

新疆哈密地区煤炭深加工产业

发展规划

华陆工程科技有限责任公司

（化学工业部第六设计院）

二〇一三年七月·西安

编号：13039-19-2

新疆哈密地区煤炭深加工产业

发展规划

总 经 理： 韩 兵

总工程师： 山 秀 丽

项目经理： 王 延 安

工程咨询资格证书

证书等级：甲级 编号：工咨甲 23220070012

华陆工程科技有限责任公司

（化学工业部第六设计院）

二〇一三年七月

新疆哈密地区煤炭深加工产业 产业发展规划

编 制：王延安 惠樱花 杨 亮 樊西峰
王稳奇 许 珂 王剑钊 崔昱绚

审 核：高建红 贯晓一 朱可可

审 定：山秀丽

目 录

1	概述	1
1.1	规划背景与意义	2
1.2	规划依据	5
1.3	规划范围	6
1.4	规划时限	7
1.5	规划原则	7
2	产业基础及承载力条件分析	9
2.1	区域概况	9
2.2	煤炭资源基础及开发规划	13
2.3	水资源	18
2.4	交通运输情况	23
2.5	电力资源情况	25
2.6	区域产业发展概况	28
3	发展环境分析	30
3.1	国内宏观经济及相关产业发展政策环境分析	30
3.2	能源化工技术进展情况	45
3.3	主要产品市场分析	50
3.4	发展战略选择	75
4	规划指导思想及园区定位	80
4.1	指导思想	80
4.2	产业方向选择	80
4.3	产业发展定位	87
5	产业规划方案	90
5.1	产业链构建原则	90
5.2	产业链选择	90
5.3	产业链构成分析	99
5.4	主要项目简介	100
6	循环经济及节能减排方案	136
6.1	基本思想与发展原则	136
6.2	园区循环经济发展策略及方案	137

6.3	循环经济方案及目标	139
6.4	循环经济实施措施	142
6.5	土地集约利用方案	150
6.6	环境影响评价	151
6.7	生态景观规划	152
7	布局及交通物流规划	154
7.1	布局规划	154
7.2	交通及物流规划	159
8	煤炭分级分质综合利用产业现状及准入政策	165
8.1	产业技术现状及进展	165
8.2	产业准入政策	177
8.3	产业升级改造	179
9	规划效果分析	181
9.1	规划概况分析	181
9.2	资源利用分析	182
9.3	投资及效益分析	183
9.4	社会效益评价	184
9.5	环保效益评价	185
9.6	生态效益评价	186
10	规划实施及建议	188
10.1	实施制约因素	188
10.2	保障措施	189
10.3	实施建议	192

附图：

附图 1：哈密地区工业园区区域位置图

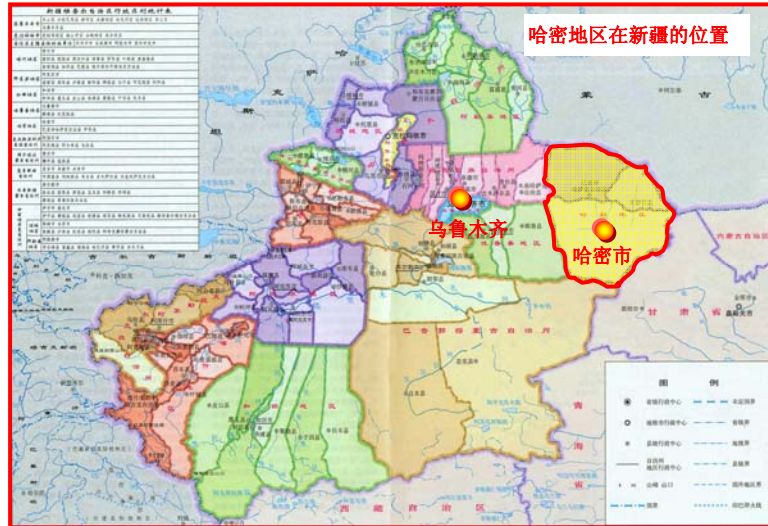
附图 2：哈密市重工业平面规划图

附图 3：三塘湖矿区产业平面规划图

附图 4：伊吾县工业平面规划图

1 概述

哈密是新疆的东大门，是新疆通往内地的交通要道，自古就是丝绸之路上的重镇，素有“西域襟喉”、“中华拱卫”、“新疆门户”之称。东与甘肃省酒泉市相邻，南与巴音郭楞蒙古自治州相连，西与吐鲁番、昌吉回族自治州毗邻，北与蒙古国接壤。设有国家一类口岸-老爷庙口岸，是新疆与蒙古国发展边贸的重要开放口岸之一，边界线长 586 公里。辖哈密市、巴里坤哈萨克自治县和伊吾县，总面积 15.3 万平方公里，总人口 56.78 万人。有汉、维、哈、回、蒙等 36 个民族，少数民族人口占 31.8%，城镇人口占 58.3%。辖区内有新疆生产建设兵团农十三师、吐哈油田公司、乌鲁木齐铁路局哈密办事处等中央、自治区驻哈单位。



哈密地区下辖哈密市、巴里坤哈萨克自治县、伊吾县，共计 10 个镇、27 个乡（含 3 个民族乡）。哈密市总面积 84 977 平方千米，下辖 18 个乡（镇）、5 个街道办事处；巴里坤哈萨克自治县总面积 38 445 平方千米，下辖 4 镇、8 乡；伊吾县总面积 19735 平方千米，下辖 2 镇、5 乡（含 1 个民族乡）。哈密地区行政公署驻哈密市。辖区内驻有新疆生产建设兵团农 13 师、吐哈石油勘探指挥部等 20 多个中央、自治区单位。

哈密地区属于国家规划的天山北坡经济区。该区域为陇海—兰新经济带的的重要组成部分，亚欧大陆桥贯穿整个经济带，在全国具有“通东达西、承北启南”的地缘优势。哈密地区是西部大开发战略中新疆扶优扶强的突破点和带头地区，是新疆现代工业、农业、交通信息、教育科技等最为发达的区域，也是新疆城镇空间发展战略中北疆铁路沿线城镇发展带的主体地区。由于其优越的区位条件与丰富的资源优势，天北经济带不仅成为新疆经济与社会发展的核心区域，同时也正在上升为我国西部地区的经济高地，成为我国经济发展格局中西部重要的增长带。

随着国家工业化、城镇化进程的不断加快和国民生活水平的不断提高,煤炭资源的清洁利用和综合利用工业迎来了良好的发展机遇。中国煤炭资源非常丰富,总储量达到 4.8 万亿吨。但是,传统煤化工产业对煤炭的利用方式单一,综合利用效率低;现代煤化工产业资金投入大、技术密集而且耗水量很大,大部分技术还处于升级示范阶段。特别是在当前调整经济结构、节能环保方面最大限度的降低二氧化硫和二氧化碳温室气体的排放量方面提出了新要求,所以,未来我国能源供给必需立足于本国的资源禀赋来发展替代能源和综合利用,而煤炭分质综合利用及煤焦油深加工是煤炭资源综合利用的重要途径,也是保障国家能源安全的重要举措。

哈密地区煤炭资源丰富,品种多易开采,具体有低硫、低磷、低灰份、发热量高、焦油产率高等特点,预测资源量 5708 亿吨,占全国预测资源量的 12.5%,占新疆预测资源量的 31.7%,居全疆第一位,煤焦油产率在 7%以上的煤炭资源预测量达 2500 亿吨,适合建设大型煤炭分质综合利用深加工基地,特别是淖毛湖、三塘湖、巴里坤西部等矿区极具开发利用前景和条件。

目前,哈密地区已经建成兰炭或褐煤提质项目 1270 万吨,年可处理块煤 2300 万吨,生产焦油 130 万吨,目前主要采用块煤低温热解、湿法熄焦、水冷却工艺。单体炉型较小、焦油回收率低,能耗、水耗相对较高,工业废水部分需排放,尾气以大气排放为主,个别企业安装了燃气轮机发电机组。原料煤及成品煤露天堆放,环境污染严重。近年来,由于块煤供应量有限,产能发挥不足 30%,预计年生产焦油量 40 万吨。

随着低温热解工艺和煤焦油深加工技术的不断发展,陕西煤化、广汇新能源、北大青鸟、京能、潞新公司等多家企业正在开展前期工作,计划采用国内外先进技术,使用以粉煤为主的低温热解工艺,“三废”全部回收利用,有望形成煤炭综合利用示范基地和千万吨级的成品油生产基地,届时,哈密地区将成为陆上“第三桶油”的生产基地。

1.1 规划背景与意义

(1) 国内能源资源现状和能源供应形势推动煤化工产业发展

我国是一个石油产品消费大国,但同时又是一个石油资源贫乏的国家。我国目前是仅次于美国的世界第二大能源消费国,而且对能源的需求量有增无减。煤炭、石油、天然气这三种主要能源中,我国煤炭资源最为丰富,能源结构中,煤炭占了能源总量的 66%;石油和天然气仅占我国能源总量的 23.4%和 2.7%,核能

