

中国工程技术论坛

# 西部能源开发战略

Xibu Nengyuan Kaifa Zhanlue



高等教育出版社·北京  
HIGHER EDUCATION PRESS BEIJING

## 内容提要

一直以来,我国能源资源呈“西富东贫”分布,而消费则“东多西少”,能源生产与消费呈逆向分布。统一规划、合理布局、理顺关系、制度创新,依靠科技进步,调整产业结构,转变发展方式,使西部逐步实现能源、环境和经济的可持续发展是目前西部大开发过程中所面临的一个重要课题。

本书是中国工程院中国工程科技论坛系列丛书之一。该论坛以“西部能源开发战略”为主题,以共解西部能源可持续发展瓶颈、共商西部能源可持续发展格局、共探西部能源可持续发展战略为宗旨,围绕企业低碳转型发展和生产力布局调整等多方面进行理论阐述,从现代煤化工、煤炭、水资源、油田等不同领域进行了学术研讨,提出了可行的西部能源开发思路,形成了更加有利于西部能源开发的共识,将为制定我国能源发展的总体战略奠定基础,推动我国能源事业的科学发展。本书适合相关领域的研究者、战略制定学者、技术人员、研究生阅读。

## 图书在版编目(CIP)数据

西部能源开发战略 / 中国工程院编著. -- 北京 : 高等教育出版社, 2013.4  
(工程科技论坛)  
ISBN 978 - 7 - 04 - 037008 - 9

I. ①西… II. ①中… III. ①能源开发 - 研究 - 西北地区 ②能源开发 - 研究 - 西南地区 IV. ①F426.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 032401 号

### 总 策 划 樊代明

策划编辑	王国祥 黄慧靖	责任编辑	朱丽虹	封面设计	顾 斌
版式设计		责任校对		责任印制	

---

出版发行	高等教育出版社	咨询电话	400 - 810 - 0598
社 址	北京市西城区德外大街 4 号	网 址	<a href="http://www.hep.edu.cn">http://www.hep.edu.cn</a>
邮政编码	100120		<a href="http://www.hep.com.cn">http://www.hep.com.cn</a>
印 刷		网上订购	<a href="http://www.landrace.com">http://www.landrace.com</a>
开 本	850mm × 1168mm		<a href="http://www.landrace.com.cn">http://www.landrace.com.cn</a>
印 张		版 次	2013 年 月第 版
字 数	千字	印 次	2013 年 月第 次印刷
插 页	1	定 价	60.00 元
购书热线	010 - 58581118		

---

本书如有缺页、倒页、脱页等质量问题,请到所购图书销售部门联系调换  
版权所有 侵权必究  
物 料 号 37008 - 00

## 编辑委员会

主任:王安

委员:王基铭 何继善 胡文瑞 倪维斗  
彭苏萍 吴吟 吴永平 伊茂森

# 目 录

## 第一部分

综述 .....	3
----------	---

## 第二部分 专家报告及专家简介

煤的协同利用及和其他能源的协同是低碳发展的关键 .....	倪维斗	11
中国现代煤化工产业现状与展望 .....	王基铭	41
坚持科学与创新 突出统筹与协同实现同煤矿区可持续发展 .....	吴永平	50
矿区水害探测新进展 .....	何继善	60
西部能源开发利用与生产力布局调整的战略思考 .....	王 安	71
老油田二次开发与二氧化碳驱 .....	胡文瑞	78
绿色开采与循环经济—中煤平朔公司的探索与实践 .....	伊茂森	87

## 第三部分

部分参会人员名单 .....	107
后记 .....	109

# 第一部分

## 综 述



# 综 述

## 一、论坛概况

一直以来,我国能源资源呈“西富东贫”分布,而消费则“东多西少”,能源生产与消费呈逆向分布。西部丰富的能源资源一方面需要向区外大规模输出以支持中部和东部地区经济发展,另一方面需要能源资源的就地加工利用以促进当地经济发展。统一规划、合理布局、理顺关系、制度创新,依靠科技进步,调整产业结构,转变发展方式,使西部逐步实现能源、环境和经济可持续发展是目前西部大开发过程中所面临的一个重要课题。

2012年8月8日~9日,由中国工程院工程管理学部、能源与矿业学部、中煤集团共同承办的第141场中国工程科技论坛“西部能源开发战略”在山西朔州举办。国家能源局副局长吴吟,工程管理学部王基铭院士,能源与矿业工程学部彭苏萍院士、王安院士、王礼恒院士、刘人怀院士、孙永福院士、何继善院士、沈荣骏院士、胡文瑞院士、饶芳权院士、袁晴棠院士、倪维斗院士、徐滨士院士、殷瑞钰院士、蒋士成院士等15位院士,及国家能源局煤炭司,山西省煤炭厅、科技厅有关领导,有关高校和企业专家代表出席了本次论坛。中煤平朔集团党委书记王天润、山西朔州市委书记王茂设、工程管理学部主任王基铭院士分别在论坛开幕式上致辞。

论坛以“西部能源开发战略”为主题,以共解西部能源可持续发展瓶颈、共商西部能源可持续发展格局、共探西部能源可持续发展战略为宗旨,围绕企业低碳转型发展和生产力布局调整等多方面进行理论阐述,从现代煤化工、煤炭、水资源、油田等不同领域进行了学术研讨。

在8月8日的论坛交流中,共有10位院士、专家分别作了精彩的学术报告。上午的论坛分别由王礼恒院士和彭苏萍院士主持,倪维斗院士、王基铭院士分别就开启我国低碳转型窗口、中国现代煤化工产业发展作了报告;国家能源局副局长、山西省煤炭厅吴永平厅长分别就我国煤炭工业健康可持续发展、同煤矿区可持续发展作了报告。下午的论坛交流分别由殷瑞钰院士和孙永福院士主持,彭苏萍院士、何继善院士分别就中国煤炭资源和水资源分布特征、煤矿水害探测作了报告;王安院士就西部能源开发利用与生产力布局调整作了主题报告;胡文瑞院士就老油田二次开发与二氧化碳驱作了报告,中煤平朔集团总经理伊

茂森、山西焦煤集团总经理金智新分别就平朔矿区绿色采矿与循环经济实践、中国炼焦煤资源的保护与开采作了交流。10位院士、专家作完报告后,与会代表还就关心的热点问题进行了问答交流互动,气氛热烈。

论坛期间,参会院士参观了同煤集团塔山循环经济园区,中煤平朔集团安家岭露天矿、井工一矿调度指挥中心、矿区生态复垦区及生态农业示范区,现场观摩了先进的煤矿安全、生产、技术、管理等情况,对中煤平朔集团、同煤集团坚持“以煤为基、多元发展”,致力低碳绿色转型发展给予了高度评价。

## 二、主要观点和结论

论坛经过一天的报告和研讨,形成了如下主要观点和结论:

1. 应对全球气候变化,国际上留给中国的CO<sub>2</sub>排放空间已经非常小,中国应及早主动应对,而不是被动减排

建议从以下四个方面开启我国低碳转型窗口:

(1) 煤炭现代化协同利用——多联产。通过煤(或石油焦)气化和化工反应一次通过方式实现电力、液体燃料、化工产品、供热、合成气等的联产。多联产是可持续发展的,技术上有良好继承性和可行性,有良好经济效益和环保性能,具有捕捉CO<sub>2</sub>的天性,是实现未来CO<sub>2</sub>捕捉和埋存的途径,它对于中国乃至世界都具有非常重要的战略意义,是综合解决我国能源问题的重要方案。

(2) 控制能源生产和消费总量。中国处在重工业化“爬坡”阶段,能源规划不断被突破,控制能源生产和消费总量势在必行。只有总量控制才会加速自主创新,掌握关键技术和增强国际竞争力;只有总量控制才能真正培植和拉动内需;只有总量控制才能真正建立节约型、生态文明型社会。

(3) 合理发展与应用可再生能源。一是根据技术经济约束条件,宜采用分散式、分布式开发方式,将其就地、就近利用;二是对可再生能源的政府补贴政策需要贯彻效率原则,政策实施要依靠竞争和比较机制;三是电网应以公益性为先,电网企业应得收入需予以保障,但要调整其盈利机制,允许分散、分布式就近接入交流电力系统,形成千家万户开发利用新能源的局面;四是可再生能源一定要努力考虑和其他能源协同;五是农村应更广泛地使用可再生能源。

(4) 合理利用天然气。天然气是具有更大能值或称之为具有更大潜力温度的燃料。我国对如何利用天然气一定要有新的思考、新的战略安排,对其将要引起的能源系统“革命性”的牵引要有充分认识。其核心问题就是天然气在应用过程中是否发挥其高潜力温度的优势,是衡量天然气是否正确被利用的一个重要标准。以天然气为核心的分布式能源系统,将传统能源和可再生能源耦合起来,组成一个高效、低污染,能适应广泛负荷变化的能源系统,促进真正意义上的

智能电网的发展和应用。从长远来看,智能电网、智能能源网、智能水网、智能天然气网,四个网整合起来,协同起来,是未来能源可持续利用的必然趋势。

2. 在高油价下中国现代煤化工产业具有一定的发展优势,但也同时面临一些问题

一是面临环境制约,二是面临水资源短缺的制约,三是存在一定技术、经济风险,四是受到资源和人才的制约,五是投资过热,产业布局不尽合理。中国现代煤化工产业应坚持以科学发展观为指导,统筹考虑区域经济发展以及煤化工发展对水资源以及环境等因素的影响,坚持控制总量、淘汰落后工艺、保护生态环境、发展循环经济以及煤油化一体化发展的方针,加强自主创新,实现现代煤化工产业的持续健康发展。

(1) 加强宏观调控,坚持科学适度、合理布局。“十二五”期间,我国政府应加大对现代煤化工产业的宏观调控力度,综合考虑煤炭、水资源、生态环境、交通运输、地区经济发展情况及区域二氧化碳、节能和主要污染物减排指标等综合条件,坚持科学适度、稳步推进、合理布局。

(2) 坚持绿色低碳、高效转化,与生态环境和谐发展。中国发展现代煤化工要坚持绿色低碳战略,选择能源转化效率高的技术路线,生产资源消耗少、能耗低、碳排放少的替代燃料和化学品。

(3) 加快开发自主技术,占领现代煤化工领域的技术制高点。建立国家层面的以企业为主体、科研院所和高等院校共同参与、产学研用相结合的研发体系,有效解决各种工艺技术在工业化过程中面临的技术瓶颈。

(4) 实现与石油化工的有机统筹,大力发展循环经济。按照“宜油则油、宜煤则煤、宜气则气”的原则,加强原料互补、产品优化调和、公用系统共享,实现现代煤化工与石油化工的有机统筹,煤炭—清洁燃料—化工产品—电力的协调发展。

(5) 加强学科建设,注重人才培养。注重企业创新能力建设,不断加强研发和管理团队建设,建立起支撑我国现代煤化工产业发展的技术人才和管理人才体系,为现代煤化工产业发展提供人力资源支撑。

3. “十一五”时期,依靠国民经济高速增长对能源需求的拉动,煤炭工业发展迅速,结构调整取得重大进展,是历史上发展最好的时期之一

但煤炭行业整体生产力水平依然偏低,可持续发展的体制机制亟待完善,煤炭产业结构及发展方式尚不能适应新时期的新要求。作为主体能源,煤炭工业必须变革生产和利用方式,通过体制改革和科技创新,使“以粗放的供给满足过快的增长需求”逐步转向“以科学的供给满足合理的发展需求”,走可持续发展的道路。西部地区的能源开发,特别要重视科学规划、集中开发、高效运输和适

度转化。

近期煤炭库存急剧增加、价格大幅度下滑主要还是因为受国际形势影响、经济增速减缓、市场需求下降,同时又遭遇国内产能集中释放、进口煤炭挤压所致,也进一步证明了我国煤炭产业结构还不适应市场经济的客观要求,煤炭工业发展靠投资、做大靠产量、盈利靠高价的发展方式不可持续。要高度警惕煤炭经济形势进一步恶化,不可低估其对产业发展产生的负面冲击。与此同时,我国经济平稳增长的基本面没有改变,发展仍处于重要战略机遇期,能源包括煤炭消费总量仍将增长。面对目前的新情况,煤炭企业要自身挖潜,在保障安全投入和改善民生的基础上,进一步降低成本;煤炭行业管理部门要深化“打非治违”专项行动,进一步规范建设生产秩序;煤炭行业协会要搞好行业自律;抓住机遇推进煤炭市场化改革、加快运煤通道建设,主动调整,积极应对,稳中求进,促进煤炭产业向更高层次发展。

#### 4. 我国煤炭资源呈“井”字型分布格局,生产与消费区域不匹配

煤炭资源集中于晋陕蒙宁地区,消费地集中于黄淮海和东南等地区。东部地区资源储量少,资源利用率已经很高,开采地质条件好的资源已经利用,产能、环境容量已经接近极限,且进一步深部开发缺乏保障。一旦东部地区可采煤炭资源完全枯竭,遇中西部突发事件,东部煤炭供应缺乏保障,将威胁我国能源安全甚至国家安全。

我国水资源呈逆向分布。大型煤炭基地普遍缺水严重,在中西部地区找水比找煤更为紧迫,也更为困难,矿区建设普遍面临找水、水资源综合利用和水权配置难题。从长远来看,中西部地区煤炭工业发展不仅缺水,而且必然也存在着和工农业争水的问题。随着煤炭资源的进一步开发,若不采取措施,煤炭资源开发与水资源供需之间的矛盾将日益加剧。

我国生态环境呈逆向耦合。我国主要大型煤炭基地的环境现状不容乐观,综合环境容量较小。中西部地区煤炭资源开发带来一系列的生态环境问题,加剧了当地生态环境的恶化且历史欠账较多。脆弱的生态环境基底及大规模开发造成的生态环境持续恶化,影响中西部煤炭资源可持续开发利用甚至我国的生态安全。

我国区域经济发展不均衡。2010年东部、中部和西部地区GDP分别占全国的81.5%、15.9%和2.6%。随着开发战略重心的逐步西移,借力西部大规模的煤炭资源开发,促进边疆民族地区社会经济发展,助推缩小地区、民族之间的贫富悬殊和发展差距,避免资源开发带来新的矛盾和冲突,对于维护政治稳定和国家安全具有重要意义。

基于我国煤炭资源和水资源条件以及资源开发所面临的多重约束和影响,

根据我国煤炭资源“井”字型分布格局,新形势下我国煤炭资源开发对策应为:保护和减轻东部,稳定开发中部,加快开发西部。

5. 我国新一轮西部开发由主观推动向客观拉动转变,揭示了五个客观规律

一是土地环境制约:东部环境容量与土地资源趋近饱和,重工业重心西移;二是资源重心西移:东部资源枯竭,七个省区由资源调出转为调入省,能源重心正战略西移;三是产业递进规律:东部依托人才和技术等优势逐步发展高端产业,西部势必成为承接东部部分产业转移的重心;四是技术进步支撑:能源转化与输能技术的发展有力支撑了西部能源就地转化,构建以能源为主轴的多元新型工业格局具备条件;五是能源需求半径增加:经济快速发展,东部能源需求增加,能源供给的半径向西不断延伸,基础设施的完善也支撑了西部能源开发。

西部大开发已有十年,虽取得丰硕成果,但西部经济社会发展仍明显落后于东部地区。主要问题是产业布局失衡、产业结构趋同、产业形态单一、输能通道不畅、基础设施落后、技术标准偏低。破解发展困局,必须加快西部工业转型,从产业布局、结构、模式、技术四方面进行优化,高起点构建“布局科学、产业集聚、结构多元、技术先进、统筹兼顾”的西部新型工业体系,从而化解要素成本走高带来的影响,形成新的竞争优势。

(1) 优化产业布局。一是产业布局与输能系统优化相协调。以新型输能技术为前提,综合考虑各种输送方式的单位输送距离的经济性与能耗指标进行综合优化,这不仅有利于输能通道的建设,而且为产业布局的优化提供了支撑,据此构建科学布局的临界决策指标体系,使布局更加科学。二是产业布局与能源资源赋存规律相统一。应充分考虑资源赋存条件以及可开发利用水平,实现布局与资源品质的协调,实现布局与技术的相适应,形成资源规模化开发。三是产业布局与开发强度和时序相适应。东部资源日趋枯竭,晋陕蒙甘宁目前的高强度开发将导致30~40年后资源的枯竭,若当前新疆资源不提前参与国民经济建设,若西部基础设施不提前适度布局,将导致国民经济发展的不可持续。为此,应合理平衡西部资源的开发强度和空间时序。四是产业布局与经济增长相吻合。宏观上发挥能源产业在经济增长中的动力源作用,着力构建以能源基地—经济核心区—城市群—重要经济带为主体的网络型工业体系;中观上根据各种资源条件科学布局能源开发与转化功能区,根据能源调出区、转化区的定位,统筹规划基础设施建设,以减少投资浪费;微观上坚持产业向基地集中、项目向园区集中,以工业化带动城市化、以城市化推动工业化。

(2) 调整产业结构。从全局看,东部产业重点以低耗能 and 高端产业为主,西部重点以能源工业为主轴,调整产业结构。要推进能源就地科学转化,构建低耗能、低排放、高效率的产业结构,减少能源远距输送。推进风能、太阳能、核能等

非化石能源与化石能源有机结合。风能、太阳能等资源与化石能源富集区有较大的重叠区域,借助远距输能技术,加快火电重心西移,激活并支撑了西部太阳能、风能等非稳定能源的规模开发。

(3) 创新产业模式。创新产业模式是提高发展质量和效率的有效形式。创新产业模式要以产业集聚为目标,以产业模式的优化促进产业布局规模化、园区化、现代化,构建节能低耗的产业模式。由“单体式”工业项目布局向多联产的循环经济转变。

(4) 依靠科技创新。产业技术进步是促进产业升级的根本。高标准开发和利用西部能源必须以先进技术为依托,集成现代的新技术、新材料、新装备,构建系统可靠、装备精良、人员精干、管理高效的工业系统,推进工业化与信息化的深度融合。提高标准是产业技术升级的捷径。提高标准将提高产业的准入门槛,淘汰落后产能,推进产业结构调整和技术升级,最终提高煤矿的可靠性。

#### 四、论坛意义

西部能源开发战略是“国家能源发展战略”的重心,通过本次论坛的深入广泛研讨,提出了可行的西部能源开发思路,形成了更加有利于西部能源开发的共识,将为制定我国能源发展的总体方略奠定基础,推动我国能源事业的科学发展。针对当前我国能源开发利用的矛盾焦点,探寻解决问题的途径和方法,这既是西部地区发展的重要命题,也是带动中东部产业升级乃至整个国民经济转型的重要支撑,将对我国能源战略产生积极而深远的影响。当前,加强西部能源开发的统筹规划和规划的执行力,提高中央、地方、企业和投资者等各方的认识非常重要。还需要开展更加有针对性的深入研究。

## 第二部分

### 专家报告及专家简介

---



# 煤的协同利用及和其他能源的 协同是低碳发展的关键

倪维斗

清华大学

## 一、前 言

由于全世界人口的增长,加之科技的发展,每一个人都自然而然地渴望享受更多、更好的能源服务。两者相乘,能耗总量必然不断增加。从全世界来说,2030年能源总耗量大概要比目前增加40%。也许能源的资源供应还能延续一段时间,但是气候变化问题已迫在眉睫,就在几十年以内,人类若不采取强有力的措施将会引起世界性的灾难,首当其冲的是较贫困的发展中国家。可以说,“人类将在消耗完地球的化石能源之前首先把环境容量用光”;“人类活动所引起的气候变化将抵消我们在防治疾病、减少贫困、防止战争和保持生物多样性等方面所做的所有努力”。

由于这些原因,能源问题实质上成为人类面向未来的一个复杂的、相互耦合的多维度的严峻挑战;经济发展、环境、气候变化、国家安全、需求与供应相矛盾……这些维度不是孤立的,而是相互制约,相互影响的,是一个复杂、时变、非线性、技术科学与人文科学紧密融合、交叉的大系统。所以,任何解决的方案,必须从全局出发,从整个能源系统的高度来做规划和具体计划。以前,由于行业分割,各吹各的号,各打各的仗,单一地、局部解决本行业的问题的方式完全不能适应新形势的需求。总的来看,除厉行节能以外,要求更高效率、更清洁、更全价开发地利用原有的化石能源,更合理地发展利用可再生能源,调动一切可用能源的潜力,以高效、低排放的多样性能源,因地制宜,因时制宜,因需求不同制宜,来满足人民生活水平的提高、社会发展的需要。确实是这样:

- 传统能源的开采和使用方式已难以为继,单一使用既浪费资源,又严重污染环境。
- 在能源大家庭中,又增添了许多新成员,如太阳能、风能、生物质能,它们各有特点,但提供的是间歇性、不可控的电能,且能源资源取决于地

理位置、分散程度。

- 能源转换也有了新的发展,煤基多联产生电、甲醇(或天然气),转换成各种液体燃料和化工产品。各种工业过程中的余热余压都要设法充分利用起来。
- 在输运方面也有发展,除了高压、超高压输电外,还有重载铁路直接输煤,输气管道网络,石油管道网络,较短距离的输送热量网络。
- 终端应用更具多样化。总体以电、气、液体燃料、热的形式提供给用户。电有高压、低压、直流、交流,有要求十分稳定供电的,也有无此要求的;热有高、中、低温……同时终端用户对用能还因时而变,在每天 24 小时内变化,在冬、夏季节变化。

因而,在这些新形势下,本文提出作为我国主力能源煤的其他协同利用以及和其他能源协同才能更有效地应对新的挑战,是我国低碳发展的关键。

我国人口众多,发展起始水平低,又不得不以煤为基础能源,一方面要满足人民对现代化的要求,另一方面又要面对资源、环境和气候变化的约束,这些困难和挑战都是世界上唯一的,走发达国家走过的“老路”已不可行,使中国不得不在新条件下成为可持续发展的探索者和开拓者。因为无先例可循,无现成的例子可照搬,所以,中国必须从本国的具体情况出发,走出自己的道路。

协同(synergy)是各种能源,根据自身的特点综合利用,包括与其他能源相互配合,发挥最大的效益。协同可以有很广泛的含义,包括各种能源资源自身及和其他能源资源的协同(如生产各种产品),转换过程的协同(如干馏、气化、燃烧……),储运和供应过程的协同(各种输运手段和供应形式),以及在终端利用中的协同(用多样性的供给满足精细化的需求)。本文将重点描述煤本身的协同利用,进而分析和其他能源之间的协同,提出要达到这个目的所要解决的科学技术问题。由于要得到更好的协同,必须建立智能能源网络,使发达的信息技术和能源技术融合,以达到我国和世界能源的可持续发展。

## 二、我国能源可持续发展中无法改变以煤为主的现实

### (一) 可再生能源在近 10 至 20 年难以解决我国能源的主要问题

由于我国能源消费总量的急剧增长,可再生能源(主要是风能、太阳能和生物质能)在 2020 年以前很难在总能源平衡中占有一定份额的比例。因此,2020 年以前可再生能源在份额上不能解决我国能源的主要问题。这个情况和欧洲的其他国家在国情上有很大区别。一些欧洲国家,它们总能耗已经不再增长(或增长很少),可再生能源的发展逐步替代目前在役的化石能源。而我国却处于总能

耗急剧增长之中,单是发电设备(其中主要是燃煤发电),近年来每年装机容量增长接近1亿kW。在这个高速增长量中,可再生能源所能起的作用是有限的,下面分析其中几种主要可再生能源的情况。

**风电:**近年来风电装机容量每年翻一番,2010年底,中国累计风电装机达4182.7万kW,其中风电并网总容量3107万kW,占全国发电设备容量的4.35%(截至2010年底,全国电力装机总容量累计达9.6219亿kW);而风力发电量为450亿kWh,仅占全国发电量的1.07%(2010年,全国发电量41923亿kWh)。若2020年风力发电的装机容量达到1亿kW,考虑到每单位装机容量的满负荷年运行小时数平均为2000小时,则风力发电量为2000亿kWh,估计2020年全面实现小康社会总用电量将达到6.6万亿kWh,也就是2020年在理想情况下我国风电量约占全社会总用电量的3%。这是除水电外最大的可再生能源电的份额。

**太阳能:**以光伏发电为例,2020年光伏发电若按照总装机容量2000万kW的目标发展,满负荷年运行小时数1500小时,则2020年太阳能光伏发电量为300亿kWh,占全社会用电量不足0.5%。目前实际上我国PV产品的95%以上用于出口,内需的开拓由于价格问题需要一个过程。同时,生产多晶硅是一个高耗能产业,能源消耗和环境污染需认真考虑。

**生物质能:**估计2020年我国生物质能资源潜力约5亿吨标准煤(1吨标准煤低位发热量7000kcal),总量并不是很大。我国生物质资源的分布绝大部分是高度分散的。并且由于人均耕地少,人均秸秆占有量少,生物质能主要用于解决广大农村的用能问题,当然也可以与煤协同解决一部分中小锅炉的燃料问题。

根据中国可再生能源发展战略研究可知,综合考虑我国资源潜力、环境约束、社会总成本等因素后,乐观地预测我国可再生能源发展的潜力:2020年可再生能源总量约6亿吨标准煤(图1),其中包括水电在内。

## (二) 能源供应仍将长期以煤为主,未来40多年必然会有巨大的煤炭消耗

2010年,我国一次能源消费总量达到32.5亿吨标准煤,其中煤炭占69.47%,石油占20.15%,天然气占4.42%。根据国家能源发展规划以及中国工程院中国能源中长期发展战略研究对核电、天然气等发展或需求的乐观预测:2020年核电总装机容量将达到7000万kW(图2);2020年天然气需求将达到2900亿立方米(图3);2020年石油需求将达5.5亿吨标准油(图4)(toe:吨油当量,1千克标准油发热量10000kcal,相当于1.4286千克标准煤)。

上述分别讨论了可再生能源、核电、石油、天然气等未来的充分发展和需求趋势,在此基础上,进一步考虑未来我国总能源消费情况。

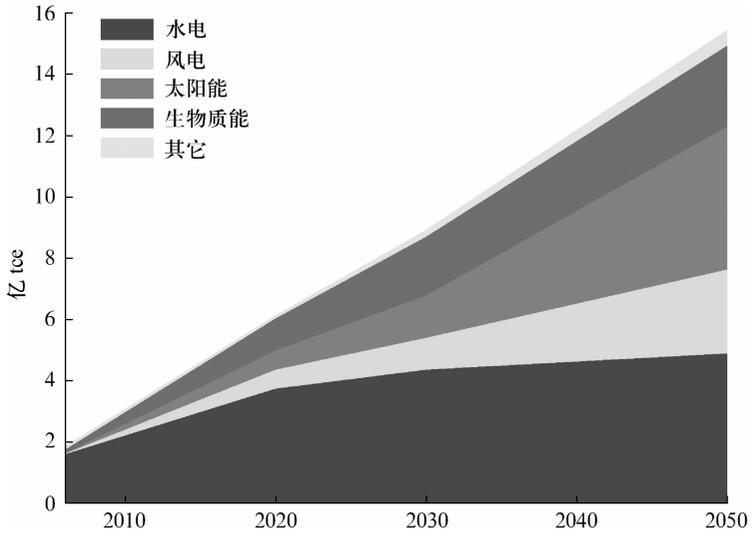


图 1 中国可再生能源的发展趋势

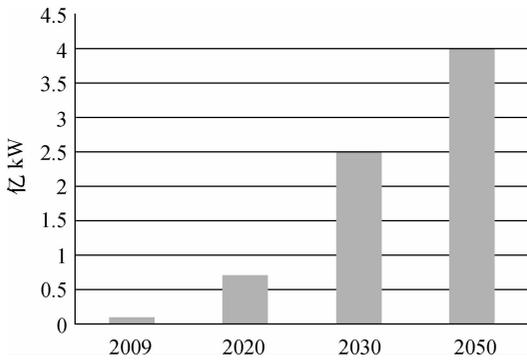


图 2 中国核电发展预测

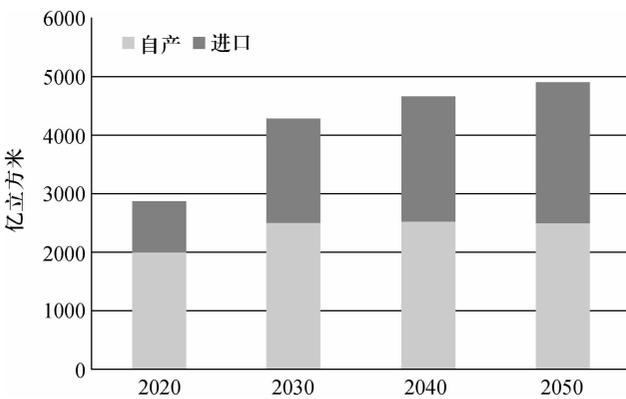


图 3 中国天然气需求预测

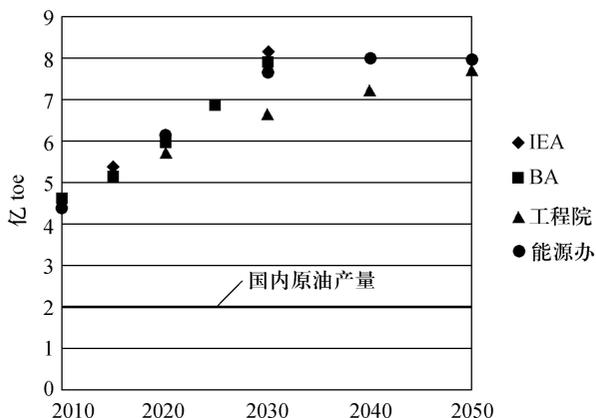
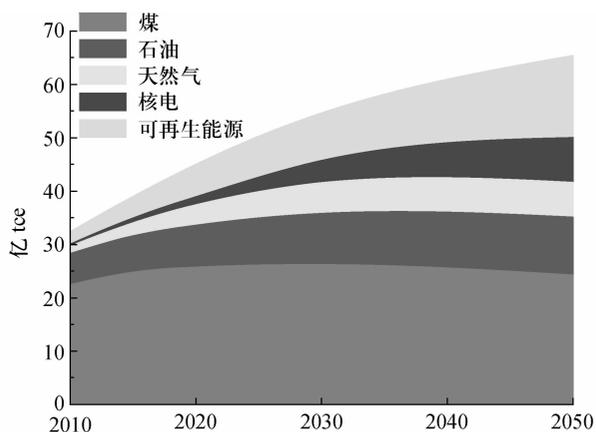


图 4 中国石油需求预测

IEA : International Energy Agency ; EIA : Energy Information Administration

目前,以美国为代表的高耗能国家,人均能耗为 11 吨标准煤左右;以欧洲和日本为代表的中等耗能国家,人均能耗为 5 ~ 6 吨标准煤左右。从可持续发展的角度,以及 2050 年我国要达到中等发达国家水平的目标考虑,我国人均能耗的稳定值应争取控制在更低水平以及更加节俭的生活方式,例如将人均能耗定位于 4 ~ 4.3 吨标准煤左右。在最可能情景下,2050 年我国人口达到 15 亿左右,则总能耗 65 亿吨标准煤左右,取 65 亿吨标准煤作为 2050 年一次能源消费总量的“天花板”。图 5 所示为在“天花板”65 亿吨标准煤约束下,各种能源消费构成情况。



	2010	2020	2030	2050
一次能源消费总量(亿吨标准煤/年)	32.5	45	55	65

数据来源: 中国工程院“能源中长期发展战略研究”咨询报告, 2010

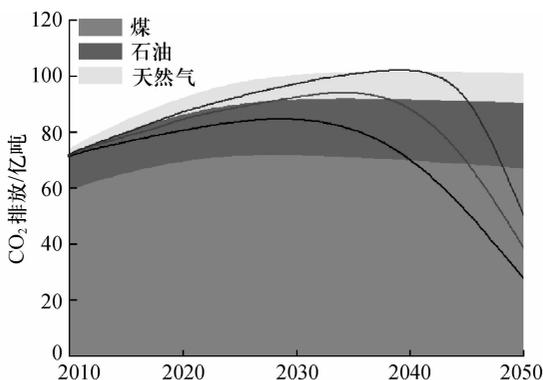
图 5 一次能源消费预测

按新的国家能源规划,“十二五”的能源总耗量是 45 亿吨标准煤,图 5 的曲线还要向上“抬”。即使考虑了各种可再生能源、核电、天然气、石油需求等较快发展,并充分考虑节能的潜力和节俭的生活方式,2050 年煤炭在一次能源构成中仍占 35% ~ 40%,而年煤炭需求量不会低于 20 ~ 25 亿吨标准煤,未来 40 年(2010 ~ 2050 年)累计消耗的煤炭总量将在 1000 ~ 1100 亿吨标准煤以上(图 5)。资源和环保呼唤煤的清洁、高效、低碳利用!

