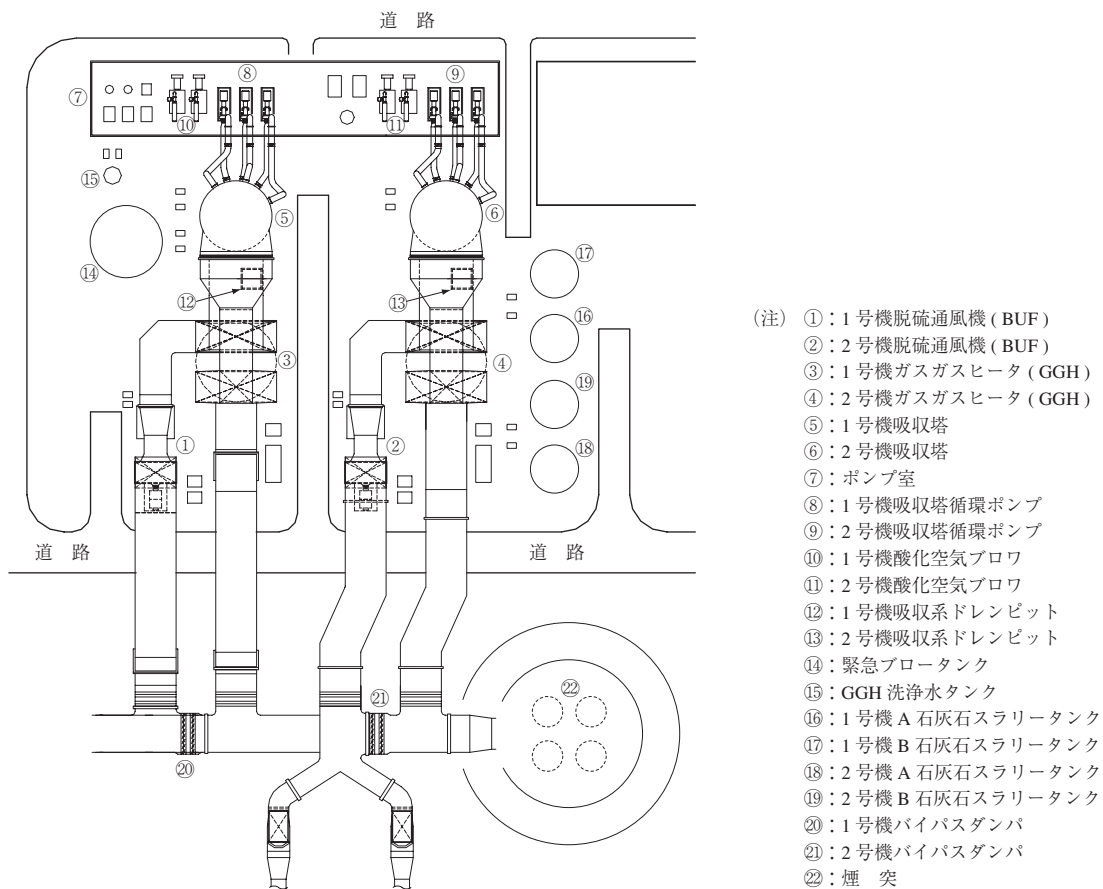
発電機出力	300 MW × 2
ボイラ	
形式	亜臨界強制循環ドラム式
使用燃料	石炭
蒸発量	1 250 t/h・Unit (最大連続負荷時)
蒸気圧力	18.3 MPa
蒸気温度	538℃ / 538℃ (主蒸気 / 再熱蒸気)
燃焼方式	石炭専焼
環境保全対策設備	
集じん装置 (EP)	電気式低温集じん器
排煙脱硫装置 (FGD)	湿式石灰石石膏法
排水処理装置 (WWTS)	2段凝集沈でん・砂ろ過・中和処理方式