利用则刚刚开始。特别是近年来,我国的原油对外依存度不断上升。从 2009 年度我国原油对外依存度首次超过 50%达到 51.3%,2010 年达到了 54.8%,2011 年达到 56.5%,比 2010 年上升了 1.7 个百分点,2012 年进口原油 2.85 亿吨,对外依存度达到了 58.7%。2009 年年中发布的《能源蓝皮书》则预测,10 年后中国的原油对外依存度将达到 64.5%。中国能源研究会发布的《中国能源发展报告 2011》则预测,2015 年中国石油对外依存度将超过 60%。在一定程度上石油产品已成为制约我国经济发展和国家安全的重要因素,巨大的原油进口已经威胁到我国的能源安全。

石油是保障国家经济命脉和政治安全的重要战略物资,是关系到国计民生的重要能源,随着我国经济的进一步发展,在一定程度上石油产品已成为制约我国经济发展和国家安全的重要因素。国家能源政策要求能源供应实现多样化,除大力开拓国内外石油的多渠道供应以外,利用我国丰富的煤炭资源,采用洁净煤技术生产石油替代产品是我国能源政策的重要组成部分,也是保证我国能源和国家安全的重要措施。

(2) 西部大开发营造发展煤化工的大环境

西部大开发在我国区域协调发展总体战略中具有优先地位,在促进社会和谐中具有基础地位,在实现可持续发展中具有特殊地位。当前,我国发展面临的新机遇新挑战都很突出,西部大开发面临的新机遇新挑战也都很突出。虽然西部大开发取得了巨大成就,但西部地区与东部地区发展水平的差距仍然较大,仍然是我国经济相对落后和欠发达的地区,仍然是全面建设小康社会的难点和重点。国家总结西部大开发前十年的经验教训,先后发布了《西部大开发“十二五”规划》等政策文件,深刻认识深入实施西部大开发战略的重要性和紧迫性,以更大的决心、更强的力度、更有效的举措把这项政策推向前进。

新疆是国家实施西部大开发重点地区,在新的历史时期,必将迎来更加开放的发展环境和难得的发展机遇。新疆地处祖国西北边陲,是我国实施西部大开发战略的重点地区,是祖国西北的战略屏障,是对外开放的重要门户,是国家战略资源的重要基地;新疆的发展和稳定关系全国改革发展稳定大局,关系祖国统一、民族团结、国家安全,关系中华民族的伟大复兴。

(3) 承接国内产业结构调整促使产业向西部转移和对口支援

当前,国际国内产业分工深刻调整,我国东部沿海地区产业向中西部地区转移步伐加快。中西部地区发挥资源丰富、要素成本低、市场潜力大的优势,积极

承接国内外产业转移，不仅有利于加速中西部地区新型工业化和城镇化进程，促进区域协调发展，而且有利于推动东部沿海地区经济转型升级，在全国范围内优化产业分工格局，国务院发布《关于中西部地区承接产业转移的指导意见》（国发〔2010〕28号），对产业转移进行指导。

哈密地区市资源丰富，交通便利，基础设施建设发展迅速，原料和产品价格低，具有较强竞争力，面向华东区域主干市场，有较好的市场潜力和发展空间。哈密地区要紧紧抓住国际国内产业分工调整的重大机遇，以市场为导向，以自愿合作为前提，以结构调整为主线，以体制机制创新为动力，着力改善投资环境，提升配套服务水平，提高自主创新能力，促进产业优化升级，节约集约利用资源，促进可持续发展，促进产业和人口集聚，加快城镇化步伐。

（4）哈密地区煤炭资源丰富，是国家能源产业重点支持地区

哈密地区是新疆自治区重要的能源资源富集区和重点发展区域。《能源发展“十二五”规划》明确提出：“加快建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区、新疆五大国家综合能源基地。到2015年，五大基地一次能源生产能力达到26.6亿吨标准煤，占全国70%以上；向外输出13.7亿吨标准煤，占全国跨省区输送量的90%。”哈密地区煤炭资源具有储量大、品种全、埋藏浅、易开采和“三低一高”（低硫、低灰份、低磷、高发热量）的特点，据全国第三次煤炭资源大调查公布数据报告，哈密煤炭预测资源量5708亿吨，分别占全国和新疆预测总资源量的12.5%和31.7%，居新疆首位。区域煤炭资源具有富油、特富油的特点，富油、特富油煤约占总资源量的50%左右，总量达2500多亿吨，是优质低温干馏、工业气化和动力用煤，发展煤炭分级分质综合利用及其深加工产业，对该煤种进行煤转化，具有重要的社会效益和经济效益。

（5）新疆自治区能源化工建设进入新的快速发展阶段

随着国家西部大开发战略的实施以及国家对新疆自治区发展的大力支持，新疆自治区的经济和社会发展提供了难得的机会。国家发布《中共中央国务院关于推进新疆跨越式发展和长治久安的意见（中发〔2010〕9号）》指出，新疆工作在党和国家工作全局中具有特殊重要的战略地位。新疆发展和稳定，关系全国改革发展稳定大局，关系祖国统一、民族团结、国家安全，关系中华民族伟大复兴。为响应新疆自治区快速发展的政策要求，国家发改委发布了《关于支持新疆产业健康发展的若干意见（发改产业〔2012〕1177号）》，进一步支持和引导新疆产业健康发展，加大政策倾斜，对煤炭、煤化工等产业实施区别化政策。新疆自

自治区国民经济和社会发展“十二五”规划纲要明确指出,坚持高起点、高标准、高效率推进新型工业化,促进特色优势产业集群化、战略性新兴产业高端化,建设国家大型煤炭煤电煤化工基地,建成一定规模的现代煤化工产业集群。土哈煤田作为新疆建设国家第十四个现代化大型煤炭基地的重点支撑煤田之一,其发展受到国家和自治区的支持。

(6) 带动区域经济发展、促进社会和谐发展

煤炭深加工产业属资金密集型、技术密集型行业和高附加值产业,哈密地区煤炭深加工产业规划建设大型粉煤干馏、焦油加氢、煤制天然气、煤制油品及低碳醇等能源化工产品、材料化工产品和精细化工产品,实现哈密地区工业科学、跨越式发展,产业投资巨大,并具有较强的盈利能力,为地方财政收入和居民收入提高做出贡献。同时可以极大地拉动地方服务业、建材业、机械加工业、电子电器、包装业等行业的迅速发展,促进地方就业和小城镇建设,不断提高当地人民群众的生活水平和综合素质,为地方区域经济的发展和社会和谐的建设发挥重要的作用。

(7) 统一规划实现可持续发展

煤炭资源的清洁利用是一个全新的系统工程,进行煤、化、电产业规划,建设煤—化—电—装备制造一体化产业基地,利用现代化的煤化工技术,延长产业链,提高产品附加值,将煤炭的加工、转化、利用和相关行业按新的产业链有机整合,形成一种新型的以煤炭资源为核心的多种行业共同发展的产业集群态势,提高煤—化—电产业的经济效益和社会效益。

因此,进行化工产业规划的意义在于充分发挥地区优势,产生最大的社会效益、经济效益和环保效益,使地区的人民获得最大的实惠,而又不破坏区域的自然生态环境、不污染人类生存环境,并以此为契机使哈密地区经济发展进入一个良性的循环经济,为可持续发展奠定坚实基础。

1.2 规划依据

(1) 中国能源中长期发展规划纲要(2004~2020年)(国务院办公厅,2004年);

(2) 关于进一步促进新疆经济社会发展的若干意见(国务院2007年32号文);

(3) 中共中央国务院关于推进新疆跨越式发展和长治久安的意见(中发〔2010〕9号);

- (4) 关于支持新疆产业健康发展的若干意见(发改产业〔2012〕1177号);
- (5) 西部大开发“十二五”规划;
- (6) 《循环经济发展战略及近期行动计划》(国发[2013]5号)
- (7) 《科技助推西部地区转型发展行动计划》(2013-2020年)(国家发改委、中国科学院)
- (8) 新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展的第十二个五年规划纲要;
- (9) 关于加速推进新型工业化进程的若干意见(新党发〔2011〕1号);
- (10) 新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展的第十二个五年规划纲要;
- (11) 哈密地区国民经济和社会发展的第十二个五年规划;
- (12) 哈密地区工业生产力布局规划;
- (13) 哈密地区煤炭工业“十二五”区域发展规划;
- (14) 哈密地区重点工业规划区水资源配置方案(哈密地区经信委)
- (15) 新疆哈密地区三塘湖综合能源基地产业发展和总体布局规划(石油和化学工业规划院, 2013年7月)
- (16) 新疆哈密伊吾淖毛湖区域煤炭、电力、化工产业发展规划(北京华宇工程有限公司, 2013年8月)
- (17) 哈密地区环境功能区划(2011-2025)(哈密地区环境保护局、中国科学院新疆生态与地理研究所, 2012年8月)
- (18) 新疆维吾尔自治区哈密地区经济和信息化委员会、哈密地区煤炭工业管理局与华陆工程科技有限责任公司签订的技术咨询合同书(合同编号: SX-2013-25);
- (19) 新疆维吾尔自治区哈密地区经济和信息化委员会、哈密地区煤炭工业管理局为编制本规划提供的基础资料
- (20) 规划编制项目组现场调研资料。