### (三) 1000 ~ 1100 亿吨标准煤的协同利用是中国低碳发展的关键

目前中国年  $\text{CO}_2$  排放总量已超过 60 亿 t/a,在哥本哈根会议上,中国承诺 2020 年单位 GDP 的  $\text{CO}_2$  排放比 2005 年降低 40% ~ 45%。中国正处于  $\text{CO}_2$  排放的上升期,国际上更加感兴趣的是:未来中国的  $\text{CO}_2$  年排放峰值何时出现,绝对值是多少,80 亿 t、90 亿 t、还是 100 亿 t? 什么时候会开始下降? 气候变化是全世界的问题,更是中国可持续发展的大问题。若要将来全球温升控制在  $2^\circ\text{C}$ ,2050 年全球  $\text{CO}_2$  排放需要比 1990 年减少 50% 左右,只能排放 104 亿 t (1990 年 208 亿 t),这也就是届时全球  $\text{CO}_2$  排放的总空间。应对全球气候变化,世界留给中国的  $\text{CO}_2$  排放空间已经非常小,面对  $\text{CO}_2$  减排问题中国应当早行动,争取更大的主动。

与图 5 最可能发展情景对应,考虑煤、石油、天然气对我国  $\text{CO}_2$  排放的贡献(图 6)。天然气属于低碳的能源,排气中  $\text{CO}_2$  浓度低,进一步收集难度大。石油的排放源比较分散,难以实现大规模收集。且天然气和石油利用中的  $\text{CO}_2$  排在总的  $\text{CO}_2$  排放中所占份额较小。所以减排  $\text{CO}_2$  的重任历史性地要落在煤上。



$\text{CO}_2$ 排放峰值出现时间	2030	2034	2040
峰值(亿吨 $\text{CO}_2$ /年)	80	90	100

图 6  $\text{CO}_2$  排放预测

对我国 CO<sub>2</sub> 排放峰值出现时间和绝对值进行假设,譬如 2030 年 80 亿吨,2035 年 90 亿吨,2040 年 100 亿吨,图 6 中的三条曲线分别代表了三种峰值到出现的情景,各条曲线以上的部分表示在已经大力强化节能和发展核能和可再生能源的条件下,仍需要减排的部分。

从而,从现在到 2050 年,中国累计耗煤将达 1000 ~ 1100 亿标准煤,如何利用好这 1000 ~ 1100 亿标准煤是我国能源工作者面临的“大”问题。对这个问题必须要有创新的思路和详细的规划。煤炭在电力、化工、冶金、建材等行业的利用都需要做精细的分析,如未来发电所用的煤炭占煤炭份额不断增加,各种发电方式如何选择,特别是考虑到碳捕捉、利用和埋存(CCS 或 CCUS),都需要有整体的规划和战略布局。

#### (四) 燃煤超超临界蒸汽电站(USC)不一定是煤高效利用的唯一重点方向

近年来,尤其是欧洲把重点放在发展超超临界蒸汽发电(USC)上,制定 AD700 计划(37.5 MPa/700℃/720℃,热效率 52 ~ 55%),此工作自 1998 年在欧盟国家已开展了 10 余年,至今没有商业化,计划可能还要延时。

我国 600℃、28 MPa 超超临界参数锅炉所用的材料 P91、P92 主要是靠进口,1000 MW 级机组锅炉成本约 5 亿,其中 2.5 亿用于进口材料(应用于高蒸汽参数的锅炉)。使用大量昂贵的合金材料,其根本原因在于锅炉是外燃式,高温烟气要通过管壁来加热工质,从而提高了对管子材料的要求。目前已运行的超超临界锅炉已发生过热器管汽侧较严重的腐蚀和氧化皮脱落等问题。

因此,若要进一步提高蒸汽温度(如 720℃或以上)和相应压力,在材料方面会有更高的要求,在如此高压、高温条件下,材料的腐蚀机理将会有新的问题。此外,这种高级合金的每单位装机所用数量是相对比较大的,材料的价格是一大关键。

同时,由于环保要求越来越高,尾部烟气所需脱除的污染物标准越来越严,除外 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>,还有 Hg 和 PM<sub>2.5</sub>,进一步还有温室气体 CO<sub>2</sub>,后者在用空气直接燃烧条件下脱除要耗费较大能源和成本。

因而,从长远看,燃煤超超临界蒸汽发电从技术上、经济上(价格)、常规污染物的脱除上、CO<sub>2</sub> 减排上都具有一定先天性的缺陷,其主力军的位置是否会逐渐遇到挑战?

#### (五) 整体煤气化联合循环(IGCC)具有大幅度提高效率和减排 CO<sub>2</sub> 的优势

燃用天然气的燃气/蒸汽联合循环(NGCC)近年来在技术上有很大进展,燃气初温不断升高,从 E 级、F 级再到 G 级、H 级,初温从 1100℃提高到 1430℃,并

且还在向更高温度前进。NGCC 的热效率已从 52% 提高到了 58% ~ 60%。从某种意义上说,由于燃气轮机是内燃式热机,燃料的化学热能可以直接用于提高工质的温度,无需经过中间体的导热、传热过程,所以在提高工质温度方面基本不受限制(理论上可达燃料燃烧过量空气系数为 1 的温度,即 2000℃ 左右),因而,燃气轮机是最具有循环最高温度潜力的动力机械。若把燃气温度提高到 1700℃,则由其组成的 NGCC 的联合循环发电效率可达 62% 以上。

目前,世界上正在运行的 IGCC 机组,绝大多数是 E 级水平,燃气初温大约为 1100℃,功率为 250 MW,发电效率为 40% ~ 42%。若是 F 级,随着单机功率增大(450 MW 左右),燃气初温提高,发电效率也随着提高(约 45%)。按目前燃气轮机发展趋势,G 级、H 级在技术上已基本过关,处于商业化过程中,由它们组成的 IGCC 效率预计可达 48% ~ 50%;若进一步提高温度到 1700℃ 左右(J 级),则 IGCC 的热效率可达 52% 左右。

大功率高初温燃气轮机是 IGCC,也是煤高效清洁利用的核心动力装备,真正做到燃气初温达 1700℃ 或以上,还有大量的科学和技术问题需要解决:高压比(30 ~ 40)压气机的稳定工作、流动脱离、喘振边界控制、叶片振动控制;能适应不同组分合成气,尤其是高氢含量的合成气的稳定燃烧,用什么样的方法加以组织,是预混燃烧、扩压燃烧、或是催化燃烧,以保证燃烧稳定和在高温下低 NO<sub>x</sub> 排放;耐极高温度的高强度合金材料及其强化冷却方式和表面隔热涂层等。

此外,从 IGCC 的发展趋势看,在气化炉(采用多喷嘴、干粉泵)、氧气制备(采用离子膜氧氮分离)、净化工艺(高温脱硫、除尘)、显热利用(化学利用与物理利用相结合,各温度段分别处理……)等几个方面还有大量的改进余地,热效率还有提高 4 ~ 5 个百分点的潜力。IGCC 最大的优势是在燃烧前,在较高 CO<sub>2</sub> 浓度、较高压力(4 ~ 7 MPa)条件下,通过变换过程捕捉 CO<sub>2</sub>。按现在的技术,不捕集和捕集 CO<sub>2</sub> 的成本比较如表 1 所示。

表 1 美国若干个单位提供 CO<sub>2</sub> 捕集前后成本的折算规律研究结果

研究单位\发电成本	不捕集 CO <sub>2</sub> 时的发电成本		捕集 CO <sub>2</sub> 时的发电成本	
	PC 电站	IGCC 电站	PC 电站	IGCC 电站
MIT(2007)	1	1.05	1.60	1.35
GE Energy(2007)	1	1.06	1.58	1.33
AEP(American Electric Power)(2007)	1	1.08	1.84	1.52
DOE/NETL(2009)	1	1.22	1.868	1.676

显然,IGCC 电站和煤粉电站相比,由于  $\text{CO}_2$  的捕捉所引起的建造成本和发电成本的增加要小得多。

随着燃气轮机技术的发展,低碳排放的煤基能源系统也已初见端倪,它将是 2020 ~ 2030 年以后解决中国核心能源问题的战略措施,即先进燃气轮机透平前温  $1700^\circ\text{C}$  以上,压比 35 以上,合成气事先脱碳处理,含氢 60% ~ 70% 以上。捕捉后的  $\text{CO}_2$  或利用或埋存,使煤这类高碳燃料低碳利用。

### (六) 煤基多联产是我国高效协同利用煤的重要战略方向

煤的协同利用包括生产产品之间的协同,如电、液体燃料、化工产品,也包括工艺手段的协同,如干馏、裂解、气化、合成、燃烧以及目前世界众所关注的  $\text{CO}_2$  最佳脱除点、 $\text{CO}_2$  利用的协同。

经过多年的示范、商业化实践,IGCC 的可用率逐步提升,其主要问题是发电装机容量单位基本投资大(约高 50%),且不宜于经常变负荷运行。煤作为一次能源,它具有更好的全价利用的“天性”,完全可以根据需求来取协同的工艺路线,互相配合,简化流程,简化设备,降低成本,提高效率,生产出各种产品,如电力、化工产品……在成本上,由于这种协同,使电力生产和化工产品生产优势互补,从而克服了纯发电 IGCC 的缺点。

以煤气化为核心的多联产能源系统(煤基多联产)就是以煤、渣油或石油焦为原料,经气化后成为合成气( $\text{CO} + \text{H}_2$ ),净化以后可用于实现电力、化工、热、气的联产,即在发电的同时,联产包括液体燃料在内的多种高附加值的化工产品、城市煤气等。图 7 为煤基多联产可能的系统之一,其中的清洁煤发电技术被称为整体煤气化联合循环(简称 IGCC)发电,是洁净的煤气化技术与高效的联合循环技术的结合。

煤基多联产打破不同行业之间的界限,按照系统最优原则对如发电、化工、冶金等生产中的物质流和能量流进行充分集成与优化,改变传统的工艺过程,实现气体成分(如氢碳比)、压力、温度、物质、燃料“品质”等的梯级利用,从而达到系统的能源、环境、经济效益最优的目的。煤基多联产是符合中国国情的能源发展方向之一,是结合我国以煤为主的特殊条件,实现新型工业化的重要途径,其自主创新发展的潜力很大,是解决我国能源、环境、液体燃料短缺等问题的重要战略方向。

这里要特别提出的是,煤基多联产系统达到最好效果的关键技术之一——浆态床反应器。浆态床是将固体催化剂悬浮在液体(某种油)中进行反应的一种反应器,因为其反应热十分容易移出,故可以在提高一次通过转换热效率的同时降低催化剂机械磨损和夹带。它的造价低,气阻小,单程转化率高,适合于烃、

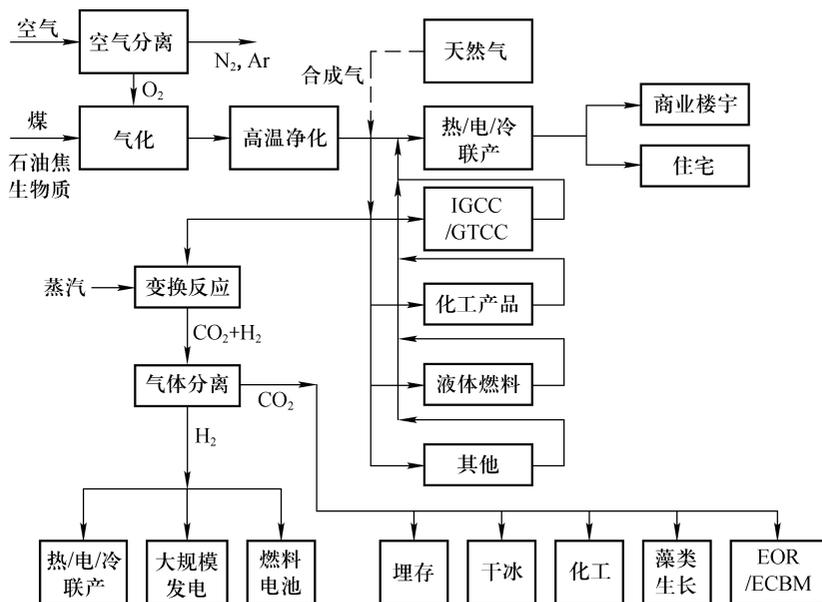


图7 以煤气化为核心的多联产系统概念图

醇、醚的大规模生产,特别适合于多联产系统。净化后的合成气一次通过后,驰放气直接进入燃气轮机燃烧室。它的动态响应快,可以快速调节电力生产和化工生产的峰谷波动。

煤基多联产生产过程的能量流、物质流、火用流(Exergy)按最优原则耦合在一起,比分别生产相关产品在基本投资、单位产品成本、污染物的排放(硫、汞、颗粒物)、环境等方面都有显著的效益。这种多联产系统在化工产品、液体燃料和电力之间可以按市场需求或是发电的“峰-谷”差进行适当调节,有很好的灵活性。目前,纯用于发电的IGCC单位投资较高,与煤基多联产结合生产电力、化工两种产品,可以带来较好的经济效益。

煤基多联产在技术上有良好的继承性和可行性,具有良好的经济效益和环保性能,便于实现未来 $\text{CO}_2$ 捕捉、利用和埋存的途径,它对于中国乃至世界都具有非常重要的战略意义。

以上所说的煤基多联产,只是煤的高效协同利用的一个方面,所协同生产的化工产品十分广泛,目前可以做到的有:煤挥发分中的有用物质的提取,焦油的充分利用,甲醇及其后续产品(甲醇制烯烃(MTO)、甲醇制丙烯(MTP)……),二甲醚,合成天然气,费-托(F-T)工艺的高质量汽油、柴油等的生产。这类协同系统无论在系统优化,还是能量充分利用方面都有很大的提升空间,例如:化工和电力联产是串联还是并联?如何适当提高气化压力并配置合适的膨胀透平?如何使过程中的余热、余压得到充分利用?如何选择合适的催化剂,提高反应温

度使之生产“高质量”的蒸汽？如何做到不变换或少变换？

在煤的协同利用中,把含氢量高的焦炉煤气和 CO 含量高的煤气化合成气配合使用(称之为双气头),达到合成某个化工产品的合适碳氢比而不需要耗能耗水的变换过程,是煤协同利用的一个典型范例。此外,我国总量较大的焦炉煤气可以净化后直接用于车用燃料。目前,大量实验室试验和实车应用表明,含氢的甲烷在燃烧效率和排放方面都有很大好处。这种利用与把焦炉煤气用于生产甲醇相比,减少了中间转化过程,并且产品附加值高。一个值得注意的方向是,我国农业十分需要的钾肥( $K_2CO_3$ )的生产,在其生产过程中,可以利用一部分从前面工艺过程中排出的  $CO_2$ ,使碳元素得到更好的利用,又达到减排  $CO_2$  的目的。煤可以和耗煤量(炼焦过程)很大的钢铁行业协同,利用气化的还原气体生产高质量的海绵铁,或用 COREX 工艺把煤气化和炼铁工艺结合起来。

由于我国煤种的多样性,挥发分、含硫量、含灰量、灰的熔点、含水量……分散度很大,如何协同利用必须具体问题具体分析,没有统一的答案。煤基多联产给高硫煤的应用也提供了极好机会,因为高硫煤的直接燃烧会引起严重的污染。

目前,我国由于资源特点,现代煤化工发展迅速,新过程、新技术、新催化剂不断出现和掌握,为煤的协同利用提供新的动力和技术支撑。我国应有充分信心,在煤的协同利用方面引领世界潮流。

### (七) 中国减排 $CO_2$ 应从煤化工开始逐步过渡到“IGCC + 多联产 + CCUS”

如果煤直接燃烧,从烟气里收集  $CO_2$  很困难,因为烟气中  $CO_2$  浓度低(浓度大约 13% ~ 14%, 70% ~ 80% 都是氮气)、压力低、处理的烟气体积流量大,因而能耗大(分离和再生过程均是耗能的)。依靠目前的技术,将发电厂烟囱里的  $CO_2$  分离出来,处理后埋入地下,整个燃煤发电效率会降低 11 个百分点,如原来发电效率是 45%,则加上  $CO_2$  捕捉、埋存环节会降为 34%。由于发电效率的降低,要得到相同的电量就需要消耗更多的煤。在 IGCC 多联产系统中,从煤气化后的合成气中捕提高浓度、高压的  $CO_2$ ,相对较容易,虽然也要耗能,但是效率降低大概为 6 ~ 7 个百分点。所耗费的能量与成本比常规电站烟气中捕捉  $CO_2$  低得多,且 IGCC 多联产系统有多种产品,在成本方面可以实现互补,单位电能耗水少,能量可以得到综合利用,又能够提供较低成本的  $CO_2$  的减排办法。因此“IGCC + 多联产 + CCUS”是中国  $CO_2$  减排的战略方向。

中国应当按照国情走自己的路,从现在开始考虑分阶段减排  $CO_2$  的问题。我国  $CO_2$  的捕集、利用和埋存应从易到难,逐步推进。目前我国正大力发展煤化工(甲醇、二甲醚、MTO、MTP、直接煤变油、间接煤变油等),在煤化工过程中排放的  $CO_2$  已经具有很高的浓度和压力,而实际的情况是这些“现成”的  $CO_2$  都直接

排放到大气中。如我国甲醇每年生产约 1500 万吨,每吨甲醇生产向大气排放  $\text{CO}_2$  2.5 吨左右。故每年仅甲醇生产排放  $\text{CO}_2$  4000 余万吨,总量巨大。因此,我国的  $\text{CO}_2$  减排应从煤化工做起,国家应予以政策支持,如碳税、补贴等,在此过程中,对  $\text{CO}_2$  的处理(化学、物理应用,运输、埋存等)积累经验。考虑未来清洁煤发电,“IGCC + 多联产”应尽快地示范,逐步走向大规模发展,按  $\text{CO}_2$  减排需要逐步过渡到“IGCC + 多联产 + CCUS”。直接从燃煤电厂烟气中捕捉  $\text{CO}_2$ ,在目前技术条件下需要耗费大量的能源资源和投资,在这方面我们也需要做研究和小规模示范,但是大规模的商业实施还需要观察一段时期。总之,减排  $\text{CO}_2$  要从我国实际出发,应从易到难,积累经验,逐步推进,而不是一蹴而就。当然,对  $\text{CO}_2$  的物性、含杂质腐蚀性能、存储的地质构造、可能泄漏的长期监测……都要进行深入的研究。 $\text{CO}_2$  如何尽可能利用(如强化石油和煤层气开采,提高采收率),通过利用岩石化……应从现在开始做扎实的基础研究工作。

#### (八) 实施“IGCC + 多联产”能源战略刻不容缓

尽管 IGCC 发电电价成本较高,但是考虑到将来对污染物二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、汞的控制要求,以及下一步要进行  $\text{CO}_2$  的捕捉、利用和埋存(CCS 或 CCUS),目前可行的是可以通过多联产化工产品来降低成本。近年来,新建的几亿 kW 的火电装机采用的基本上是煤直接燃烧的超临界、超超临界发电机组。如不及时考虑 IGCC + 多联产的发展,从某种意义上来说,这就意味着今后一段时期内,我国电力发展的技术路径将被锁定在煤直接燃烧发电的模式上。一个能源系统的发展与成熟需要多年时间,现在不推进 IGCC 多联产示范就会延误时机,将来再做要付出更大的代价。

煤基多联产所生产的液体燃料,尤其是甲醇和二甲醚是绝好的煤基车用替代燃料,可以有份额地缓解我国石油的短缺。同时,甲醇还可以用来生产烯烃和丙烯,用煤化工去“替代”一部分传统的石油化工,以减少石油消耗。二甲醚是一种物理性质与液化石油气(LPG)相近的化工产品,除了替代柴油外,是一种绝好的民用燃料,可以给城市和一些缺乏能源的地区提供清洁的能源服务。2009 年 4 月 8 日和 5 月 18 日国家标准委相继颁布了《车用燃料甲醇》和《车用甲醇汽油(M85)》国家标准,并分别于 2009 年 11 月 1 日和 12 月 1 日正式实施,对醇醚燃料的推广和应用将起到一定的推动作用。

煤基多联产系统组成部件的绝大部分技术是成熟的,如大型煤气化装置、各种化学反应器和相应的催化剂、燃用合成气的燃气/蒸汽联合循环等。中国已掌握多联产的“龙头”技术—大型煤气化技术,并且已有成功的工业化应用:兖矿集团在山东的 IGCC 发电与甲醇联产装置属于世界首创,已实现长周期稳定运

行,并实现了连续盈利。兖矿的煤基甲醇-电联产系统总能利用效率达到了 57.16%,较同比甲醇、电独立生产系统提高了 3.14 个百分点,供电效率折算达 39.5% (同比自备电厂为 29%)。只要我国各部门(煤炭、化工、电力)打破行业界线,通力合作,加上国际合作,推广多联产在中国的应用可以深入挖掘提高能源利用效率、减少环境污染的潜力。

#### 四、化石能源和可再生能源的协同利用

随着全世界化石能源资源的日益减少和环境污染的日益严重,人们越来越多地把目光转向可再生能源,尤其是太阳能和风能。近几年来,世界各国都在这方面提出“雄心勃勃”的计划,并宣言在 2020 年、2030 年可再生能源占据总体能耗的 20%~30%,甚至于 50%,这个计划是否能成为现实?可再生能源的份额不断增大,能源多样化是将来发展的趋势。虽然从 2005 年以来,我国风机装机容量成倍增加,2010 年达 4182.7 万 kW,位居世界第一。但据统计,我国已安装的风机大约有 30% 没有并网,即使有些风场已并上网,也由于种种原因被限制发电,形成能力的浪费。中国风力资源丰富的地区(新疆、内蒙、甘肃、宁夏等)基本是边远地区,当地用电负荷小,又远离负荷中心,而这些地区的风电规划都是若干个 GW 以上(被称为风电“三峡”)。风电大规模应用有很多制约因素:当地的电网结构比较薄弱,容量小;风电具有随机性,不易控制和调度,大规模地接入电网必然会导致电网的不稳定;如果要接入电网,风机的结构和控制系统将不得不复杂化,引起风电基本投资增加;由于风电的随机性,电网必须要有相应的旋转备用电源,或是储能设备,从而导致总投资增加。目前,并入电网已成为制约风电发展的一大瓶颈。

若是采用“打捆”输出,则必须在当地水源缺乏、生态脆弱地区建设相当数量的燃煤火电站;若用专用输电线将风电输出,风电每年折合额定工况工作小时只有 2000 左右,则输电线路摊到每 kWh 输出电量的成本会很高,世界上没有、也不可能这类先例;若是采用大规模储电的方法对不稳定的风电加以平衡(如抽水蓄能),这只有在一些特殊的地理条件下才有可能,且成本也很高;其他蓄电池储电(如钒液流电池),容量有限,成本也很高……所有这些会导致风电的成本升高,经济性变差。因而,我国大规模风电如何应用?怎样和其他能源协同考虑是中国比较特殊的问题。是否大型风电场并网运行是唯一的出路?中国有大量的耗能工业,如氯碱(每吨耗电 3000 kWh)、电解铝(每吨耗电 15000~16000 kWh),这些工业都由电网供电,且要从高压交流通过降压、整流转换成低压、直流电。经过科技部“十一五”973 项目“非并网风电”,提出风电和网电的协同利用。根据实际情况,可以是风电为主,网电为辅;或反之;或是两者之间有其

他的分配比例,已初步得到成果的有:

- 电解铝(采取保温和调节电解液成分)
- 氯碱工业
- 海水淡化
- 电解水,得到氢气和氧气
- 油田大量抽油机供电

还可以仔细研究和开拓其他的用途,只要用电对象对电的波动性没有严格要求,电网可用来对风电进行互补和支撑。如在北方地区,丰富的冬季的风力可以驱动热泵,从其他热源提升低品位热量用于供热,因为热泵和其他相关系统热惯性大,可以平抑一定范围的波动量和波动周期。

另一个值得深入探讨的是,风电和我国迅速发展的煤化工的协同。由于我国风电丰富的边远地区,恰好煤炭资源也十分丰富,输煤、输电都有一定难度。并且面临着如何利用这些资源给全国提供清洁能源和发展地方经济的问题。

其中一个例子是,风电和甲醇生产的协同。单独的风电和甲醇生产系统如图 8 所示,风电和甲醇协同生产的流程如图 9 所示,计算结果如表 2 所示。

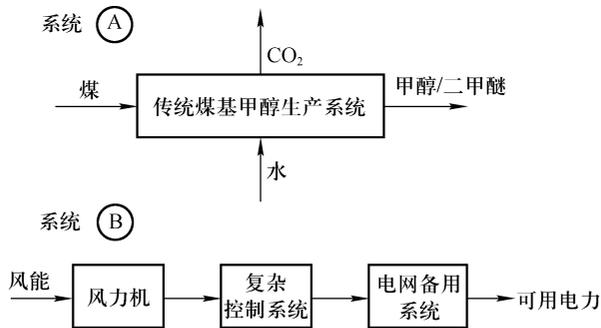


图 8 单独的甲醇生产系统和风电系统

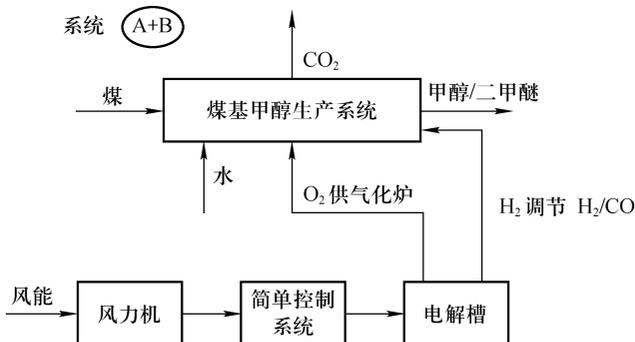


图 9 风电和煤基甲醇生产集成的系统

表 2 不同案例的物质流

系统	原料气 $H_2/CO = 0.623$	
	案例 1	案例 2
甲醇产量/(109 kg · a <sup>-1</sup> )	0.500	0.963
煤耗量/(109 kg · a <sup>-1</sup> )	0.678	0.678
水耗量/(109 kg · a <sup>-1</sup> )	5.000	5.994
CO <sub>2</sub> 排放量/(109 kg · a <sup>-1</sup> )	1.085	0.464
风电消耗量/(TWh · a <sup>-1</sup> )	—	3.976

可以看出,同样的煤量,两者协同方案,甲醇的产量增加约 1 倍,CO<sub>2</sub> 排放量反而下降 60%,若以单位甲醇产量的 CO<sub>2</sub> 排放计算,则每吨甲醇的 CO<sub>2</sub> 排放只有传统工艺的 20%。这是结合我国资源分布特点,现代煤化工与风能协同的一个范例,既解决风电的应用,又解决了受人们诟病的煤化工大量排放 CO<sub>2</sub> 的问题。当然,这里还有个问题没有解决,即需要稳定工况生产的甲醇如何和波动幅度很大的风电相匹配?必不可少的是要有很大的氢气和氧气储罐,这就形成了新的瓶颈。作为过渡可以采取“混合方案”(Hybrid version),即在一个大型甲醇企业中,70%~80%的工艺仍采用传统空分制氧、变换调 H<sub>2</sub>/CO 的方法,只有 20%~30%采用风电电解水供氢、氧的方法。这样,在相当程度上可减少氢氧存储的需求,而保证甲醇相对稳定的生产。最近在储氢方面有一些新的进展,存储压力可达 75 MPa 的 10 m<sup>3</sup> 储罐已有示范,高的压力可以使储罐尺寸减少,但是把氢气压缩到如此高的压力需耗费动力。按已达到的水平是从 3.0 MPa 到 75 MPa 需电 0.15~0.2 kWh/1 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>,即 1 kg 氢气压缩需耗电 1.5~1.8 kWh,这似乎是一个可以“忍受”的功耗。随着技术的发展,储氢问题的逐步解决,用风电电解制氢将会得到较多的应用。

近年来,由于很多大城市渴望得到更多的清洁能源,很多煤资源丰富地区(尤其是边远的新疆)和大企业都把眼光投向合成天然气(SNG)的新产业链,在边远、煤资源丰富地区把煤气化以后制成 SNG(甲烷),在生产过程中分离出来的 CO<sub>2</sub> 就地利用或埋存,SNG 并入我国已逐渐发展起来的天然气输气管线,远距离输送到我国东部对天然气有需求的地区,作为民用和其他用途的清洁能源。虽然从煤转换成 SNG 时,能效只有 60%左右,但长输气管线在远距离输运方面更为高效,在终端应用上,由于是清洁气体燃料,可以采用各种先进用能系统、技

术与设备(如分布式供能,热、电、冷三联供)加以高效应用。这样,从整个产业链考虑,可能得到提高总体能源利用效率和减排  $\text{CO}_2$  的好处。这里,一个关键问题仍是煤制 SNG 时  $\text{CO}_2$  的排放和处理。若把风电和 SNG 两者协同起来,把风电电解水得到氢气和氧气,则可像上面甲醇生产一样,成倍地增加每单位煤量 SNG 的产出,大大减少  $\text{CO}_2$  的排放。

从整个能源系统看,这类的协同值得从系统高度进行深入研究,解决必要的科学问题和技术关键,尽快地进行示范,并在此基础上进一步应用推广。对这类地区的战略安排应及早规划;否则,会形成技术路线锁定,将来要改变不得不付出更大的代价。

关于和太阳能协同的问题,本文不准备探讨多晶硅和薄膜光伏发电(PV)的优劣,每种技术都有其自我发展的规律。我国在多晶硅 PV 方面已形成庞大的生产能力,目前主要是出口,制造过程中的能耗和污染也有争议。在国内要得到广泛应用的关键是价格问题。太阳能热发电也是可再生能源中引起人们关注的一个主要方向,目前在全世界已有几个百兆瓦级的示范电站,在我国也正在建设类似的电站,关键仍然是价格问题。这属于太阳能热利用的高温段,一般都要通过高倍率聚光把温度提高到  $550 \sim 600^\circ\text{C}$  以上。如何高效聚光?如何有效地把热量传递给工质?如何利用熔融盐储存高温的热量?高温熔融盐的腐蚀……都是需要进一步研究的问题。太阳能热利用的最简单、最有效的方法是低、中温集热器,基本不需要聚光,利用能量密度较低的太阳能使工质温度提高到  $70 \sim 80^\circ\text{C}$  (低温)或是  $140 \sim 200^\circ\text{C}$  (中温)。低温段技术已成熟多年,在全世界得到广泛应用。在北京地区,一平方米的太阳能真空集热器一年可提供相当于  $120 \sim 130 \text{ kg}$  煤的热量,用于提供热水,是性价比十分优越的太阳能利用方式。近年来,在清华大学殷志强教授团队的努力下,和企业密切结合(山东力诺集团),研制了中温( $140^\circ\text{C}$ )集热器,并已规模化生产,这给太阳能和其他能源的协同利用开辟了新的领域:

- 和各种热泵配合用于建筑空调和采暖。
- 与煤直接燃烧发电协同,用太阳能加热给水以减少原用于给水加热的抽汽量,使发电量增加。经初步测算,这个协同方案所产生发电量的增量,比相同面积 PV 所生产的电量大约 3 倍,且成本低,从而提高太阳能利用的效益。在  $\text{CO}_2$  捕捉方面亦可发挥太阳能的作用,当  $\text{NH}_3$  吸收烟气中的  $\text{CO}_2$  以后,可以用  $120^\circ\text{C}$  的太阳能进行再生,从而减少在汽轮机中抽汽所引起的燃煤发电的做功能力损失。
- 与相当一部分工业锅炉和太阳能热利用协同(coal stands on the should of solar),或直接用于热水供热、空调、采暖、燃煤电站锅炉给水加热,或

干燥(与热泵协同),对  $\text{CO}_2$  和其他污染物(如  $\text{SO}_2$ )减排好处极大。很多能源服务以热的形式呈现,中国目前有 50 多万台大小不等的工业锅炉,用于采暖、工艺用热和其他用途(平均效率只有 65%),每年消耗 3~4 亿吨标煤,排放  $\text{CO}_2$  近 7~8 亿吨。由于锅炉容量小,在污染物脱除方面比大电站成本高,很多小锅炉除简单的除尘装置外,没有其他脱硫、脱硝装置,故单位燃煤量污染严重。据粗略统计,燃煤工业锅炉排放  $\text{SO}_2$  600 万吨/年,占全国排放量的 1/3,接近目前燃煤发电厂  $\text{SO}_2$  排放总量(890 万吨/年)。

随着中温段太阳能集热器的发展,全光谱吸收涂层、结构的进一步改进,使温度到达  $200^\circ\text{C}$  左右,与其他能源的协同,在工业和民用上会有很大的应用前景,成为太阳能热利用的重大方向。

在生物质方面亦可有合适的协同,如与煤混烧(cofiring),做成生物质(约占 15%)型煤,不仅可以充分利用生物质的热能,且可使煤清洁利用,相对一般散煤燃烧,可大幅度减少  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、烟尘排放,且提高工业锅炉热效率 6~8 个百分点。也可以就把生物质进行泥炭化预处理(torrefaction),变成能源密度较高的泥炭(peat),减少原来生物质单位重量的体积,以便收集和运输,再和煤混烧。

## 五、储能和各种能源互补方面的协同

### (一) 电网峰谷差越来越大与削峰填谷

由于人民生活质量的提高,尤其是大中城市,用电负荷的峰谷差越来越大,有些时候达 50%。为保证可靠的电力供应,削峰填谷是电力系统和电源十分头疼的问题。抽水蓄能是最可靠、发展最成熟、最广泛应用的技术。但是,这种调峰方法,一是投资大,二是取决于地形,适合建立类似电站的地形有限。从未来电力发展来看,为了提高发电效率,减少污染,实行“上大压小”,发展超临界和超超临界机组;从我国的电源结构来看,600~1000 MW 超超临界电站的份额将越来越大,这些电站适合于带基荷、设计工况运行,非设计的变工况运行将会大大损失其在发电效率和减少污染方面的优势。此外,由于大量的中小功率电站的关闭(200 MW 以下),峰、谷差迫使一些较大容量机组不得不参与调峰,因而在效率和排放上会受到损失。

此外,由于核电将在中国有较快的发展(到 2020 年,核电装机容量可能达 60~80 GW),核电基本上要求稳定、全负荷运行,在外界需求变化时(谷),多余的电量应如何处理,有没有好的办法加以储存,以什么形式的二次能源作为载能体,谷电制氢是否是一个解决方案,后续的氢如何利用?采用分布式小型的燃料