3. 湿式排煙脱硫装置

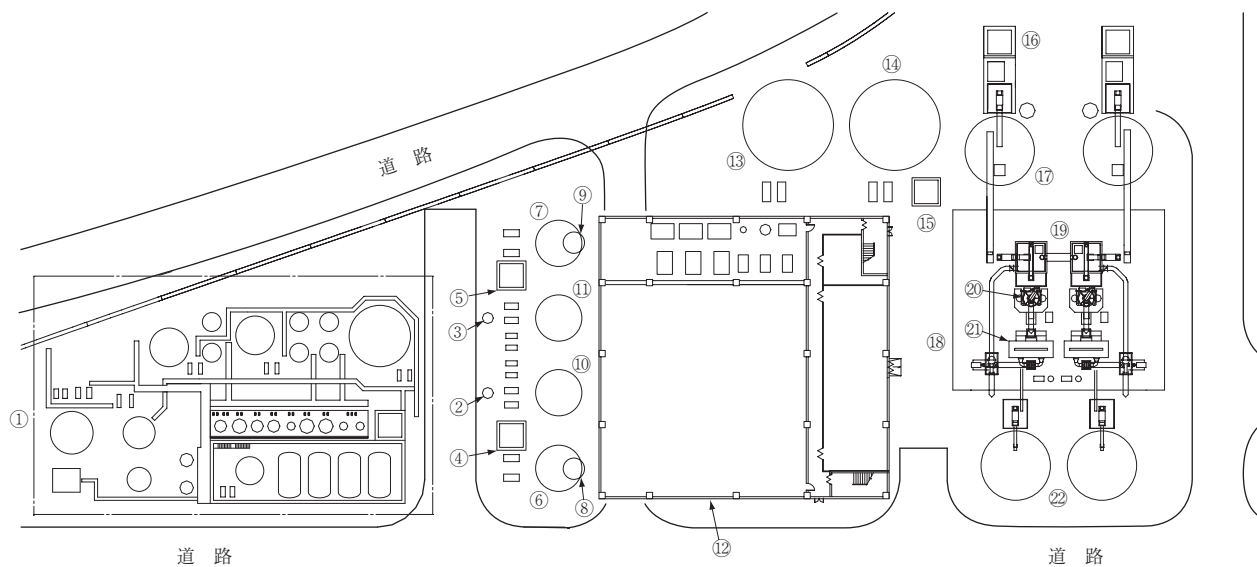
3.1 仕様

主な仕様は次のとおりである。全体の機器配置を第2図および第3図に示す。

形式	湿式石灰石石膏法 (同時脱硫酸化方式)
処理能力	
脱硫入口ガス量 (湿)	1 220 000 m ³ _N /h (1ボイラ当たり)
脱硫入口ガス温度	127℃
SO ₂ 濃度	
脱硫入口	741 mg/m ³ _N (O ₂ 濃度: 6%換算値)
脱硫出口	37 mg/m ³ _N 以下 (O ₂ 濃度: 6%換算値)
石膏含水率	10 wt% 以下
石膏純度	95 wt% 以上



第2図 全体機器配置 (通風および吸収エリア)
 Fig. 2 General layout (flue gas and absorption area)



- (注) ①：排水処理装置
 ②：1号機ろ液洗浄水タンク
 ③：2号機ろ液洗浄水タンク
 ④：1号機石膏系ドレンピット
 ⑤：2号機石膏系ドレンピット
 ⑥：1号機回収水タンク
 ⑦：2号機回収水タンク
 ⑧：1号機排水ハイドロサイクロン
 ⑨：2号機排水ハイドロサイクロン
 ⑩：1号機排水貯蔵タンク
 ⑪：2号機排水貯蔵タンク
 ⑫：石膏脱水機室
 1F：石膏倉庫，電気室，圧縮機室
 2F：排水ハイドロサイクロン供給タンク，排水タンク，真空タンク，石膏コンベヤ，電気室
 3F：石膏脱水機，石膏ハイドロサイクロン，真空ポンプ，制御室
 ⑬：1号機石膏スラリータンク
 ⑭：2号機石膏スラリータンク
 ⑮：石灰系ドレンピット
 ⑯：石灰石受入ホッパ
 ⑰：石灰石サイロ
 ⑱：石灰石ミル室
 ⑲：石灰石中継ホッパ
 ⑳：石灰石ミル
 ㉑：バグフィルタ
 ㉒：石灰石粉サイロ

第3図 全体機器配置（石膏，石灰石および排水エリア）

Fig. 3 General layout (gypsum dewatering, limestone preparation and waste water treatment area)