1.3 规划范围

对于本次规划,产业规划的空间范围涉及哈密地区的一市两县,包括哈密市、巴里坤县和伊吾县,产业以煤炭的深加工为发展方向,近期主要考虑发展煤炭分级分质清洁高效利用产业为主导的综合利用产业,远期结合承载力情况发展其它新型煤炭深加工产业,力争把哈密打造成为新疆乃至全国的煤炭深加工利用示范基地和千万吨级成品油生产基地。

主要内容包括哈密地区煤炭资源开发及规划情况分析、水资源开发展保障情

况分析、煤炭深加工产业基础分析、产业环境分析、指导思想和发展定位、产业构建原则、产业发展规模、循环经济及节能减排方案、承载条件分析、布局规划、规划效果分析、规划实施保障措施和风险分析等内容。

1.4 规划时限

根据“一次规划、分期实施、滚动发展”的理念，结合哈密地区实际情况，本产业规划规划期为 2013 年到 2030 年，分为近期、中期和远期。

其中近期：2012 年到 2016 年

中期：2017 年到 2020 年，

远期展望到 2030 年。

近期主要以已经开展前期工作及通过政府批复和备案的项目为主，远期根据承载条件和发展要求规划新增产业。

对于项目的实施，本着“成熟一个、落地一个”的原则进行。

1.5 规划原则

规划充分体现战略性、前瞻性、可操作性，体现循环经济理念，立足国内外市场，实现哈密地区煤炭资源优势向经济优势和产业优势的转化。规划编制力求客观、公正、论证充分，为各级政府决策部门和投资者的决策提供重要依据。规划编制遵循以下原则：

政策导向原则：基地规划应符合国家产业发展政策和国民经济发展、环境和生态保护的要求，符合新疆维吾尔自治区相关产业发展规划和哈密地区总体规划。合理确定煤炭深加工产业的发展规模，适当延伸和优化产业链，实现资源的高效、清洁、高附加值转化，形成资源利用合理、保护环境、具有循环经济特色的产业结构，达到经济效益、环境效益和社会效益的高度统一。

以水定规模原则：哈密地区水资源相对短缺，发展煤炭深加工产业要以水资源量的保障程度来确定产业规模，实现水资源的综合效益最大化。

坚持煤炭分级分质清洁高效多联产原则：根据哈密地区煤炭资源富油、特富油资源丰富等特点，高起点发展煤炭分级分质综合利用和多联产发展方向。

高起点、高技术发展煤化工：发挥煤炭资源量大和产业发展时机好的优势，突出高技术起点和一体化、规模化经营，在各产业规划项目的安排上，坚持新技术、高起点的原则，采用国内外先进的技术，建设规模大、附加值高、竞争力强的大项目。同时，产业发展要体现煤炭、电力、化工上下游产业的一体化发展，产业之间相互配套，降低生产成本，提高资源利用率。

重视可操作性与实用性：规划方案要具有实用性和可操作性；同时与基地中的煤炭矿区规划、水资源开发规划、地区经济发展等其它规划相衔接，处理好产业发展与资源开发、保护环境与节约用水用地的关系。

区域发展原则：规划立足于区域资源优势与产业基础，工业园区建设与区域发展和地方特色经济相结合，以产业园建设带动区域经济的发展、生态环境的改善和人民生活质量的提高。

动态发展原则：产业发展规划应充分体现滚动发展，一次规划，分步实施。

2 产业基础及承载力条件分析

2.1 区域概况

2.1.1 地理位置

哈密地区位于新疆维吾尔自治区最东端,地跨天山南北。地区最北在巴里坤哈萨克自治县三塘湖乡的大哈甫提克山,约北纬 $45^{\circ} 5' 33''$;最南为哈密市南湖乡的白山附近,约北纬 $40^{\circ} 52' 47''$;最东在星星峡东北约东经 $96^{\circ} 23'$ 处;最西在七角井以西约东经 $91^{\circ} 6' 33''$ 处。南北相距最长有 440km,东西相距最长约 404km。全地区总面积 15.32 万 km^2 ,占新疆总面积的 9.2%,为新疆第三大地州,哈密地区区域位置图见图 1。

哈密地区下辖一市两县,即:哈密市、伊吾县、巴里坤哈萨克自治县。辖区内驻有新疆生产建设兵团农 13 师、乌鲁木齐铁路局哈密分局、吐哈石油勘探指挥部、哈密煤业集团、新疆钢铁集团雅满苏矿、新疆第 6 地质大队、704 地质大队及伊吾军马场等 20 多个中央、自治区驻哈单位。哈密市位于哈密地区南部,北接天山与伊吾县、巴里坤县为邻,总面积 9.50 万 km^2 ,占全疆总面积的 5.7%,其中市区建成区面积约 23 km^2 。伊吾县地处地区境内天山北坡东端,南以天山为界与哈密市相邻,西与巴里坤县接壤,总面积 1.97 万 km^2 。巴里坤哈萨克自治县位处地区境内天山北坡西端、天山和阿尔泰山余脉之间,南隔天山与哈密市为邻,东邻伊吾县,总面积 3.85 万 km^2 ,占全疆总面积的 2.2%。

2.1.2 地形地貌

雄伟壮阔的东天山横亘于哈密地区中部,形成了地区特定的地形地貌。东天山是一个由几条平行山脉和山间盆地组成的山系,占据了哈密地区中部大部分面积。地形轮廓可概括为四山夹三盆(地)。

哈密地区的地形,中间高南北低,地势差异大。中部是天山主脉——巴里坤山、哈尔里克山和支脉莫钦乌拉山等高山,呈东北—西南走向延展。最高峰是哈尔里克山主峰托木尔提峰,海拔 4886m;巴里坤山的最高峰月牙山,海拔 4308m。海拔 3300~3600m 以上的山峰,现代冰川广布,有多种形态类型的冰川和冰蚀地貌。这些山峦重叠的高山山地,是区内气流运行的屏障和重要的地理分界线。

南北两侧是中低山地,包括中蒙边界的东准噶尔山地及哈密盆地以南久经侵蚀起伏平缓的觉罗塔格山。这些山低而散乱,顶部浑圆,相对高度一般在 200m 上下,干谷宽阔,地表为残积、坡积岩屑所覆盖,通称戈壁。哈密盆地以南的被称作嘎顺戈壁。

整个地区的山区面积占总面积的五分之三。

在这四个山地之间横列着三个断陷盆地。位于觉罗塔格山和天山主脉之间地是哈密盆地,地势东北高、西南低,这是地区最大的盆地。最低处沙尔湖,海拔高度只有 53m。

地区最大的绿洲——哈密市即位于其上。

处在天山主脉与支脉莫钦乌拉山之间的是巴里坤盆地—伊吾河谷地，这是一个长条状构造盆地。两者以达子沟为分界，东为伊吾河谷地，西为巴里坤盆地。伊吾县和巴里坤县分别位于其上。该盆地地势高寒阴湿，草原广布，是哈密地区重要的畜牧业基地。

地处莫钦乌拉山与东准噶尔山地之间的是三塘湖—淖毛湖盆地。该盆地海拔在1000m以下，中间一带形成盆地最低处，海拔300多米。这是哈密地区天山以北纬度最高、地势最低、热量最富的奇特地区，地面多为戈壁及各种风蚀地貌。

2.1.3 气象特征

哈密地区位于中纬度亚欧大陆腹地，属温带大陆性干旱气候。但由于高大的天山山脉之影响，造成各地气候差异明显。地区全境可划分为5个气候带、共7个气候区：暖温带极干旱区（哈密盆地、淖毛湖盆地）、温带极干旱区（三塘湖盆地、七角井盆地）、温带干旱区（伊吾谷地、天山南麓海拔1500~2000米地带）、温带亚干旱区（巴里坤盆地、天山北麓海拔1500~2000米地带）、寒温带干旱区（天山南麓海拔2000~3000米地带）、亚寒带亚干旱区（天山北麓海拔2000~3000米）、寒带亚干旱区（天山海拔3000米以上山区）。

地区气候的主要特征是：干燥少雨，晴天多，光照丰富，年、日温差大，降水发布不均；春季多风、冷暖多变，夏季酷热、蒸发强，秋季晴朗、降温迅速，冬季寒冷、低空气层稳定。灾害性天气有干旱、寒潮、干热风、霜冻等，对生产、生活带来一定的影响。

大致来说，以天山为界，形成山南山北迥然不同的两个气候区。天山南部的哈密市，干燥少雨，温差大，光照时间长，年均气温摄氏9.8度，年均降水33mm，蒸发量3300mm，年均日照时数3358小时，无霜期182天。是特色瓜果的主产区。天山北部巴里坤和伊吾冬冷夏凉，年均气温摄氏1~3度，降水89~203mm，无霜期104天，是哈密地区的畜牧业基地。

哈密地区基本气候要素综合表

项目 地名	全年降水量 (mm)		全年 蒸发量 (mm)	全年最高 气温 C°	全年最低 气温 C°	全年无霜 期 (天)	平均年 大风日 (天)
	山 区	平原地区					
哈密市	200	34.38	3064.3	43.9	-32	182	22
巴里坤县	180-220	34.4	1621.7	33.5	-43.6	104	
伊吾县	200	14.4	2317.8	43.5	-40	134	39