电池固然是一条途径,但燃料电池本身的价格,及其所引起复杂、昂贵的基础设施等问题仍是目前的难题。

## (二) 可再生能源发展与蓄能

由于太阳能、风能分布的间歇性及随机性,给其利用带来很大的困难。一些随机电源接入电网,当份额较小时,不会对电网造成大的不利影响;但大规模、大比例份额的随机电源接入,仍是一个技术上未解决的难题。所以,随着可再生能源的发展,非并网利用和能量存储问题显得越来越重要。电的储存虽经过多年努力,大规模储存还没有技术上的根本性突破。将来,由于可再生能源的应用,一些中小型的分布式电网在整个电力系统中也会占一席之地,蓄能(也包括蓄电)装置也是一个关键。此时,蓄能以什么为载能介质是一个值得探讨的问题。

根据各个国家的具体条件,各种能源应从可持续发展能源系统的高度协同发展,各自“扬长避短”。不连续、随机性较强的能量(各大型发电装置的多余电量、风力发电、太阳能发电)变成大规模高效利用、可调度的能量,是现代电力系统面临的重大战略课题,高效大、中、小规模储能问题越来越突出。大规模蓄能系统中,除抽水蓄能外,有发展潜力的是压缩空气蓄能(如与不稳定风电的协同),Brayton 和 Rankine 整体化循环(与核电和超超临界的谷电协同)。

## (三) 压缩空气蓄能

压缩空气蓄能(CAES)是在用电低谷或不稳定的风电,用电能驱动压缩机工作,将空气由大气压压缩到贮藏室。在用电高峰时,利用外界附加热量(如天然气燃烧)加热空气,然后热空气通过透平做功,驱动发电机发电。压缩空气蓄能大体可分为两类:非绝热压缩空气蓄能和绝热压缩空气蓄能。

非绝热压缩蓄能系统的特征是需要向系统提供较多额外的燃料,以在放气模式中加热从空气储藏室流出的空气。非绝热压缩空气蓄能的典型代表是德国的 Huntorf 电站,建于 1978 年,该电站系统的效率在 42% 左右。若在高压燃烧室前配置废热回收装置,利用经过低压膨胀后的废气来加热刚离开空气储藏室的冷空气,可以提高效率。这种系统的典型代表为美国的 McIntosh 电站,建于 1991 年,该电站的效率达 54%。

在绝热压缩空气蓄能系统(AACAES)中,压缩过程中产生的热量被热能存储装置(TES)吸收,在放气过程中用于加热从空气储藏室出来的冷空气。这就减少了附加燃料的消耗。图 10 是绝热压缩空气蓄能系统的示意图,其中只包括了一级压缩和一级膨胀,适用于低压系统,空气储藏室的最大储藏压力为 40 bar。然而,当系统空气储藏室的压力要求达到 200 bar 时,需要多级压气机联合使用。

绝热压缩空气蓄能系统的效率(电出/电进)最高可达到70%左右。

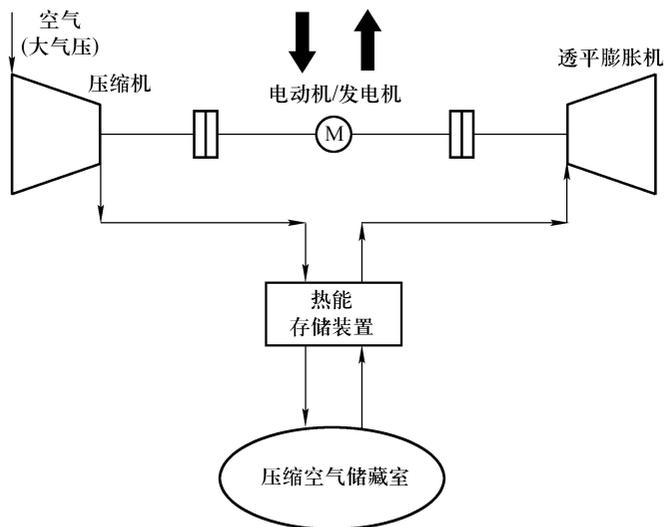


图 10 一级绝热压缩空气蓄能系统

TES 是绝热压缩空气蓄能系统的典型特征, TES 数量的增多会带来投资的增大,同时,系统的实现难度也会加大,这不仅仅是管道和阀门数量的增加,也会产生 TES 所占体积过大的问题。目前考虑用岩石来储热,是否利用其他更有效的物质也是一个值得研究的问题。此外,地下储存高压空气对地质构造也有要求,是否可采用特别制造的高压容器。

#### (四) Brayton 和 Rankine 整体化循环系统——用于火电、核电在储能的协同

Brayton 和 Rankine 整体化循环系统中<sup>①</sup>,作为主要燃料煤和  $H_2$  的热能作为“原料的‘梯级利用’”,循环的前半部分(图 11,过程 4~6),从给水加热到  $600^\circ\text{C}$  的过热蒸汽由煤“负责”,通过外燃来达到。循环的后半部分(图 11,过程 6-1),过热蒸汽温度要提升到  $1400\sim 1500^\circ\text{C}$ ,外燃已无法完成,只能通过氢氧在燃烧室中内燃完成,即在常规汽轮机发电系统上加氢氧燃烧加力装置。经初步分析,在这个系统中,  $H_2$  的能量转换效率可达 62%,并使整个系统的热效率从常规的超临界蒸汽发电 44% 提升到 52% 以上。因此可以说,两种燃料各司其职,氢气“站”在煤的“肩膀”上发挥作用(on the shoulder of coal)。此系统把内燃和外燃结合起来,克服常规的 Brayton 和 Rankine 循环固有的缺点,发挥它们的长处,最有效地利用氢气起到削峰、填谷的作用。

① 俄罗斯,菲特洛夫教授(Плата Димитров)

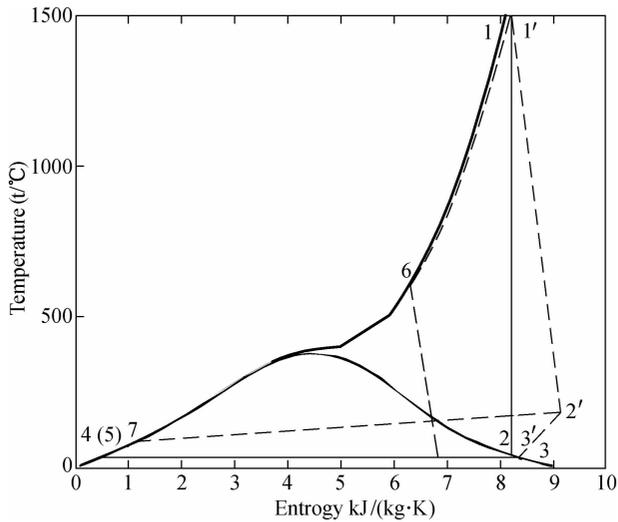


图 11 Brayton 和 Rankine 整体化循环 T-s 图

这种循环在文献已有报道,但是如若只为了提高效率,由于功率大,要求连续运行,氢、氧的存储是个大问题。所以,最好是从大规模储电角度加以应用,作为常规超超临界汽轮发电机组的“加力装置”。在用电高峰时,“加力”装置投入,可以增加输出功率约 100%。

图 12 所示方案中具体做法是:在一般情况下,只是常规蒸汽轮机发电系统工作;在电网电量需求低谷时,为保证一些电厂在高负荷、高效率区运行,或是有

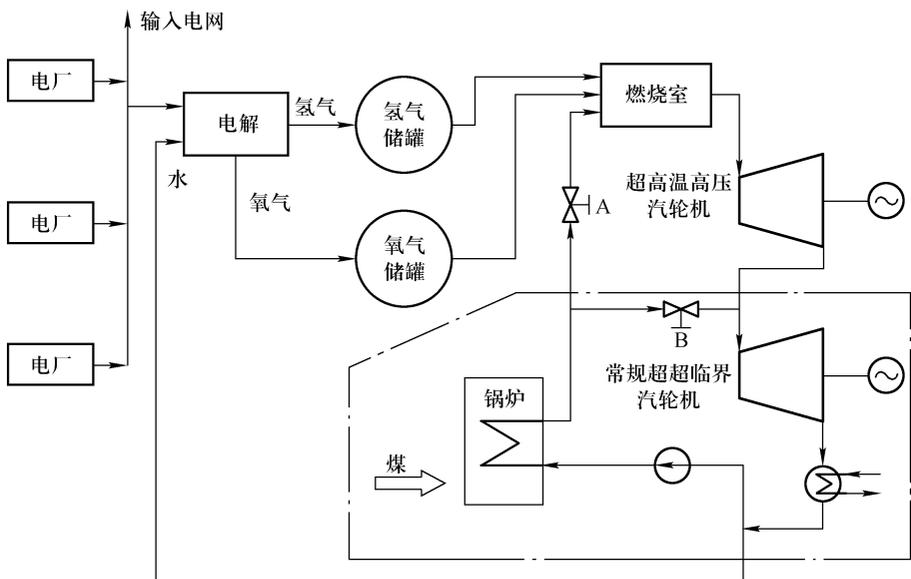


图 12 Brayton 和 Rankine 整体化循环系统流程图

可再生能源发电,多余的电量通过电解水生产  $H_2$  和  $O_2$  进入各自的储罐。在电网需求高峰时,将储罐中的  $O_2$  和  $H_2$  喷入燃烧室,把从普通超临界锅炉出来的过热蒸汽(参数可以是  $p = 28 \text{ MPa}$ ,  $t = 600^\circ\text{C}$ )加热至  $1500^\circ\text{C}$ ,随后,蒸汽在特殊的高温、高压汽轮机膨胀做功,输出电力,其排气仍通过普通的汽轮机做功。在图上用点画线框出部分为普通的汽轮机。在不需调峰时,阀门 A 关闭, B 打开,系统为正常运行;在需调峰时, A 打开, B 关闭,高温高压汽轮机投入运行,发出额外出力(可使出力增加 1 倍)。

在此系统中,还有诸多科学难题有待解决:如氢氧高温高压燃烧系统,汽轮机高压与中压部分的结构设计,叶片、汽缸的冷却,高速变频技术在整体化循环的应用,大规模氢氧的储存,一般工况运行与调峰工况运行时系统的耦合等。

## 六、集中和分布式供能的协同

能源供应的历史上曾经历了从分散到集中的阶段。通过集中电网和集中供热,使能源效率、使用方便性有了极大提高,集中处理也大幅地降低了污染。能源集中供应是技术的大飞跃,是现代社会的基石。然而,随着社会的发展,能源供应多样化、高效化、清洁化成为新的历史潮流,单纯的集中式能源系统已经不能满足现代化的能源系统的需求。现代化的能源系统,不仅要求高效率,而且需要足够的灵活度和安全性;此外,能源供应和终端能源需求在形式和距离上,也应当更加靠近,减少转换、输运、存储的环节和消耗。因此,当前人们又开始探讨如何从集中式的能源系统向集中和分布式能源系统的协同发展。

分布式能源系统直接安装在用户端,通过现场的能源生产,辅以各种控制和优化的技术,实现能量的梯级利用,同时减少中间输送环节损耗,达到资源利用最大化。分布式能源系统的一次能源以气体燃料(天然气等)为主,可再生能源为辅,可以利用一切当地可获得的资源。

分布式能源系统有许多集中能源系统所不能实现的优势,主要体现在:

(1) 能量利用效率高。分布式能源系统通常是基于天然气热电冷联产系统,总效率往往高于 80%。

(2) 能量输配的损失小。分布式能源系统能实现能源的就地生产,就地利用,最大程度上减少了能源输送的损失。

(3) 各种能源来源的协同配合。分布式能源是多输入多输出的复杂系统。通过各种能源来源的协同配合,并将电力、热力、地源热泵、污水源热泵、制冷与蓄能技术结合,实现多系统能源容错,将每一系统的冗余限制在最低状态,克服可再生能源分散、波动的特性,使利用效率发挥到最优状态。

(4) 能源系统的安全性高。分布式发电装置可在发生电网崩溃或意外灾害

的情况下维持重要用户的供电,提高了供电的可靠性。有时为了简化和电网的连结,分布式系统和电网的电能不作双向流动,只是必要时要求电网作为备用,即所谓联网不并网。

由于分布式能源的这些优势可以弥补集中式能源系统在效率和可靠性上的不足,将来的能源系统应当是分布式能源和集中式能源协同供应的能源系统,以及在分布式能源系统内部,各种能源的协同利用。分布式能源系统在欧洲已经有大规模的发展,尤其是丹麦、荷兰、芬兰等国,分布式能源的发展水平居世界领先水平。2005年,丹麦的分布式能源发电量超过国内总发电量的一半,而荷兰、芬兰、拉脱维亚也接近40%。2005年7月份,丹麦政府宣布计划铺设全球最长的智能化电网基础设施,这将可以使分布式能源系统在不久之后成为丹麦主要的供电渠道。美国、加拿大、英国、澳大利亚等国在经历了大停电事故后也意识到了建立分布式能源系统的重要性,促使它们推进分布式能源系统的建立。

在中国,分布式能源系统的发展较发达国家来说还有较大差距,较缺乏关于分布式能源技术应用的经验,缺乏系统科学的解决方案和符合中国实际的优化决策控制体系。但是,目前也已经有一些成功的案例,比如北京燃气集团的三联供项目通过燃气内燃机和余热直燃机对接,为 $3.2 \text{万 m}^2$ 的楼宇提供全部的冷热电,已经安全运行5年;北京南站能源中心的污水源热泵、太阳能、燃气三联供项目也已成功运行。这些成功的经验对分布式能源系统未来在中国的发展有着重要的意义。中国也应该对分布式能源系统的发展投入更大的支持,尤其要在系统控制和优化上进行更多的探索。

从分布式能源系统的动力源来看,经过多年的实践:功率在200 kW以下的应用,应该说内燃活塞式发动机优于燃气轮机,因为前者的效率高、价格低、技术更为成熟。尤其是近年来,这类内燃机通过燃烧过程中混合速率和燃烧反应速率的协同,可以提高热效率数个百分点,且在没有尾气处理装置条件下达到欧IV、欧V尾气排放标准。这本质上也是一种燃烧过程中几个子过程的协同,手段是烟气再循环和一个燃烧、膨胀过程中的多次喷油(multi-injection)及其时序(timing)。

对分布式能源系统所需要进行的研究包括部件和系统两个层次。目前用于分布式能源系统的能源转化技术,比如燃气轮机、活塞式内燃机、热泵、吸收式制冷机等大部分都是成熟的技术,但是某些部件的价格,比如太阳能光伏电池,依然比较昂贵,因此在能源转化部件的层次上的主要任务是,如何降低这些系统部件的成本。在系统的层次上,分布式能源的配置和控制是一个重要的课题。由于分布式能源系统输入和输出的多样性,以及各种能量来源的波动性和分散性,因此如何根据当地的能源供给的特点提出符合当地需求的能源转换方式的组合

十分关键。更进一步的是,当合适的能源系统建立以后,如何设计先进的控制系统去调整这样一个复杂的系统,在满足安全性要求的前提下,尽量发挥分布式能源的优势,也是非常值得研究的。

## 七、电网、天然气网、热(冷)网及水网的协同

电是最好的二次能源,从能源供应来看,电网技术已相当成熟,在全世界包括中国已建立比较完善的高压输电主网、城市的输电网和地区的配电网。如何充分利用这个网络,提供日益增长的能源服务是社会发展的长远需要。近年来由美国发起,全世界各国都在进行智能电网的发展。智能电网的目的是给用户提供更安全、更环保、更经济、更方便、更高效的能源服务,使电力供应和用户互动,电源点与电网互动。最主要的是调动各种电源点的潜力和“积极性”,尤其是不同规模的可再生能源的接入,大到 GW 级的大风电场,小到个人屋顶发电。各种余热、余压发电,各种生产过程的联产发电,各种分布式微电网都能发挥应有的作用。从发展角度来看,电源与用户一体化的倾向越来越强。

但是,正如上一节分布式供能系统所述,对电力的需求只是人们对能源服务的一个方面(是最主要的),除此之外,还有供热、供冷、气体燃料、用水的需求。所以,随着电力网的发展,城市天然气网、城市热网和城市用水网,近年来也得到相应的发展。这些网从本质上是相互协同,相互耦合,相互支撑的,可以统称为能源网。随着电网的智能化,必然会带动天然气网、热网、水网的智能化,使其成为一个智能整体。

在热网方面,一个明显的例子是北方城镇冬季采暖。这些地区民用建筑总量为 7.5 亿  $\text{m}^2$ ,占中国城镇建筑面积 43%,冬季采暖能耗 1.5 亿吨标煤,占中国城镇民用建筑能耗的 40%。随着大型城市的发展,目前面临热源严重不足和现有热网输送能力不足的严峻挑战。其出路是发电与供热协同,一方面采用 300 MW 或更大容量的汽轮发电机组作为核心,推广热电联产、集中供热,另一方面利用吸收式热泵技术“拉大”供回水温差(例如供水 130℃,回水 15 ~ 20℃),使原通过发电厂冷却水塔排入大气的热量(约占汽轮机最大供热量的 20% ~ 50%)被利用起来,同时也使已建成的城市热网输送能力提高近一倍,形成一个新的供热网络。

另一个例子是各种工业余热的利用。一些余热,目前仅用于厂内建筑和生活用热水,使用效率低下,无法集中规划,高效统一使用。此外,余热产生地距城市民用建筑聚集区一般有 5 ~ 10 公里,温度各异的低温余热输送有困难。由于热泵技术(压缩式和吸收式)的发展,提供了使热能品位提高或降低温度的可能性。变压器的发明,是电工和电力系统技术的一大进步,通过变压器可以控制电

的电压,使之便于输送和应用。热泵系统,可认为和电力系统中的变压器调节电压一样,来调节各种不同热源的温度,是一个温度“变压”器。这样就大大扩展了余热利用的可能,如图 13 所示。

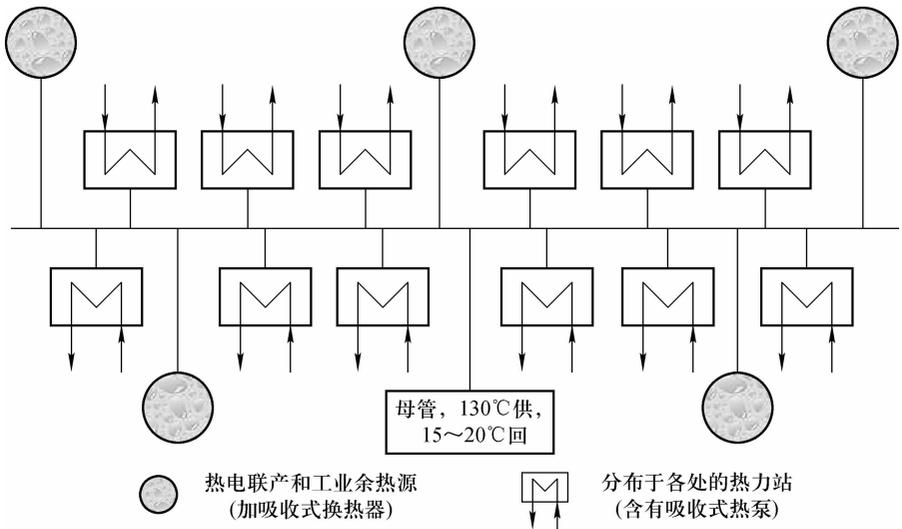


图 13 多种热源的城市集中供热网络

这样就可以使各种余热源通过“变压”,统一到 130°C 供水和 15~20°C 回水,相互协同形成网络。由于各种联产和余热来源不同,温度水平不同,热量不同,必须加以精细的智能控制才能符合用户的要求。压缩式热泵需要电拖动,可以和电网协同起来。类似的协同,可根据实际需要加以创新。

虽然中国对天然气的需求迅速增长,但对天然气的高效应用仍没有一个科学的论证和明确的说法。对大型城市来说,除了每天 24 小时对电、热、气的需求各不相同,更为困难的一年四季的需求差别。图 14 为某城市 12 个月对电和气的的需求,两者都有较大的峰谷,且刚好相反,而储气问题和储电问题到目前仍没有得到很好解决。分布式能源系统,一般都以天然气为主要能源。分布式系统中包含各种能源需求、各种可再生能源和联产设备,它们之间的优化协同十分重要,还必须考虑对天然气和电力的外部需求和制约。若把城市中天然气应用划分成若干个层次,从大规模热电联产到大小不同的局部分布式能源系统,各个局部之间,各层次之间进行优化、交互和调控,从长远来看,形成一个智能气网也是一个趋势。

水是我国最缺乏的资源,将来水的短缺将是我国可持续发展的新瓶颈。如何节约用水,如何来规划不同用途的水的优化配置(纯净饮水、生活用水、工业用水、绿化用水……),各种水源(包括海水淡化、中水高度净化)的合理开发……

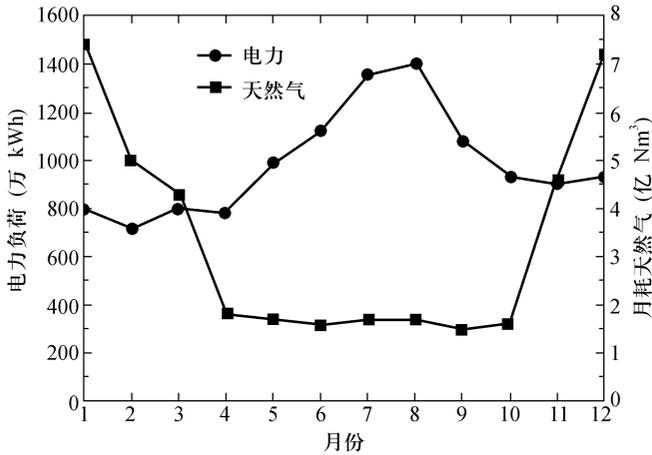


图 14 2007 年北京市电力负荷与供气负荷曲线

水的供给,回水处理……这必然形成网络,都和能源息息相关,相互促进、相互制约。

按能量守恒定律,人类消耗的所有能源最后以低品位的热能的形式散发,大部分耗散于大气,一部分进入污水中。据估计,这部分热量在中国是总散发能量的 10% ~ 20%。如何通过热泵尽可能提取这部分热给不同的终端用户,具有很大潜力;这也是污水网络、热网和电网的结合。

可以看出,为了更好地协同利用各种能源,除了电网已逐步向智能电网发展,天然气网、热力网、水网也必然向这个方向发展进。四网(或更多)协同,形成以智能电网为主干的智能能源网。

## 八、建立可持续能源系统—各种能源协同的 IDDD + N 原则

### • 转换整合化 (Integration of the Processes)

转换整合化就是要打破不同行业之间的界限,按照系统最优原则对如发电、化工、冶金等生产中的物质流和能量流进行充分集成与协同,改变传统的工艺过程,达到系统的能源、环境、经济效益最优的目的。

典型的系统如以煤气化为核心的多联产系统,从多个维度实现能源的梯级利用,并进行系统的总体协同,使其得到全价利用:

- 煤挥发份和焦油的利用
- 气体成分(如氢碳比)的梯级利用:将煤气化后的合成气( $H_2 + CO$ )按各种产品化学成分分别利用
- 压力的梯级利用:过程的压力差用膨胀加以能量回收
- 物质的梯级利用:尽量减少“无谓”的化学放热过程,如水煤气变换过

程

- 温度的梯级利用:过程内部热量的梯级利用,各种余热利用
- 燃料“品质”的梯级利用:精品能源应当精品利用,如天然气用于精细的工艺过程,分布式能源系统

从而实现温度对口、压力对口、成分合适、物理火用(Physical Exergy)和化学火用(Chemical Exergy)的梯级利用。

在协同能源系统中,每种能源必须发挥其特殊长处。可再生能源利用一定要从国情、各地区的具体情况出发,因地、因时、因应用制宜,把可再生能源当作一种有份额的一次能源“插入”到整个能源系统中,根据不同可再生能源的特点来确定其在整个能源系统中的战略地位,使之各得其所,发挥长处。如风能与煤化工协同、太阳热能与各种化石能源的发电协同等。

- **需求精细化(Differentiation of the Demand)**

对终端用户的用能需求进行精细的分解,按不同的用能需求、需求的不同层次和动态变化,为能源供应、规划和配置提供指导信息和基础。如对热、电、气体燃料、交通的需求等都应进行仔细研究。只有在终端需求精细化的基础上,多样化的供应才能更大程度地满足能源系统的需求,可再生能源才能在能源系统中起到较大的作用。不同的终端用户应当根据当地的具体条件使用合适的能源,从而消除能源转化和运输(或传输)过程中不必要的环节。

当然,相关的政策是极为重要的,有很多地方是政策驱动了很多不合理的使用。同样是生物质,秸秆发电有较大国家补贴;而生物质与煤协同利用,虽有很大的经济、环境、社会效益,却没有补贴。

- **供给多样化(Diversification of the Supply)**

各种能源都具有自身的特性,需要重点研究的不是各种能源能做什么,而是它们在整个协同能源系统中应该做什么,并尽量用较少的能耗代价满足终端用户精细化的需求。

基本原则如下:

(1) 集中且高能量密度的能源应当集中利用和转化,并利用现存的基础设施连接到终端用户,如电网、天然气管网等;分散且低能量密度的能源应当分散利用,如生物质能,应主要满足广大农村地区和一些中小工业锅炉的能源供应。

(2) 优质能源,用于发电;中、低质能源,应当梯级利用,避免能源转化过程中不必要的环节。尤其要全盘规划和考虑我国品种各异的煤炭资源如何利用的问题,哪些煤种适合气化,哪些煤种适合发电,把合适的煤种用在合适的地方。

(3) 可再生能源由于能量密度低和随机性,应根据当地具体的情况,因地制宜,若有可能和能较稳定供应的化石和其他能源协同起来。

### • 布局分布化 (Decentralization of the Grid), 集中和分布的协同

分布式供能系统是中小规模的终端应用导向的能源系统, 能源在当地进行生产、转化和供应, 进而满足终端用户多样化的需求, 其特征有:

(1) 能源在距离和形式上与终端用户密切结合, 能量转化、运输(或传输)等环节效率高、能量损失小。

(2) 中小规模的能源系统(微型燃气轮机、内燃机、热泵、风电、太阳能光伏、太阳能集热器等)与不同形式的蓄能系统(大、中、小型蓄电、蓄热、蓄冷、蓄气等)相结合。

在可持续的能源系统中, 因地制宜地进行分布式布局, 集中电网、分布式电网和离网运行相协同, 不同种类的能源应当以互补的方式进行协同, 提高能源供应安全性。从目前传统的电网过渡到“智能电网”(Smart Grid), 进而在大城市范围内将发展成“智能能源网”(Smart Energy Grid)。

### • 调度、控制、管理智能网络化 (Network)

灵活性、可控性、可靠性、在线静态和动态的优化都是能源系统面临的新挑战。快速发展的信息技术可用于促进新的可持续能源系统的建立, 如数据搜集、网络传感、在线监测、数据分析、数据挖掘、数据预测等, 特别是针对具有较强随机性和不稳定性的可再生能源; 建立起覆盖面广的能源信息平台和多层次优化的网络; 充分利用信息技术, 在全国、各省市、各地区全面搜集、整合、细分各种需求和供给信息, 进行多层次协同优化。最近迅速发展的云计算将会提供有力的技术支撑。

上面这几点可以简称为“IDDD + N”。由于能源供应多元化, 转换多元化, 终端需求供应一体化, 尤其是气候变化问题的严重性, 能源技术(Energy Technology, ET)将要有一个十分大的变化, 时间尺度在 30 ~ 50 年左右。且各国都不会一样, 中国更有其特殊性, 因为无先例可循, 无现成的例子可抄。除了能源技术的进步外, 信息技术(Information Technology, IT)的深度介入必不可少, 因为能源系统是一个庞大的系统工程。ET 和 IT 的融合是必然趋势。我们将来可以将 ET 和 IT 的融合称之为 EIT—Energy Information Technology。

建立各种能源分层次协同的可持续能源系统、实施 IDDD + N 原则是一个渐变过程, 但目标要明确、政策要清晰、措施要果断。应将 IDDD + N 的原则和要求, 分解成各行业、各地区的实施细则, 建立大小不同的可操作的模板和示范工程。弄清现有系统分阶段、分层次向 IDDD + N 靠拢的路线图。国家应有专门的机构, 多方面加以牵引, 向这些模板靠拢, 如规章制度、鼓励政策、价格政策、各种国家资助(立项与资金投入)、科研和工程中心建立、人才培养、民间投资引导等。

## 九、结 论

(1) 能源问题已进入新的、复杂的、相互耦合的多维度的严重挑战,同时面临着经济发展、环境、气候变化、国家安全、需求与供应的矛盾。

(2) 节能是能源可持续发展的根本出路,人类要抑制自身用能的“胃口”,要使节能成为一种先进文化,一种社会道德,一种世界观,一种生活方式。

(3) 从现在到 2050 年,中国需利用 1000 ~ 1100 亿 tce,这样庞大的煤炭总量如何利用好将是严重挑战,必须做好顶层设计的战略安排。

(4) 调动一切可用能源,以能源多样性来应对挑战。根据能源产业链,要发展各种能源资源自身及和其他能源资源的协同,转换过程的协同,储运和供应过程的协同,以及在终端利用中的协同。

(5) 中国有自己在能源系统方面非常突出的特殊性,是世界上唯一仅有的,在这方面无先例可循,无现成的例子可抄,中国不得不走出自己的道路。被外国的技术和“吆喝”牵着鼻子走是没有出路的,至少要付出超额的成本。

(6) 根据中国的条件,以煤为核心的高碳能源协同利用并和各种能源的协同是低碳发展的关键。就目前来看,IGCC + 多联产 + CCUS 是一个战略方向。

(7) 协同的指导思想是:把合适的能源放在合适的地方,在合适的系统中与其他能源有合适的协同,发挥合适的作用(5 个“合适”)。(Put the Right thing on the Right place, in the Right system, and the Right synergies with different kinds of energy and perform the Right role. (5R))

(8) 协同将开启新的思路,在能源系统中开辟基础研究、应用研究和工业示范的广阔创新空间。

## 参考文献

1. 倪维斗,陈贞. 煤的清洁高效利用是中国低碳经济的关键[J]. 太原理工大学学报,2010,41(5):454 - 458
2. 中国电力企业联合会. 全国电力工业统计快报(2010). 北京:中国电力企业联合会,2011
3. 中国可再生能源发展战略研究丛书. 综合卷/中国可再生能源发展战略研究项目组编[M]. 北京:中国电力出版社,2008.
4. 欧盟的 AD700 计划. 华电技术,2008,30(4):79 - 80
5. Ni Weidou. China's energy-challenges and strategies. *Frontiers of Energy and*

*Power Engineering in China* 2007,1(1):1-8

6. 工艺可行效益可观——兖矿集团有限公司副总经理张鸣林谈煤基多联产示范工程. 中国化工报,2009年5月13日,第7版

7. Ni Weidou, Gao Jian, Chen Zhen. How to make the production of methanol/DME “GREENER”-Integration of wind power with modern coal chemical industry. *Frontiers of Energy and Power Engineering in China* 2009,3(1):94-98

8. 居重艳. 氨厂 CCS 改造及绝热压缩空气蓄能系统的特性研究[硕士学位论文]. 北京:清华大学热能工程系. 2010

9. Crotagino, F., Mohmeyer, K., and Scharf, R., 2001. Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation. Solution Mining Research Institute (SMRI), Orlando, Spring Meeting

10. Zunft, S., Tamme, R., Nowi, A., and Jakiel, C. “Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke, Ein Element zur netzkonformen Integration von Windenergie”. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2005, 7. Jg. 55

11. Malyshenko, S. P., Gryaznov, A. N., Filatov. N. I. High-pressure H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>-steam generators and their possible applications. *International Journal of Hydrogen Energy* 2004,29:589-596.