主要機器（数量についてはボイラ2基分の数量を示す。）

主要機器（数量についてはボイラ2基分の数量を示す。）		数 量	
吸収塔		第1段	2台
形 式	スプレー式	第2段	2台
数 量	2基	第3段	2台
外形寸法	11.6 m（直径）× 30.1 m（高さ）	電動機出力	
脱硫通風機（BUF）		第1段	355 kW
形 式	可変ピッチ軸流ファン	第2段	400 kW
容 量	34 940 m ³ /min × 4.70 kPa	第3段	450 kW
数 量	2台	石膏脱水機（1号機および2号機共通設備）	
電動機出力	3 300 kW	形 式	真空ベルトフィルタ
ガスガスヒータ（GGH）		ろ過面積	18 m ²
形 式	縦軸再生回転式	数 量	2台（1台運転+1台予備）
数 量	2基	石灰石ミル（1号機および2号機共通設備）	
伝熱面積	18 820 m ²	形 式	縦型乾式ローラミル
吸収塔循環ポンプ		容 量	7.6 t/h
形 式	渦巻式（インペラ：耐孔食ステンレス鋼，ケーシング：ゴムライニング）	数 量	2台（1台運転+1台予備）
容 量	96 m ³ /min	排水処理装置（1号機および2号機共通設備）	
		形 式	2段凝集沈でん+砂ろ過
		処 理 量	最大 328 t/d

数 量	1 式
吸収剤および副生品 (ボイラ 1 基分の設計値を示す.)	
石灰石粉使用量	1.5 t/h
石膏生成量	2.7 t/h
ユーティリティー (ボイラ 1 基分の設計値を示す.)	
工業用水	22.5 t/h
排 水	2.7 t/h
最大消費電力	6 840 kW (ボイラ 2 基分)

3.2 プロセス

本装置は、①ボイラからの排ガスを吸収塔へ送り、処理ガスを煙突へ導く通風系②排ガスからSO₂を捕集して石膏を生成する吸収系③生成した石膏を副生品として回収する石膏脱水系④吸収剤として石灰石スラリーを調製する石灰石調製系⑤石膏脱水系からの排水を処理する脱硫排水系、の五つの系統から構成されている。第4図に排煙脱硫装置のプロセスを示す。

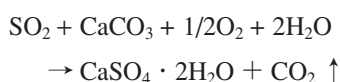
3.2.1 通風系

ボイラから排出された未処理ガスは、空気予熱器、電気式集じん装置、誘引通風機を通過したのち、脱硫通風機 (BUF) によって昇圧されガスガスヒータ (GGH) へ送られる。ここで吸収塔出口の湿った低温の処理ガスと熱交換され、未処理ガス自身は冷却されるとともに処理ガスを昇温する。これは、排煙の拡散や白煙防止に効果がある。

次に、ガスガスヒータ (GGH) を出た未処理ガスは吸収塔へ送られ、脱硫・除じんされる。その後、塔内に設置されたミストエリミネータによって処理ガス中に同伴するミストは除去される。ミストエリミネータを出た処理ガスは再度、ガスガスヒータ (GGH) へ送られ、昇温されたのちに煙突から大気へ放出される。

3.2.2 吸収系

吸収塔へ送られた未処理ガス中のSO₂は、石灰石を含むスプレー噴霧液によって吸収、除去される。吸収されたSO₂は、吸収塔下部の液だめ部に吹き込まれる空気中の酸素によって、強制酸化され、ただちに石膏となる。本工程における主な反応は次のとおりである。



吸収塔で反応、生成された石膏スラリーは吸収塔から石膏脱水系へ断続的に送られる。第5図に吸収塔の概要を示す。

3.2.3 石膏脱水系

吸収塔からの排出液は石膏サイクロンに送ら

れ、遠心力によってアンダフローとオーバフローに分離される。石膏サイクロンのアンダフロー (主に石膏を多く含む比較的粒径の大きい固形分) は、石膏脱水機に供給脱水され、含水率 10% 以下の石膏として回収される。

一方、石膏サイクロンのオーバフロー (主に石灰石およびばいじんを多く含む比較的粒径の小さい固形分) は、いったん、タンクに貯蔵されたのち、ポンプによって排水サイクロンに送られ、遠心力によって再度アンダフローとオーバフローに分離される。

排水サイクロンのアンダフロー (主に石灰石を多く含む比較的粒径の大きい固形分) は吸収塔に戻され、液中の未反応石灰石が有効に再利用される。一方、排水サイクロンのオーバフロー (主にばいじんを多く含む比較的粒径の小さい固形分) は、排水処理装置に送られ、SS (浮遊物質)、重金属およびCOD (化学的酸素要求量) などが処理される。第6図に石膏脱水系のプロセスを、第7図に2段サイクロンの分級原理を示す。