2.1.4 水文地质

哈密地处欧亚大陆腹地, 远离海洋, 降水稀少, 气候干燥, 属水资源缺乏地区, 地下水可开采量中, 约有 20% 的荒漠区, 这部分地下水直接供给生态用水, 不宜开发利用。哈密市地下水局部超采, 已出现降落漏斗; 巴里坤县及伊吾县区域内地下水还具有一定的开采能力; 总体上水资源利用哈密市以地下水为主, 地表水为辅; 巴里坤县、伊吾县以地表水为主, 地下水为辅。

哈密地区属资源性缺水地区, 水资源主要靠山区冰川融水、山区降水和山前戈壁降水补给, 水资源最大可利用量 16.86 亿 m^3 。冰川资源对水资源起着调节作用, 天山冰川变化比较稳定, 海拔 3600m 以上山峰终年积雪, 四月中旬开始山区冰雪消融逐渐形成径流。降水量少, 蒸发强度大, 降水量主要集中在天山山区, 山地大于谷地, 谷地大于盆地。

地表水: 多年平均年径流量 8.45 亿 m^3 , 有河沟山泉等大小河流 142 条, 地表水年际变化不大, 但年内分配不均, 6-8 月份的河流径流量占全年的 65-70%。

地下水: 哈密地区地下水资源总量 7.41 亿 m^3 , 地下水水质较好, 宜于灌溉和饮用。地下水资源补给主要靠山区降水和融雪水。地下水按开采方式分, 有平原泉水、坎儿井水、机井水、自流井水。

目前, 哈密地区水资源开发利用总量为 10.37 亿 m^3 , 其中地表水开发利用 4.5 亿立方米, 占地表水总量的 47.63%; 地下水开发利用 5.8518 亿立方米, 占地下水资源量的 78.95% (按不重复量计算占地下水的 196.22%), 污水再生回用 183 万立方米。

2012 年全区各业用水总量中, 农业用水量最大, 为 8.306 亿立方米, 工业用水、生活用水和生态用水分别为 0.664 亿立方米、0.664 亿立方米和 0.736 亿立方米, 用水结构为 80.1: 6.4: 6.4: 7.1。

2.1.5 土地利用

哈密地区国土面积为 15.32 万 km^2 , 其中耕地面积为 495.7 km^2 , 园地面积 73.2 km^2 , 林地面积(包括天然林、荒漠林、疏林地、人工林和有林地)2683.3 km^2 , 草地面积 40000 km^2 , 水域面积 435.77 km^2 , 交通用地 81.99 km^2 , 盐碱化土地 751 km^2 。土地广阔, 地势较为平坦, 宜于建设大型现代化工业基地, 目前未利用土地包括戈壁、沙漠、高山约 108679 km^2 , 占地区土地总面积的 70.9%。除耕地、林地和畜牧用地外, 大部分土地属沙漠和荒地, 建设煤电化工业开发成本低, 经济和社会效益显著。

哈密地区现有荒地 7046.7 km^2 , 其中一、二级宜垦荒地约 1147.7 km^2 , 这些荒地地势较平, 土质较好, 有机质含量较高, 只需简单改良即可耕种; 还有宜用的较差荒地(三、四级)5903.3 km^2 。哈密地区水土流失面积为 1700 km^2 , 占哈密地区总土地面积的 1.11%,

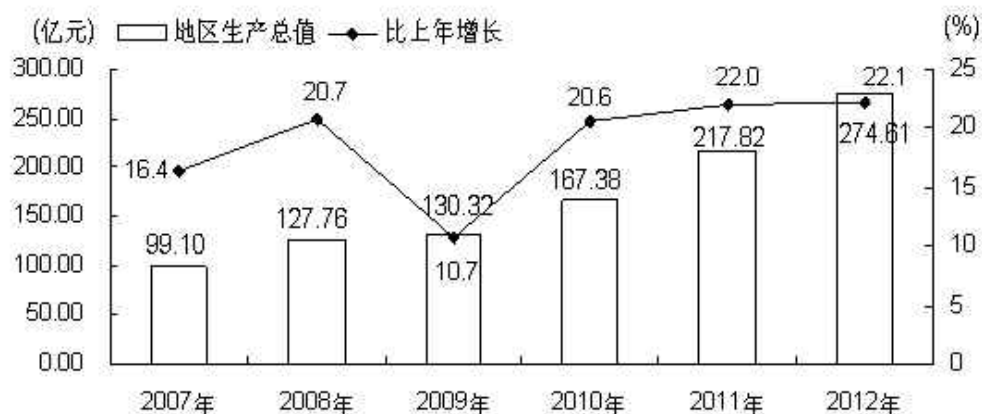
且水土流失面积有不断扩大的趋势。次生盐渍化面积为 66.7km²，占哈密地区总面积的 0.044%，盐碱化土地面积 751km²，占哈密地区总土地面积的 0.49%。

由于哈密地区降水极不均匀，在南北戈壁地区年降水量只有 25-40mm，山区 100-250mm，形成的荒漠、砾漠景观是大风多发区，据统计每年 4-6 月大风较多，约 80-110 天，而山区只有 15-35 天，由于干旱和沙风暴频繁发生，风沙侵蚀，使得荒漠化严重，荒漠化土地 95033km²，沙漠面积为 84876km²，占哈密地区总土地面积的 55.4%。荒漠化给部分农牧区带来了严重的危害。

2.1.6 社会经济概况

哈密地区近年来社会和经济迅速发展，各项工作取得了巨大进步。根据《哈密地区 2012 年国民经济和社会发展统计公报》，2012 年全年实现地区生产总值 274.61 亿元，按可比价格计算，比上年增长 22.1%。其中，第一产业增加值 33.47 亿元，增长 7.3%；第二产业增加值 143.54 亿元，增长 32.2%；第三产业增加值 97.61 亿元，增长 14.5%。第一产业增加值占地区生产总值的比重为 12.2%，第二产业增加值比重为 52.3%，第三产业增加值比重为 35.5%。城镇居民人均可支配收入 18454 元，增长 17.8%。农村居民人均纯收入 8390 元，增长 17.5%。

(图1) 2007-2012年地区生产总值及其增长速度



哈密地区工业发展迅速，全年全部工业增加值 67.55 亿元，按可比价格计算，比上年增长 35.6%。主要集中在以下几个方面：有色金属矿采选业 4.54 亿元，增长 58.1%；黑色金属矿采选业 10.39 亿元，增长 20.4%；电力、热力的生产和供应业 5.95 亿元，增长 1.0 倍；化学原料及化学制品制造业 1.47 亿元，下降 9.8%；煤炭开采和洗选业 13.68 亿元，增长 0.4%；非金属矿物制品业 3.19 亿元，增长 8.7%；有色金属冶炼及压延加工业实现增加值 1.66 亿元，增长 16.9%。

在工业园区建设方面, 2012 年末累计登记入驻企业及单位 200 家, 建成投产企业 96 家。全年园区内企业实现产值 52.21 亿元, 实现利润 1.58 亿元, 完成固定资产投资 39.53 亿元, 其中, 基础设施配套资金 1.86 亿元, 企业完成固定资产投资 37.67 亿元。

2.2 煤炭资源基础及开发规划

2.2.1 煤炭资源禀赋情况

哈密地区煤炭资源预测资源量 5708 亿吨, 其中富油、特富油煤约占总资源量的 50% 左右, 总量达 2500 多亿吨, 低温干溜焦油产率平均按 10% 计算, 焦油资源总量达 250 多亿吨。

2009 年以来, 根据自治区的统一安排, 开展了“疆煤东运”煤田地质勘探会战, 勘探面积约 17570 平方公里。截止目前, 累计千米以浅探求资源量达 2013.96 亿吨, 其中富油、特富油煤资源量 975.6 亿吨。

(1) 大南湖矿区。位于哈密市南部 80 公里, 探求千米以浅资源量 744 亿吨, 可供露天开采资源量约 29 亿吨。其中达到详查以上资源量 216.63 亿吨, 露天开采资源量 12 亿吨。整体适合大型机械化煤矿开采煤种以长焰煤为主, 褐煤次之(约占总量的 12-15%), (洗精煤) 发热量 4100-7188 大卡, 其中大南湖东部矿区(洗精煤) 发热量在 5700 大卡以上, 挥发份 31.46-51.49%, 灰分 3.87-31.55%, 低温干溜焦油产率 4.60-8.69%, 富油煤约占总资源量的 22% 左右, 约为 163.68 亿吨。适合煤炭低温热解分质利用。

(2) 沙尔湖矿区。位于哈密市西南约 130 公里处, 探求千米以浅资源量 450 亿吨, 可供露天开采资源量 180 亿吨。其中达到详查以上资源量 229.18 亿吨, 可供露天开采资源量 173.79 亿吨。区域为水平、近水平煤层, 适合大型机械化煤矿开采。煤种以长焰煤为主、褐煤次之, (洗精煤) 发热量 4100-6900 大卡, 挥发份 34.8-48.6%, 灰份 5.6-36.6%, 低温干溜焦油产率 0.70-14.60%, 富油、特富油煤约占总资源量的 15% 左右, 约为 67.5 亿吨。适合煤炭低温热解分质利用。