12. World Alliance for Decentralized Energy. World Survey of Decentralized Energy - 2006. May, 2006

13. William Pentland, The Answer To The Energy Problem, Forbes, August 7th, 2008

14. 吴大为、王如竹, 分布式能源定义及其与冷热电联产关系的探讨[J]. 制冷与空调, 第五卷第五期, 2005年10月

15. 付林, 江亿, 张世钢. 基于 Co-ah 循环的热电联产集中供热方法[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2008, 48(9):1377-1380, 1412

16. 冯江华. 天然气在中国建立能源公社中的重要作用[J]. 上海电力, 2009, 3:182-188

17. 如何认识与构建 21 世纪新型能源结构: 智能能源网. 科学时报, 2010-08-09

18. 倪维斗, 陈贞, 麻林巍等. 有关我国节能的几个战略指导思想[J]. 中国能源, 2009, 31(7):5-11



**倪维斗** 清华大学教授,博士生导师,中国工程院院士。1932年10月6日出生于上海,浙江宁波人,中共党员。1950年入清华大学,1957年在苏联莫斯科包曼高工获工程师学位,1962年在苏联列宁格勒加里宁高工学院获涡轮机械专业技术科学副博士学位。1990年被俄罗斯圣彼得堡国立技术大学授予荣誉博士,1991年被选为国际高校科学院院士。1962年至今就职于清华大学,历任讲师、副教授、

教授、系主任、副校长、校学术委员会副主任。曾任国家煤燃烧重点实验室主任,中国动力工程学会副理事长,国家“攀登B”项目首席专家,北京市科协副主席,国家重点基础研究规划(973)专家顾问组成员,中国环境与发展国际合作委员会(CCICED)能源战略与技术工作组中方组长,教育部科学技术委员会主任。1999被选为中国工程院院士。

倪维斗院士长期从事热力涡轮机系统和热动力系统动态学方面的研究。曾获国家教委、电力部科技进步一、二等奖,国家科技进步二等奖,国家级优秀教学成果二等奖。在核心刊物上发表论文300余篇,出版著作6部。

近十年来,倪维斗院士致力于研究我国能源的可持续发展和节能问题,承担若干个国家级能源战略研究课题。提出了以煤气化为核心的多联产战略是解决未来经济、环境和能源可持续发展的必然出路观点,并在国内外大力倡导多联产战略的研究和实施,以及醇醚替代燃料在国内的应用研究。对我国可再生能源的发展也进行了研究。

近7~8年来参与并推动一系列国内国际合作,如参与并推动以清华大学为主的发改委的“燃气轮机与煤气化联合循环国家工程研究中心”、与英国石油公司(BP)合作成立“清华BP清洁能源研究与教育中心”、与日本三菱重工(MHI)合作成立“清华大学-三菱重工业研究开发中心”开展以燃气轮机关键技术和先进发电技术为核心的研究,都取得了显著成绩。

培养博士研究生(已毕业)40余人,硕士研究生(已毕业)30余人,博士后8名。所培养的学生中已有3人成为中国工程院院士。

# 中国现代煤化工产业现状与展望

王基铭

中国石油化工集团公司

## 一、在高油价下中国现代煤化工产业具有一定的发展优势

1. 世界油气资源紧缺、煤炭资源较为丰富,为现代煤化工的发展创造了条件

近年来,尽管受到国际金融危机的影响,全球一次能源消费增长趋缓,但在世界经济缓慢复苏的推动下,全球一次能源消费总体呈稳步增长的态势。2002~2011年的10年间,全球一次能源消费年均增长2.8%,石油和天然气消费年均增长分别为1.2%和2.8%,煤炭消费年均增长4.8%,连续10年成为消费增长最快的一次能源。可以说,煤炭需求的增长成为推动一次能源需求增长的主要动力。众所周知,相对于石油、天然气资源,世界煤炭资源较为丰富。据统计,2011年全球原油探明储量约为2343亿吨,储采比为54.2年;天然气探明储量约为208.4万亿立方米,储采比为63.6年;而煤炭的探明储量约为8609.4亿吨,储采比为112年。2011年,全球一次能源消费结构中,石油占33.1%,煤炭占30.3%,天然气占23.7%,核能、水电等约占12.9%<sup>①</sup>。由此可见,相对丰富的煤炭资源为煤化工的发展提供了资源条件。就中国而言,富煤缺油少气的资源特征十分显著。截至2010年底,中国煤炭保有查明资源储量13412亿吨<sup>②</sup>。截至2011年底,中国原油剩余经济可采储量约为24.4亿吨,储采比为12年;天然气剩余经济可采储量约29061亿立方米,储采比为29年<sup>③</sup>。

近年来,随着国民经济的平稳较快发展,中国能源消费保持较快增长趋势,特别是交通运输燃料快速增长和石化产品需求的大幅增长,使得油气资源紧缺的矛盾更加突出。2002~2011年间,中国一次能源消费年均增长9.1%。2011年,一次能源消费达34.8亿吨标准煤,其中,煤炭约占68.8%,石油和天

① 数据来源:BP能源统计(2012)

② 数据来源:煤炭工业发展“十二五”规划

③ 数据来源:2012年全国油气矿产储量通报

然气约占 23.2%。在此期间,中国石油消费以年均 7.4% 的速度增长,而原油产量年均增长仅 2.2%,2011 年中国石油对外依存度已经超过 56%。发展替代资源,减少对石油资源的依赖,客观上为中国煤化工产业的发展创造了机遇。

## 2. 原油价格高位震荡,现代煤化工产业具有一定的成本优势

在全球金融危机爆发之前,在全球石油供应链遇到“瓶颈”,加上美元贬值、地缘政治因素及投机因素的多重作用下,近几年国际油价持续高位震荡。布伦特原油价格已从 2005 年的平均 55 美元/桶上升到 2011 年的 111.3 美元/桶,2008 年 7 月竟达到了 147 美元/桶的历史最高点,今年以来原油价格一直在 80~110 美元/桶的高位震荡。

在高油价以及不考虑环境成本的情况下,在煤炭资源及水资源丰富地区发展煤制油、煤制烯烃等现代煤化工产品具有一定的成本优势。从神华集团鄂尔多斯 108 万吨/年直接液化煤制油项目和包头 60 万吨/年煤制烯烃项目的实际运营情况看,2011 年在原油价格为 110 美元/桶、煤炭价格为 350~450 元/吨的情况下,两个项目合计实现收入 121 亿元,净利润 13.7 亿元。未来随着项目运营日渐成熟,成本有望进一步下降,盈利还有一定的提升空间。

## 3. 中国现代煤化工已具备产业化发展的技术基础

由于高油价和国民经济需求的推动,大量的企业、科研院所、工程设计单位投身到现代煤化工技术的研发之中,促进了中国现代煤化工技术自主开发的进展。煤气化装置不断向大型化、清洁化发展,煤直接液化和间接液化、煤基甲醇制烯烃等工业示范装置成功投产,煤制乙二醇示范装置正在试运行,煤制天然气项目积极推进,都为现代煤化工产业的发展奠定了良好的技术基础。

随着现代煤化工技术的逐渐成熟与完善,生产效率的不断提高,必将促使其生产成本不断降低,从而使现代煤化工产业在高油价下相对常规石油资源具有一定的发展优势。

# 二、中国现代煤化工产业发展现状

## 1. 传统煤化工总体呈现产能过剩的局面

早在上世纪四十年代,中国就开始有传统煤化工产业,但规模很小,产品单一,产品主要包括焦炭、合成氨、电石和甲醇。近年来,随着中国地方经济的迅速发展和资源丰富地区的崛起,传统煤化工和部分产品产能较快增长,中国传统煤化工总体上呈现产能过剩的局面。2011 年,中国焦炭消费量约 3.8 亿吨,产能约 5.6 亿吨/年,产量约 4.2 亿吨,装置平均开工率约 68%;电石总产能约 2500 万吨/年,产量约 1750 万吨,装置平均开工率约 70%;甲醇消费量约 2796 万吨,产

能高达 5148 万吨/年,产量约 2227 万吨,装置平均开工率仅 43%。

值得注意的是,在中国的甲醇生产中,有约 70% 是以煤炭为原料。甲醇作为新型煤化工的重要中间体,近年来受到了众多投资者的青睐。预计 2012 年,中国甲醇产能过剩将进一步加剧。

## 2. 现代煤化工产业呈现较快发展势头

近年来,在高油价的推动下,中国现代煤化工产业得到较快发展,在煤液化合成油、煤制天然气、煤基甲醇制烯烃、煤制乙二醇等方面取得了突破性进展。

(1) 煤直接液化首条百万吨级工业示范生产装置建成投产,实现长周期运行

神华集团在内蒙古鄂尔多斯市分两期投资建设总规模为 500 万吨/年的煤直接液化工程。2008 年 12 月 30 日,一期工程的先期工程 100 万吨/年煤直接液化合成油装置一次投料试车成功,生产出合格油品和化工品。截至目前,该装置的连续运行时间已突破 4400 小时。该项目的成功建成,标志着我国已成为世界上首个建成大规模工业化煤直接制油项目的国家,验证了我国自主开发的煤直接液化技术在上世界上处于领先地位。

### (2) 煤间接液化示范工程成功建成投产

目前我国已建成伊泰、神华、潞安三个规模为 16 ~ 18 万吨/年的煤间接液化示范项目,均采用中科院山西煤化所自主开发的 CTL 技术。其中,内蒙古伊泰 16 万吨/年煤间接液化项目是我国首个成功运行的煤间接液化项目,于 2009 年 3 月试车成功,主要生产柴油、石脑油和 LPG 等产品。山西潞安集团 16 万吨/年煤间接液化项目于 2009 年 7 月成功出油,目前该集团正在建设油 - 化 - 电联产示范园区。神华鄂尔多斯 18 万吨/年煤间接液化项目于 2009 年 12 月一次开车成功。

### (3) 煤制天然气项目正在加紧建设

目前,我国四个煤制天然气项目获得国家发改委正式核准,分别是大唐内蒙古赤峰 40 亿立方米/年项目,总投资 257 亿元;大唐辽宁阜新 40 亿立方米/年项目,总投资 245.7 亿元;汇能内蒙古鄂尔多斯 16 亿立方米/年项目,总投资 135.5 亿元;庆华新疆伊犁 55 亿立方米/年项目,总投资 278 亿元。

尽管在上述项目建成投产后,我国将成为继美国之后第二个建设煤制天然气项目的国家,但由于其中核心技术甲烷化技术和催化剂还需从国外引进,因此,应加大在该技术领域的研发力度,尽早实现核心技术国产化。

### (4) 煤制烯烃工业示范装置建成投产

- 煤基甲醇制烯烃(MTO)工业示范装置成功投产

中科院大连化物所于 2005 年在陕西建设了规模为 50 吨/日(以原料甲醇

计)的DMTO-I工业化试验装置。神华集团采用DMTO技术,于2010年5月在内蒙古包头市建成180万吨/年甲醇、60万吨/年甲醇制烯烃(MTO)项目,是世界首套百万吨级煤基甲醇制烯烃大型工业化示范装置。

中国石化采用具有自主知识产权的SMT0技术,于2011年10月在中原石化建成60万吨/年甲醇制20万吨/年烯烃装置,并投入正常运行。

此外,陕西煤化集团目前正采用DMTO-II技术在陕西蒲城建设70万吨/年的煤制烯烃项目。

- 国内煤基甲醇制丙烯(MTP)技术已完成中试,采用国外技术建设的MTP装置已进入试产阶段

目前,国内从事MTP技术研发的机构主要有中国石化和清华大学等。其中:中国石化已完成固定床MTP技术的中试研究,正在组织进行甲醇进料为150万吨/年的SMT0装置工艺包研发,并将在扬子石化建设甲醇进料为5000吨/年的工业试验装置。清华大学联合中国化学工程集团、安徽淮化集团共同开发了流化床甲醇制丙烯(FMTP)技术。2009年12月,在淮南建设了规模为3万吨/年甲醇进料的FMTP中试装置。

在MTP工业化应用方面,目前国内采用国外技术建设的MTP装置已进入试产阶段。其中:神华宁煤集团在宁夏宁东能源重化工基地建设年产52万吨的MTP项目,总投资约195亿元,于2010年10月投料试车成功,产出合格丙烯产品,目前处于试运行阶段。大唐多伦在内蒙古锡盟多伦县建设年产46万吨/年的MTP项目。2011年6月,开车成功,目前处于试产阶段。

#### (5) 开发出拥有自主知识产权的煤气化技术

近年来,国内企业积极引进国外先进的煤气化技术,并在实际应用中推进了技术的成熟和大型化应用。中国石化在与壳牌合资的煤气化装置的建设 and 试生产过程中,不仅解决了很多工艺技术放大过程中的工程技术问题,还采取很多独创性改进措施实现了装置的长周期安全稳定生产。目前,国内在消化吸收国外气化技术的基础上,已经开发出多种拥有自主知识产权的煤气化技术。其中,四喷嘴气化技术、航天炉气化技术、非熔渣-熔渣分级气化技术已成功应用于工业化装置中。四喷嘴气化技术还出口到美国。

#### (6) 煤制乙二醇装置进入试运行阶段

2008年8月,内蒙古通辽金煤化工有限公司采用中科院福建物构所等单位开发煤制乙二醇成套技术,建设了规模为20万吨/年的煤制乙二醇项目,并于2009年12月打通流程试生产。后由于工业催化剂性能等问题,产品方案进行了调整,目前仍处于调试整改阶段。

中国石化采用所属上海石化研究院研发的合成气制乙二醇技术,于2011年

4月在扬子石化建成了1000吨/年的中试装置。华东理工大学开展了煤制乙二醇催化剂研究,正与上海焦化厂合作,建设1500吨/年煤制乙二醇中试装置。山东华鲁恒升、河南鹤壁宝马集团等企业正在规划建设10~20万吨级工业示范装置。

### (7) 煤电汽一体化得到较快发展

煤电汽一体化通过洁净煤利用和转化、热电联产以及废弃物综合利用的优化集成,达到煤炭清洁高效利用的目的。整体气化联合循环发电(IGCC)技术作为煤电汽一体化的核心技术,既有高发电效率,资源循环利用,又有较好的环保性能,正在多家企业进行示范应用。

2009年,中国石化的首套IGCC装置在福建炼油乙烯一体化工程中建成投产。兖矿集团也建成IGCC联产甲醇和醋酸的示范装置。国内首个拥有自主知识产权的250MW的绿色煤电项目—华能天津IGCC电厂示范工程今年将建成投产。东莞120MW级IGCC示范工程计划于今年年底建成投产。

## 三、中国现代煤化工产业发展存在的问题

近年来现代煤化工技术的突飞猛进,推动了国内煤化工项目的建设,但是在看到现代煤化工产业取得的进步和成绩的同时,我们必须清醒地认识到以下五方面的问题:

### 1. 现代煤化工发展面临环境制约

众所周知,在煤的转化过程中必将有大量的碳要以二氧化碳的形式排放出来。例如,以煤为原料生产1吨甲醇,要排放出3.85吨的二氧化碳;生产1吨醋酸,要排放出1.81吨二氧化碳;生产1吨直接液化油品,要排放出的二氧化碳9.00吨;生产1吨间接液化油品,要排放出10.64吨的二氧化碳;而生产1吨烯烃,排放出的二氧化碳高达11.63吨。2010年我国已成为世界上CO<sub>2</sub>排放最多的国家,发展煤化工将使我国在二氧化碳减排方面承受更大的国际压力。因此,发展煤化工必须高度重视二氧化碳的排放问题,必须及时相应解决碳的封存、捕集以及利用问题(CCUS)。妥善解决二氧化碳的出路是发展现代煤化工的关键问题,不然,盲目发展煤化工将与绿色低碳经济背道而驰。

总之,发展现代煤化工绝不能以浪费资源、牺牲环境和破坏生态为代价,发展煤化工必然要考虑到生态环境承载能力的制约。

### 2. 现代煤化工发展面临水资源短缺的制约

我国是水资源严重短缺的国家,并且煤炭资源与水资源的分布大体呈逆向分布,煤炭资源丰富的地区多数缺乏水资源。

现代煤化工的发展需要大量的水资源支持。例如,生产1吨直接液化的油

品需要耗水 10 吨左右,生产 1 吨间接液化合成油需耗水 11 吨左右,不采用空气冷却的甲醇装置生产 1 吨甲醇也耗水 5 吨左右。如果不考虑水资源平衡,盲目发展煤化工必将会对当地的水资源以及环境带来破坏性的影响。因此,有效解决水资源问题是发展现代煤化工产业的又一基本条件,加强水资源的合理利用和节水技术的开发应用对现代煤化工发展至关重要。

### 3. 现代煤化工发展存在一定技术、经济风险

应该看到,在我国现代煤化工工业示范项目中应用的煤化工技术多数为首次进行大规模工业化,仍存在着以下风险:一是尽管示范阶段在技术上可行,但尚未经过长周期稳定运行的考验。二是目前煤化工的三废处理技术尚不十分完善,距离真正的“零排放”仍有不小距离。三是在工程、技术、经济等方面尚未得到充分验证,还需要进一步的集成优化和升级示范,距技术完全成熟还有一定的距离。四是现代煤化工产业具有较高的投资强度。例如,煤制烯烃万吨产品的投资约 1.6 亿元,是石脑油烯烃万吨产品投资的 3~5 倍;煤制油万吨产品投资约 1.3 亿元,是炼油万吨产品投资的 8~10 倍。因此,发展现代煤化工面临的经济风险不可忽视。

### 4. 现代煤化工发展受到资源和人才的制约

现代煤化工产业对煤炭资源的消耗非常大,煤制烯烃、煤制油生产吨产品对煤炭的需求量分别为 6 吨和 4 吨左右,拥有丰富、廉价的煤炭资源是发展现代煤化工的前提条件。尽管相对石油、天然气资源,我国煤炭资源较为丰富,但煤炭主要用于发电。2011 年,在我国消费的 36.9 亿吨煤炭资源中,发电约占 53%,钢铁和建材合计约占 29%,化工仅占 4%。未来煤炭仍将主要用于发电,可供现代煤化工产业发展的煤炭资源量有限。即便在部分煤炭资源相对丰富的地区,由于大多基础设施薄弱,发展受到一定的限制。

现代煤化工属于技术、人才密集型产业。当前,许多大型现代煤化工技术仍处于示范阶段,实现大规模工业化还需要一个过程,需要大量研发、设计、施工、生产、运营等多方面的高素质人才。但是,目前从事煤化工技术研发以及工程应用的人员,大多是从石油化工等其他技术领域转行而来,因此,这对于现代煤化工产业的发展也是一个严峻的挑战。

### 5. 投资过热,产业布局不尽合理

近年来,一些地方政府和企业发展煤化工的热情很高,使煤化工的产业化建设过度超前。一些地区“逢煤必化”的现象较为突出,我国煤化工发展已经出现了低水平重复建设,项目同质化的过热迹象。例如,在神华包头 60 万吨/年煤制烯烃项目示范投产成功后,国内一些企业缺乏对技术成熟度和系统运行合理性的考量,先后与中科院大连化物所签订了十余套 DMTO 技术转让协议,盲目建设

煤制烯烃项目,形成了无序竞争的局面。据不完全统计,我国已建煤制烯烃(甲醇制烯烃)规模 176 万吨/年,地方及企业拟建规模超过 3000 万吨/年;国家已批准开展工作的煤制天然气规模 151 亿立方米/年,地方及企业拟建规模超过 1000 亿立方米/年;已建成煤制油规模 158 万吨/年,地方及企业拟建规模超过 3000 万吨/年;已建成煤制乙二醇规模 20 万吨/年,地方及企业拟建规模超过 500 万吨/年。

投资过热造成了煤化工产业布局不合理。例如,目前多个大型煤化工项目布局在我国中东部的煤炭调入区,这不仅与我国限制在煤炭调入区建设煤化工项目的政策相违背,而且还将面临原料价格上涨带来的成本上升风险,以及中东部地区环境容量较小带来的环保压力。

## 四、中国现代煤化工产业发展展望

### 1. 加强宏观调控,坚持科学适度、合理布局

为实现现代煤化工产业与社会、经济、环境及水资源的协调发展,“十二五”期间,我国政府应加大对现代煤化工产业的宏观调控力度,采取科学适度、稳步推进、合理布局的原则,安排有实力的企业承担示范项目,对示范成功的项目要及时进行技术与经济评估,严格控制在有资源、有市场、有技术、有竞争力的条件下进行产业化推广。与此同时,要通过即将出台的《煤化工产业发展政策》、《煤化工产业中长期发展规划》以及《煤化工十二五规划》,从项目建设规模、能源转化效率、综合能耗、吨产品新鲜水用量等具体指标对项目进行控制,从项目规模、技术储备、企业实力等方面提高煤化工行业的准入门槛,鼓励国内有实力的企业承担关键技术的研发与示范,提高政策执行力,促进煤化工产业的持续健康发展。

根据今年出台的《石化和化学工业“十二五”发展规划》,现代煤化工产业的发展要按照国家有关产业政策,综合考虑煤炭、水资源、生态环境、交通运输、地区经济发展情况及区域二氧化碳、节能和主要污染物减排指标等综合条件,在内蒙、陕西、新疆、宁夏、贵州等重点产煤省区,适度布局,并采取集中集约、上下游一体化方式,建设现代煤化工生产基地及煤电化热一体化示范基地;其余省区,尤其是煤炭调入和基本平衡省区、生态环境脆弱地区、大气联防联控重点区域、主要污染物排放总量超标和节能评估审查不合格的地区,要严格限制现代煤化工的发展。

### 2. 坚持绿色低碳、高效转化,与生态环境和谐发展

在未来相当长一段时期内,煤炭仍然是我国能源供应主体地位的状况不会改变,实现煤炭资源的清洁、高效和综合利用是我国实现可持续发展的必由之

路。中国发展现代煤化工要坚持绿色低碳战略,选择能源转化效率高的技术路线,在生产同样产品的前提下,充分利用合成气中有效成分,生产资源消耗少、能耗低、碳排放少的替代燃料和化学品。同时,在生产过程中积极采用节能节水新技术,按照循环经济的要求,实现废弃物的循环利用,力争达到“零排放”,实现现代煤化工产业与生态环境的和谐发展。

### 3. 加快开发自主技术,占领现代煤化工领域的技术制高点

中国现代煤化工产业经过多年来的自主创新与发展,在吸取国外先进经验的基础上,在煤制油、煤制烯烃、煤制乙二醇等技术领域取得了可喜成绩。但同时也应该看到,我们在煤气化技术的大型化、甲醇合成技术的大型化、绿色低碳产品技术研发、产品与副产品的高附加值综合利用、废水处理、系统优化集成等方面还存在较大不足。为此,中国现代煤化工产业应在已有基础上,继续加大自主研发开发力度,建立国家层面的以企业为主体、科研院所和高等院校共同参与、产学研用相结合的研发体系,加强创新与合作,强化科技资源开放共享,大力推进协同创新,有效解决各种工艺技术工业化过程中面临的技术瓶颈,占领煤化工领域的技术制高点,努力形成完整的中国现代煤化工产业研发体系。

### 4. 实现与石油化工的有机统筹,大力发展循环经济

发展现代煤化工,不仅可以生产成品油、石脑油、LPG等石油产品,还可以生产乙烯、丙烯等石化产品,合成天然气还可以作为炼厂或石化厂的重要燃料。采用IGCC联产化工产品的方式,不仅能够清洁、高效地为石化企业供热、供电、供蒸汽,还能够联产化工产品,而且提供氧气、氮气和氢气。因此,要综合考虑产品需求与绿色低碳发展,按照“宜油则油、宜煤则煤、宜气则气”的原则,加强原料互补、产品优化调和、公用系统共享,实现现代煤化工与石油化工的有机统筹、煤炭-清洁燃料-化工产品-电力的协调发展。

### 5. 加强学科建设,注重人才培养

为有效解决现代煤化工产业发展面临的专业人才短缺的制约,一要加强现代煤化工学科建设,在高等院校建设煤炭资源利用和煤化工学科,加强师资队伍建设,从国内外引进高层次人才,稳步提高煤化工基础研究能力和水平,为中国煤化工产业可持续发展提供人力资源支撑。二要注重企业创新能力建设,不断加强研发和管理团队建设,建立起支撑我国现代煤化工产业发展的技术人才和管理人才体系,为现代煤化工产业发展提供人力资源支撑。

展望未来,中国现代煤化工产业的发展,一是将得力于国家的宏观调控;二是将得力于已经拥有的技术基础和正在加速发展的市场和人才资源;三是将得力于国家煤化工产业政策的引导和支持;四是将得力于我国较为雄厚的煤炭资源基础;五是将得力于各级政府的大力支持。中国现代煤化工产业应坚持以科

学发展观为指导,统筹考虑区域经济发展以及煤化工发展对水资源以及环境等因素的影响,坚持控制总量、淘汰落后工艺、保护生态环境、发展循环经济以及煤油化一体化发展的方针,加强自主创新,实现现代煤化工产业的持续健康发展。



**王基铭** 1942年6月出生于上海市,原籍浙江上虞市。炼油、石油化工及工程管理专家。现任中国石油化工集团公司科技委顾问、中国企业联合会执行副会长、中国工程院工程管理学部主任、中国工程院院士。

王基铭院士1964年9月毕业于华东化工学院石油炼制专业。曾任原中国石油化工总公司上海石油化工总厂副厂长、厂长,上海石化股份公司董事长、总经理,中国石化总公司副总经理,中国石化集团公司副总经理,上海赛科石化有限公司董事长,中国石化股份公司总裁、副董事长、顾问和科技委主任等职。在中国石油石化行业拥有四十多年管理工作的丰富经验。

在长期的石化工程建设实践中,王基铭院士提出了适合我国炼油化工工程建设的管理理念和方法,以及管理模式。不断推进工艺技术和设备的国产化,率先将具有自主知识产权的成套技术应用到世界级石油化工工程。他运用先进的管理理论,指挥完成上海石化30万吨/年乙烯工程建设,主持完成了中国石化第一、二轮乙烯和炼油技术的改造,以最短的时间、最节省的投资,建成90年代国内单系列最大炼油及当代世界级乙烯工程。在天津等中型乙烯的扩能改造中,大胆决策采用自主开发的乙烯裂解炉和分离技术,并得到成功的应用。王基铭院士还推进了中外合作开发和推广应用大型裂解炉和分离技术,组织了大型关键设备国产化攻关,实现了国产裂解气压缩机、丙烯和乙烯压缩机、加氢反应器等重大石化装备的首次工业应用,开创了国内成套技术进入当代世界级大型石化工程的先河。

王基铭先生是十届全国政协委员,现担任十一届全国政协委员;世界可持续发展工商理事会执委、中国可持续发展工商理事会执行会长;中国石油化工信息学会理事长;世界石油大会中国国家委员会副主席;中国石油和化学工业联合会名誉会长、复旦管理学奖励基金会副理事长、秘书长等职。

# 坚持科学与创新 突出统筹与协同 实现同煤矿区可持续发展

吴永平

山西省煤炭工业厅

我国是一个“富煤、贫油、少气”的国家,这种能源赋存特点,客观上决定了煤炭在我国一次能源开发和利用中的主导地位。同时,煤炭资源又是不可再生的化石资源,煤炭的开发利用也不可避免地对生态环境造成程度不同的影响。因此,资源型地区的可持续发展问题,已经成为全球工业化进程中的一个典型难题,越来越引起人们的广泛关注。

山西是我国的煤炭大省,属于典型的资源型地区,在全国 1/60 的国土面积上生产了全国 25% 的煤炭、75% 的焦炭,并为全国输送着 1/17 的火电。长期以来,全省高强度煤炭资源开发利用与极其脆弱的生态环境之间的矛盾,严重制约着全省社会经济的健康发展,尤以山西大同矿区更加突出。

大同地区具有丰富的煤炭资源,既是经济社会发展的有力支撑,也是造成产业结构失衡、生态环境脆弱的主要因素。特别是新老矿区基础不同、发展悬殊,使大同矿区面临着不协调、不科学发展的困境,形成了新旧相交、优劣共存的局面。一方面,一大批开采了半个多世纪、为国家经济建设做出巨大贡献的老矿井相继步入衰老期,资源枯竭、负担沉重、发展乏力、持续难继;另一方面,以现代化千万吨矿井为龙头的新矿井正在建成,以绿色低碳为特色的循环经济园区正在逐渐地显现效益,成为推动经济发展的主力。如何以新带老,实现新老矿区的平衡和协调发展,已成为同煤集团需要迫切解决的重大问题。

## 一、坚持科技创新,创建循环经济,实现煤炭主业与非煤产业协同发展

### (一) 科学布局、构建循环经济产业链

同煤集团对大同矿区数百年挖原煤、卖原煤的发展史进行了深刻反思,提出了依靠科技创新、走循环经济的发展道路。研究塔山煤矿资源开发对资源环境

影响的累积效应和演变机理,提出了无限级微、宏观循环经济理论;依据塔山煤矿的资源禀赋和物料平衡关系,研究了煤矿循环经济园区产业生态群落各营养级之间的物料平衡能量平衡关系方程,对园区进行了科学布局。从2003年到2009年共6年多的时间,总投资204亿元,建成全国煤炭行业第一个规划最完整、建设速度最快、效果体现最明显的塔山循环经济园区。园区以千万吨矿井为龙头,包括洗煤厂、电厂、甲醇生产、矸石砖厂、水泥厂、高岭土厂等13个项目,形成了煤—电—建材和煤—化工两条循环产业链条,实现了“黑色煤炭、绿色开采,循环经济、吃干榨尽,高碳产业、低碳发展”,实现了新跨越。

## (二) 开发了超特厚煤层开采工艺与装备技术,攻克了采矿界世界性的难题

一是攻克了“石炭系复杂结构特厚煤层安全高效开采技术”世界性难题,采煤工艺创造了世界先进水平。研究得出了14~22 m厚的特厚煤层综放开采的顶煤运移与顶板活动规律,研发切合实际的特厚煤层一次综放开采工艺与顶板控制技术,实现了14~22 m厚的特厚、复杂、松软煤层一次采全高,工作面年单产突破1000万吨,最高月产131万吨,最高日产5.8万吨,资源回收率90%,多项指标达到了世界领先水平。

二是坚持引进与创新、应用与研发相结合,装备技术达到世界先进水平。初期工作面引进德国大功率采煤机及其配套设备,与国内科研机构联合开发出目前国内工作阻力最大(15 000 KN)的四柱支撑掩护式综放支架,保证了设备运行的可靠性;使用无轨胶轮车辅助运输系统,极大地降低了工人的劳动强度,缩短了工作面搬家准备时间。特别是完成了国家“十一五”重大科技支撑计划—“特厚煤层大采高综放开采成套技术与装备研发”项目,并通过了专家鉴定,成功研发了一批能力大、可靠性高、自动化水平高的综放关键设备,形成了大采高综放开采标准体系,大采高综放开采技术与装备成为我国具有自主知识产权的创新成果,整体技术达到了世界领先水平。

## (三) 研发煤与伴生矿物共采分选技术,资源开发实现综合利用最大化

塔山井田煤系及煤层底板中,高岭岩资源储量达2.59亿吨,属于1~2级高岭岩,经济开发利用价值非常高。塔山煤矿在煤炭开采过程中,对高岭岩资源同时勘查、同时开发、同时利用,研发了“煤与高岭岩分选技术”,高密度、高精度分选与加工煤系难选高岭岩,提高了伴生资源综合利用水平,避免了资源浪费。

#### (四) 研发煅烧高岭土及其改性应用技术,通过工业性试验推进技术成果向产业化发展

针对大同煤系硬质高岭岩的物化性质,研发了以大尺度均匀机械力场、研磨级数(多腔体)随意组合为核心,能源利用率高、生产能力大、工艺适应性强的高浓度大型湿法超细磨技术;研制了具有专用气氛调节装置、动态可控气氛煅烧、节能降耗的大型内热式直焰回转煅烧窑技术;建成了年产煅烧高岭土5万吨的煤系高岭岩深加工示范生产线,该产品具有良好的耐高温性能和化学稳定性,质量达双“90级”,是重要的功能原料,具有广阔的市场空间和良好的发展前景。目前,正在进行工业性试验和应用性测试,为大规模产业化发展奠定了良好的基础。

#### (五) 开发粉煤灰制浆封闭系统技术,开辟井下充填堵漏新途径

煤矿井下密闭施工材料运输量大,工人劳动强度高,一定程度上影响了正常生产。利用火电厂排出的大量粉煤灰,研究开发粉煤灰制浆封闭技术,作为充填堵漏材料,从地面通过管道输送至井下,一次性直接充填加固完成,提高了工作效率。

#### (六) 充分运用低碳技术,全过程控制排放

塔山电厂采用高新技术,每年节约标煤20多万吨,节水80%以上,除尘效率高达99.85%,达到了国内领先水平,脱硫效率达到95.1%,比国家标准高出5个百分点;充分利用大同矿区风、光资源优势,安装了风光互补照明路灯;高岭土厂煅造窑生产的余热用于干燥,每年节约标煤4300吨;水泥熟料生产线配套建设低温余热发电系统,可解决厂区生产线30%的用电量;资源综合利用电厂通过热电联供,解决了550万平方米集中供热,年减少二氧化硫排放4000吨,烟尘排放量6900吨,矿区空气质量大幅提升。

年产1500万吨的塔山煤矿是全国最大的单井口井工矿井,塔山园区以塔山煤矿和年产1000万吨的同忻煤矿为龙头,以煤炭开采为基础,延伸煤炭产业链,配套建设年入洗原煤1500万吨、1000万吨的两个选煤厂、年产5万吨的高岭土厂,4×5万千瓦资源综合利用热电厂和2×60万千瓦坑口电厂,年产240万吨的水泥厂和年产1.2亿块的两个煤矸石砖厂,还有一座甲醇厂和污水处理厂,以及全长20公里的铁路专用线,形成了“两矿十厂一条路”共13个项目的产业布局。“十二五”规划建设24万吨/年甲醇制聚甲醛、60万吨/年甲醇制烯烃项目,发展甲醇下游产品,延伸煤化工产业链。

在塔山工业园区,煤炭原煤经洗选后精煤部分外运销售,洗出的中煤、末煤用于资源综合利用热电厂、坑口电厂发电或生产甲醇,电厂余热通过集中供热系统用于居民取暖;分选出来的煤矸石输送到煤矸石砖厂;电厂产生的粉煤灰进入水泥厂制成水泥;煤炭开采中伴生的高岭岩经深加工生产双“90”级高岭土,成为化妆品、造纸行业的重要原材料;开采过程中的矿井废水和生活污水进入污水处理厂,净化后中水回用作为电厂冷却水和园区绿化用水,所有工序中的“废弃物”均被消化在循环链条之内。各项目首尾相接、环环紧扣,上一个环节生产的废料,正好是下一个环节的原料,逐层减量利用,物料闭路循环,实现“资源—产品—废弃物—再生资源”的循环利用,带动大同矿区从安全高效开采到资源综合利用新飞跃。

2011年,塔山工业园区实现销售收入162亿元、利税90亿元。具有完整循环经济链条的塔山工业园,代表了我国煤炭行业的一种发展趋势,构建了煤炭产业与非煤产业协同发展模式—塔山模式,为煤炭行业可持续发展起到了示范作用,引领着中国煤炭工业未来的发展方向。

“工业园区化、产业高新化、布局专业化、园区城市化”,塔山的特色,与同煤集团其他传统矿井形成鲜明反差,成为现代化煤矿发展的样板。按照这一模式,同煤集团以千万吨矿井为基础,建设大型坑口电厂,以煤电为核心,延伸产业链,发展循环经济,正在规划建设朔南、东马潘、白家沟、轩岗等多个循环经济工业园区。到“十二五”末,同煤集团产量将达到2亿吨以上,就地转化煤炭1亿吨以上。