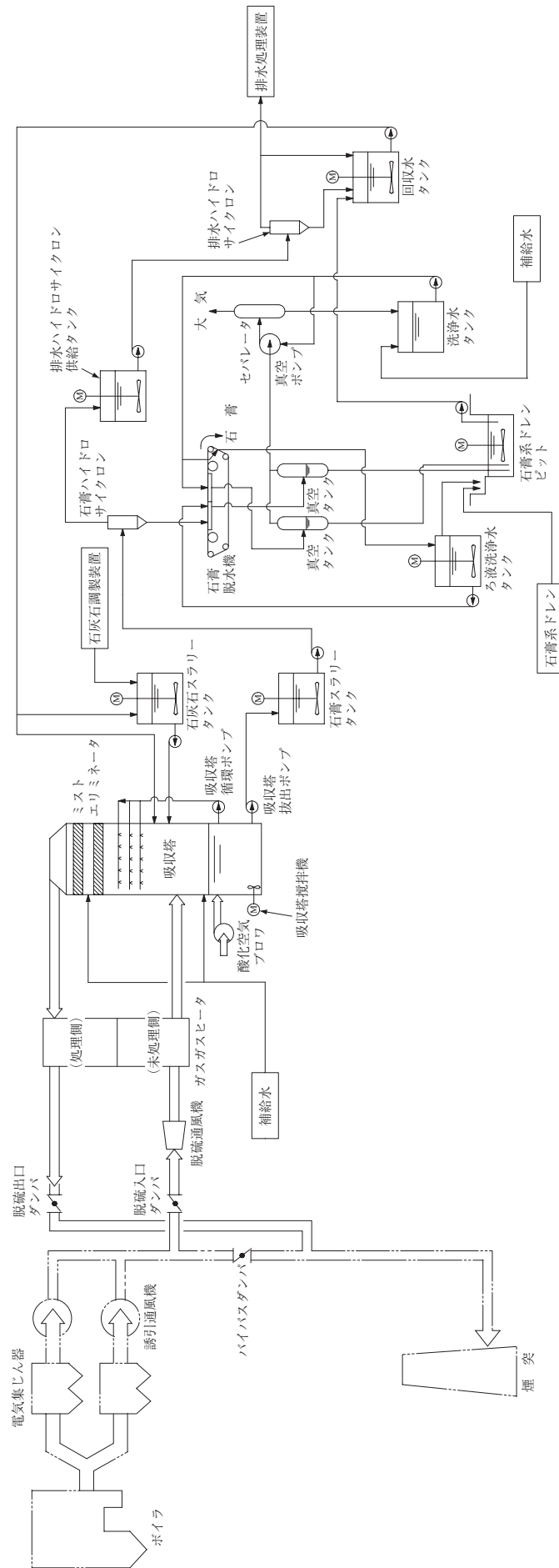
3.2.4 石灰石調製系

吸収剤である石灰石 (粒径 4 ~ 7 mm) は、トラックで石灰石受入ホッパまで搬送されたのち、バケットコンベヤによって石灰石サイロに貯蔵される。次に、貯蔵された石灰石は縦型乾式石灰石ミルで、粒径 325 メッシュ (約 44 μm) 以下まで粉碎後、スクリーコンベヤによって石灰石粉サイロまで搬送・貯蔵される。貯蔵された石灰石粉は、セラポンプ (空気圧送式) によって石灰石粉貯蔵ビンに圧送・貯蔵され、ロータリフィーダで必要量が切り出され、石灰石スラリータンクで石灰石スラリーとして調製される。第8図に石灰石調製系プロセスを示す。