(3) 三塘湖矿区。位于巴里坤县北部约 80 公里处的三塘湖盆地, 探求千米以浅资源量 585.81 亿吨, 可供露天开采资源量 15 亿吨。其中达到详查以上资源量 577.12 亿吨。大部区域为水平、近水平煤层, 适合大型机械化煤矿开采。煤种为长焰煤、不粘煤, 发热量 6098-6395 大卡, 挥发份 29.6-31%, 灰分 7.47%, 低温干溜焦油产率 0.4-18.14%, 富油、特富油煤约占总资源量的 90% 以上, 约为 527.23 亿吨。是优良的工业及煤化工工业用煤, 也是煤炭低温热解分质利用首选区域之一。

(4) 淖毛湖矿区。位于伊吾县北部约 70 公里处的淖毛湖镇, 探求千米以浅资源量 187.39 亿吨, 可供露天开采资源量 28.3 亿吨。其中达到详查以上资源量 101.97 亿吨。

水平、近水平煤层, 适合大型机械化露天和井工煤矿开采。煤种为 41 号长焰煤, (洗精煤) 发热量 5299-6385 大卡, 挥发份 48.4%, 灰分 7.4%, 低温干溜焦油产率 8.2-19.11%, 属富油、特富油煤。是优良的工业及煤化工用煤, 也是煤炭低温热解分质利用首选区域之一。

(5) 巴里坤西部矿区。位于巴里坤县城西北约 80 公里处, 获取详查以上资源量 29.8 亿吨, 可供露天开采资源量 2 亿吨。煤种为长焰煤、1/3 焦煤、气肥煤和气煤, 其中动力煤约 17 亿吨、配焦煤 12.8 亿吨, 发热量 6200-7465 大卡, 挥发份 36.6%, 灰分 7.6%, 低温干溜焦油产率 7.5% 左右, 属富油煤。适合煤炭低温热解分质利用。

(6) 三道岭矿区。位于哈密市西北 85 公里处, 获取详查资源量 16.53 亿吨, 可供露天开采资源量 0.25 亿吨。煤种为长焰煤和不黏煤, (洗精煤) 发热量 5740-6460 大卡, 挥发份约 28-32%, 灰份小于 9%, 低温干溜焦油产率 5% 左右。

(7) 野马泉矿区。位于哈密市东约 150 公里, 探求千米以浅资源量 0.43 亿吨, 可供露天开采资源量 0.05 亿吨, 矿区地质构造较复杂。煤种为中灰、低硫的弱粘煤、不粘煤和少量的三分之一焦煤和瘦煤, (洗精煤) 发热量 5600-9200 大卡。根据目前资料, 矿区煤炭含油率很低, 不适合做低温干馏产业原料。

各矿区煤质表

伊吾县淖毛湖矿区(露天矿)原煤干燥基化学物理性质表												
煤种	坚固性系数	抗碎强度	可磨性系数	水份 M_{ad}	灰分产率 A_d	挥发分产率 V_{daf}	碳元素 C_{daf}	氢元素 H_{daf}	氮元素 N_{daf}	全硫 $S_{t,d}$	磷 P_d	氯 Cl_d
低中灰~低灰分, 高-特高挥发分, 特低硫, 特低磷, 中-高热值, 不具粘结性的长焰煤 (41CY)	2.0-2.23	49.0-88.7%	38.0-48.8%	5.16-13.12%	4.61-27.58%	47.14-58.48%	73.25-81.76%	4.90-6.37%	1%左右	0.12%-0.49%	小于0.05%	0.01-0.123%
氟 F_{ad}	砷 As_{ad}	汞 Hg_d	高位发热量 $Q_{gr,d}$	低位发热量 $Q_{net,d}$	粘结指数	灰熔融性软化温度	焦油产率 Tar_{ad}	干馏总水产率 $Water_{ar}$	半焦产率 CR_{ad}	煤气+损失	腐植酸 HAt_d	
21-142Ug/g	0-8 Ug/g	0.66-0.98Ug/g	20.76-29.48MJ/Kg	22.91-29.08MJ/Kg	0	1080-1360℃	8.2%-19.11%	9.5%-19.0%	50.0-70.1%	4.9-23.1%	30.2%-33.1%	
哈密市沙尔湖矿区(葛洲坝露天矿)原煤干燥基化学物理性质表												
煤种	坚固性系数	抗碎强度	可磨性系数	水份 M_{ad}	灰分产率 A_d	挥发分产率 V_{daf}	碳元素 C_{daf}	氢元素 H_{daf}	氮元素 N_{daf}	全硫 $S_{t,d}$	磷 P_d	氯 Cl_d
中高水份, 低灰-中灰, 高挥发分, 特低硫-低硫, 特低磷-中磷, 中热-高热值煤为主; 煤类为不具粘结性的长焰煤。	不详	不详	不详	11.72%-17.65%	10.80%-19.89%	35.50%-43.54%	73.15%-77.63%	4.12%-4.79%	0.82%-1.08%	0.06-2.06% 一般在0.42%以内	不详	不详
氟 F_{ad}	砷 As_{ad}	汞 Hg_d	高位发热量 $Q_{gr,d}$	低位发热量 $Q_{net,d}$	粘结指数	灰熔融性软化温度	焦油产率 Tar_{ad}	干馏总水产率 $Water_{ar}$	半焦产率 CR_{ad}	煤气+损失	腐植酸 HAt_d	
不详	不详	不详	22.72-25.76 MJ/kg	不详	0	1125℃-1355℃	0.70-14.60%	不详	46.10-72.60%	3.40-31.80%	不详	
哈密市大南湖矿区(国网露天矿)原煤干燥基化学物理性质表												
煤种	坚固性系数	抗碎强度	可磨性系数	水份 M_{ad}	灰分产率 A_d	挥发分产率 V_{daf}	碳元素 C_{daf}	氢元素 H_{daf}	氮元素 N_{daf}	全硫 $S_{t,d}$	磷 P_d	氯 Cl_d
煤类以低变质程度的长焰煤 (41CY) 为主, 另有少量的褐煤 (2号 HM) 和不粘结煤 (31号 BN)	不详	不详	不详	5.52%-18.84%	3.87%-31.55%	31.46%-51.49%	74.11-77.93	4.54-5.47%	0.75-1.69%	0.11-1.57%, 一般在1%以下	0.001%-0.24%	0.004-0.407%
氟 F_{ad}	砷 As_{ad}	汞 Hg_d	高位发热量	低位发热	粘结指数	灰熔融性软	焦油产率	干馏总水产率	半焦产率	煤气+损	腐植酸	氧+硫 (O+S)

			$Q_{gr, d}$	量 $Q_{net, d}$		化温度	Tar. ad	Water. ar	CR. ad	失	HAt. d	daf
15-1246ug/g	1-15ug/g	不详	19.75MJ/kg -30.06 MJ/kg	17.32 MJ/kg-21 .71 MJ/kg	0	不详	4.60-8.69%	不详	不详	不详	不详	15.02-20.2 8%
巴里坤县三塘湖矿区原煤干燥基化学物理性质表												
煤种	坚固性系数	抗碎强度	可磨性系数	水份 M_{ad}	灰分产率 Ad	挥发分产率 V_{daf}	碳元素 C _{daf}	氢元素 H _{daf}	氮元素 N _{daf}	全硫 $S_{t, d}$	磷 P_d	氯 Cl_d
煤类总体为41号长焰煤、31号不粘煤（汉水泉个别气煤）	不详	不详	52	1.39— 7.95%	1.56— 36.04%	9.61— 58.93%	66.47%-82.38 %	4.50%-4.30%	0.92%-0.91%	0.1%-2.07%, 一般小于是 1%	0.001— 0.378%	0.01— 0.84%
氟 F_{ad}	砷 As _{ad}	汞 Hg _d	高位发热量 $Q_{gr, d}$	低位发热量 $Q_{net, d}$	粘结指数	灰熔融性软化温度	焦油产率 Tar. ad	干馏总水产率 Water. ar	半焦产率 CR. ad	煤气+损失	腐植酸 HAt. d	氧+硫(O+S) daf
21-250ug/g	0.0000— 0.0005%	不详	17.42— 33.52MJ/kg	17.00— 33.52MJ/ kg	0—79（指 汉水泉区）	1130— 1400℃	0.4—18.14%	不详	70.5—74.3%	不详	不详	14.64%-14.49%

2.2.2 煤炭工业发展现状及规划情况

哈密区域内现有生产矿井 15 处, 已形成产能 4200 万吨以上, 续建和新建煤矿项目已开工建设 12 个, 规模 7270 万吨/年。

根据国家发改委对矿区总规的批复和各矿区总规编制情况及《哈密地区煤炭工业“十二五”-2020 年区域发展规划》。初步规划开发七个矿区, 共计规划矿井 66 对(井工矿 54 对, 露天矿 12 处), 可建设总规模 4.7555 亿吨(井工 2.8955 亿吨, 露天 1.86 亿吨)。其中:到十二五末形成产能 1.13 亿吨(井工 0.82 亿吨, 露天 0.31 亿吨), 到“十三五”末形成产能 3.5235 亿吨(井工 2.3635 亿吨, 露天 1.16 亿吨)。