## 二、统筹规划布局,科学合理开发,实现新建矿井与 衰老矿井的协同发展

大同煤田主要含煤地层为侏罗系大同组和石炭二叠系太原组、山西组。其中侏罗系煤层层数多、埋藏浅、煤质优良,开采历史悠久,是大同矿区口泉沟和云冈沟15座矿井的主采煤层,总设计生产能力3345万吨。经过几十年开采,截至2011年底,现有侏罗系煤炭资源几近枯竭,但这些资源枯竭的衰老矿井有近40万职工家属,面临着严峻的生存问题,严重危及矿区社会的稳定与和谐。石炭二叠系煤层储量大、煤层厚度大、开采难度大,是同煤集团今后可持续发展的基础。

### (一) 筹建特大型现代化矿井,开发石炭二叠系煤层

口泉沟地区原侏罗系老矿井共有10个,按传统的设计理念向下延深,应建设数个400万吨左右的矿井,但这样难以建设大型现代化矿井、实现安全高效开采的目标。因此在根据开采技术条件,对石炭二叠系煤炭资源进行了整体规划,

打破侏罗系矿井向下延深的传统模式,对石炭二叠系煤炭资源进行单独规划和布局,通过大量技术创新和实践,在原侏罗系老矿井区域下部,规划了两座千万吨特大型现代化矿井—塔山和同忻,实现了石炭二叠系煤炭资源的集中高效开发。

率先建成的现代化矿井—塔山煤矿于2006年投产,2008年达到了设计生产能力1500万吨。矿井最高月产220.09万吨、最高年产达2300万吨、最高日产8.8万吨,工作面最高年产1142万吨、最高月产131万吨。矿井已连续安全生产2600余天,百万吨死亡率为零。近三年来,塔山煤矿累计销售收入185.7亿元,实现利润70.1亿元,上缴税费59.3亿元。

以塔山矿井为典范,2006年4月又开工建设了生产能力1000万吨/年同忻矿井,并于2010年投产,当年投产当年达产。实现了资源开发利用的最优化,对煤炭行业科技进步具有重要的引领和推动作用。

## (二) 因地制宜延深老矿井,实施双系煤层协调开采

依据资源赋存特点,充分利用资源枯竭老矿井的现有设备与设施,因地制宜、适时向石炭系延深,开采剥离石炭系边角煤和薄煤层。由老矿井为新矿井服务,既延长了老矿井的服务年限,解决了员工及家属的生存问题,减少了装备与人员投入,又为新建成的现代化大型矿井进行规模集中开采创造了条件,取得了很好的成效。

比较典型的是雁崖煤矿,雁崖煤矿是大同煤矿集团直属矿井,设计生产能力160万吨/年,因资源逐渐枯竭而于2004年6月申请破产改制。现开采侏罗系14-2#煤层,但剩余可采煤炭资源仅6万吨,矿井面临报废的境地。同时,雁崖井田范围内的下覆二叠系山西组4#及石炭系2#煤层为塔山矿三盘区主采煤层,石炭系3-5#煤层的上覆煤层。按原有《大同矿区总体发展规划》,雁崖井田范围内的下覆石炭二叠系煤层已划归塔山矿开采,考虑到雁崖矿完善的生产生活设施,工业广场仍可利用,若矿井报废将造成资源的极大浪费,同时面临4000多名职工下岗失业问题。因此按照“新矿带老矿”的原则,将雁崖矿规划为塔山矿井雁崖区,开采塔山井田二叠系山西组4#及石炭系2#煤层,在充分利用雁崖矿现有地面设备设施的前提下,可为塔山矿成功剥离山西组4#及石炭系2#煤层,保证了塔山矿的正常采掘接替。

塔山矿井雁崖区可采出煤量5350万吨,设计规模240万吨/年,服务年限22年,采用“一井一面”生产模式,综合机械化开采工艺,实现240万吨/年的生产能力。项目建设总投资为5180万元,建设工期20个月。由于充分利用了部分原有工程,比新建相同规模矿井节约投资2亿元。

另一个典型的矿井是永定庄煤矿。永定庄煤矿现开采侏罗系 15#煤层,截止 2011 年底剩余资源/储量约为 200 万吨,按 120 万吨/年的产能,矿井服务年限不到两年。按原有《大同矿区总体发展规划》,永定庄矿井田范围内的下覆石炭二叠系煤层划归同忻矿开采。但此区域为同忻井田的边角区域,受几条大断层影响与同忻其他区域隔开,此边角区域如由同忻矿开采,技术难度加大,经济上也不合理。为此,在不影响同忻现有开拓开采的前提下,同煤集团规划由永定庄矿延深开采同忻矿石炭系的此块边角区域煤炭资源。既提高了经济效益,又解决永定庄矿井接替和职工就业问题,实现了和谐发展。

永定庄区可采储量 1.08 亿吨,设计规模 120 万吨/年,服务年限 60 年,采用“一井一面”生产模式,综合机械化开采工艺。项目建设总投资为 2.5 亿元,建设工期 24 个月,达到了很好的效果。

上面两个实例说明,通过重新规划的矿井,不仅投资小、工期短,而且工艺新、安全可靠、效率高、效益好,将成为资源枯竭矿转变为新型本质安全型矿井的典范。

此举解决了资源枯竭矿井的接替问题,确保了集团公司所属矿井从侏罗系到石炭二叠系煤层平稳过渡,维持了矿区和周边社会稳定,形成了同煤集团的协同发展体系。

### (三) 新老矿井协调发展的主要技术问题

同煤集团在做好新老矿井协调发展中,因地制宜,根据矿井生产特点和资源赋存特点,主要解决了以下主要技术问题:

#### 1. 新老矿井的采掘接替关系问题

塔山、同忻 2 座千万吨矿井是大同矿区经济增长的火车头,因此资源枯竭矿井向石炭系延深过程中,必须充分考虑塔山、同忻两矿井盘区接替关系、推进速度以及工作面布置方式,在不影响塔山、同忻正常开拓开采的前提下,合理规划侏罗、石炭两系煤炭资源的开发、开采关系,解决上、下压茬及蹬空问题,实现资源开发利用最大最优化。

#### 2. 新旧设备设施合理利用问题

新老矿井采用不同的方法,新矿井尽量采用新技术、新装备,老矿井要充分利用现有设备与设施,并充分发挥大集团的优势,盘活现在闲置资源,通过租赁、调用其他矿井采掘设备进一步降低设备投资;在通风、排水等主要设备选型上,要充分考虑设备的使用寿命与矿井服务年限关系,力求经济合理、切合实际。新矿井要利用资金优势,大力开发新技术,反哺老矿井,为老矿井提供技术支撑。

### 3. 多个矿井同时生产相互影响的安全保障技术

多个矿井同时生产相互影响,各矿井、各煤层间相互影响,自燃火灾与瓦斯防治难度极大。采用了多层采空区流场相互连通时的灭火新理论和方法;开发了多层采空区流场相互连通时的灭火技术和成套装备;建立了复杂开采条件自燃火灾与瓦斯防治技术体系。保证了矿井的安全生产,促进了社会的稳定发展。

## 三、棚户改造与绿色搬迁同步,环境保护与资源开发并重, 实现企业与社会的协同发展

大同矿区开采历史悠久,地表建筑物复杂多样,地下煤炭开采程度各异。一方面生产矿井都面临着严重的资源枯竭和生态环境问题;另一方面矿区内各类煤柱种类繁多,压煤量大。因此,在当前资源趋紧、接替紧张的情况下,对煤柱进行规划和开采非常必要。

经过系统研究,根据国家民生工程方略,提出煤矿棚户区绿色迁移、土地资源综合利用、矿区环境综合治理“三位一体”的规划方案,即通过评估计算棚户区压煤量,提出村庄压煤的开拓开采方案,实施安全保障技术对村庄压煤进行绿色开采,提高煤炭资源回收率。同时研究受采运影响的地表生态治理方案,提出棚户区及其周边环境的治理措施,减小环境污染,美化矿区周边环境,通过绿色搬迁与资源回收一体化模式,使煤炭资源开采系统与自然生态环境系统达到和谐与协同,实现矿区老区与新区协同发展。

### (一) 矿区生态环境大治理、大恢复,实现矿区空间和谐与协同

大同矿区由于多个开采主体多年的高强度开采,部分采煤区域地表塌陷,地质、居住环境污染严重,矿工住房面临地面塌陷、地基损毁、墙体裂缝、房屋倒塌的危险。再加上历史性原因,大量企业员工、待业人员、困难职工和离退休职工,一直居住在四五十年前的公建简易房和自建房内,形成了连片的棚户区。大同矿区成为山西采煤沉陷区和棚户区最为集中、改造任务最重的地区。

为此,集团公司启动了全国规模最大、职工受益最广的采煤沉陷区治理和棚户区改造工程。同煤集团积极落实国家和山西省的政策,按照“绿色、健康、宜居、宜业”的生态建设理念,经多方筹划,总投资 150 多亿元对历史上形成的棚户区和采煤沉陷区进行搬迁改造,于 2006 年 6 月开始实施,经过六年的时间,对 10 万户约 30 万员工家属实施居住大搬迁,2010 年底,一、二期工程竣工,2011 年三期工程竣工。目前,已形成一座功能完备、设施齐全、集居住、商业、金融、教育、休闲于一体的新型城区。

与此同时,对搬迁后老矿区进行了彻底、集中的综合治理。实施“大绿网”

工程。以“景观建设、道路绿网、公共绿地、新项目绿色示范、“两区”复垦还绿、矸石山垃圾场绿化”六大工程为重点,实施大面积、广覆盖、全方位的绿网工程,对搬迁后的区域乃至全矿区进行复垦绿化大治理,绿化率达 28%,矿区面貌焕然一新,生态环境大为改善。特别是以优势文化资源为依托,借助晋华宫矿与云冈石窟隔河相望的地理优势,总投资 3.1 亿元,建设晋华宫矿国家矿山公园。公园包括工业遗址、煤炭博物馆、井下探秘游、民俗文化村等特色景点,建成后将成为集工业遗址保护、民俗文化传播、矿山观光旅游为一体的煤海明珠,使同煤的“煤文化”,与云冈石窟的“佛文化”珠联璧合、交相辉映。

实施污染源大治理工程。采用灌浆、覆土、绿化等综合手段治理矸石山,已有 9 座废弃矸石山重披绿装。通过资源综合利用电厂热电联供,解决了矿区 550 万平方米集中供热,替代燃煤锅炉 240 多台。与原有供热相比,每年可减少二氧化碳排放量 4320 吨,减少烟尘排放 6900 吨,节约标准煤 70 万吨,日节水 1.2 万吨。湿法脱硫除尘器安装率达 97%,露天储煤场均按照要求建设防风抑尘网或封闭式筒仓。建成的矿井水处理厂可完成实际处理量  $22\ 780\ \text{m}^3/\text{d}$ ,共建成 6 座生活污水和工业废水处理厂,可完成实际处理量  $28\ 384\ \text{m}^3/\text{d}$ 。

## (二) 开展残采煤层的采煤技术创新,延长矿井寿命,保证矿区协同发展

针对大同矿区残采煤层的现状,企业提出“先易后难、先点后面、积累经验、逐步解决”的原则,先选择开采难度较小、现有生产系统完整的个别煤柱进行实验,取得经验后再进行推广。

### 1. 大同矿区残采煤层的主要特点

一是量大面广、储量丰富。大同矿区开采侏罗系煤层的矿井主要分布在口泉沟和云冈沟,据统计,矿区范围内村庄、铁路、河流、工业场地、矿界、大巷等各类煤柱 197 个,煤柱压煤量达 6.5 亿吨。其中村庄煤柱占煤柱总数的 38.58%,井筒及工业场地占 25.02%,矿界大巷等永久煤柱占 18.78%,铁路河流煤柱占 6.6%,其他煤柱占 10.02%。

二是形式多样、系统复杂、开采难度大。现在有系统和将来可建系统能够开采的煤柱储量占矿区煤柱总储量的 41.82%;现在已无系统、开采困难(包括薄煤层)和因其他原因不能开采的煤柱总储量,占 33.87%;小煤窑越界穿采、侵蚀开采情况不明、资料不全的占 24.31%。

### 2. 研发的短壁综采开采技术,填补了两硬条件下小区域煤层开采的空白

研制了我国中厚煤层首台 MG300—WD 型交流电牵引短壁采煤机,研发了适用于大同两硬条件的短壁工作面的综合机械化开采技术。2002 年 5 月在四台矿开始应用,已在集团多个矿井成功推广,装备工作面 30 多个。最高月产量达

5.9万吨,回采工效22吨/工,工作面回采率达到95%以上,获得较好的技术经济效益和社会效益,曾获中国煤炭协会科技一等奖。

3. 在有强冲击条件下的采区煤柱进行开采试验,取得了较好效果

同家梁矿的11#311采区正常开采过程中曾发生过冲击矿压,造成了巨大损失。回收的煤柱四周都是采空区,属孤岛区域;区域内有9条空巷、25个交叉点、13座风桥,难度极大。通过对该区煤岩层冲击性测试、原始地应力测试和上覆岩层活动规律预测等基础研究,开发了回收采区煤柱综合机械化开采和冲击地压防治的综合集成技术,实现了该采区煤柱资源的安全回收,平均日产达2060吨,平均直接工效33.77吨/工,经济效益与社会效益显著。成果于2006年12月通过了山西省科技厅组织的专家鉴定,达到国际领先水平。

另外,还研究开发了适合大同两硬条件的蹬空上行开采、沿空留巷充填开采等技术。特别是进行“大同难采煤层地下气化技术研究”的可行性研究,包括压煤资源地质和开采条件分析、工艺技术参数试验研究,制定项目研究方案和工艺技术路线,已经取得了阶段性成果。同时,对于储量丰富的部分村庄压煤实施整体搬迁开采,既解决了村民的生活难题,促进了当地的社会发展,也提高了矿井的资源回收率,延长了服务年限,为老矿井的可持续开采开辟了新的空间,促进了新老矿区的协同发展。

各位领导、院士、专家和朋友们!大同矿区在探索新老矿区均衡、协调发展方面的实践,是践行科学发展观的具体体现,对山西乃至全国工矿老区与新区的协同发展,具有一定的参考借鉴作用。大同矿区的经验告诉我们,只要坚持因地制宜,互动双赢,就一定能够走出一条适合自身实际的新老矿区共同发展之路,推动资源型地区的转型发展。



**吴永平** 博士、教授级高级工程师、享受政府特殊津贴。现任山西省煤炭工业厅厅长、中国煤炭工业协会副会长、同大科技研究院院长,兼任辽宁工程技术大学教授、博士生导师。

吴永平同志长期致力于煤矿安全高效开采新技术、新理论的研究和实践,针对大同石炭系特厚煤层(22 m)复杂地质条件,进行了大采高综放开采新技术系统研究,组织研发了大采高综放开采的国产化装备,实现了复杂地质条件下综放工作面年产突破千万吨、矿井年产超两千万吨、回收率90%以上、百万吨死亡率为零,攻克了

石炭系特厚煤层高产高效高回收率开采技术难题,对国家特大型煤炭能源基地建设做出了突出贡献。基于循环经济和产业价值链优化理论,创建了煤炭资源高效循环利用的全新开发模式,成功建设了煤炭行业第一个产业链最完整的塔山循环经济园区,实现了资源回收率高、综合利用率高、全过程与全系统的节能减排,社会、经济效益显著,为我国煤矿资源综合利用和发展循环经济起到了引领及示范作用。获国家科技进步奖1项,省部级科技进步奖28项。发表相关论文30篇,出版专著3部,授权专利4项。

# 矿区水害探测新进展

何继善

中国工程院

**摘要:**基于对广域电磁法和 2n 序列伪随机信号源,形成三维电磁法观测系统。针对煤矿矿区水害探测对分辨率要求较高等特点,提出了井—地流场法,井—井流场法煤层水害探测方法。利用这三种方法综合进行煤层水害探测进行了理论分析研究。研究结果表明:上述方法相比传统煤层水害探测方法能够大大的提高探测分辨率,能够比较精准的定位煤层水害的位置以及规模。

**关键词:**广域电磁法 伪随机信号 流场法 煤层水害

水与瓦斯,是煤矿两大危害。为了查明矿区内老空区范围及积水情况;查明断层、岩溶陷落柱富水性及主采煤层顶板充水含水层的富水性,一般采用地面电阻率法、瞬变电磁法(TEM)、可控源音频大地电磁法(CSAMT)、地震勘探等物探方法,这些方法可以提供相关资料,但总觉得分辨率还是差强人意。人们还希望得到有关采空、陷落柱、断层等可能成为导水通道的各种构造,以及奥灰岩溶水等的信息。为此,我们就提高探测矿区水害的分辨率进行了探讨,包括:广域电磁法进行面积性探测,井地电磁法进一步水害源定位,拟流场法查明各岩层水力联系,根据实际情况,这几种方法可以相互配合或者单独应用。

## 一、广域电磁法

### (一) 大地电磁法(MT 法)

MT 法利用起源于高空电离层中和赤道雷击的天然场源。这一来自遥远的平面电磁波,其亥姆霍兹方程组可写为

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} + k^2 E_x = 0 \\ \frac{\partial^2 H_y}{\partial z^2} + k^2 H_y = 0 \end{cases} \quad (1)$$

从而  $x$  解算出视电阻率

$$\rho = \frac{1}{\omega} \frac{|E_x|^2}{|H_y|} \quad (2)$$

由于场源很远,上式是严格的。但是,MT 法中信号微弱,而且是随机性的,形成与生俱来的精度低、效率低的缺点。

## (二) CSAMT 法

CSAMT 即“Control Source Audio Magnetotellurics”,为“可控源音频大地电磁法”。

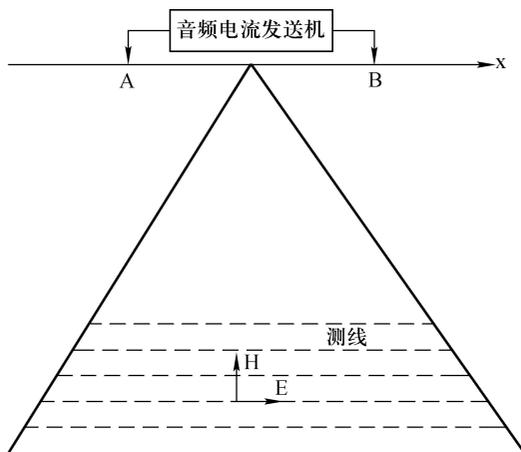


图 1 CSAMT 工作示意图

以电流源供电,

$$\begin{cases} H_r = \frac{IdL}{4\pi r^2} \sin \varphi \left\{ 6I_1\left(\frac{ikr}{2}\right) K_1\left(\frac{ikr}{2}\right) + ikr \left[ I_1\left(\frac{ikr}{2}\right) K_0\left(\frac{ikr}{2}\right) - I_0\left(\frac{ikr}{2}\right) K_1\left(\frac{ikr}{2}\right) \right] \right\} \\ E_\varphi = \frac{I\rho dL \sin \varphi}{2\pi r^3} [2 - e^{-ikr}(1 + ikr)] \end{cases} \quad (3)$$

在远区,忽略高次项,上二式可以近似地简化为

$$\begin{cases} |E_\varphi| = \frac{I\rho dL \sin \varphi}{\pi r^3} \\ |H_r| = -\frac{IdL}{\pi r^3} \sqrt{\frac{\rho}{\omega\mu}} \sin \varphi \end{cases} \quad (4)$$

二者相比,也可以得到卡尼亚电阻率的表达式:

$$\rho_a = \frac{1}{\omega\mu} \frac{|E_x|^2}{|H_y|^2} \quad (5)$$

CSAMT 使用人工场源,与 MT 法相比,工作效率和精度都提高了。但是,

CSAMT 法要求在远区测量,频率稍低就进入过渡带、近区。由于场源不可能用得太大,收发距离也就不可能太大,频率在音频范围,探测深度浅。

### (三) 广域电磁法

在广域电磁法中,对视电阻率公式进行严格定义,不做简化。以电流源,测量电场为例。

$$\Delta V_{MN} = E_x \cdot MN = \frac{MN \cdot I \cdot dL}{2\pi\sigma r^3} [1 - 3\sin^2\varphi + e^{-ikr}(1 + ikr)] \quad (6)$$

广域视电阻率

$$\rho_{aj} = K_j \frac{\Delta V_{MV}^\omega}{I} \quad j=1,2,\dots,n \quad (7)$$

式中,下标  $j$  表示迭代的次数,  $K_j = \frac{2\pi r^3}{MN \cdot AB \cdot f(p_j)}$

$$f(p_j) = 1 - 3\sin^2\varphi + \left\{ \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-p_j)^n}{n!} \left[ 1 - \frac{1}{2} \left( \frac{p_j}{p_j + 1} \right)^2 + \sum_{n=2}^{\infty} \frac{(-1)^n (2n-3)!!}{(2n)} \left( \frac{p_j}{1+p_j} \right)^{2n} \right] e^{i(\alpha-\varphi)} \right\} \quad (8)$$

其中,  $p_j = r \sqrt{\frac{\omega\mu}{2\rho_{a(j-1)}}}$ ,  $\mu = 4\pi \times 10^{-7} H/m$ 。

广域电磁法将卡尼亚电阻率中的舍去项加入,因此,它不受远区的限制,探测深度大。

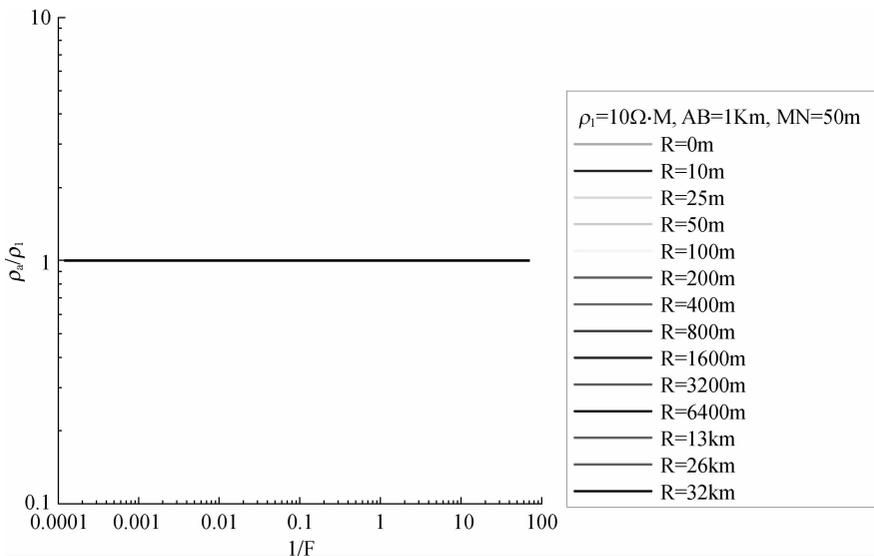


图 2 均匀半空间不同收发距的广域视电阻率曲线

### (四) 模型计算

对均匀半空间、D 模型、G 模型进行广域视电阻率和卡尼亚电阻率进行数值模拟,来对比二者的探测深度。

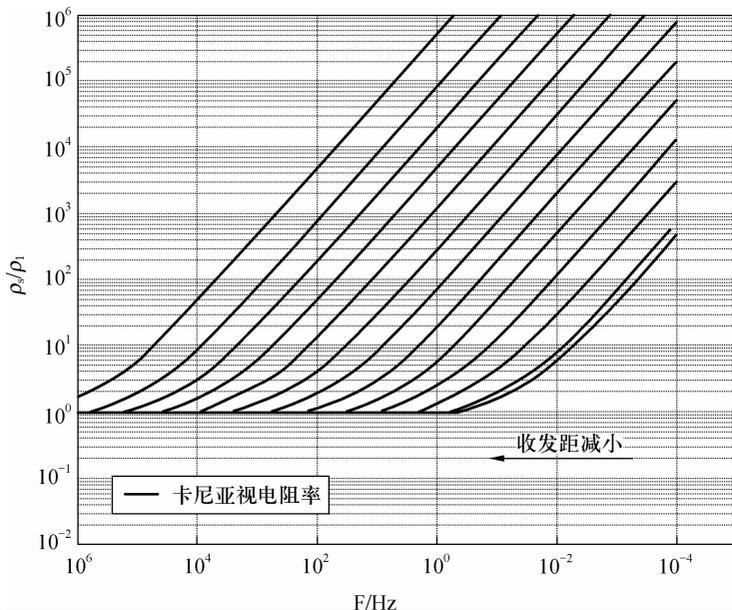


图 3 均匀半空间不同收发距的卡尼亚电阻率

(收发距:  $R = 0, 10, 25, 50, 100, 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 13000, 26000, 32000$  m。)

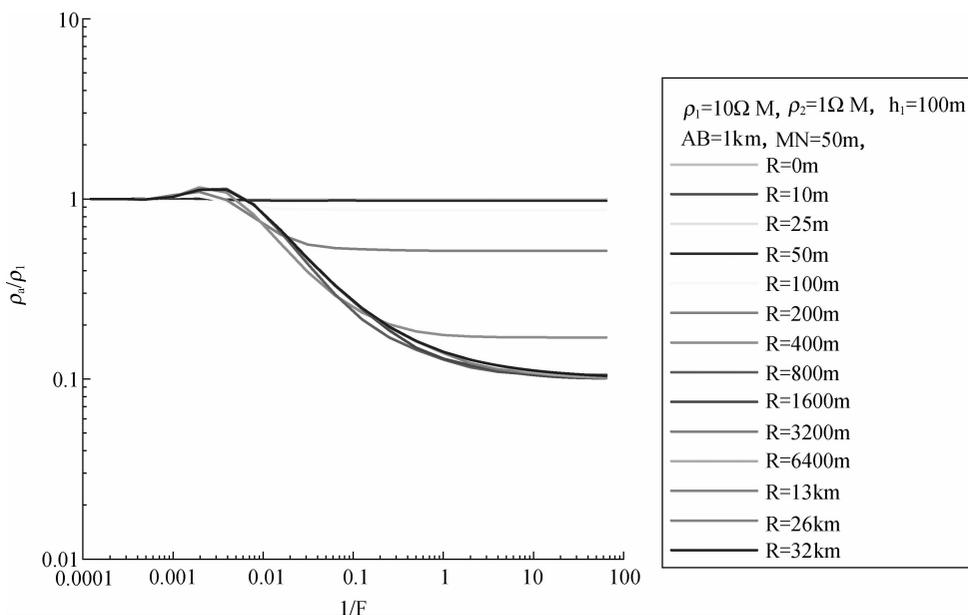


图 4 两层 D 模型不同收发距的视电阻率曲线 ( $h_1 = 100$ )

均匀半空间不同收发距的广域视电阻率曲线均为水平直线。也就是说,在均匀半空间的地面,无论是远区或者非远区,广域视电阻率都等于真电阻率。

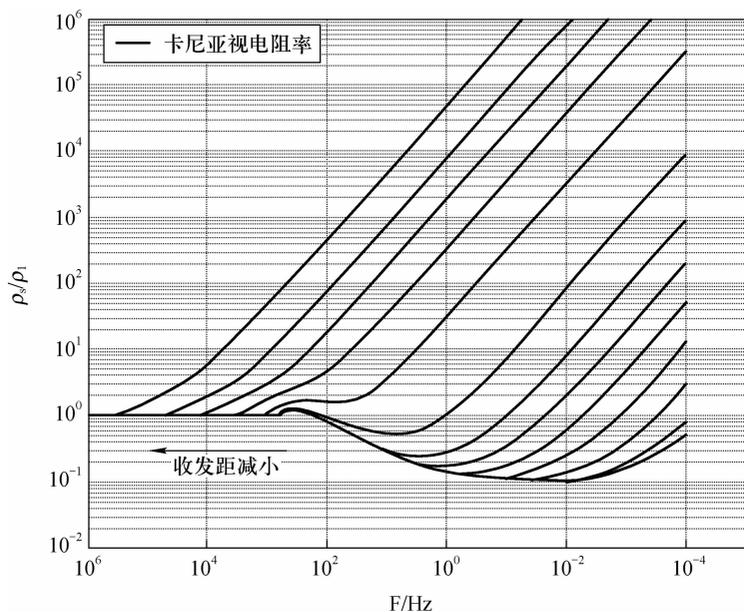


图5 两层D模型不同收发距的卡尼亚电阻率曲线  
( $h_1 = 100 \text{ m}$ , 收发距:  $R = 0, 10, 25, 50, 100, 200, 400,$   
 $800, 1600, 3200, 6400, 13000, 26000, 32000 \text{ m}$ 。)

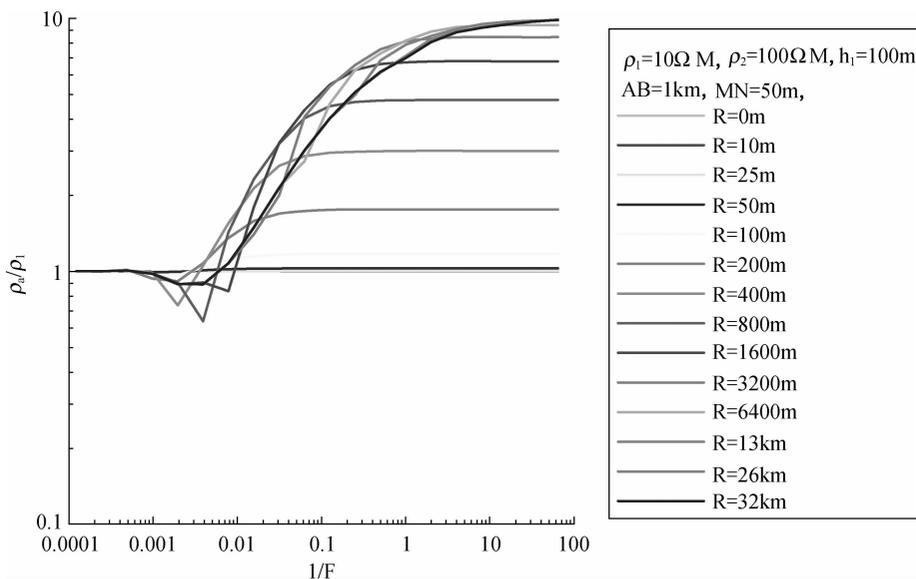


图6 两层G模型不同收发距的视电阻率曲线 ( $h_1 = 100 \text{ m}$ )

对于下面为低阻的两层介质,当收发距只是界面深度的 2 倍时,下层介质就有了反映。当收发距是界面深度的 4 倍时,下层介质的反映已经很明显。当收发距是界面深度的 8 倍时,下层介质的反映与远区一样了。

从两层 D 模型不同收发距的卡尼亚电阻率曲线可见,即使是收发距达到 16 倍界面深度,在频率低时也进入过渡带。

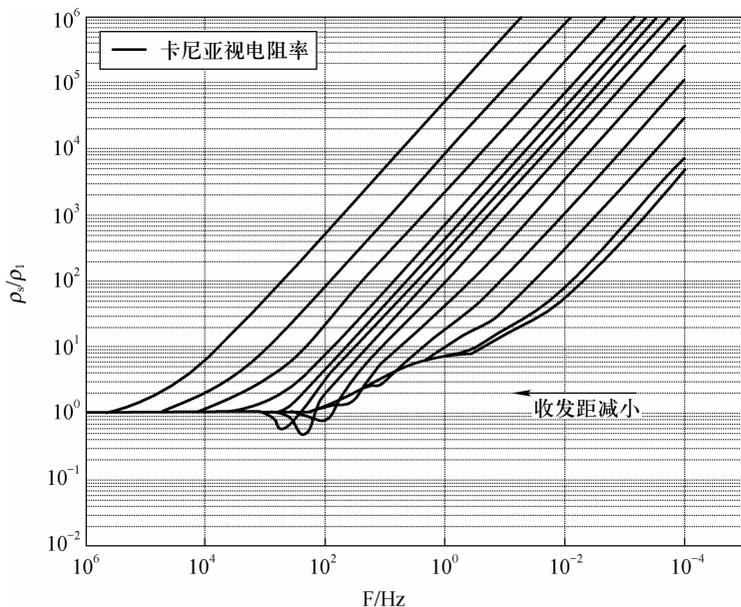


图 7 两层 G 模型不同收发距的卡尼亚电阻率曲线

(收发距:  $R = 0, 10, 25, 50, 100, 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 13000, 26000, 32000$ )

## 二、 $2^n$ 序列伪随机信号

目前,国内外所有电法仪器都是采用变频法,也就是一个频率、一个频率地进行测量。效率低、精度低。

变频法的本质缺点:精度低,效率低。

国际地球物理界梦想的最理想的场源:

- (1) 频率在对数坐标上均匀分布;
- (2) 各个频率电流的振幅相等;
- (3) 各个频率电流的相位相同;
- (4) 各个频率的电流同时发送。

$$D = \frac{\delta}{\sqrt{2}} = 356 \sqrt{\frac{\rho}{f}} (m) \quad (9)$$

本文利用 3 元素加法群的自封闭加法的编码原理,设计出主频率对数均匀

分布、频谱很宽的多频波,为同时发射多频电磁波奠定了基础。

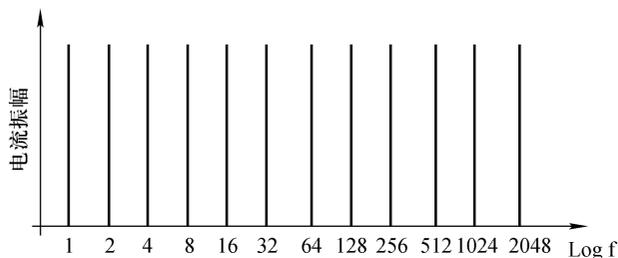


图8 理想场源频谱图

$2^n$  系列伪随机信号的递推编码为

$$F_k(t) = \bigoplus \sum_{i=1}^k f_i(t) \quad (10)$$

$$\text{其中, } k \text{ 为正整数, } f_i(t) = \begin{cases} 1 & 2^i n \leq t < 2^i n + 2^{i-1} \\ -1 & 2^i n + 2^{i-1} \leq t < 2^i(n+1) \end{cases}$$

$$a_{(k+2)} = 1(a_k/2^k)^f L(a_k/2)^f (a_k) (a_k/2)^b L(a_k/2^k)^b T \quad (11)$$