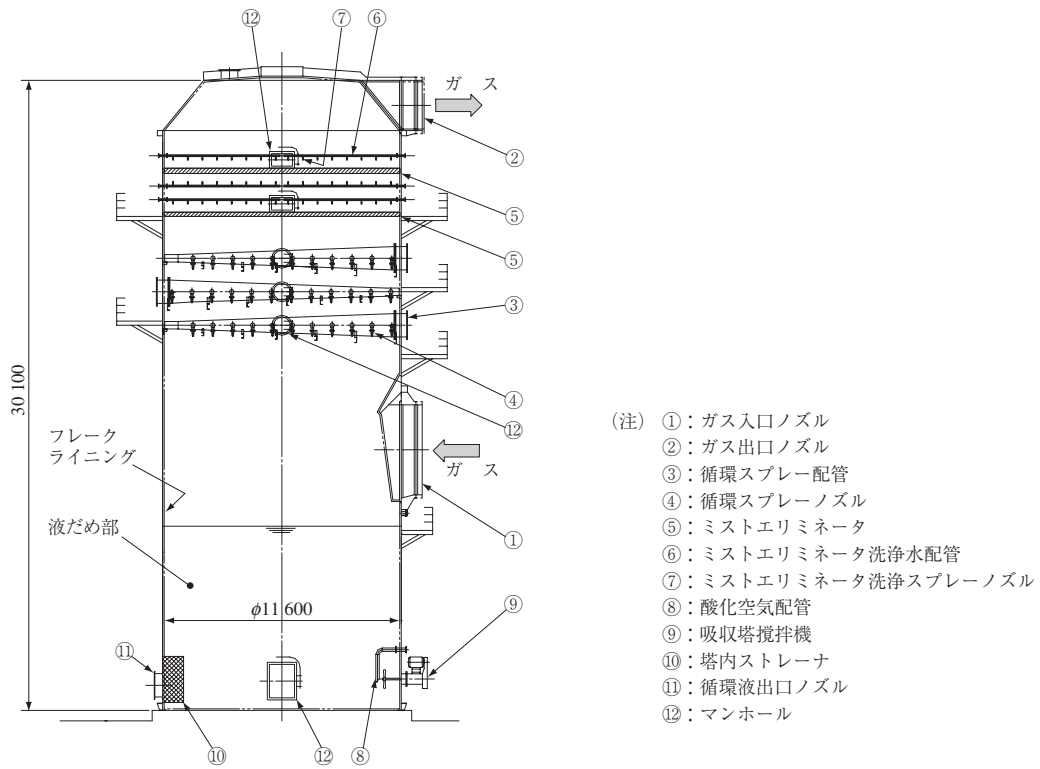
3.2.5 脱硫排水系

排水サイクロンのオーバフローは、排水処理装置に送られ、初期沈でん槽で排水中のSSが粗取りされる。次の第1および第2反応槽では、主にNaOClおよびNaOSO₃がそれぞれ添加されCODが除去される。続く第1凝集槽では、pHを調整しながら主にPACおよびポリマーが添加され、排水中のSSは次の第1沈でん槽において沈でん分離しやすい形態となる。

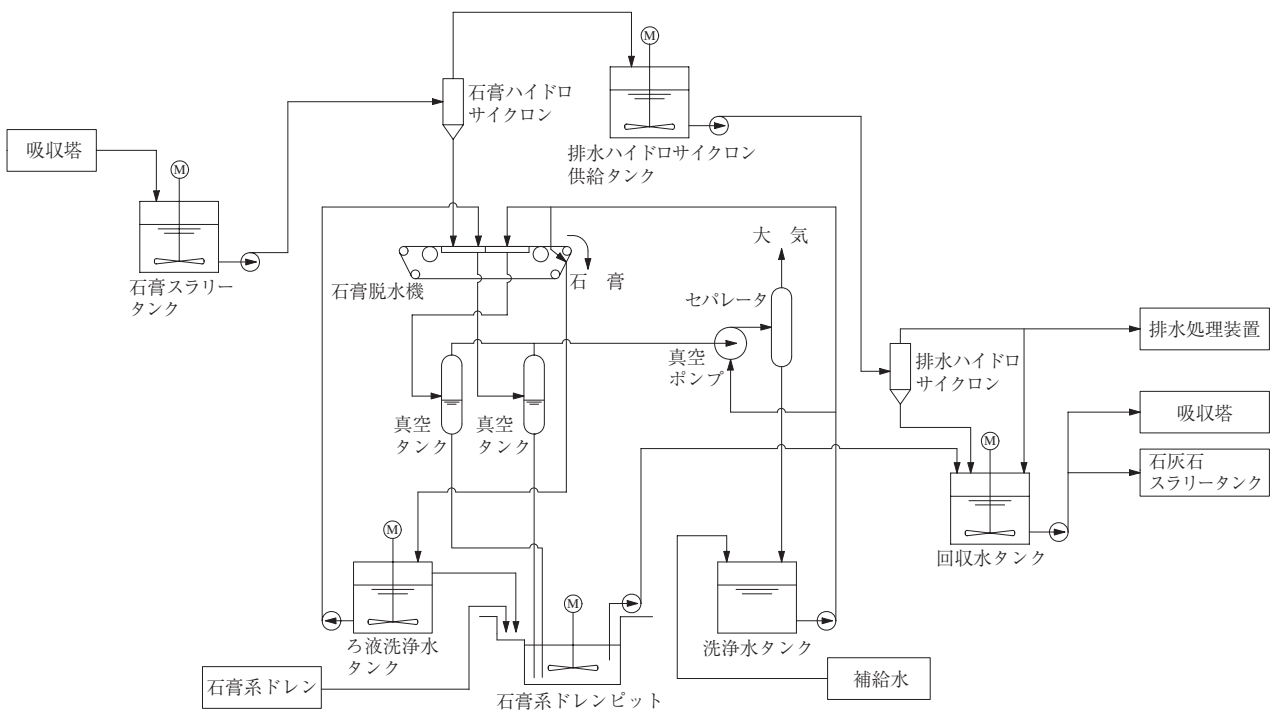
SSがある程度除去された排水は、第2凝集槽および第2凝縮槽に送られキレートおよびポリマーが添加され、排水中の溶解性成分が固形化される。固形化された溶解性成分を含んだ処理排水は次の第2沈でん槽に送られ、再度