(1) 大南湖矿区。规划矿井 11 对, 总规模 1.18 亿吨, 其中:“十二五”末开工建设矿井 4 对(处)、规模 0.36 亿吨, 分别为国网能源哈密煤电有限公司大南湖西区 1 号矿井 1000 万吨/年煤矿项目、国投哈密能源开发有限公司大南湖西区 1200 万吨/年煤矿建设项目、国网能源哈密煤电有限公司大南湖西区北露天 1000 万吨/年煤矿建设项目、徐矿集团哈密能源有限公司大南湖西区 1 号矿井 400 万吨/年煤矿建设项目;“十三五”末形成产能 1.18 亿吨。

(2) 沙尔湖矿区。规划矿井 4 对, 总规模 1.16 亿吨, 其中:“十二五”末开工建设露天矿 1 处、规模 0.1 亿吨/年, 为华能新疆能源开发有限公司沙尔湖 1000 万吨/年露天矿项目, “十三五”末形成产能 0.4 亿吨, 分别为葛洲坝 2000 万吨/年、华能 2000 万吨/年和潞新公司 2000 万吨/年。

(3) 三塘湖矿区。规划矿井 19 对, 总规模 1.22 亿吨, 其中:“十二五”末开工建设矿井 3 对、规模 0.26 亿吨/年, 分别为国投哈密公司条湖一号 1000 万吨/年矿井建设项目、国投三塘湖条湖二号 800 万吨/年矿井建设项目、京能公司汉水泉三号 800 万吨/年矿井建设项目;“十三五”末形成产能 1.02 亿吨。

(4) 淖毛湖矿区。规划矿井 15 对, 总规模 0.823 亿吨, 其中:“十二五”末开工建设露天矿 5 对(处)、规模 0.24 亿吨/年, 分别为新疆哈密英格玛煤电投资有限责任公司英格玛 1 号矿井(300 万吨/年)煤矿项目、新疆广汇新能源公司淖毛湖 800 万吨/年煤矿建设项目、新疆哈密英格玛煤电投资有限责任公司英格玛 2 号矿井(500 万吨/年)煤矿项目、广汇白石湖 500 万吨/年立井建设项目、广汇白石湖 300 万吨/年斜井建设项目;“十三五”末形成产能 0.823 亿吨。

(5) 巴里坤西部矿区。规划矿井 12 对(井工矿 10 对, 露天矿 2 处), 总规模 0.2225 亿吨(井工 0.1425 亿吨, 露天 0.08 亿吨), 其中:“十二五”末开工建设矿井 3 对(处)、规模 0.14 亿吨/年, 分别为哈密和翔工贸有限公司别斯库都克 500 万吨/年煤矿建设项

目、巴里坤保利和翔吉朗德 300 万吨/年露天矿、保利纸房 600 万吨/年煤矿建设项目；“十三五”末形成产能 0.1985 亿吨（井工 0.1185 亿吨，露天 0.08 亿吨）。

（6）三道岭矿区。规划矿井 4 对（井工矿 3 对，露天矿 1 处），总规模 0.12 亿吨（井工 0.09 亿吨，露天 0.03 亿吨），其中：“十二五”末开工建设露天矿 1 对（处），为潞安新疆煤化工集团有限公司砂墩子 300 万吨/年煤矿建设项目。

（7）野马泉矿区。规划井工矿 1 对，总规模 0.03 亿吨。其中：“十三五”末形成产能 0.03 亿吨。

2.3 水资源

2.3.1 水资源总量

哈密属于典型的内陆干旱区，受气候、地形、地貌条件的影响，水资源主要靠天山冰川融雪水、大气降水和基岩裂隙水补给。区内有冰川 179 条，总面积 155.83 平方公里，冰川储量 81.709 亿立方米，折合水量 70.9 亿立方米，是哈密水资源主要的稳定补给水源。

哈密地区有主要河流 75 条，年径流量 8.45 亿立方米，其中年径流量大于 1000 万立方米以上的河沟 15 条，径流量为 4.59 亿立方米，占地区总径流量 48.6%。地表水径流量年际变化相对稳定，年内变化较大，4—8 月径流量占总径流量的 70%以上。山南哈密市区域有 28 条，年径流量 4 亿立方米，主要河流有石城子河、榆树沟等。巴里坤县 39 条，年径流量 3.45 亿立方米，主要河流有西黑沟、二道白杨沟等；伊吾县 8 条，年径流量 1 亿立方米，主要河流有伊吾河、四道白杨沟等。

根据《哈密地区重点工业规划区水资源配置方案》及哈密地区水资源综合利用规划》成果统计，哈密区域内水资源总量为 16.86 亿立方米，其中地表水资源量 9.45 亿立方米，地下水资源量 7.41 亿立方米（其中不重复量 2.98 亿立方米）。分区情况如下：

哈密市区域水资源总量为 8.4096 亿立方米，其中地表水资源量 4.308 亿立方米，地下水资源量 4.1016 亿立方米（其中不重复量 1.75 亿立方米）。

巴里坤县水资源总量 5.5885 亿立方米，其中地表水资源量 3.5733 亿立方米，地下水资源量 2.0152 亿立方米（其中不重复量 0.6319 亿立方米）。

伊吾县水资源总量为 2.8617 亿立方米，其中地表水资源量 1.5662 亿立方米，地下水资源量 1.2955 亿立方米（其中不重复量 0.6004 亿立方米）。

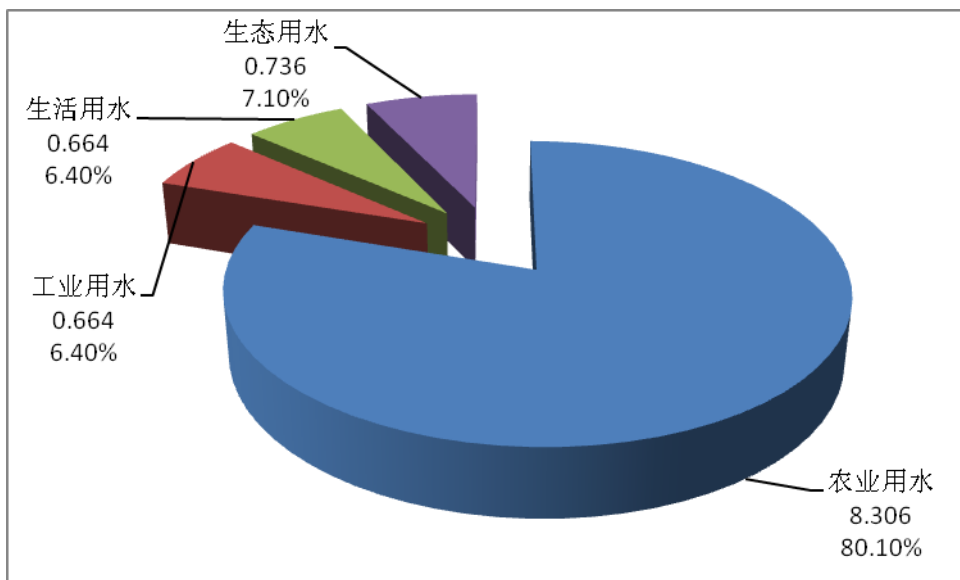
项目 县、市	地表水资源量 (亿 m ³)	地下水资源量 (亿 m ³)	地下水不重复量 (亿 m ³)	水资源总量 (亿 m ³)
哈密市	4.308	4.1016	1.75	8.4096

巴里坤县	3.5733	2.0152	0.6319	5.5885
伊吾县	1.5662	1.2955	0.6004	2.8617
全地区	9.45	7.41	2.98	16.86

2.3.2 水资源利用现状

据统计，2012 年全区水资源开发利用总量为 10.37 亿立方米，其中地表水开发利用 4.5 亿立方米，占地表水总量的 47.63%；地下水开发利用 5.8518 亿立方米，占地下水资源量的 78.95%（按不重复量计算占地下水的 196.22%），污水再生回用 183 万立方米。

2012 年全区各业用水总量中，农业用水量最大，为 8.306 亿立方米，工业用水、生活用水和生态用水分别为 0.664 亿立方米、0.664 亿立方米和 0.736 亿立方米，用水结构为 80.1：6.4：6.4：7.1，见下图。



2012 年分市县的统计情况如下：

哈密市水资源开发利用总量为 7.57 亿立方米，占水资源可利用量的 90.02%。其中：地表水开发利用 2.6217 亿立方米，占地表水资源量的 60.86%；地下水开发利用 4.93 亿立方米，占地下水可利用量的 120.19%（按不重复量计算占地下水的 281.71%），地下水超采 1.97 亿立方米；污水再生回用 183 万立方米。