设计出频率按  $\ln$  分布、各频率幅度均匀、主频率范围宽(广谱)的多频信号,特别适合电磁法勘探对场源信号的要求。

### 三、流 场 法

水流是物质运动的一种形式,电流是物质运动的另一种形式,二者的物理实质不同,但二者运动的规律有某些相似之处,正是根据二者相似性,作者得出了水流场中存在汇(或源)时速度的分布与某种人工电流场的电流密度分布之间的相似性,指出可以用人电流场的电流密度分布去拟合水流场的速度分布,通过电流密度的测量,借以了解水流场的动向,确定水流场中的汇或源。

水流场与电流场的相似性:

由水力学可知,水流运动满足连续性方程,即:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial u}{\partial z} = 0 \quad (12)$$

考虑无涡流场,必有流速势函数  $H$  存在,使得

$$u = \left( \frac{\partial H}{\partial x} i + \frac{\partial H}{\partial y} j + \frac{\partial H}{\partial z} k \right)$$

由以上二式可得:

$$\frac{\partial^2 H}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 H}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 H}{\partial z^2} = 0$$

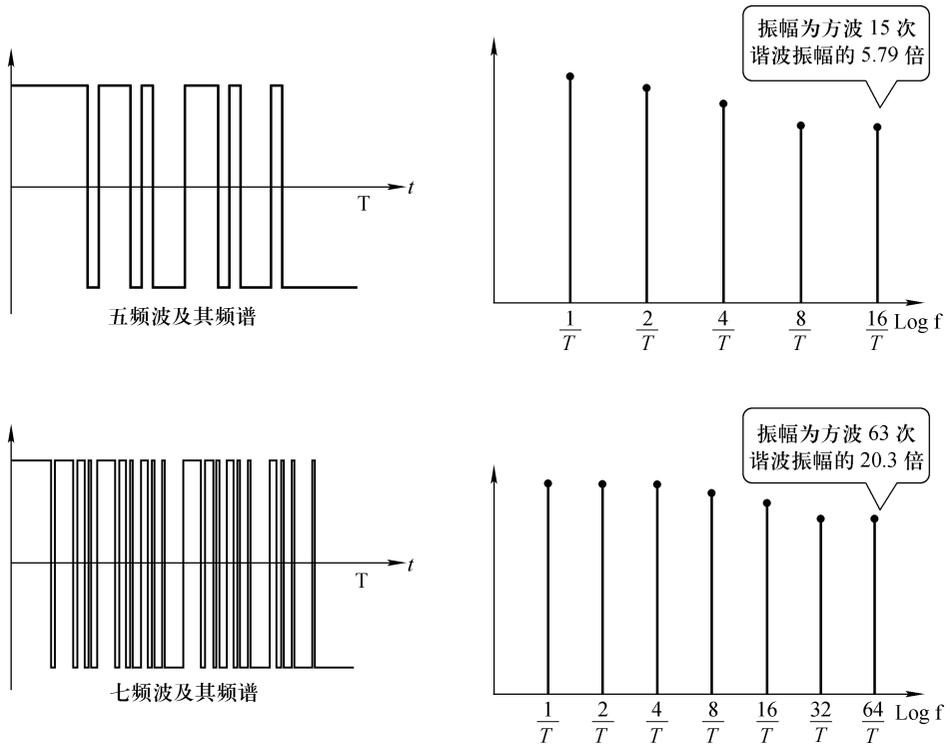


图9 伪随机五频、七频波及其频谱

即无涡流场的流速势满足拉普拉斯方程。在流体与其他物体的边界上,如果边界不透水,则水一点也不能流过边界,

$$\frac{\partial H}{\partial n} = 0 \tag{15}$$

式中  $n$  表示边界的法线方向。如果边界能够透水,根据连续性方程,边界上流速  $u$  的法向分量连续,即:

$$\frac{\partial H_1}{\partial n} = \frac{\partial H_2}{\partial n} \tag{16}$$

对于恒定电流场,电流密度连续,即:

$$\frac{\partial J}{\partial x} + \frac{\partial J}{\partial y} + \frac{\partial J}{\partial z} = 0 \tag{17}$$

存在电势  $V$ , 满足

$$J = -\sigma \left( \frac{\partial V}{\partial x} i + \frac{\partial V}{\partial y} j + \frac{\partial V}{\partial z} k \right) \tag{18}$$

由上两式可得

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial z^2} = 0 \tag{20}$$

即电势  $V$  满足拉普拉斯方程。

在两种介质的分界面上,电流密度的法向分量连续

$$\frac{\partial V_1}{\partial n} = \frac{\partial V_2}{\partial n} \quad (20)$$

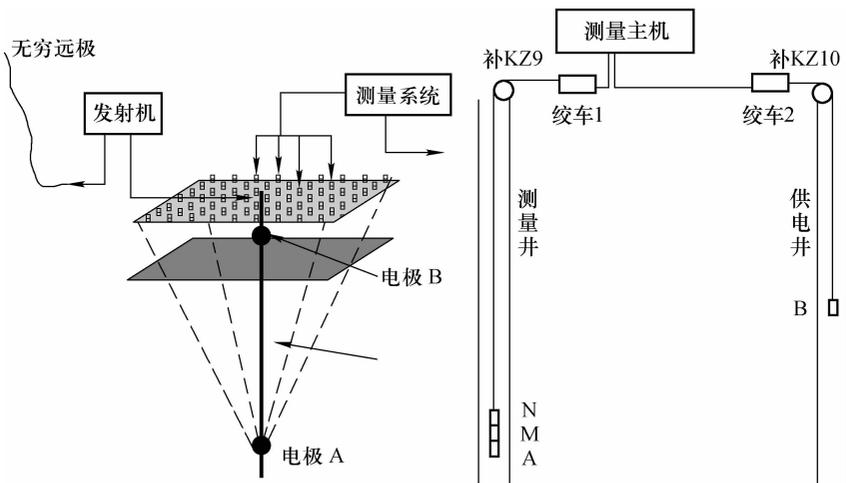
如果有一侧的介质是绝缘体,则有

$$\frac{\partial V}{\partial N} = 0$$

表 1 无涡水流场与恒定电流场的相似性

无涡水流场	恒定电流场
水流连续 $\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial u}{\partial z} = 0$	电流密度连续 $\frac{\partial J}{\partial x} + \frac{\partial J}{\partial y} + \frac{\partial J}{\partial z} = 0$
流速势满足 $\frac{\partial^2 H}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 H}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 H}{\partial z^2} = 0$	电流场势满足 $\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial z^2} = 0$
达西定律 $u = -K\left(\frac{\partial H}{\partial x}i + \frac{\partial H}{\partial y}j + \frac{\partial H}{\partial z}k\right)$	欧姆定律 $J = -\sigma\left(\frac{\partial V}{\partial x}i + \frac{\partial V}{\partial y}j + \frac{\partial V}{\partial z}k\right)$
透水边界 $\frac{\partial H_1}{\partial n} = \frac{\partial H_2}{\partial n}$	导电边界 $\frac{\partial V_1}{\partial n} = \frac{\partial V_2}{\partial n}$
不透水边界 $\frac{\partial H}{\partial n} = 0$	绝缘边界 $\frac{\partial V}{\partial n} = 0$

根据以上理论,设计井—井、井—地流场法工作方法,详见



(a) 井—地流场法

(b) 井—井流场法

图 10 流场法工作示意图

流场法将供电电极直接置于所要研究的目标位置,因此可以大大的增加目标含水层电阻率的分辨率。配合采用  $2n$  序列伪随机信号的广域电磁法进行工作,可对目标进行三维约束,更加有效地定位深部水害的位置和规模。

#### 四、结 论

(1) 采用  $2n$  序列伪随机信号源的广域电磁法作为煤层水害探测的方法,有探测深度大、分辨率高、抗干扰能力强等特点。

(2) 利用井-地、井-井流场法进行水害探测具有高分辨率、高灵敏度等特点,配合地面广域电磁法,可实现水害的三维定位。

(3) 如果上述方法联合运用,联合反演,可以获得更好的效果。



**何继善** 1934年9月出生于湖南省浏阳县,中共党员。世界著名的应用地球物理学家。有突出贡献的国家级科技专家,1994年当选为中国工程院院士。1960年毕业于长春地质学院。中南大学教授、博士生导师,曾任中南工业大学副校长,中南工业大学校长,中国工程院能源与矿业工程学部主任,现任湖南省科协主席,湖南省书法协会会长,中国工程院工程管理学部副主任,中国工程院第五届主席团成员,中国地球物理学会副理事长,美国勘探地球物理学家协会(SEG)终身会员。

何继善院士创建了我国第一个以地电场与观测系统为特色的国家级重点学科,创立并发展了以“双频激电理论”为核心的“伪随机”多频地电场理论,发明了一系列具有国际先进水平和中国特色的地电场观测仪器和设备,其中双频激电仪在全国应用,已找到一大批矿产,据专家鉴定按已探明储量计算,潜在经济价值超过1300多亿元,发明和研制出一系列具有国际先进水平的仪器,创立“拟合流场法”探测堤防、大坝、矿山、建筑物等的隐蔽渗漏,在全国得到推广应用,为我国资源勘探和工程勘察事业作出了重大贡献。创立和发展了伪随机信号电磁法和双频激电法为特色的资源的勘探地球物理的理论和方法,被国际上誉为应用地球物理的一重大事件。何继善院士的成就得到了国内外同行专家的承认与高度评价。如美国权威地球物理学家莫利松教授公开称赞:“何继善以他在勘探地球物理方面的众多成就尤其是在激电和电磁法方面的卓越贡献,得到全世界同行的公认”。

1985年获国家发明奖。1995年和1999年分别获得国家科技进步二等奖和

三等奖,2007年再次获国家发明二等奖,并多次获省、部级奖励,被授予国家有突出贡献科技专家。享受国务院政府特殊津贴。已完成科研项目80余项,其中国家自然科学基金项目7项,国家重大仪器科技专项基金1项,国家教委博士点基金项目3项,国家攻关项目5项,省部级重点项目21项,获国家、省、部级奖励30余项。发表论文150余篇,取得各种专利18项,出版专著20余部。

# 西部能源开发利用与生产力布局 调整的战略思考

王安

中国中煤能源集团有限公司

改革开放 30 年来,我国经济快速发展,但粗放的发展方式已显现诸多弊端。随着城镇化、工业化的推进,能源需求将持续旺盛,节能减排任务艰巨,调结构、转方式已成为发展的首要任务。目前,内外部环境复杂多变,我国低成本的优势正逐步丧失,高质量的竞争战略尚未形成,必然导致贸易下滑,内需的启动至关重要。审视全局,西部能源开发利用面临新的发展机遇,西部高起点的发展以能源为主轴的新型工业体系,东部依托技术优势发展低能耗的高端产业,东西部互为支撑,有助于提振内需、优化布局、调整结构,从战略上跨越“中等收入陷阱”。

目前,以能源开发利用为主轴的新一轮西部大开发已由主观推动向客观拉动转变,五个客观规律促进了西部发展。一是东部环境与土地容量趋近饱和,重工业重心西移;二是东部资源日趋枯竭,七省区由传统资源调出省转为调入省,能源开发重心西移;三是按照产业递进规律,东部依托人才和技术优势逐步发展高端产业,西部将成为承接东部部分产业和技术转移的重心;四是能源转化与输能技术的发展有力支撑了西部能源就地转化,构建以能源为主轴的多元新型工业格局具备条件;五是经济快速发展,东部能源需求增加,能源供给半径不断向西延伸,基础设施的完善也支撑了西部能源开发和生产力布局的调整。

西部工业转型,不仅有利于西部经济发展上水平,也是东部产业升级乃至整个国民经济转型的重要支撑。从产业布局、结构、模式、技术四方面进行优化,高起点构建“布局科学、产业集聚、结构多元、技术先进、统筹兼顾”的西部新型工业体系,形成新的竞争优势,从而化解要素成本走高带来的影响,推进节能减排。

西部地区能源资源赋存丰富,由于传统发展方式的影响,西部生产力布局存在着较深的积弊和诸多矛盾,资源优势难以完全发挥。主要能源生产地区产业布局分散,经济增长粗放,发展活力不强,与城市或经济中心的结合不紧密,产业集聚和经济扩散能力较弱;传统的小规模、低水平重复建设,导致区域产业结构

趋同,比较优势不突出;技术标准偏低,整体技术水平落后,不少项目建成之时就是淘汰之日,造成大量资源与能源浪费;输能通道布局失衡,缺乏综合的整体优化,导致输能送瓶颈制约了能源开发的科学布局。粗放的发展模式使西部地区“资源悖论”的困境难以破解,生产力布局的调整面临较大挑战。

西部能源工业与生产力布局的协调统一,将有利于破解当前区域经济不平衡的难题;有利于创新西部地区发展模式,激发地区经济活力;有利于充分发挥西部能源优势,形成以能源工业为轴心,拉动地区经济健康快速发展的新格局。

具体来看,唯有发挥自身优势,运用计划与市场相结合的办法,才能实现西部能源工业与生产力布局的有机统一。在布局、结构等宏观战略性调整上,以计划的管理工具为主导;在微观层面的生产要素配置和激活上,以市场的手段为依托。通过生产力布局的优化,构建产业布局与能源资源相协调、产业结构与产业升级相统一、产业模式与节能降耗相适应的西部生产力新格局,实现能源开发利用的健康持续发展。

## 一、优化产业布局

构建西部现代工业体系,既是西部大开发的需要,也是全国生产力布局优化的需要。在布局上,必须以资源禀赋为依托优化产业布局,以产业布局的优化促进资源利用效率的提高,充分发挥专业化优势,凸显地区间比较优势,形成区域协调的发展格局。

一是产业布局与资源赋存规律相统一。打破现有地区封锁、条块分割,实现西部布局与资源开发利用的有机协调。特别是对整装资源要合理规划,有序开发。

以资源的禀赋为依托,优化产业布局。应充分考虑西部地区能源资源赋存条件以及可开发利用水平,实现布局与资源赋存的协调。以山西为例,虽煤炭资源富集,但煤种各异。晋中、晋东南均为优质炼焦煤、无烟煤,已被列入保护开发范围,若用于发电,不仅成本高,且难以体现资源的稀缺性,而晋北煤炭资源均为动力煤,适宜用于发电。布局的不协调造成了晋南电厂面临地处资源富集区却频现缺电现象,仍依赖晋北煤南运,因此,晋北地区更适宜布局大型煤电基地。中煤平朔矿区把握了资源赋存规律,在晋北布局大型煤电项目,符合科学发展的要求。

以科学规划推进整装资源规模化开发、约束性转化,充分发挥各地区的比较优势,构建生产力布局新格局。规模化开发必须有规模化的资源为保障。能源开发规划要与资源条件相匹配,形成符合资源赋存规律的规模化发展格局。目前,整装资源往往由于行政区域等原因被人为分割,迫使单位规模下降,势必造

成重复建设、投资浪费,降低资源使用效率。在资源转化问题上,转化有利于将西部资源优势转化为经济优势,但必须考虑水资源、环境等约束性条件,从整体上实施约束性转化策略,同时兼顾整体协同效应,区域间差异发展,突出地区比较优势,实现整体的协同最优。

**二是产业布局与开发强度和时序相适应。**东部资源日趋枯竭,晋陕蒙甘宁目前的高强度开发将导致 30 ~ 40 年后资源的枯竭。若当前新疆资源不提前参与国民经济建设,若西部基础设施不提前适度布局,将导致国民经济发展的不可持续。为此,应合理平衡西部资源的开发强度和空间时序。目前东北三省、河北、山东、河南、安徽等已由煤炭调出省转为调入省,应重点在提高回采率上多下功夫;适当压缩以山西、陕西、内蒙等省区为主的中西部地区煤资源的开发强度,积极开发新疆煤炭资源,构建梯次开发、相互衔接、布局合理的西部能源开发战略,为均衡发展留有余地,为未来国家能源安全和降低能源成本打好基础。

**三是产业布局与经济增长相吻合。**宏观上发挥能源产业在经济增长中的动力源作用,着力构建以能源基地 - 经济核心区 - 城市群 - 重要经济带为主体的网络型工业体系。中观上根据资源条件科学布局能源开发与转化功能区,根据能源供给区、转化区的定位统筹规划基础设施建设,实现资源的高效开发利用。微观上坚持产业向基地集中、项目向园区集中,以工业化带动城市化、以城市化推动工业化。处理好城市和工业园区的互动关系。

**四是产业布局与输能系统优化相一致。**促进能源资源开发与能源运输通道的结合。为配合能源基地的建设,要积极配套综合的立体的能源输送通道。以新型输能技术为前提,综合考虑各种输送方式的单位输送距离的经济性与能耗指标,构建科学布局的临界决策指标体系,以选择最优的输能方式支撑布局的优化。输能通道的优化既指导通道建设,又成为工业布局的重要依据。近年来,随着重载货运列车以及铁路网络建设、油气主干管网建设、现代电网体系建设、特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术发展迅速,形成了立体式能源输送体系,为能源运输提供了保障。

## 二、调整产业结构

西部地区资源富集,资源转化和清洁利用既是延伸产业链,提高产品附加值的重要手段,又是保障国家能源安全,改善能源结构的必要之举。生产力布局要围绕资源的高效开发利用做出相应调整,大力发展战略性新兴能源产业。

目前对“煤转化”存有不同看法,主要集中在三点:一是技术经济的可行性,二是环境的承载能力;三是水资源的短缺。

近年来,我国石油对外依存度已超 55%,同时,以煤为主的能源消费结构长

期不会改变,这就决定了“煤转化”既是能源产业结构调整的需要,又是保障能源安全的战略举措。考虑水资源、环境等多种因素,约束性转化是“煤转化”的基本原则。随着煤制油、煤基烯烃、醇醚、天然气等技术的日益成熟,示范项目的相继成功,“煤转化”在高油价的时代具有较好的经济性。进一步集成世界先进技术,降低生产成本、形成先进生产力,对调整能源结构有积极意义。

西部能源结构优化的另一个目标是加快推进包括风电、水电、太阳能等非化石能源产业发展,实现化石能源和非化石能源的有机结合。风能、太阳能等资源亦广泛分布在西部地区,与化石能源富集区有较大的重叠区域,稳定的化石能源能够为非化石能源的规模化开发提供有利条件,特高压等大容量、高效率,远距离输电技术的成熟,将使火电重心西移,对西部太阳能、风能等非稳定能源的规模开发形成支撑,为其规模外送提供条件,从而实现能源开发和供给的良性互动。

### 三、创新产业模式

创新产业模式要以产业集聚为目标。依托能源资源开发,坚持产业向基地集中、项目向园区集中的开发思路,统筹规划产业园区建设,合理确定产业定位和发展方向。以产业布局的优化推动产业模式的集约化和现代化,以产业模式的优化促进产业布局基地化、园区化、集群化,实现产业布局 and 开发模式的良性互动,构建节能低耗的产业模式。工业园区建设以大型企业为主体,以资源综合利用为基础,建立项目之间、企业之间的链接关系,实现资源多次转化、梯级利用,形成园区产业代谢和共生关系,达到总体资源增值。中煤平朔矿区打造以煤为基础的煤-电-硅铝-煤化工-建材工业产业链和以土地绿化复垦为主线的农-林-牧-药-工业旅游生态产业链,不仅创造了良好的经济效益,更实现了社会效益和生态效益的并举,具有示范意义。

创新产业模式要以多联产的循环经济为方向。通过煤基多联产技术应用,可以同时生产电力、热力/蒸汽、液体燃料和化工产品等。转化过程中去除  $\text{CO}_2$  比煤炭直接燃烧后捕集  $\text{CO}_2$  相对容易,可以实现  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、粉尘、微量元素和有机物的近零排放,同时,能源利用效率比煤炭直接燃烧提高 10% ~ 20%,有利于节能减排。多联产可以有效融合不同资源的互补性,提高资源利用效率。以天然气与煤伴生为例,天然气富氢,煤炭富碳,通过多联产的模式,综合形成新产品,极大降低了废气的排放,实现了水、热、气等联产循环。目前,蒙、陕一些地区利用煤、气、油、盐富集的资源条件,发展多联产、循环经济,实现资源的综合利用,取得了成功的经验。

### 四、依靠科技创新

高标准地开发和利用西部能源必须以先进技术为依托。集成现代的新技

术、新材料、新装备,构建系统可靠、装备精良、人员精干、管理高效的工业系统。

工业化与信息化的深度融合是西部能源开发利用和承接东部产业转移的重要支撑。实现信息化发展模式与工业发展模式相匹配,信息技术与工业技术、IT装备和工业装备相融合,产生新的科技成果,形成新的生产能力和新的生产模式,逐步淘汰落后产能,实现生产效率的提高。神东矿区以“生产规模化、技术装备现代化、管理手段信息化、队伍专业化”为特征的现代煤炭产业模式,实现对传统煤矿的深刻变革,引领了世界煤炭产业的发展方向,带动煤炭行业跨越式发展,具有极大的示范意义。

提高行业标准,推动产业技术水平升级。标准是先进技术和管理的有效集成。提高标准将提高产业的准入门槛,推动企业的创新能力,促进高新技术快速产业化、商业化,推进产业结构调整和技术升级。因此,西部能源产业无论是规模开发,还是就地转化,无论传统产业改造,还是高新产业建设,都要及时吸收和推广国际先进的管理和技术标准,带动行业标准的升级。

科技创新是化解西部能源开发利用中遇到的矛盾的根本途径。环境破坏和水资源的短缺是西部资源开发中无法回避的矛盾。但是被动地、静态地看待产业发展与保护环境的矛盾是不全面的。事实上,只要做好产业选择,构建好产业模式,应用好产业技术,完善好环保设施,能源开发对生态环境的负面影响不但完全可控,甚至可以实现生态环境的逆转。实际上,近些年西部发展快、发展好的地区,其生态环境反而得到了改善。

## 五、科学决策与科学考核是协调发展的重要保障

### (一) 科学决策

科学决策是优化布局、调整结构的基本前提。统筹考虑西部地区经济、资源、区位、市场、人力、水资源及环境等因素,以现代信息化技术为手段,构建临界决策指标体系,形成布局、结构、运输、规模的最佳结合点,从而指导西部地区的科学布局和结构调整等,为科学发展提供决策支撑。西部地区重点建立布局 and 结构的主导决策指标体系和约束指标体系,将促进决策水平和决策效率的提高。

主导指标体系主要是指经济指标体系和单位能耗指标体系。以经济指标体系为基础,模拟分析该地区主要因素影响下,各种资源优化配置时,产业布局和结构的经济性。建立数学分析模型,确定相关因素的边界条件,设定产业布局与结构的临界值。以单位能耗指标体系为依据控制工业数量、建设规模、产业形态及技术工艺的合理性、先进性。

西部生产力布局要强调约束指标体系,主要是指水资源指标体系和环境指

标体系。水资源指标体系用来约束地区资源开发和利用的总体规模和强度。环境指标体系用来约束环境总体容量承载能力范围内的产业构成、工业企业空间集中的限度和建设规模。

通过主导指标体系和约束指标体系的构建,合理确定产业布局和产品结构,使能源工业的开发利用既达到最佳的经济结合,又符合水资源及环境等约束条件的要求,实现以科学决策支撑科学发展的良性发展机制。

## (二) 科学考核

考核是科学发展的驱动器。考核指标体系必须与产业布局 and 结构相协调才能实现科学考核,形成“资源 - 布局、结构 - 考核”的良性互动关系。为引导各地区生产力布局优化,西部地区应根据地区实际发展情况,以发展规划为依据,借鉴主导决策指标体系和约束指标体系,因地制宜,对地区经济发展规划进行分类指导,对年度经济技术发展成果实行梯次考核,促进地区发挥比较优势,实现优势互补,达到总体发展最优。以科学的布局 and 结构为目标,构建考核指标体系,以科学考核推进产业升级。决不能以单纯的年度统计数据为基础进行简单的考核,忽略区域发展特色,从而制约西部地区生产力布局调整的步伐。

生产力布局是一项广泛性、深远性、长久性的战略安排。“十二五”期间,国家要加快西部开发的步伐,生产力布局面临重大调整。只有坚持科学发展观,优化布局、规模开发,推进产业集聚和技术升级,提高资源利用效率,构建资源节约型、生态环境保护型的区域生产力布局模式,才能保证西部能源资源开发与经济社会的协调发展。



**王安**,现代煤矿采矿工程专家。内蒙古凉城人。1982年毕业于山西矿业学院,2002获辽宁工程技术大学硕士学位。先后担任乌达矿务局总工程师,中国神华神东煤炭公司总工程师、总经理,神华集团公司副总经理,中国中煤能源集团公司总经理等职。

长期从事煤炭开发领域的技术研究和工程管理,在国家重点工程神府东胜矿区的开发建设中,坚持“系统思考,整体推进,主客观最佳结合”的工程哲学,提出“生产规模化、技术装备现代化、管理手段信息化、队伍专业化”的大型现代化矿区建设思想,创新与实践由采矿

技术体系、安全管理体系和环境综合治理体系为核心的现代采矿生产模式,为建设世界上第一个“高产、高效、高回收率、安全、环保”的亿吨现代化矿区做出突出贡献。获国家科技进步一等奖。

2009年当选为中国工程院院士。

# 老油田二次开发与二氧化碳驱

胡文瑞

中国石油天然气集团公司

老油田“二次开发”,从技术角度讲,是“后三次采油”或“极限采油”,较之“三次采油”内容更为宽泛。一般地讲,开发 20 年以上的老油田,其剩余可采储量依然相当可观,但开发难度也极大。“二次开发”,立足于老油田剩余资源,运用新的开发理念和技术,最大限度地获取剩余资源。二氧化碳(CO<sub>2</sub>)驱油,是近十多年来,全球最有影响的第二大提高采收率的新技术,被列为世界三大采油方法之一。“CO<sub>2</sub>驱油”既能大幅度提高采收率,又能实现“碳埋存”和环境保护,代表着油田采收率技术发展的方向。

## 一、发展概况

### (一) 老油田提高采收率的必要性与可行性

据美国能源署(EIA,2011年9月)的报告,“可再生能源将成为未来 25 年内增长最迅速的能源。预测 2035 年,石油(天然气)仍将占全球能源使用量的 78%”,其中天然气占 35%。也就是说,在可预测的期限内,“油气依然是能源开发的主要对象之一”。

2011 年,中国原油表观消费量达 4.54 亿吨。2012 年 1~5 月,国内生产原油 0.849 亿吨,进口原油 1.18 亿吨,进口同比提高 2.8 个百分点,上半年对外依存度 59.4%。天然气国内生产 454.6 亿立方米,进口 131 亿立方米,依存度 22.4%,进口同比提高 4.1 个百分点(资料来源中国矿业联合会)。“二次开发”,“CO<sub>2</sub>驱油”,从某种程度上可缓解国内原油自给不足的矛盾。

老油田提高采收率上升到战略层面。国际石油公司,将提高老油田采收率,作为其重要的发展战略。2005 年以来,资本支出的 2/3,用于 30 年以上老油田的提高采收率。美国提出“老油田焕发青春”,主要技术路线是“CO<sub>2</sub>驱油”,对象是开发 30~50 年以上的老油田,并成为增产主力,实现了产量由降转升。中国石油(2005 年)提出并实施“老油田二次开发”工程(在重大开发技术试验和示范的基础上),使辽河、玉门、扶余、克拉玛依等老油田又重新焕发青春。

虽然,老油气田产量逐渐递减是规律所在。但是,仍有大部分油气资源存留在地下。中国除大庆油田外,其他油田(绝大多数)平均采收率,仅为地质储量的25%(2011年),与大庆油田主力油区采收率56%的水平,相差31个百分点。因此,如何大幅度提高老油田采收率,便成了常规油气资源开发的一个永恒的主题,也是“二次开发”的目的所在。

试验证明,老油田仍然潜力巨大。中国石油重大开发试验和“二次开发”示范证明:老油田采收率具有提高10%~20%的潜力。以我国探明剩余可采石油储量20亿吨计算,采收率提高1个百分点,则可采出2000万吨石油。老油田“二次开发”是实现这一目的的主要做法。

## (二) 老油田二次开发的概念与做法

老油田“二次开发”,是指当油田按照传统方式开发基本达到极限状态或已接近弃置的条件时,采用全新的理念,按照新的“三重”(地质认识、井网结构、地面工艺流程)技术路线,重新构建老油田新的开发体系实施再开发,大幅度提高油田最终采收率,最大限度地获取地下油气资源,实现安全、环保、节能、高效开发<sup>①</sup>。

老油田“二次开发”的基本条件:(1)油田服役年限大于20年;(2)可采储量采出程度大于70%;(3)油田综合含水率大于85%。满足上述三条,方可实施“二次开发”。

老油田“二次开发”的基本理念是:科学开发,挑战极限。老油田表现出“两低”、“双高”和“多井低产”的极难特点。要采用不同于传统的开发理念,才能走出油田开发的新路。

老油田“二次开发”根本目的在于提高采收率。中国高水平开发油田的成功实践、重大开发试验以及采收率研究均表明,实施“二次开发”可采出原油15.2亿吨。按照“五笔账”分析法,即累计采出油、剩余可采储量、未开采储量、三次采油和二次开发,二次开发一期工程预计可增加可采储量9.1亿吨(2007年)。

老油田“二次开发”的技术路线:(1)重构地下认识体系。采用精细三维地震技术、高精度动态监测技术(过套管电阻率测井、C/O测井、PND测井等)、精细油藏描述技术、储层精细刻画技术等,并淘汰一批老资料。深化油藏认识,搞清剩余油分布,采用网络化、信息化技术,自动录入资料数据,方案自动生成,建成数字化油田。(2)重建井网结构。改变传统的直井井网结构,以丛式井、水平

<sup>①</sup> (选自《老油田二次开发概论》,石油工业出版社)

井、侧钻水平井、平台式水平井等为主要开发井型,对具备条件的油藏纵向上层系细分重组,平面上井网加密,完善注采系统,改善水驱效果。基本技术原则:“整体控制、层内细化、平面重组、立体优化”。(3) 优化简化地面工艺流程,一级或一级半布站,短流程,常温输送,扩大冷输半径,泵对泵工艺流程。淘汰能耗高、效率低的地面设施,达到“四新、三高、三全、一循环”。真正实现油田地面设施高度自动化。

老油田二次开发的重大作用:(1) “二次开发”使老油田与新油田具有同等重要的地位,使老油田重新得到关注,改变只关注新油田建设,而忽略老油田可持续发展问题;(2) “二次开发”将有助于解决老油田投入不足的问题;(3) “二次开发”将综合考虑油田地质特征、剩余油分布、油藏动态、采油工艺和地面设施等因素,具有全局性、整体性和系统性;(4) “二次开发”将解决老油田合理配产和相对稳产问题,实现老油田的再生与良性发展。

### (三) CO<sub>2</sub> 驱的基本概念

CO<sub>2</sub> 驱油,就是把 CO<sub>2</sub> 注入油层中以提高油田采收率的技术。是一种高效、无污染的驱替剂,同时还能实现碳埋存。CO<sub>2</sub> 驱是老油田“二次开发”的关键技术。

CO<sub>2</sub> 驱的主要作用机理:(1) 降低了原油粘度,减少了油流阻力。当二氧化碳溶于原油时,原油粘度显著降低,下降幅度取决于压力、温度和非碳酸原油的粘度大小,原油粘度越高,在二氧化碳作用下,粘度降低的百分数越高。(2) 原油体积膨胀提高了驱油效率。二氧化碳溶于原油后,根据温度、压力和原油组分的不同,可使原油体积增加 10% ~ 100%。膨胀系数取决于溶解二氧化碳摩尔组分和原油的相对分子量。体积膨胀为驱油提供了动能,提高了驱油效率。(3) “混相效应”提高了驱油波及面积。随着温度、压力的升高,先后发生部分混相、完全混相,形成二氧化碳和轻质烃混合的油带。油带的移动是驱油的过程,可使波及范围内的采收率达到 90% 以上。(4) 降低了油水界面张力,有利采收率提高。通过萃取和汽化原油中的轻烃,大量的轻烃与二氧化碳混合,可大幅度降低油水界面张力,减少残余油饱和度,从而提高原油采收率。(5) 有利于提高储层渗透率。二氧化碳溶于水后显示弱酸性,可与油藏中的碳酸盐类矿物反应,使注入井周围油层的渗透率提高。碳酸化后的原油和水,有利于抑制粘土膨胀,降低因粘土膨胀、微粒运移造成的渗透率损失。

CO<sub>2</sub> 驱是目前提高采收率的主要方法。目前提高采收率的方法有聚合物驱等 14 种,而 CO<sub>2</sub> 驱是世界第二大提高采收率技术,是最具发展前景的 EOR 技术,是实现老油田二次开发的主要方法之一。

CO<sub>2</sub> 驱油的基本方式:(1) CO<sub>2</sub> 段塞注水:具有边界复杂(CO<sub>2</sub> - 原油和 CO<sub>2</sub> - 水两个混相带)、改善重烃开采和气体突出问题、良好的经济性等特点。(2) 高压注 CO<sub>2</sub> 气体驱油:先关井向地层注入 CO<sub>2</sub>,使地层压力升高,达到混相,在保持 CO<sub>2</sub> 注入量条件下开井采油。(3) 注“碳化水”驱油:在常规注入水中加入 CO<sub>2</sub>,可以改善流度比,提高洗油效率。(4) 连续向地层注入 CO<sub>2</sub>:向枯竭地层中直接注入 CO<sub>2</sub>,并采用 CO<sub>2</sub> 采出分离回注的循环注气方式。(5) CO<sub>2</sub> 单井吞吐:在生产井中注入一定量的 CO<sub>2</sub> 后,关井使原油与 CO<sub>2</sub> 充分混溶,然后开井采油。适用于较高地层压力油田,特别是高粘稠油的早期开采。