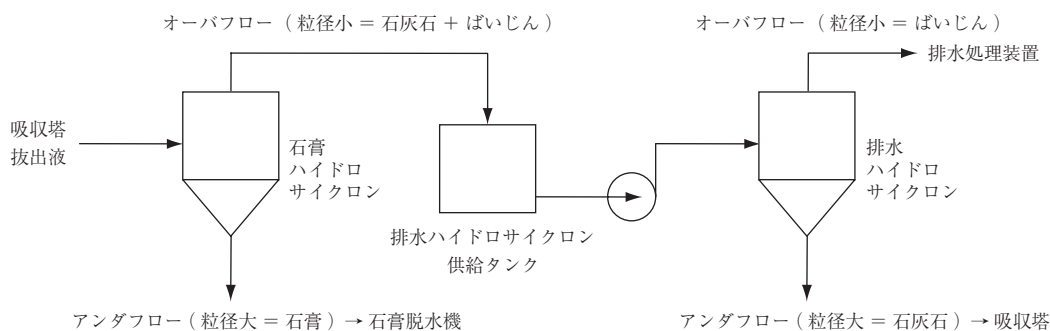
第4図 排煙脱硫装置のプロセス
Fig. 4 Process flow of FGD



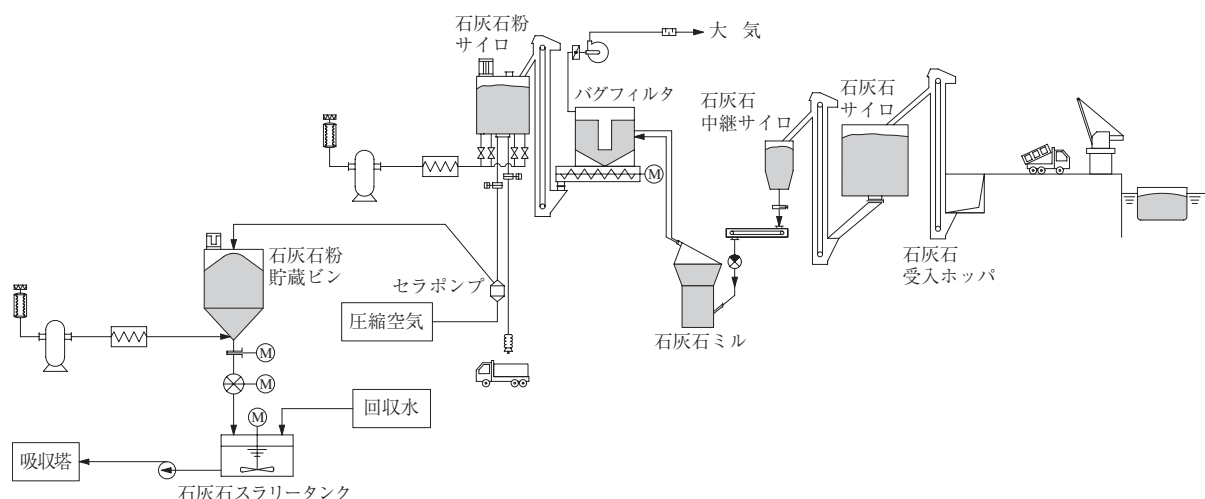
第 5 図 吸収塔の概要外形 (単位: mm)
 Fig. 5 Schematic drawing of absorber (unit: mm)



第 6 図 石膏脱水系のプロセス
 Fig. 6 Process flow of gypsum dewatering system



第7図 2段ハイドロサイクロンの分級原理
Fig. 7 Classification theory of two-stage hydrocyclone



第8図 石灰石調製系のプロセス
Fig. 8 Process flow of limestone preparation system

固形分が沈でん・分離される。

処理された上澄み液は、砂ろ過塔に送られ最終的なSS処理をされたのち、中和槽において最終pH調整を行うことで系外に排出可能な性状となる。なお、各沈でん槽下部からの濃縮されたSS分は、別途処理される。