2012 年巴里坤县水资源利用总量 1.86 亿立方米，占水资源量可利用量的 31.6%，其中：地表水利用量 1.24 亿立方米，占地表水资源量的 34.7%；地下水利用量 0.62 亿立方米，占地下水资源量的 30.77%（按不重复量计算占地下水资源量的 98.12%）。

2012 年伊吾县水资源利用总量 0.94 亿立方米，占水资源量的 32.85%，其中：地表水利用量 0.6382 亿立方米，占地表水资源量的 40.75%；地下水利用量 0.3018 亿立方米，占地下水资源量的 23.3%（按不重复量计算占地下水资源量的 50.27%）。

2.3.3 可供水量分析

在充分考虑东天山近 400 公里和莫钦乌拉山近 125 公里沿线分布的河流、水系的完整性,有利于水资源合理开发利用和体现工业实际实施建设等因素的基础上,将重点矿区工业供水划分为 6 个规划分区,分别为哈密市西部区域、中部区域、东部区域;伊吾县淖毛湖区域;巴里坤县西部区域和三塘湖区域。分别对应哈密三道岭—沙尔湖矿区、哈密大南湖矿区东区、哈密大南湖矿区西区、伊吾淖毛湖矿区和巴里坤西部矿区和三塘湖矿区。

(1) 哈密市山南西部区域(沙尔湖、三道岭)

哈密市山南西部区域主要包括沙尔湖矿区、三道岭矿区等,主要布局煤炭、有色金属产业等产业。四道沟河河流多年平均径流量 1948 万立方米,保证率 75%径流量为 1539 万立方米,保证率 97%径流量为 968 万立方米。四道沟水库建成后,对出山口德外里克乡四道沟村实施了整体搬迁,建成后的四道沟水库在保证率 75%时,除向下游五堡、二堡乡提供 300 万立方米的水量外,余水全部调整向工业供水。在保证率 97%时,可向工业供水 950 万立方米。

三道沟河多年平均径流量 2531 万立方米,主要控制农业灌区包括哈密市德外里克乡三道沟村和农十三师柳树泉农场,在灌溉季节同时向哈密市五堡乡提供一定的水量。为满足工业供水需求,计划实施三道沟出山口德外里克乡三道沟村整体搬迁,将所用水源全部调整向工业供水。并建设三道沟水库对水量进行调节。在保证率 97%时,三道沟水源可供水量为 1186 万立方米。在保证下游灌区园艺供水 386 万立方米的情况下,可向工业供水 600 万立方米。

柳树沟河河流多年平均径流量 756 万立方米,保证率 75%径流量为 537 万立方米,保证率 97%径流量为 350 万立方米。目前柳树沟沟口村基本实施了整体搬迁,将柳树沟水源全部调整向工业供水,在保证率 97%时可向工业供水 350 万立方米。

七角井盆地是哈密市西部独立封闭区域。根据新疆地质工程勘察院勘察结果,盆地地下水总补给量 3335 万立方米/年,可开采量 1840 万立方米/年。目前已开采 526 万立方米/年,主要为当地盐业生产用水,尚有 1314 万立方米的开发潜力。规划建设年取水 800 万立方米地下水源地作为工业备用水源。

区域在保证率 97%时工业总供水能力 3170 万立方米。其中地表水供水 1900 万立方米,地下水供水 800 万立方米,三道岭现有水源供水 470 万立方米。

(2) 哈密市山南中部区域(大南湖西部)

区域主要包括哈密市重工业加工区、大南湖西部矿区、土屋铜矿及其周边区域。目

前, 该区域发展基础相对较好, 是今后地区重点加快发展区域。

石城子河多年平均径流量 8331 万立方米, 保证率 97%径流量为 4391 万立方米。石城子水库库容 1946 万立方米, 通过实施沟口村整体搬迁, 调整优化用水结构, 在保证率 75%时向农业供水 5000 万立方米, 保证率 97%时向工业供水 1200 万立方米。

榆树沟河多年平均径流量 5167 万立方米, 保证率 75%径流量为 3805 万立方米, 保证率 97%径流量为 2480 万立方米。已建成榆树沟水库库容 1180 万立方米。通过实施沟口村整体搬迁, 调整优化用水结构, 在保证率 75%时向农业供水 1560 万立方米, 在保证率 97%时向城市和工业供水 2245 万立方米, 其中向哈密南部工业区供水 1280 万立方米。

中部区域工业供水能力 5080 万立方米, 其中石城子水库供水 1200 万立方米, 榆树沟水库供水 1280 万立方米, 中水 1500 万立方米, 从四道沟水库调水 500 万立方米, 从三道沟水库调水 600 万立方米。

(3) 哈密市山南东部骆驼圈子区域 (大南湖东部),

该区是地区重要的煤炭、黑色、有色资源开采和加工地, 主要由骆驼圈子加工区及大南湖东部矿区组成。重点发展煤电、原煤、有色 (黑色) 金属采选等产业。

安拉沟河流多年平均径流量 875 万立方米, 保证率 97%径流量为 464 万立方米。目前安拉沟水库在建, 计划对出山口沟口村实行整体搬迁, 向工业供水 450 万立方米。

乌拉台河沟多年平均径流量 1342 万立方米, 保证率 97%径流量为 667 万立方米。目前乌拉台水库在建, 乌拉台出山口牧民已经实施了搬迁, 水库建成后, 向工业供水 650 万立方米。

射月沟多年平均径流量 1819 万立方米, 97%保证率年径流量 1037 万立方米。目前已建成射月沟水库, 水库除了调节射月沟流域径流量外, 还将大小天生圈和坎尔井灌区的余水通过引水渠道引入水库, 97%保证率时向工业供水量 1400 万立方米。

区域总供水能力 2500 万立方米, 其中射月沟水库供水 1400 万立方米, 安拉沟水库供水 450 万立方米, 乌拉台水库供水 650 万立方米。

(4) 巴里坤县三塘湖

根据《三塘湖煤田矿区总体规划》, 三塘湖区域 2015 年规划煤炭产能 3800 万吨/年; 根据哈密—重庆±800 千伏特高压直流输电工程电源项目规划, 三塘湖区域 2015 年规划火电装机规模为 6000MW。

地下水源

三塘湖北 (条湖) 区域估算地下水天然补给量为 1445 万立方米/年, 可开采量为 505.7 万立方米/年, 规划建设的条湖水源地, 可向工业供水量为 450 万立方米。

汉水泉区域估算地下水天然补给量为 1533 万立方米/年,可开采量为 766.5 万立方米/年,规划建设的汉水泉水源地,可供水量为 650 万立方米。条湖、汉水泉、奥依托良岗三个地下水水源区可供水 1222 万立方米。

地表水源

依据《哈密地区水资源评价》,莫钦乌拉山北坡七条河沟集水总 555.4 面积平方公里,多年平均径流量 3441.9 万立方米,97%保证率径流量为 1598 万立方米。根据批准的《巴里坤三塘湖煤炭综合生产基地水资源配置方案》,规划建设“四库、三引、一网”供水工程,“四库”即二道沟水库、二道白杨沟水库、头道沟水库和头道白杨沟水库工程;“三引”即三道沟、四道沟和三道白杨沟截潜流引水工程;“一网”即供水管网工程,将各河沟水量引入供水主管网,形成整体供水网络。地表水工程年供水能力 1707 万立方米。

区域内矿井(坑)排水可供水 557 万立方米。

三塘湖区域内自产水可用于工业的总水量为 3486 万立方米,其中莫钦乌拉山北坡“四库三引”工程通过多年调节可供地表水 1707 万立方米,条湖、汉水泉、奥依托良岗三个地下水水源区可供水 1222 万立方米,区域内矿井(坑)排水可供水 557 万立方米。

(5) 巴里坤县西部矿区

巴里坤县西部矿区,建设西黑沟水库调蓄工程在保证率 95%时,西黑沟水源可供水量为 1396 万立方米,向工业供水量为 500 万立方米,对大红柳峡水库、花儿刺水库实施除险加固改造后可分别向工业供水量为 140 万立方米和 60 万立方米,西部矿区矿井疏干水量为 100 万立方米/年,总可供水量为 800 万立方米/年。

(6) 伊吾淖县毛湖区域

按照伊吾河水资源利用规划,通过调整农业种植和用水结构,利用已建成的峡沟水库,在保证率 75%时向农业和人工生态供水 1960 万立方米,在保证率 97%时向工业供水 2500 万立方米。

四道白杨沟是伊吾淖毛湖区域的主要河流之一,目前尚未开发利用。多年平均径流量 718 万立方米,保证率 97%年径流量为 377 万立方米。四道白杨沟水库建成后,向工业供水 500 万立方米。

从淖毛湖含煤盆地煤炭勘探水文地质资料和已建矿井涌水量分析,矿区内地下水较为丰富,经初步预测,淖毛湖西部矿区地下水可供水量为 750 万立方米/年。

淖毛湖区域总工业供水能力 3750 万立方米,其中峡沟水库供水 2500 万立方米,四

道白杨沟水库供水 500 万立方米，矿井疏干水 750 万立方米。

根据根据煤炭开采、加工的产业要求，及项目对区外调水水价的承受能力，远期建议适当提前开展引额济乌工程向哈密地区的调水工程，西水东调，支持区域经济社会发展。根据《哈密地区主要工业产业规划布局》，自治区人民政府已明确“十三五”末向哈密地区调水 3 亿立方米，远期每年外调水量 5 亿立方米，供给哈密地区工业生产和居民生活、生态建设等方面使用。