统计分析发现,对于 CO<sub>2</sub> 混相驱,1 吨 CO<sub>2</sub> 可驱出原油约 0.44 吨;CO<sub>2</sub> 非混相驱,1 吨 CO<sub>2</sub> 可驱出原油约 0.22 吨。混相驱的效率约为非混相驱的两倍。而水驱,7~8 吨水才驱出 1 吨油。

## 二、国外研究与利用进展

### (一) 国外 CO<sub>2</sub> 驱油的发展历程

从 1950 年起步。许多国家在实验室和现场对 CO<sub>2</sub> 提高采收率方法进行了相当规模的研究。70 年代规模试验。美国和苏联等国家,进行了大量的 CO<sub>2</sub> 驱油试验。80 年代大规模发展。CO<sub>2</sub> 驱油在美国取得飞速发展,室内试验技术更趋完善,矿场试验规模越来越大。同时,其他国家开始进行 CO<sub>2</sub> 驱油研究和试验。90 年代广泛应用。CO<sub>2</sub> 驱油技术日趋成熟,美国在 CO<sub>2</sub> 气源丰富的地区广泛采用了 CO<sub>2</sub> 驱油,并认为是最有潜力的技术。

### (二) 国外 CO<sub>2</sub> 驱油的试验研究进展

目前,CO<sub>2</sub> 驱油提高采收率技术,已成为世界三大采油方法(热力采油、CO<sub>2</sub> 驱采油和聚合物驱采油)之一。

美国是世界上应用 CO<sub>2</sub> 驱油发展最快、应用最广泛的国家。自 80 年代以来快速发展。美国有 10 个产油区、292 个油田试验、采用 CO<sub>2</sub> 驱油,一般可以提高采收率 7%~15%。美国已有 70 个 CO<sub>2</sub> 驱提高采收率项目。每年注入 CO<sub>2</sub> 总量达 2000~3000 万吨。到 2010 年 2 月,注入 CO<sub>2</sub> 已采出了近 15 亿桶原油。美国正在实施的 CO<sub>2</sub> 驱项目达 86 个,每天产油约 3.6 万吨。萨克项目是世界上第一个大规模商用二氧化碳驱油开采项目。

加拿大先后在 Joffre 和 Pembina 油田开展 CO<sub>2</sub> 驱油试验,取得较好效果;石油公司和政府机构在评价 CO<sub>2</sub> 驱油项目上表现活跃。加拿大石油技术联盟预计,如油价保持在 45 美元/桶,那么未来 20 年,艾伯塔省的 CO<sub>2</sub> 驱项目,可增加

石油产量最高可达 360 亿桶。克罗地亚,从 2001 ~ 2006 年在 Ivanic 油田进行了 CO<sub>2</sub> 驱先导试验;匈牙利分别在 Budafa 油田、Lovvaszi 油田进行 CO<sub>2</sub> 驱油试验,最近在 Szank 油田进行 CO<sub>2</sub> 驱油试验,所用 CO<sub>2</sub> 来源于一家脱硫化工厂;特立尼达开展 CO<sub>2</sub> 提高采收率研究有 30 多年,开展的试验项目达 9 项。

国外 CO<sub>2</sub> 驱油技术日趋成熟,已经从“非混相驱”走向“混相驱”;从“砂岩”走向“碳酸盐”;从“单一方式”走向“多种方式”,而且被多数国家接受。目前,CO<sub>2</sub> 驱油机理已经基本明确,并形成了 CO<sub>2</sub> “混相驱”、“非混相驱”和“气水交替驱”为主导的新技术。2010 年 6 月 28 日,美国能源部启动了在碳酸盐岩储层进行提高采收率和 CO<sub>2</sub> 储存的实验,目的是通过“吞 - 吐”增产方法,评价提高采收率的同时,也评价地质构造中的碳封存能力。

### 三、国内研究与试验

#### (一) CO<sub>2</sub> 驱油列为国家重大课题开展攻关

2006 年,国家设立“973”项目—“温室气体的资源化利用及地下埋存”;2007 年,中石油设立重大科技专项“温室气体 CO<sub>2</sub> 资源化利用及地下埋存”和“吉林油田 CO<sub>2</sub> 提高采收率及地下埋存现场试验”。“十二五”,CO<sub>2</sub> 驱继续列入国家科技重大专项进行攻关

#### (二) CO<sub>2</sub> 驱油理论研究进展<sup>①</sup>

##### (1) 建立了原油 - CO<sub>2</sub> 相态特征与驱油机理实验评价体系

中石油在继承“973”研究成果基础上,以提高收率国家重点实验室为支撑,依托国家重大专项和股份公司基础研究平台,初步建立了原油 - CO<sub>2</sub> 体系相态特征和驱油机理的实验方法体系。

##### (2) 深化了陆相原油 - CO<sub>2</sub> 体系相态特征与驱油机理的认识

明确了如下认识:地层油 - CO<sub>2</sub> 体系混相条件及主控因素;混相机理;关键相态与状态参数及表征关系式;驱油机理和扩大波及体积机理等。

##### (3) 形成了适合 CO<sub>2</sub> 驱油的油藏工程方案优化设计方法

依托中石油重大专项示范工程区块,结合油藏地质研究成果,适合 CO<sub>2</sub> 驱油的油藏工程方案优化设计方法体系,包括井网优化、单井组精细模拟分析、驱替方式与扩大波及体积调控结合、CO<sub>2</sub> 驱数值模拟、产出 CO<sub>2</sub> 动态监测等。

<sup>①</sup> 资料来源于中国石油勘探开发院研究成果

#### (4) 完善了 CO<sub>2</sub> 驱油和埋存的评价模型

在分析评价影响因素的基础上,完善了 CO<sub>2</sub> 驱油与埋存的评价模型,包括影响因素分析模型和影响因素敏感性分析模版。

#### (5) 编制完善了 CO<sub>2</sub> 埋存量计算软件

利用该软件对吉林油田典型油区进行了评价,结果表明:适合混相驱地质储量为 6.96 亿吨,平均埋存系数为 0.146 t/t,采收率平均提高 12.0%。

### (三) CO<sub>2</sub> 驱油技术研究进展

#### (1) 建立了原油 - CO<sub>2</sub> 体系相态参数与 CO<sub>2</sub> 驱油机理测试技术

形成了地层油 - CO<sub>2</sub> 体系关键参数表征计算公式、CO<sub>2</sub> 驱油效率评价图版、精细刻画低渗透储层 CO<sub>2</sub> 驱的非均质界限。

#### (2) 建立了适合 CO<sub>2</sub> 驱油的油藏精细描述技术

#### (3) 研发了适合 CO<sub>2</sub> 驱油的油藏工程优化设计技术

初步形成了低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱的动态分析方法和初步形成了低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱的优化调控方案

### (四) CO<sub>2</sub> 驱油现场试验与效果

2008 年 11 月,大庆在榆树林油田三类井区,建设了全国首家 CO<sub>2</sub> 注气站,进行较大规模的 CO<sub>2</sub> 驱提高采收率试验。两年多来,日产油量自然递减为 0,同区块非 CO<sub>2</sub> 注入的井,自然递减已达 60%,推算 CO<sub>2</sub> 驱可提高采收率 20.1%,榆树林三类井区推广后,增加可采储量 113.45 万吨。

大庆油田开发应用了“CO<sub>2</sub> 泡沫压裂、吞吐和气举”等驱油技术,CO<sub>2</sub> 驱油技术已纳入大庆油田战略储备技术。

吉林油田,在黑 59 区块开展 CO<sub>2</sub> 驱油先导试验。2011 年 2 月,试验区累计注 12.4 万吨 CO<sub>2</sub>,90% 油井见效,日产量 50 t/d。

2007 年,中石化在胜利油田高 89 - 1 区块进行 CO<sub>2</sub> 驱油先导性试验,CO<sub>2</sub> 注入使对应的 5 口井日增油 2.1 吨,其中高 89 - 9 井日产量,从注入前的 4.5 吨,提高到目前的 9 吨,增长了 1 倍。

另外,我国也在其他油田如江苏、新疆、华北等选择区块进行了 CO<sub>2</sub> 提高采收率的试验,但是规模较小,持续时间也较短,效果不明显。

## 四、发展前景

### (一) 老油田“二次开发”的技术发展

美国成熟油田“焕发青春”的主要技术将是“CO<sub>2</sub> - EOR”技术、热力强化采

油技术及化学驱技术,其中新一代“CO<sub>2</sub> - EOR”技术具有显著的优势,是环境友好型技术,将是美国成熟油田主要的提高采收率技术。

我国老油田“二次开发”的主要技术有单砂体及内部构型精细刻画技术、以单砂体为基本单元的剩余油综合预测技术、层系井网重组优化技术、深部液流转向与化学调驱技术、新型化学剂化学驱技术、CO<sub>2</sub> 埋存与提高采收率技术。其中CO<sub>2</sub> 埋存与提高采收率技术是未来重点技术。

## (二) 老油田“二次开发”的远景效果

美国采用的新一代“CO<sub>2</sub> - EOR”技术有望将成熟油田的采收率从 33% 提高到 60% 以上,一些地质条件较好的储层可以达到 80% 以上。

初步研究,中国石油“二次开发”一期工程,目前,平均采收率 25% (不包括大庆油田,包括大庆是 34%),实施老油田“二次开发”后,最终达到 50%。预测表明,2010 年增加可采储量 1.3 亿吨,采收率达 36.4%,2020 年采收率达到 45.5%,2030 年以后采收率达到 50%。

## (三) 老油田“二次开发”的经济效益

美国新型的提高采收率技术,将使加州等六大地区的技术可采储量增加 404 亿桶,如果将该技术推广到美国所有成熟油田,将增加技术可采储量 1600 亿桶。按照 50% 转化为经济可采储量,油价 40 美元/桶计算,联邦政府和地方政府将分别增加税收 5600 亿美元和 2800 亿美元。

研究表明,中国石油“二次开发”一期工程,预计增加可采储量 9.1 亿吨,相当于勘探新发现地质储量 45 亿吨,可以节省勘探费用 1800 亿元的;按油价 80 美元/桶计算,可实现产值 41 608 亿元,按照 2006 年的纳税方法计算,可为国家创造税收 18 376 亿元。

## (四) CO<sub>2</sub> 驱油的发展前景

全世界适合“CO<sub>2</sub> 驱油”开发的石油资源,约为 430 ~ 860 亿吨(国际能源机构评价认为)。

据美国先进资源国际公司(ARI)估计,美国大面积采用回注 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术,有望多采出 59 亿吨石油。近期仅在得克萨斯州,通过注入 CO<sub>2</sub> 可多采出 7.8 亿吨石油,并可在地下储存 7 亿吨 CO<sub>2</sub>。按照油价 80 美元/桶计算,仅提高采收率,就可创造产值约 4368 亿美元。

据“中国陆上已开发油田提高采收率第二次潜力评价及发展战略研究”报告,在评价了 101.36 亿吨常规稀油储量中,一期适合 CO<sub>2</sub> 驱油的储量约为 12.3

亿吨,可增加可采储量约 1.6 亿吨。另外,我国已探明的 63.2 亿吨低渗透石油储量,尤其是其中有 50% 左右尚未动用的储量,CO<sub>2</sub> 比水驱具有更加明显的技术优势。

### (五) CO<sub>2</sub> 驱油的技术发展方向

(1) 应用和研究对象由常规稀油向复杂油气藏发展。与国外多数油藏相比,我国油藏条件复杂:原油粘度高、含蜡量高、凝固点高、非均质性强、低-特低渗透油藏和高温高盐油藏所占比例高、长期注水冲刷部位形成了不同程度的串流通道等,上述油藏都将成为我国 CO<sub>2</sub> 提高采收率的研究和应用对象。

(2) 由传统的主导技术向多样化技术发展

包括提高 CO<sub>2</sub> 吸附和滞留量的强化采油技术、针对我国油藏混相压力高特点的 CO<sub>2</sub> 近混相技术、CO<sub>2</sub> 深部调驱技术、低渗油藏 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术、稠油油藏 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术、高温高盐油藏 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术、CO<sub>2</sub> 提高天然气采收率技术、CO<sub>2</sub> 提高煤层气采收率技术等。

(3) CO<sub>2</sub> 提高采收率机理的深化和量化

由岩心尺度向孔隙尺度和分子尺度发展;由对流动和驱替现象的观测向微观物理化学本质及定量规律研究发展;由微观和宏观相对对立研究向微观与宏观的耦合发展。

(4) 单一 CO<sub>2</sub> 驱油技术向综合与复合技术发展

不仅考虑 CO<sub>2</sub> 提高采收率问题,还要考虑 CO<sub>2</sub> 埋存的地质问题,包括 CO<sub>2</sub> 注入速率和注入体积、驱油过程中 CO<sub>2</sub> 在油藏中的滞留率、驱油和埋存过程中 CO<sub>2</sub> 的监测等。将来的 CO<sub>2</sub> 驱油技术将是“最新一代 CO<sub>2</sub> 存储和提高采收率技术”。“最新一代 CO<sub>2</sub> 存储和提高采收技术”,将“提高采收率与 CO<sub>2</sub> 埋存”相结合,通过采用创新的驱替设计、精细流度控制 CO<sub>2</sub> 注入体积和实时控制、诊断驱替动态等技术,比较目前 CO<sub>2</sub> 驱油技术,可提高采收率 1 倍以上。

## 结 束 语

老油田是个宝,依然宝刀不老。老油田“二次开发”是一项系统工程,是对现行传统开发思路与认识的突破与超越,是对目前开发体系全方位、深层次的改造与创新,是中国石油开发理念的实践和发展,集中体现了油田开发价值观的重大变化。

CO<sub>2</sub> 驱油在国外是一项成熟的环境友好型技术。目前,在中国,“CO<sub>2</sub> 驱油”还是一项前瞻性、战略性的技术,也是老油田“二次开发”的最重要的关键技术之一,可提高油田采收率 7% ~ 15%。试验成熟化后,将是未来油田提高采收率

的主体技术之一。



**胡文瑞** 1950年生,汉族,中共党员,甘肃平凉人。东北石油大学毕业,教授级高级工程师,博士生导师,国务院特殊津贴专家。曾任长庆石油勘探局局长,长庆油田公司总经理,中国石油勘探生产公司总经理、股份公司副总裁。现任中国矿业联合会副会长,中国企业技术进步工作委员会副主任委员。

长期从事非常规低渗透油气田勘探开发和工程管理工作。提出“低成本二元集成创新”,主持建成了我国首个大型特低渗透的安塞油田;创立“三个重新认识”,主持发现了中国唯一超万亿立方米的苏里格气田;确立了非常规低渗透油气田勘探开发的技术体系和工程建设模式、管理理论、工作程序与方法;提出并组织了中国石油十项重大开发技术试验和老油田“二次开发”工程。对长庆油田和中国石油储量、产量快速增长起了关键作用,使我国非常规油气资源开发走在了世界前列。

曾获国家科技进步一、二等奖各1项,国家级企业管理现代化创新成果奖一等奖1项、二等奖2项,国家优秀设计金奖1项,省部级科技进步特等奖4项。出版专著《宏观引导法概论》、《全控网络管理论》、《鄂尔多斯盆地油气勘探开发理论与技术》、《低渗透油气田概论》(上册)等5部,发表论文57篇。2011年当选为中国工程院院士。

# 绿色开采与循环经济

## —中煤平朔公司的探索与实践

伊茂森

中煤平朔集团

21世纪以来,发展循环经济已成为煤炭行业践行科学发展观的重大举措,成为落实节约资源、保护环境基本国策的重要手段,成为推动转型发展、拓展产业发展空间的重要途径。中煤平朔公司是目前我国规模最大、资源回收率最高、多项指标位居国内领先水平的露井联采特大型煤炭企业,多年来一直致力于发展循环经济,转变资源利用方式,推进资源节约、环境友好型企业发展。本文仅结合中煤平朔公司实际,就煤炭行业发展绿色开采与资源循环利用产业的体会进行简要回顾与分析。

### 一、绿色开采与资源循环利用是煤炭行业发展 循环经济的两个重要组成部分

“十一五”以来,我国煤炭行业的发展理念、发展模式发生了重大改变,在国家加快经济发展方式转变的宏观政策推动下,转变传统粗放的开采、加工和资源利用方式,推进绿色开采、建设生态矿山,发展以煤炭资源清洁利用为基础的多元产业,已经成为一种大趋势。这是对以煤为基础的循环经济产业理论的升华,为提升煤炭工业发展的科学化水平奠定了坚实的基础。

目前,理论界对资源循环利用是煤炭行业发展循环经济的重要组成部分已经形成共识,但对绿色开采的内涵及绿色开采与循环经济的关系尚有不同的见解。我们认为,从广义资源视角分析,绿色开采与循环经济是一脉相承的,是在煤炭开采环节发展循环经济的具体体现。

《中华人民共和国循环经济促进法》中给出了循环经济的定义,即“本法所称循环经济,是指在生产、流通和消费等过程中进行的减量化、再利用、资源化活动的总称”。其宗旨是减少资源消耗和废物产生,将废物直接利用、作为原料利用或再生利用,其目的是提高资源利用效率,保护和改善环境,实现可持续发展。

以钱鸣高院士为代表的绿色开采研究者认为,煤炭资源的绿色开采及相应

的绿色开采技术,在基本概念上是从广义资源的角度认识和对待煤、瓦斯、地下水、土地、矸石等一切可以利用的资源,其基本出发点是防止或尽可能减轻开采煤炭对环境和其他资源的破坏及不良影响,目标是取得最佳的经济效益、环境效益和社会效益。由此可见,循环经济与绿色开采在资源视角、行动取向和目的上都是一致的。

循环经济在表现形式上是资源循环利用,特征是摒弃传统“资源-产品-废弃物”的线性过程,建立“资源-产品-资源”的循环利用过程。而绿色开采以及相应的绿色开采技术,本质上就是一种基于可持续发展观的煤炭开采模式。一方面,强调通过绿色开采技术和清洁生产手段提高煤炭资源、伴生资源及开采过程中的废弃资源的利用效率;另一方面,强调生态环境资源的可持续利用。我们从矿区“采煤废弃物(煤矸石、矿井水等)-资源化-综合利用产品”及“生态环境资源-采矿生态破坏和环境损耗-生态修复环境治理”的表现形式上看,绿色开采与循环经济也是相同的。

近年来,在国家发展改革委、国土资源部和环境保护部等有关部委的组织和推动下,煤炭行业发展循环经济取得了显著成果。截止2011年底,全国有11家煤炭企业进入国家循环经济试点企业行列,出现了一些典型模式。如,冀中能源集团公司初步实现了煤矿“产煤不见煤、排矸不提矸、用水不排水、出煤不烧煤”的发展模式;新汶矿业集团形成了“源头矸石换煤-过程综合利用-废弃物吃干榨净”的绿色开采模式,被国家发展改革委确认为“全国煤炭系统循环经济典型模式”;同煤塔山创造了“一矿八厂一条路”、三条循环链组成的循环经济园区,被业界专家赞誉为代表了中国煤炭工业、能源工业和资源型企业未来发展方向的现代化工业园区。

## 二、中煤平朔公司推进绿色开采的实践与体会

中煤平朔公司是国内首家单一矿区露井联采特大型煤炭企业,现有安太堡、安家岭、东露天矿三座特大型露天煤矿,井工一矿、井工二矿、井工三矿、井东煤业四座大型现代化矿井,五座配套洗煤厂,三条铁路专用线和正在建设的和进入筹备阶段的朔南矿区。1985年建设的安太堡露天煤矿是我国改革开放后的第一个也是当时最大的中外合作项目,被誉为“中国改革开放的试验田”。1999年开工的安家岭露天矿是中煤平朔公司自行设计、自主建设的第二座大型现代化露天煤矿,实现了投资减半、产量翻番的创举,成为中国煤炭工业建设史上的新标杆。正在建设的东露天矿又将成为工艺技术创新和发展循环经济的典范。中煤平朔公司20多年的建设发展历程证明,绿色开采是提高资源利用效率、解决煤炭开采环境问题的根本出路,是以科学发展观统领煤炭行业发展、努力建设资

源节约型和环境友好型社会的必然要求。

## （一）绿色开采的内涵与技术体系

绿色开采的概念和技术体系是在煤炭行业改变传统开采模式弊端的过程中逐渐发展起来的。经过多年实践,我们对绿色开采有了一些新认识。

### 1. 对绿色开采内涵的再认识

目前,国内绿色开采概念大多从技术角度提出,强调的是绿色开采技术,很少有人提及绿色开采模式;强调尽可能减轻开采煤炭对环境和其他资源的破坏及不良影响,但没有给出采煤对生态环境破坏和影响的限度,是不完整的。结合中煤平朔公司的实践,我们对绿色开采的内涵进行了研究和探索。

我们给出的定义是:绿色开采,是指在安全生产基础上,应用消耗少、扰动少、排放少、可修复、回收率高的资源开采技术,建立资源开采与生态环境和谐发展的开采模式。包括五个要点:

——应用先进的生产工艺,规模化、专业化、节约化的生产方式,广泛采用节能降耗设备,实现精细化管理,最大限度地减少资源消耗,实现投入少,产出高,高效生产的目标。

——应用生态环境扰动少的资源开采工艺和技术,防止或尽可能减轻开采对生态环境和其他资源的不良影响,使采矿生态破坏、环境损耗控制在可修复的限度内,实现开采过程中单位资源产出生态环境影响最小的目标。

——应用废弃物产生量少、排放量少的资源开采、洗选加工工艺和技术,尽可能多地实施对矿山废弃物的资源化再利用,实现矿山开采过程中废弃物产生最少、排放最少的目标。

——减轻对自然生态的破坏,通过生态及环境治理,修复、改善、提升自然环境的再生能力,建立工业文明与生态文明的良性互动机制,实现自然环境可修复与再提升的目标。

——最大限度地提高资源(包括共伴生资源)回收率,实现资源开发效率最高的目标。

在上述基础上,以循环经济理念指导编制资源开采和生态环境治理规划,建立资源开采和生态环境和谐共存的产业模式,形成综合考虑资源效率与环境影响的现代开采模式,实现矿山开采过程中经济效益、环境效益、社会效益协调优化目标。

### 2. 绿色开采技术体系

绿色开采涉及煤炭资源开采的生产规划设计、生产方式选择、生产要素布置、生产效率提高、资源综合开发以及实现矿山开采与环境协调的整个过程。钱

鸣高院士提出了井工煤矿绿色开采技术体系(如图1),赵浩等学者提出了露天煤矿绿色开采技术体系。中煤平朔公司结合实际,在技术创新方面做了有益探索,丰富和完善了露天煤矿绿色开采技术体系(如图2)。

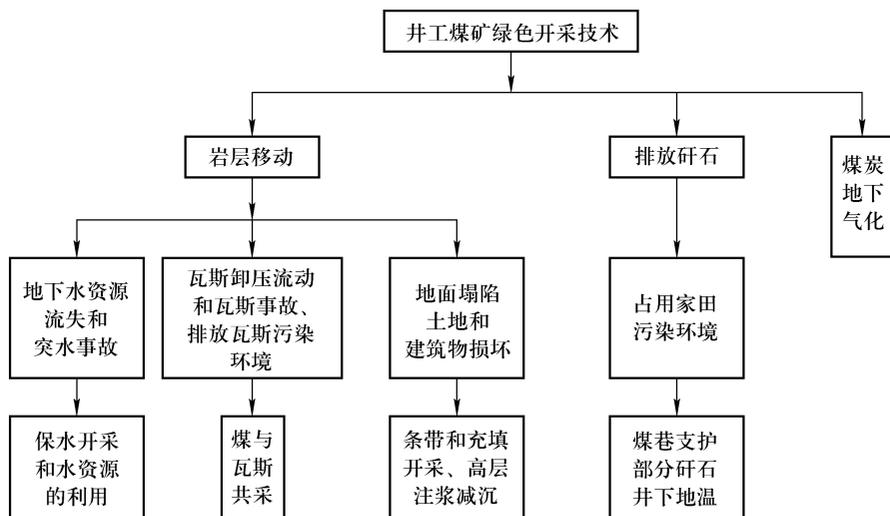


图1 井工煤矿绿色开采技术体系

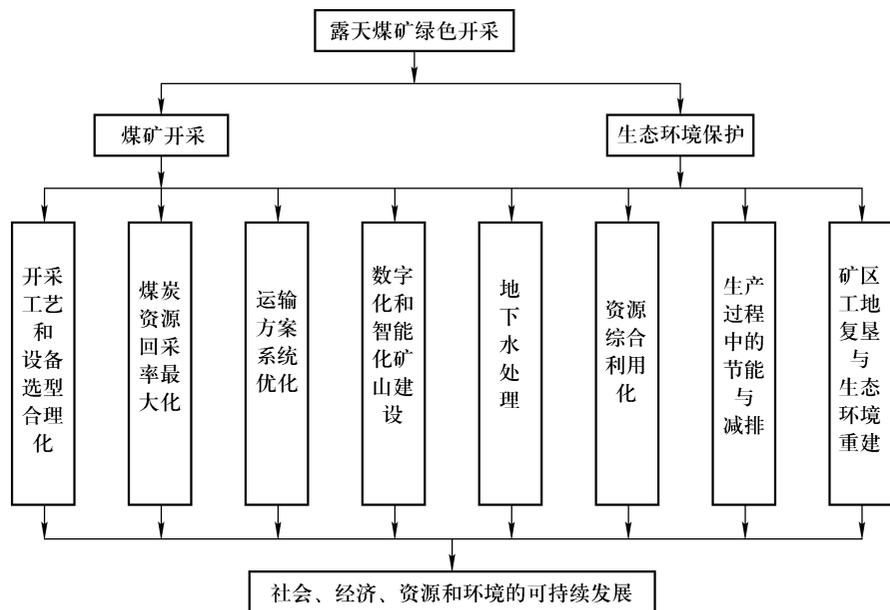


图2 露天煤矿绿色开采体系

## (二) 探索与成效

长期以来,中煤平朔公司秉承循环经济理念,在露井联采、技术创新、清洁生产、土地复垦与生态修复方面进行了一系列的探索和实践,形成了较完整的绿色开采体系。目前,资源回收率达到国内领先水平,土地复垦成为国内煤炭行业的典范。

### 1. 规划引领

煤炭是一种可耗竭资源,在我国能源消费中占据重要地位。实践证明,提高煤炭资源回采率、减少采煤生态破坏和环境影响,必须从规划阶段着手。为了实现尽最大可能回收资源的目标,根据平朔矿区煤炭赋存条件,我们创新性地编制露井联采规划,实现了近水平煤层露井联合开采,为中煤平朔公司原煤产量超亿吨做出了重大贡献。

浅部整装区域、剥采比合理区域采用大型露天开采。采用“单斗电铲-卡车”间断开采工艺及半连续工艺,矿坑分区开采,条区尺寸优化,减小边帮压煤,机械化程度100%,资源回收率超过95%。采用条区间内排回填工艺,减少外排占地,生产过程基本不外排剥离物,减少了生态破坏和环境污染。

合理安排井工开采。为了解决露天开采排土场、边坡压煤和部分区域露天方式难以开采问题,我们按照露井联采思路,确定了露天与井工相邻区域开采顺序及安全距离、边坡稳定研究与治理等一系列研究项目,成功解决了露天矿基建时的部分外排土场压煤、最终边坡压煤及部分区域露天无法开采的难题,形成了露井联采安全高效成套生产技术,井工矿工作面资源回收率达到85%,填补了国际采煤领域的空白,为我国类似条件下煤炭安全、高效开采提供了样板和技术支持。

### 2. 技术创新

中煤平朔公司始终把技术创新摆在企业发展的重要位置,持续开展产学研活动,组织相关院校、设计研究单位进行综采放顶煤工艺、年产千万吨级综采成套装备、露天煤矿剥采工艺更新改进、露井联合开采关键技术和露天排土场生态治理复垦等关键技术研究,有效解决了制约绿色开采的技术瓶颈。露井联采关键技术获得2010年煤炭工业科学技术奖一等奖。

(1) 露井联采技术。中煤平朔公司露井联采主要有三大特点:一是采用井工方式开采露天矿边坡压煤和排土场压煤,提高煤炭资源的回收率;二是露井联采可就近安排露天矿排土场,可减少露天矿排土运输距离,降低基建和运输成本;三是露井联采使露天矿排土场与井工开采土地沉陷区重合,可大幅度减少采煤土地破坏面积,可就近利用丰富的剥离黄土开展土地复垦工作。

**案例 1** 安家岭露天矿首采区利用了安太堡矿内排土场留下的一条南北向沟道,减小剥离 6000 万立方米。在基建外排土场下部建设一号井工矿——上窑采区,采出煤炭 4200 万 t。安家岭二号井工矿开采安太堡南寺沟排土场下压煤,回收 4、9 号煤 6000 万 t。按照开采方案,二号井将在近期开采 11 号煤,这在朔州地区尚属首例。

**案例 2** 安太堡矿在二采区西北帮靠界时,没有全部内排,而是有意识地留出一个“锅”形坑并形成运输道路,为实施边帮井工开采提供了条件。初期小规模开采,采出边帮压煤 600 万 t,经过不断发展,建成了大型井工矿,实施放顶煤综采。

**案例 3** 露天开采开挖形成边坡后,为建井工矿平硐和斜井提供了条件,降低了建矿成本,减少了矿井生产期运输成本,二号井、井东矿都是利用露天开采形成的煤层台阶面建设的平硐和斜井。

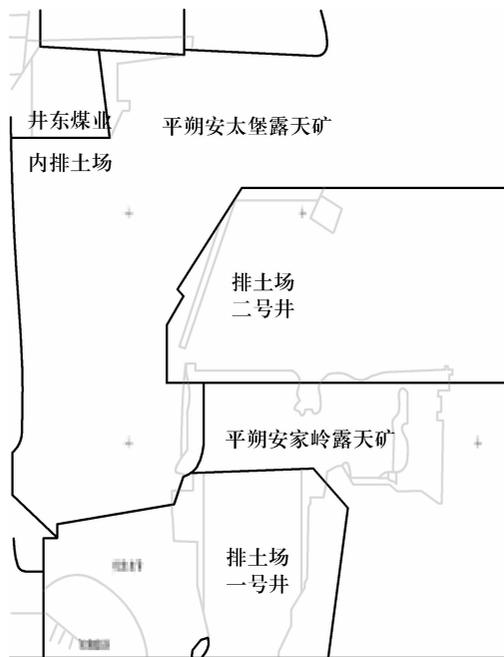


图 3 平朔露井联采区域关系图

(2) 端帮靠帮开采技术。端帮靠帮开采是通过在一定时期内快采快填,提高露天矿端帮边坡角,增加煤炭资源回收,减少土地占用,提高开采经济效益的有效途径。安太堡和安家岭露天煤矿实施了端帮靠帮开采,端帮角度从  $34^\circ$  提高到了  $38^\circ$ ,采区少占土地 900 余亩,平均每年回收端帮压煤 60 万 t。

(3) 时效边坡技术。时效边坡技术是露天矿采用边坡动态分析与控制技

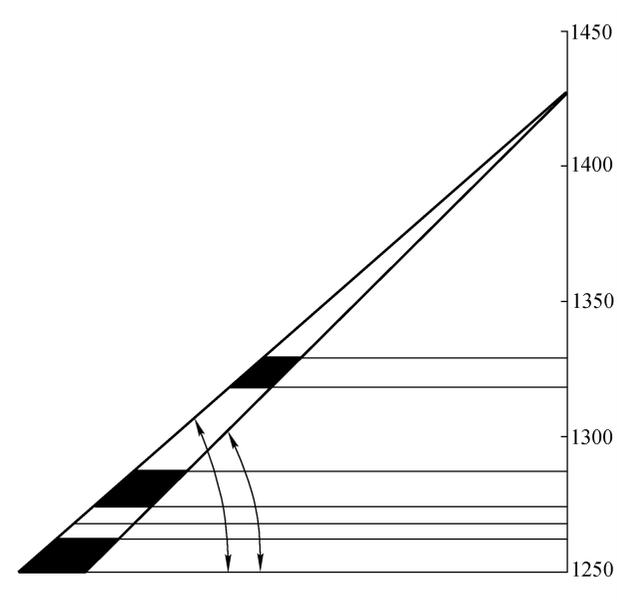


图4 端帮靠帮开采断面图

术,调整采矿参数,控制边坡暴露面积和暴露时间,实现易滑区煤炭资源的安全回采技术。中煤平朔公司开展了露天矿工作帮动态稳定性研究,建立非对称地应力组合拱墙卸载模型,为确定合理开采参数和最佳回填时间提供了理论依据,总结出“短工作线、高强度推进、快速回填”时效边坡安全回采技术。

(4) 露天矿运输系统技术。在开拓运输系统相继采用了中间搭桥技术、反向排土、树枝型等技术,降低运距和成本。

中间搭桥技术,是指露天煤矿工作帮的推进过程中对采场端帮进行靠帮开采,内排土通路通过搭建横跨采空区的中间桥连接的开拓运输系统设置技术。搭桥方式有三种:中间搭单桥、中间搭双桥、混合式搭桥。通过中间搭桥技术,可以减少剥离物运距0.6~0.7公里。

转向期运输系统设置技术,包括反向排土和树枝状运输系统。安太堡露天煤矿在新采区和旧采区间搭桥内排,建立反向内排土场和“树枝状”运输系统,剥离物沿中间桥运送至内排土场,平均缩短剥离物运距2.1公里,节约运费9450万元,节约土地150余亩。