4. 採用した技術

4.1 新型スプレーノズル（スパイラルタイプ）

従来のスプレーノズルは、流量 700 l/min × 圧力 0.07 MPa を採用して優れた脱硫性能を発揮してきた。本工事においては、スプレーノズルの個数低減による設備費用の抑制およびポンプ消費動力低減による運転費用の抑制を目指し、新規に開発した流量 2 130 l/min、低圧力の新型スプレーノズル（スパイラルタイプ）を採用した。

本スプレーノズルを採用するに当たり、スプレーノズルは脱硫性能に大きく影響を与える機器であるため、設計面で下記の点を考慮した。

(1) 2 500 μm 以下となる液滴径の確保

液滴径を 2 500 μm 以下にすることによって、液滴の比表面積が大きくなり、結果として気液接触面積が大きくなり、高い脱硫性能を得ることが可能になる。

(2) 十分な噴霧径の確保

スプレーノズル 1 個当たりの噴霧径をある数値以上とすることによって、吸収塔断面に均一な噴霧ができ、高い脱硫性能を得ることが可能になる。

以上の結果、従来の設備に比較して、ノズル個数（設備費用）を約 1/3 に、循環ポンプ動力（運転費用）を約 80% に低減することができた。

4.2 石灰石乾式ミルおよび石灰石粉の空気移送

本設備は、吸収剤である石灰石（粒径 4 ~ 7 mm）を縦型乾式ローラミルを用いて所定の粒径 325 メッシュ（約 44 μm）以下に粉碎し、約 800 m 離れた石灰石スラリータンク上に設置した石灰石粉貯蔵ビンまで搬送するものである。

中国産石灰石の粉碎挙動に関しては、客先の協力のもと初期設計段階で実際に使用するサンプルを入手し、ミルメーカーとタイアップのもと粉碎試験などによって十分な事前検証を実施し、設備仕様を確定した。

また、ミル本体は日本国内製を採用したが、800 mの空気圧送設備の主要機器となる空気と石灰石を混合圧送するセラポンプについては、中国国内製を採用した。

採用に当たっては、中国国内メーカーの工場において十分な品質管理および性能確認を実施したため、信頼性の高い機器を供給することができた。また、試運転工程においても、早期から客先と石灰石の受け入れ時期および回数を互いに確認し合うことで、スムーズな試運転調整を行うことができた。

4.3 石膏スラリーの長距離輸送

従来、スラリーの長距離輸送においては、配管内にスラリーが滞留し閉そくに至るのを回避するため配管内のスラリー流速を一定以上に保ちかつ、配管アレンジにエアポケット部を設けないなどの思想で設計を行っていた。

しかし、本工事では運転のターンダウン（ボイラの長期低負荷帯運転）に対する要求が高くかつ、既設発電所内への設備追加のため、スラリーの低流速の運転と配管アレンジのアップダウンが避けられずスラリーの滞留および閉そくの危険性があった。

そこで、配管内にスラリーが滞留することを前提に、この滞留を運転中に除去できるような設計にした。つまり、従来設計ではスラリーの流量調節として流量調節弁を使用するため、低負荷時に生じるスラリーの低流量運転においては、調節弁が微開となり、特に配管のポケット部ではスラリーの滞留が発生しやすい傾向にある。

これに対し、本工事では調節弁をシリンダ弁（ON/OFF）に変更し、配管内のスラリー流量を最小量から最大量へ瞬時に切り替えられるようにし、最小流量時に発生する配管内のスラリー滞留が最大流量時において瞬時に押し流されるようにした。この結果、長期低負荷帯運転においても、安定してスラリーを輸送できることが可能になった。一方、流量調節は時間による積算をコンピュータで行い、所定の流量制御が可能となった設計にした。

5. 運転結果

本装置は1号機、2号機ともに2004年2月から現地据付け工事を着工し、2005年6月の装置受電に引き続き各機器の単体試運転に入り、各機器の性能および信頼性が十

分満たされていることを確認した。

次いでシーケンス試験およびインターロック試験を含む総合水運転で装置全体の安全性および制御性に問題がないことを確認し、1号機および2号機についてそれぞれ2005年12月、2006年4月に脱硫装置への通ガスを完了した。さらに引き続き、実ガスによる168時間連続運転（仕様書要求運転）を実施し、1号機および2号機についてそれぞれ2006年4月、2006年7月に性能試験を無事完了し、本装置が計画どおりの性能および機能を満たしていることを確認した。