(5) 回采小煤窑破坏的资源技术。在安太堡露天矿开采过程中,遭遇了多处大面积原地方小煤矿的采空区,给正常开采带来了诸多安全隐患。

2009~2010年间,中煤平朔公司与中国矿业大学合作开展火区和采空区探测、灭火与防塌陷处理、小窑采空区剥离与煤炭开采方法和杂质处理等项目,形成了一套比较完整的复采小窑遗留资源的理论体系和操作规范,实际回收阳圈

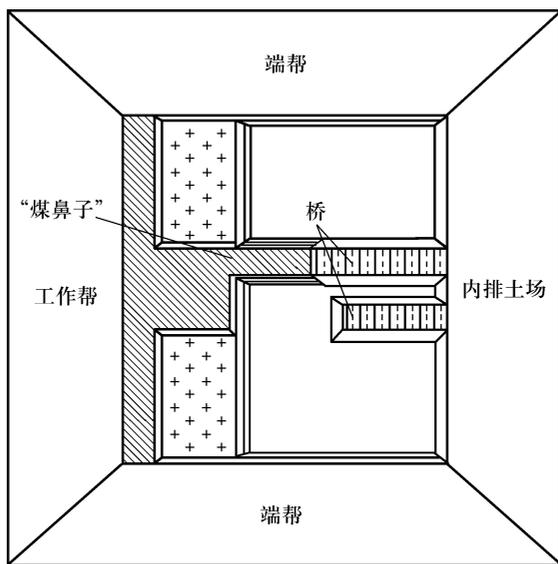


图5 中间搭桥平面图

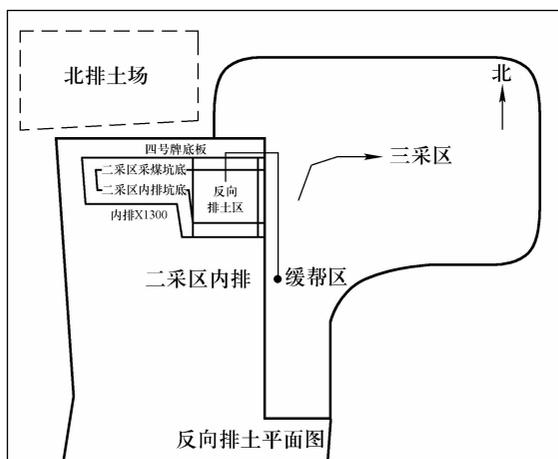


图6 反向排土平面图

煤矿采空区煤炭 480 万 t。实践证明,用露天开采方式回采井工小煤窑破坏的煤炭资源和边角资源,大约可回收井工矿田内 95% 以上的资源,这项技术对促进全国煤炭资源整合工作有重要意义。

(6) 坑内半移动破碎站运煤工艺。安太堡、东露天矿相继使用了坑内半移动破碎站+巷道运煤工艺。2010年,安太堡实施坑内卡车-工作面端帮刮板输送机-半移动破碎站+巷道胶带运煤工艺,这是在国内外的首创。在系统中,卡车负责采煤工作面平均 800 米的运输,破碎站位于采煤工作面一端,每隔 3 个月向前移设一次,之后通过“端帮平巷胶带-端帮地下平巷-斜井胶带-地面胶

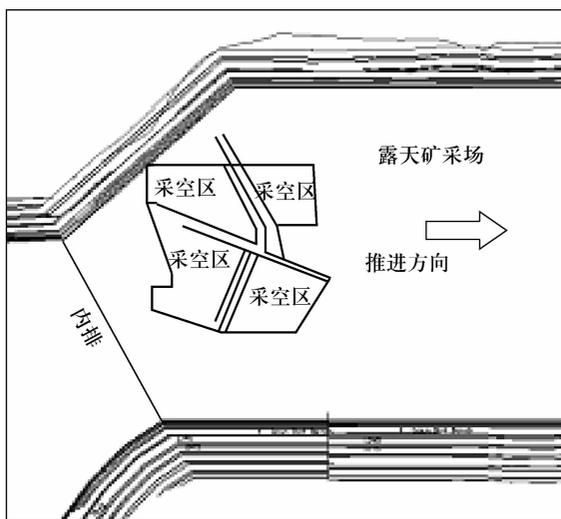


图7 露天矿回采小窑平面图

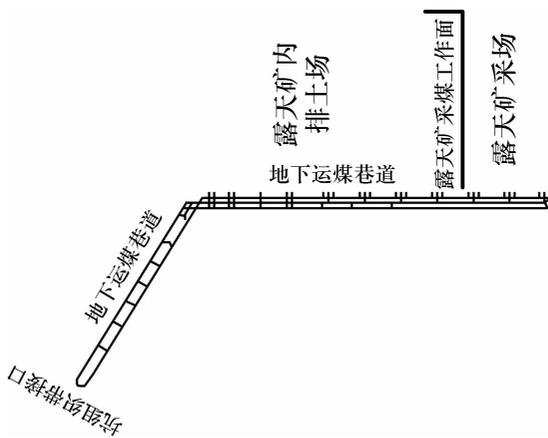


图8 坑内半连续运煤工艺平面图

带”替代卡车运输,提高了内排运煤沟道水平,增加了排土空间。2011年,半移动破碎站运煤工艺在东露天投入使用。据统计,与传统工艺相比,两露天矿采用半移动破碎站运煤工艺,各节约卡车12台,年减少柴油消耗7200 t,减少二氧化碳排放1.9万 t。目前,安家岭露天矿正在进行类似系统的设计。

(7) 全移动破碎机—胶带半连续工艺。东露天矿在国内首次采用“单斗挖掘机—移动式破碎站—带式输送机—排土机”剥离半连续开采工艺,破碎站能力10 000 t/小时,系统能力1450万 m<sup>3</sup>/年。用移动式破碎站及胶带系统代替矿用卡车,可节约柴油1.1万 t,节约道路洒水18万 m<sup>3</sup>,减少二氧化碳排放2.9万 t,并具有降低成本、提高工效和改善安全生产状况的功效。

### 3. 清洁生产

中煤平朔公司积极推进清洁生产,完善清洁生产岗位制度、标准化采购制度和审计制度,开展了多种多样的清洁生产活动,通过了 ISO14001 标准环境管理体系认证。

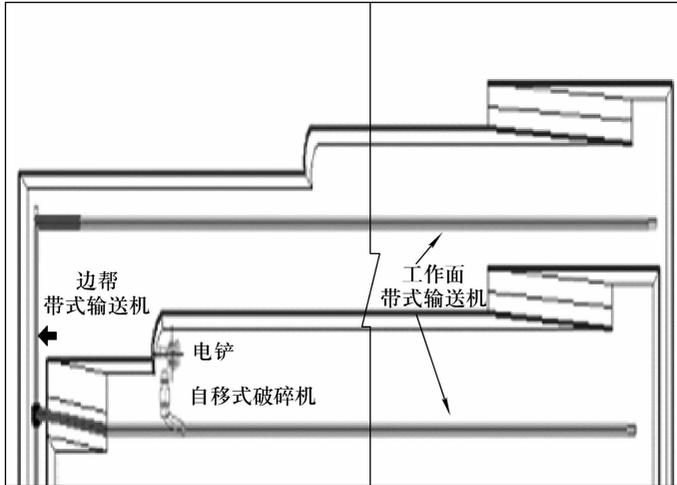


图9 自移式破碎机半连续开采工艺系统平面图

(1) 煤炭洗选。5个选煤厂全部采用全重介洗选工艺,全闭路循环、自动化生产,原煤全部入洗。选煤产生的煤泥经浓缩、加压过滤处理全部回收。2011年回收煤泥1000万t全部外销,取得了良好的经济效益和社会效益。

(2) 矿井水回用。在平朔矿区配套建成各类污废水处理设施14座,日处理规模达73345 m<sup>3</sup>,主要为选煤厂和井工矿生产、露天矿道路洒水和绿化提供水源。从2006年至今,累计复用水量6700万m<sup>3</sup>,每年少消耗1095万m<sup>3</sup>新鲜水,有效保护了水资源。

### 4. 土地复垦

2007年山西实施煤炭工业可持续发展政策试点之前,中煤平朔公司按年度列支土地复垦资金,开创了国内矿区土地复垦成本纳入生产成本的先河。之后,依据相关政策按吨煤10元足额提取矿山环境恢复治理保证金。截止2011年底,累计投入土地复垦资金8亿多元,完成土地复垦面积3万余亩,土地复垦率达50%以上。复垦后土壤侵蚀模数由原地貌8000 t/(km<sup>2</sup>·a)左右减少到3478 t/(km<sup>2</sup>·a)以下,排土场平台容重由1.8 g/cm<sup>3</sup>降为1.4 g/cm<sup>3</sup>左右,表面疏松后比表层压实的平台减少径流56%,草灌乔覆盖度达80%~90%,复垦种植后降风速40%左右,南排土场获得国家级生态复垦示范区的荣誉称号。

## 5. 数字化和智能化矿山建设

中煤平朔公司大力推进信息化和数字矿山建设,2011年完成了井工一矿数字化矿山系统、露天矿卡车调度系统、原煤提运中心皮带无人值守、办公自动化OA升级及移动办公系统、洗选中心MES(生产执行)、物供中心立体化仓库系统建设。目前,正在推进公司自动化集成系统、设备资产全寿命管理EAM系统、地理信息系统平台建设,开展洗煤厂自动化系统和生产安全监控系统功能提升等项目研究。通过推动数字化和智能化建设,中煤平朔公司的安全生产保障能力得到提升,降低了生产成本,提高了生产效率,强化了生态环境保护。

## 三、中煤平朔公司资源循环利用产业发展探索

绿色开采活动为拓展资源循环利用产业奠定了良好的基础。中煤平朔公司坚持以循环经济理念指导产业开发,遵循“减量化、再利用、资源化”原则,坚持“高起点、高目标、高质量、高效率、高效益”,以技术创新为动力,持续不断地发展煤-电、煤-化、粉煤灰煤矸石综合利用和生态产业链条,初步形成了以煤炭为基础、以煤矸石及煤系伴生资源综合利用和生态农业一体化的多元产业结构,为我国露天煤炭采区发展资源循环利用产业探索了可供借鉴的成功经验。

### (一) 煤炭企业资源循环利用的产业特征

近年来,在科学发展的推动下,我国煤炭工业发展理念发生了很大变化,资源循环利用产业成为煤炭工业结构调整和转型发展的重要载体。煤炭企业发展资源循环利用产业,取决于所拥有的资源种类及其资源特性,以及所选择的流动方式和基本规律,但拥有不同煤种及伴生资源的企业在关键环节和推进途径的选择上有其共性特征。

#### 1. 资源循环利用的产业化特征

煤炭企业涉及的资源大致分为三类:一是开采对象,煤炭资源和与煤伴生的煤层气、硅、铝、铁等矿产资源;二是资源开采、加工、运输、转化过程中投入的资源;三是上述生产活动过程影响的生态环境资源,主要有土地、植被、水、景观、环境等。

资源能否循环利用,主要取决于资源种类、流动方式和现有技术水平下的代谢特征。一般来说,主要有“资源-资源-资源”、“资源-废弃物-资源”、“资源-资源-资源化”三种资源代谢方式。如,毛煤-原煤-洗煤或洁净煤制品属于第一种代谢方式,新鲜水-污水-回用属于第二种代谢方式,煤矸石-发电煤灰-废渣建材属于第三种代谢方式。

资源循环利用能否形成产业,主要取决于四个因素:一是市场,二是技术,三

是规模,四是政策。如,平原地区、大城市附近的煤矸石、粉煤灰建材产品市场需求空间大,人口稀少的山区对这些废渣建材很少有需求;规模大的高瓦斯矿井可以发展瓦斯气产业化利用,而小矿井的井下瓦斯气很难利用;伴生矿产资源回收主要取决于规模,从废渣中提取贵金属主要取决于产业化技术的先进程度,大型煤电、煤化工项目主要取决于国家产业政策。

资源代谢流程的组成方式决定了资源循环利用的产业特征。一般来说,煤炭资源产品的洁净化、矿井水集约循环利用、煤矸石综合利用和土地复垦是煤炭企业发展资源循环利用产业的基本环节。不同煤炭企业依据煤炭及伴生资源种类和特性差异,以及与上述基本环节构成的不同代谢流程,发展特色的资源循环利用产业,如煤-电、煤-焦、煤-化、煤-煤矸石建材等。

## 2. 煤炭企业资源循环利用产业耦合特征

国外对资源循环利用理论研究较早,所以在资源循环利用产业方面的实践较多,例如世界著名的循环生态园区丹麦的卡伦堡工业园区,通过工业共生和代谢生态群落关系,使循环经济获得了成功,形成了著名的“卡伦堡共生体系”模式。20世纪90年代里约热内卢环发大会召开之后,资源循环利用理论逐渐为世界各国所认同,美国、日本等发达国家也相继走上发展资源循环利用产业的道路,并获得巨大成效。

与卡伦堡共生体系相类似,国内大型煤炭企业大多遵循以煤为基、多元循环发展道路,注重不同资源循环利用产业链之间的共生和代谢生态群落关系,通过横向耦合形成了以煤炭延伸产业为主导,煤炭延伸产业链与各种资源循环利用产业链之间资源代谢流程网状联系的产业共生体系。如,被国家发展改革委确认为“全国煤炭系统循环经济典型模式”的新汶矿业集团、被业界专家赞誉为代表了中国煤炭工业、能源工业和资源型企业未来发展方向的同煤塔山园区,就是其中具有代表性的典范。

## (二) 资源循环利用产业的平朔实践

多年来,中煤平朔公司在做大做强煤炭主业的同时,不断推进废水集约化利用、低热值煤综合利用、劣质煤高效转化、废渣综合利用高端产品开发及生态产业发展,初步呈现出资源循环利用产业多元链状发展态势。

### 1. 清洁煤产业

中煤平朔公司依托丰富的煤炭资源,坚持走清洁化生产道路,形成了“原煤配采-全部入洗-洗煤厂在线配煤-清洁煤销售”主营业务产业链。原煤产量由2001年的2180万t提高到2011年的10921万t,增长4.01倍;销售收入由25.66亿元提高到343亿元,增长12.37倍。现生产洗精煤、洗混煤、平混煤三大

系列十个品种,已建成两条铁路专用线,截止 2011 年底,累计生产原煤 8.6 亿 t,外运商品煤 6.5 亿 t,产品销往国内沿海地区 10 多个省市和台湾、日本、韩国,成为我国重要的动力煤供应商。根据规划,中煤平朔公司将通过扩能改造、新建矿井、联合改造地方煤矿,稳步推进矿区建设,预计到“十二五”末,煤炭产能达到 1.45 亿 t。

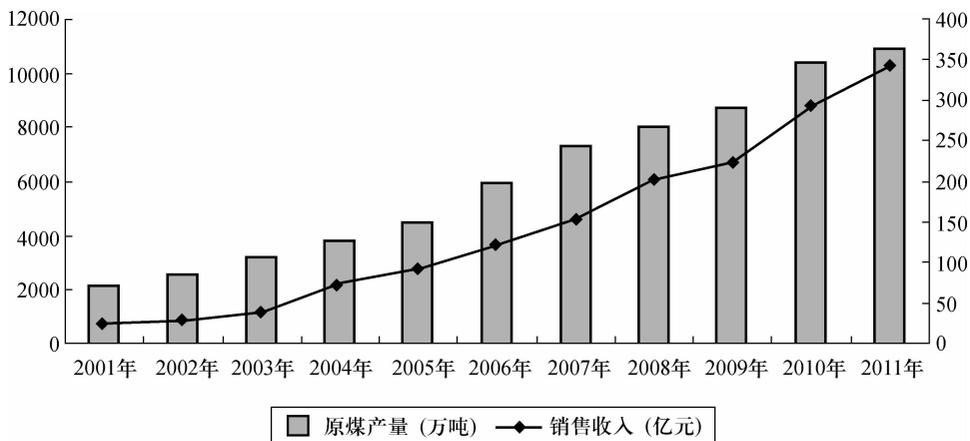


图 10 中煤平朔公司 2001 ~ 2011 年原煤产量、销售收入情况

## 2. 低热值煤发电产业

平朔矿区原煤灰分高达 35% 左右,要经过全部入洗后才能销售,因此精煤洗出率只有 71%,洗选加工后煤矸石等副产品产出量大,2011 年煤矸石等洗煤副产品约 4000 万 t,2015 年将达到 6000 万 t,具有发展低热值煤大型坑口发电基地的有利条件。

为了减少低热值煤外运量,缓解铁路运输压力,提高煤矸石综合利用效率,中煤平朔公司建成运营 4 座煤矸石综合利用电厂,总装机容量 1070 MW,采用循环流化床锅炉先进发电技术,每年消耗煤矸石和劣质煤约 480 万 t,采用平朔城区污水处理后作为发电冷却水,实现了废水零排放。

按照《我国国民经济与社会发展“十二五”规划纲要》建设山西等国家综合能源基地的要求,落实国家《煤炭工业发展“十二五”规划》推进煤电一体化发展的部署,公司规划投资 420 亿元,新建 6 座总装机容量 8000 MW 的煤矸石综合利用电厂、1 座装机容量 1200 MW 的低热值煤电厂。达产后年可利用煤矸石 2500 万 t、洗中煤和煤泥 2900 万 t,年可减少土地占用 1400 亩,减排 CO<sub>2</sub> 90 万 t、SO<sub>2</sub> 84 万 t,有良好的经济和环境效益,成为我国最大的低热值煤发电基地。

## 3. 高硫煤化工产业

中煤平朔公司露天矿每年剥离量高达 3 亿 m<sup>3</sup>,剥离表土岩石中含有大量的

薄层煤、风氧化煤,矿区还有部分国家限制开采的高硫、高灰煤,利用这些劣质煤发展煤化工产业,不仅可节约资源,还具有较大的经济效益、环境效益和社会效益。

从上世纪90年代开始,中煤平朔公司持续推进劣质煤综合利用产业发展,在平安化肥公司基础上连续实施技术改造,采用煤气化工艺生产硝酸铵、碳铵及合成氨产品,目前形成年产碳铵2万t、合成氨3万t、多孔硝酸铵6万t的生产能力,产品定向供应,经济效益较好。

中煤平朔公司坚持以煤为基、多元发展战略,把劣质煤煤化工作为现阶段转型发展的重要方向,以平朔矿区高硫、高灰、高挥发份、高灰熔点、中低热值劣质煤为原料,启动了年产30万t合成氨、40万t硝酸铵、联产1.1亿Nm<sup>3</sup>液化天然气的示范项目。预计投产后,实现年销售收入14.73亿元、利润5.48亿元。之后,公司将启动劣质煤综合利用二期项目,逐渐形成硝基化工、煤制烯烃、煤制芳烃产业链条,发展成为区域重要的劣质煤化工生产基地。

#### 4. 废渣综合利用产业

燃煤发电粉煤灰属于大宗废弃物,量大面广,目前粉煤灰综合利用多用于建材,产品附加值低,市场半径小,难于大规模利用。据统计,目前我国粉煤灰堆存量高达14亿t,每年以上亿吨的速度增长,不仅压占大量的土地资源,也是区域扬尘和地下水污染的重要根源。

平朔矿区电厂煤灰中含氧化硅48.05%、氧化铝42.4%,具有大规模、产业化发展粉煤灰提取氧化铝、白炭黑的资源条件。为了破解粉煤灰产业化利用难题,中煤平朔公司成立了专门的研发中心,自主创新研发粉煤灰提取白炭黑-氧化铝技术,2007年通过了山西省科学技术厅主持的成果鉴定,2009年通过了半工业试验验收。目前20万t高铝粉煤灰提取氧化铝联产白炭黑示范项目已开工建设。据初步测算,应用中煤平朔公司自主创新技术,单位高铝粉煤灰中可提取20%的白炭黑、40%的氧化铝,剩余废渣可用于循环硫化床锅炉脱流剂或水泥厂原料。目前,该项目被列为山西省综改标杆项目,受到党和国家领导人以及山西省委、省政府的高度重视。

该项目将开创粉煤灰高端产品产业化利用的新途径,彻底改变粉煤灰污染环境的“废弃物”资源属性。项目成功之后,中煤平朔公司将整合现有利用剥离层回收高岭土、石材和煤矸石、粉煤灰废渣建材项目,规模化布局高铝粉煤灰提取氧化铝联产白炭黑项目,构建新型的煤-电-材(原材料、建材)产业链条,建成我国煤炭矿区废渣综合利用示范基地。

#### 5. 生态产业

中煤平朔公司主动承担社会责任,坚持煤炭开采与生态重建、土地复垦一体化,积极恢复矿区生态系统,把发展生态产业作为地面绿色产业发展的重要组成

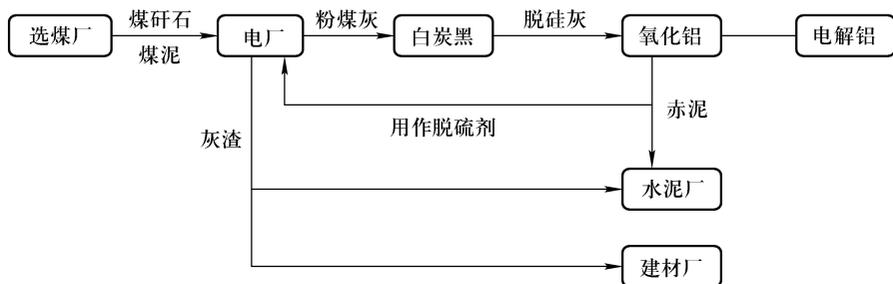


图 11 煤—电—材(原材料、建材)产业链示意图

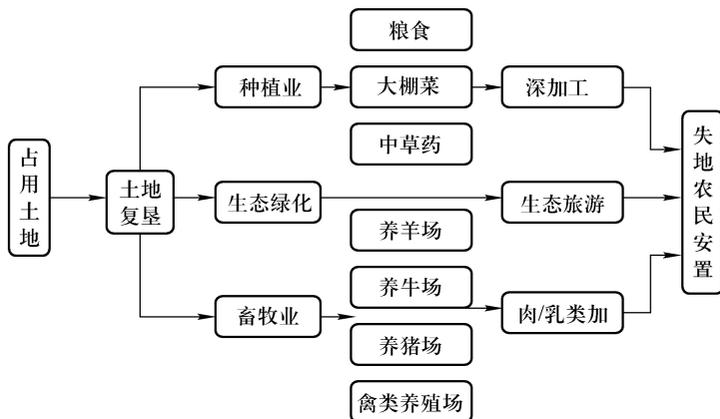


图 12 中煤平朔公司复垦土地—现代生态农业示意图

部分,取得了很大成效。中煤平朔公司利用复垦土地发展生态农业的做法,得到了国家领导、政府有关部门的赞誉,为大型煤炭企业的绿色增长和生态文明建设树立了典范,为大型露天煤矿生态治理提供了有益经验。

主动承担责任,高起点谋划生态产业。自 1985 年建矿以来,中煤平朔公司坚持在开展土地复垦的基础上,高起点谋划生态农业发展,编制了综合开发利用矿区复垦土地发展生态农业的动态发展规划。充分利用矿区的资源优势、资金优势和管理优势,整合地下与地上资源,以产业为支撑,对矿区内土地资源进行合理规划,合理布局,确定了种植业、养殖业、加工业、旅游业的空间布局。实施现代生态农业产业示范工程,积极开发矿区生态旅游,形成了“复垦土地—现代生态农业”的资源循环利用产业模式。

坚持科技创新,高标准开发生态产业。中煤平朔公司先后与山西农业大学、山西省生物研究所、山西省科委、中国地质大学等联合承担了国家“八五”、“九五”、国家自然科学基金等生态重建与土地资源综合利用等重大课题,与中国地质大学共建土地资源可持续利用产学研基地,攻克了原地貌上不常见的“地貌重

塑、土壤重构、植被重建、景观再现与生态系统建设,生物多样性重组与保护”、新造地水土流失防治与环境灾害控制综合集成技术等,创造了“采、运、排、复垦”一条龙作业法,改善地貌特征,填埋了沟壑,利于形成农田,控制了排土场的水土流失,彻底改善了矿区的环境形象。

持续不懈努力,高效率推进重点工程。截止 2011 年底,中煤平朔公司累计投入资金 10 多亿元,实施了生态绿化、生态农业、生态畜牧、生态旅游四大工程,安排了大批失地农民就业,取得了良好的经济效益、社会效益和生态效益。

——生态绿化工程。包括生态敏感区、塌陷修复土地复垦区、农业产业复垦开发区周边等绿化防护林带(网)建设。目前,排土场植被覆盖率达到 90% 以上,复垦引种种植乔木、灌木、优质牧草、药材等共 87 个品种,成林面积约 6 万亩,经济效益逐年显现,矿区生态环境明显改善。据测算,绿化林带可实现年吸收  $\text{CO}_2$  4 万 t、消除  $\text{SO}_2$  约 1290 t。

——生态农业工程。累计投入上亿元开展了土豆、胡萝卜、大棚蔬菜种植、食用菌栽培、中药材种植试验,首期生态产业示范工程于 2008 年建成投入使用;2011 年完成的二期示范工程,包括 16000 平方米的智能温室及 300 座日光节能温室、黄芪种植基地 1500 亩、550 公顷农田和苗圃等项目。中煤平朔公司的生态农业工程,大幅度提升了区域生态农业产业水平。

——生态畜牧工程。已建成年出栏 4000 只肉羔的羊厂一座,形成了存栏肉牛 3 百余头、羊 4 千余只、蛋鸡万余只的养殖能力,组织失地农民开展了牛、羊、鸡、猪养殖。2012 年,与泰国正大集团联合建设的 3 个高标准农业项目已经启动,项目按照国际化一流的设备、管理及工艺标准进行建设,合作发展 50 万只蛋鸡、20 万头生猪及 3000 万只肉鸡产业链项目,总投资 25.5 亿元,提供直接就业岗位 2000 多个。

——生态旅游工程。把生态旅游产业发展与采矿遗迹保护、生态复垦景观结合起来,进一步整合有机果品采摘、生态散养观光、植物园、野生动物观赏等生态资源,逐步培育、建设、孵化、开发具有平朔矿区独特优势的观光景点。到目前为止,已建成 8 万  $\text{m}^2$  的人工湖、生态大门、观光道路、西排观景台等旅游基础设施,生态旅游效益正逐步显现。

### (三) 远景展望

中煤平朔公司将大力发展资源循环利用产业,实现由单一产业向多产业集群化发展转型,逐步成为集煤炭、电力、化工、建材、生态为一体、在全国具有典型和示范意义的高标准循环经济示范矿区。

近期,将加快“三主一辅”循环产业链发展,即:大力发展主导产业“原煤—

洗煤—配煤—销售”，积极延伸发展“煤矸石—电力—冶金”产业和“劣质高硫煤—煤化工”产业，积极探索发展“复垦土地—生态农业”产业，通过资源的横向耦合，形成煤炭、能源、原材料、建材、生态农业的产业共生体系。

中期目标：建成亿吨级大型露井联采生产基地—煤炭产能稳定在 1.5 亿吨左右；建成万兆瓦级低热值坑口发电基地—新增发电装机 1000 万千瓦；建成百万吨级煤化工生产基地—以硝铵化工为重点，有序规划建设硝基化工、煤制烯烃、煤制芳烃三条产业链；建成粉煤灰综合利用示范基地；建成矿山生态恢复治理标杆企业—推进“一网七区”建设，即生态保护林网、农作物种植区、生态苗圃繁育区、优质牧草种植示范区、中草药种植示范区、设施大棚种植区、畜禽生态养殖区和优质农产品加工区等。

#### 四、若干政策建议

在当前国际经济复苏趋缓的大背景下，在国家大力推进经济发展方式转型的政策环境下，绿色矿山与资源循环利用产业作为煤炭行业发展循环经济的两个重要组成部分，正在逐渐引起政府、企业和社会各界的关注，发展循环经济必然成为关系煤炭企业生存和发展的重大战略。

经济属性是循环经济的本质特征，煤炭企业从单一采煤向循环经济转型，受到市场需求、技术支撑、规模经济条件和政府规制等多种因素的影响，建议政府在以下方面给予支持：

- (1) 加大支持企业发展以低热值煤为原料建设大型坑口电站的力度。
- (2) 加大对煤炭企业资源循环利用产业发展的支持，制定相应的税收减免政策。
- (3) 加大对中煤平朔集团公司资源利用技术研发的支持，把粉煤灰提取氧化铝和白炭黑产业化技术列入国家重大高新技术产业专项计划，帮助企业加快研发和产业化的进度。



**伊茂森** 1965 年 8 月出生，中共党员，工学博士，研究员。现任中煤能源集团省委常委、中煤平朔集团执行董事、总经理。历任中国神华集团神东公司矿长、总工程师、副总经理，中煤平朔集团总经理，中煤能源集团总经理助理、党委常委等职，是我国煤炭系统优秀的技术专家和企业领导人，在建设神东亿吨级矿区和平朔亿吨级矿区过程中做出了卓

越贡献,是“神东模式”和神东矿区的主要参与者和建设者,主持建成了平朔亿吨级煤炭生产基地,主导提出平朔循环经济发展规划并积极组织实施,形成了一套先进的煤炭企业管理和发展理论,具有丰富的实践经验。

近年来,发表论文 13 篇,获得国家科技进步一等奖和二等奖各 1 项,获得省部级奖 9 项,取得专利 3 项。先后荣获“陕西省优秀青年企业家”、“煤炭企业科技进步突出贡献奖”、“孙越崎科学技术奖青年科技奖”、“中央企业十大杰出青年”、“2010 年度十大影响力人物”等 20 余项荣誉称号。

## 第三部分

### 部分参会人员名单

---



## 部分参会人员名单

人员	姓名	单位及职务/职称
中国工程院院士 (15人)	王基铭	中国工程院院士, 工程管理学部主任 中国石油化工集团公司
	王安	中国工程院院士, 工程管理学部副主任 中国中煤能源集团有限公司
	彭苏萍	中国工程院院士, 能源与矿业工程学部副主任 中国矿业大学(北京)
	王礼恒	中国工程院院士 中国航天科技集团公司
	刘人怀	中国工程院院士 暨南大学
	孙永福	中国工程院院士 铁道部
	何继善	中国工程院院士 中南大学
	沈荣骏	中国工程院院士 总装备部
	胡文瑞	中国工程院院士 中国石油天然气集团公司
	饶芳权	中国工程院院士 上海交通大学
	袁晴棠	中国工程院院士 中国石化集团公司
	倪维斗	中国工程院院士 清华大学
	徐滨士	中国工程院院士 装甲兵工程学院
	殷瑞钰	中国工程院院士 钢铁研究总院
	蒋士成	中国工程院院士 仪征化纤股份有限公司

续表

人员	姓名	单位及职务/职称
专家、单位代表 (19人)	吴吟	国家能源局副局长
	吴永平	山西省煤炭厅厅长
	贺天才	山西省科技厅厅长
	严天科	国家能源局煤炭司 副司长
	金智新	山西焦煤集团有限责任公司总经理
	葛世荣	中国矿业大学校长、教授
	郭敏泰	太原理工大学/副校长、教授
	伊茂森	中煤集团党委委员
	弓培林	太原理工大学/采矿系主任、教授
	何克强	中南大学教授
	于斌	同煤集团总工程师
	杨智文	同煤集团技术中心主任
	郭万忠	同煤集团技术中心副主任
	孟祥斌	同煤集团总工办
	邓存宝	山西焦煤集团有限责任公司
	武青林	山西焦煤集团有限责任公司
	付兆辉	国家能源局发展规划司战略处
	朱真才	中国矿业大学科研院常务副院长
	董海林	中国矿业大学科研院副院长
中国工程院机关 人员(4人)	李仁涵	中国工程院三局 副局长
	王爱红	中国工程院能源与矿业工程学部办公室主任
	于泽华	中国工程院工程管理学部办公室
	常军乾	中国工程院工程管理学部办公室
中煤集团	祁和刚	中煤能源副总裁
	王华民	中煤能源总裁助理,战略规划部总经理
	王贵民	办公厅主任
	叶建民	科技发展部主任
	.....	

# 后 记

科学技术是第一生产力。纵观历史,人类文明的每一次进步都是由重大科学发现和技术革命所引领和支撑的。进入 21 世纪,科学技术日益成为经济社会发展的主要驱动力。我们国家的发展必须以科学发展为主题,以加快转变经济发展方式为主线。而实现科学发展、加快转变经济发展方式,最根本的是要依靠科技的力量,最关键的是要大幅提高自主创新能力。党的十八大报告特别强调,科技创新是提高社会生产力和综合国力的重要支撑,必须摆在国家发展全局的核心位置,提出了实施“创新驱动发展战略”。

面对未来发展之重任,中国工程院将进一步加强国家工程科技思想库的建设,充分发挥院士和优秀专家的集体智慧,以前瞻性、战略性、宏观性思维开展学术交流与研讨,为国家战略决策提供科学思想和系统方案,以科学咨询支持科学决策,以科学决策引领科学发展。

工程院历来重视对前沿热点问题的研究及其与工程实践应用的结合。自 2000 年元月,中国工程院创办了中国工程科技论坛,旨在搭建学术性交流平台,组织院士专家就工程科技领域的热点、难点、重点问题聚而论道。十年来,中国工程科技论坛以灵活多样的组织形式、和谐宽松的学术氛围,打造了一个百花齐放、百家争鸣的学术交流平台,在活跃学术思想、引领学科发展、服务科学决策等方面发挥着积极作用。

至 2011 年,中国工程科技论坛经过百余场的淬炼,已成为中国工程院乃至中国工程科技界的品牌学术活动。中国工程院学术与出版委员会今后将论坛有关报告汇编成书陆续出版,愿以此为实现美丽中国的永续发展贡献出自己的力量。

中国工程院