5.1 機器単体試運転および総合水運転

各機器単体試験では主に次の項目について確認および調整を行い、問題がないことを確認した。

- (1) 機器の性能
- (2) 運転中の稼働状況（機器本体の振動、騒音および潤滑油の温度など）
- (3) 制御性

総合水運転では主に次の項目について確認および調整を行い、実ガス試運転の開始に当たって問題がないことを確認した。

- (1) マスタシーケンスによる起動および停止
- (2) 警報・インターロック試験
- (3) 通風バランス試験
- (4) 吸収塔スプレー試験
- (5) ミストエリミネータ自動洗浄およびスプレー試験
- (6) マテリアルバランスおよび水バランス

5.2 通風制御系の調整

脱硫バイパスダンパ“開”時のIDF動翼開度追従制御から同ダンパ“閉”時の脱硫バイパスダンパ・ドラフト差圧制御への切替え時における通風系ドラフトの制御性については、下記に示した調整を実施し、通風バランス試験で良好な制御性を確認することができた。

- (1) 脱硫バイパスダンパブレードの“閉”のタイミングおよび速度の調整
- (2) IDF動翼開度追従制御から脱硫バイパスダンパ・ドラフト差圧制御へのモード切替えの開始タイミングの調整

5.3 性能試験

本装置が計画通りの性能を満たしていることを確認するため、ボイラ負荷100、80、60%および40%における性能試験を実施した。性能試験結果を第1表に示す。脱硫効率率は全負荷帯において保証値を十分に満足する良好な結

第1表 性能試験結果

Table 1 Results of performance test

保証項目	単位	保証値	性能試験結果				
			ボイラ負荷 ボイラ区分	100%	80%	60%	40%
FGD 出口 SO ₂ 濃度	mg/m ³ _N (dry, 6% O ₂)	≤37	1号機	36	27	22	12
			2号機	35	23	19	14
脱硫効率	%	≥95	1号機	95.7	96.8	97.3	97.7
			2号機	96.1	97.5	97.9	97.7
炭カル過剰率 (石膏中)	—	≤1.03	1号機	1.03	1.01	1.01	1.01
			2号機	1.01	1.01	1.01	1.01
電力消費量	kW・h	≤6 840	共 通	6 835			
吸収塔出口ミスト濃度	mg/m ³ _N	≤75	1号機	64	43	36	22
			2号機	64	40	58	29
煙突入口ガス温度	℃	≥80	1号機	97	90	84	80
			2号機	97	95	88	84
石膏純度	%	≥95	共 通	95.9	96.0	96.7	95.6
石膏含水率	%	≤10	共 通	9.2	9.1	8.0	8.9
プラント信頼性 (90日間連続運転率)	%	≥98	1号機	100			
			2号機	100			

果が得られた。

また、副製品の石膏は純度、含水率および石灰石過剰率ともに保証値を満足しており、セメントの添加剤として有効に再利用されている。さらに、90日間の装置連続運転において各機器の稼働率で100%稼働を達成し、運転面においても十分に高い信頼性をもっていることを確認した。

5.4 負荷追従試験

ボイラの負荷変化に対応し、負荷100、80、60%および40%における負荷追従試験を実施し、負荷上昇時および負荷下降時ともに脱硫性能、脱硫通風機(BUF)風量制御、吸収塔抜出制御および石灰石供給制御の負荷追従性が良好であることを確認した。

5.5 吸収塔条件変化試験

吸収塔の運転条件(運転pH、吸収塔液面など)を変化させて脱硫・酸化性能および排水性状への影響を把握し、脱硫入口ガス条件に応じた適切な吸収塔運転条件の選定など、今後の最適な装置運用に役立つ各種データを取得

した。

6. 結 言

本工事は、中国上海地域で初となる大型排煙脱硫装置であり、中国国内において多くの注目を浴びた工事であったが、試運転および性能試験の結果、性能面で高い脱硫性能が確認でき、運転面でも良好な追従性および高い信頼性が確認できた。また、客先からは装置の性能および運転性ばかりでなく、工事進行過程での当社のサポートに対しても十分な満足をいただいた。

今後は、本工事で培った経験を十分に生かし、中国の脱硫市場における当社脱硫技術の発展に注力していく所存である。

— 謝 辞 —

本工事では、設計の段階から中国をはじめとする多くの企業および関係各位から多大なご協力をいただきました。ここに記し、深く感謝の意を表します。