2.4 交通运输情况

哈密地区是新疆自治区的东大门，经过多年建设，交通枢纽功能日益完善。目前，哈密交通正在逐步向以干线公路、高速公路、铁路、航空为一体的综合网络发展，形成了东连甘肃、西接乌鲁木齐、北邻蒙古国，辐射城乡、四通八达的区域公路交通网络。特别是按照国家对新疆“一主两翼”铁路的建设规划，兰新铁路第二双线、哈罗铁路、嘉峪关—阿拉山口铁路电气化改造，将军庙—哈密、哈密—临河铁路将陆续开工或加快建设，疆内精—伊—霍等 10 条铁路的建设，使哈密具备了建设东联、西出、南通、北拓功能的立体交通枢纽城市的有利条件。

主要矿区的交通运输条件分析如下：

(1) 大南湖矿区东区

公路方面，现有 G30 纵穿大南湖东区，规划有大南湖矿区北路（大南湖——G30）公路，公路等级 2 级，全长 100 公里，目前道路可研已通过审查，计划年内开工建设。

铁路方面，现有兰新线穿过大南湖东区，年运力约 7000 万吨，已开工建设的兰州至乌鲁木齐第二双线铁路建成后，主要功能是客运，加上既有的兰新铁路线电气化改造，兰新双线铁路远期运力将增至 3.5 亿吨/年，兰新第二双线横穿三道岭矿区和紧临大南湖煤矿东部矿区。可解决三道岭矿区、大南湖煤矿东部矿区等沿途矿区的煤炭外运。哈勒至烟墩铁路由国投公司投资建设，其中国投至烟墩段的企业铁路专用线可研报告编制完成并通过乌铁局审查，已上报国家铁道部等待行政许可批复，该铁路按国铁 I 级设计，全长 76km，近期运力 1700 万吨/年，远期运力 3050 万吨/年。

(2) 大南湖矿区西区

公路方面，，现有 S235 省道（哈罗公路）K44——K91 由三级改造提升为二级，全长 47 公里，2012 年年底竣工通车。规划大南湖矿区北路（大南湖——G30）公路，公路等级 2 级，全长 100 公里，规划大南湖乡至大南湖矿区北路连接线资源干线公路，公路等级 2 级，全长 30 公里，目前该公路项目可研已通过审查，已进入设计阶段。

铁路方面，哈密至罗布泊铁路，线路自哈密南站引出，经大南湖煤矿西区至巴州罗

布泊, 线路全长约 360km, 规划为单线内燃铁路, 牵引质量为 4000 吨。该条铁路建成后, 可为罗布泊 240 万吨钾盐、大南湖亿吨煤炭基地西煤东运奠定坚实基础, 近期年运力约 1638 万吨, 远期电气化双线改造后 5000 万吨。哈勒至烟墩铁路由国投公司投资建设, 其中: 国投至烟墩段的可行性研究报告编制审查完成, 已上报国家铁道部等待许可, 哈勒至国投段目前正在开展前期工作, 国投物流公司向乌铁局承诺要完成该铁路的建设。

(3) 三道岭矿区

公路方面, 现矿区公路铁路齐备, G30 横穿矿区, 三道岭矿区现有公路联网线完全可以承担 2000 万吨/年的产能运输。

铁路方面, 现有兰新线从矿区南侧穿过, 三道岭矿区企业铁路专用线已与兰新线在柳树泉站接轨, 其目前实际运量为 850 万吨/年。沙墩子 500 万吨/年井工煤矿项目正在建设, 该项目投产后的煤炭将依靠企业自建铁路专用线运输, 铁路建设从沙墩子煤矿起连接至三道岭企业自建铁路网, 并通过柳树泉站到达兰新铁路实现外运, 目前该铁路设计已报乌鲁木齐铁路局等待行政许可和审批。远期企业自建铁路和柳树泉站电气化改造后, 运能将达到 1500 万吨/年。

(4) 沙尔湖矿区

公路方面, 矿区内有简易公路通行。已建成沙尔湖-五堡-Z502 (原 312 国道) 公路, 全长 150 公里, 公路等级为 3 级, 其中: 沙尔湖-五堡公路为沙石路面 (约 120 公里), 五堡-Z502 公路为铺油三级县乡公路。规划矿区公路经沙尔湖至南湖乡公路 S328 线已开工建设, 全长 187 公里, 为二级标准公路, 将与 2012 年年底竣工通车。S328 线与 S235 省道 (哈罗公路) 相接, 向北可通到哈密市, 向东可通至 G30 公路 (骆驼圈子处)。

铁路方面, 沙尔湖企业铁路专运线, 由华能公司、葛洲坝公司、潞新公司合资建设, 是一条以煤运为主的企业专用线。线路自在建哈罗铁路哈勒站引出, 向西在沙尔湖矿区和大南湖西部矿区之间通过, 至沙尔湖华能矿区东北角设华能煤炭装车站。新建正线全长 97.5km, 设计为 I 级单线铁路, 近期运能 1750 万吨/年, 远期运能 3050 万吨/年, 项目预可研已经通过审查, 计划于 2013 年 1 月初开工, 2014 年 6 月底竣工。近期煤炭可通过铁路运至哈密市区, 远期可通过哈勒至烟墩企业铁路专用线走兰新线运输产品。

(5) 三塘湖矿区

公路方面, 已建成淖毛湖—牛圈湖—三塘湖公路, 全长 154 公里的三级公路与淖毛湖矿区相连, 随着三塘湖煤炭产能的提升和西北大通道的贯通, 需要全线提升改造为二级公路; S332 线三塘湖至鸣沙山段公路项目, 全长 200 公里, 为二级标准公路, 此项目将于 2012 年 7 月 18 日进行招投标工作, 预计 7 月底将全面开工建设, 计划 2013 年 9

月底完工。“十二五”期间对三塘湖—老爷庙公路由三级改造提升为二级，全长 86 公里。

铁路方面，红淖三铁路（红柳河—淖毛湖—三塘湖铁路）：自兰新铁路红柳河车站引出，连接淖毛湖矿区、三塘湖矿区的铁路运输通道，是一条以煤运为主的地方资源开发型民营货运铁路。红淖三铁路全长约 500km，铁路设计为国铁 I 级线路、单线、电力机车牵引，建成初期将实现 3950 万吨运能，最终运能将达 1.5 亿吨。目前该项目已获得国家发改委“路条”，红柳河站西的先期控制性工程已经开工建设，预计红柳河—淖毛湖段全线 2013 年底正式建成。。

（6）巴里坤矿区

公路方面，规划建设大红柳峡乡—下涝坝乡公路，公路等级二级，全长 56 公里，可兼顾三塘湖西部矿区的煤炭通过 303 省道分流运输；对现有的博尔羌吉镇—大红柳峡乡道路进行改扩建，提高公路运能，全长 90 公里，将于 2012 年年底竣工通车。主要是解决巴里坤西部矿区的煤炭向疆内外运输，以及形成巴里坤矿区的公路运输网络。

铁路方面，巴里坤矿区主要是通过企业自建铁路专用线与红淖三铁路接轨，进行煤炭资源外运。目前，红淖三铁路已开工建设。

（7）淖毛湖矿区

现有公路两条：一是伊—淖（伊吾县—淖毛湖镇）公路全长 72 公里，为三级沥青公路；二是淖毛湖—柳沟公路，全长 400 公里（哈密境内 250 公里），计划今年 7 月底全部完成铺油。煤炭可通过淖毛湖至伊吾县公路（S302 线）至口门子，口门子经 S303 线至哈密 G30 道路，同时也可通过淖毛湖至柳沟公路向甘肃以远运输。

铁路方面，到淖毛湖矿区的红淖三铁路正在建设，淖毛湖矿区煤炭专用铁路全长约 120km、煤化工专用线全长约 15km 已由广汇完成前期工作，计划 2012 年年内开工建设，与红淖三铁路同步建成投运。

2.5 电力资源情况

新疆电网位于西北电网的西部，目前新疆主电网已实现 220kV 全疆联网，形成以乌鲁木齐为中心，沿天山北坡东西展开，南北延伸，最东至哈密，最西至伊犁，最南至和田，最北至阿勒泰，东西约 2000km，南北约 3300km，供电范围覆盖全疆的大部地区。新疆电网目前通过 2 回 750kV 的线路与西北电网相联。

哈密地区位于新疆东部，哈密电网是新疆主网与西北主网连接的联络点。目前，哈密电网有 750kV 变电站 1 座，主变容量 1500MVA，220kV 变电站 2 座，其中东疆变 1×150MVA，山北变 1×150MVA。哈密电网通过吐鲁番—哈密双回 750kV 线路和 220kV 天光—楼兰 1 回线路与吐鲁番电网联网，通过哈密—敦煌双回 750kV 线路与西北电网联网。

电力资源情况分矿区情况介绍如下:

(1) 大南湖矿区东区

截止 2012 年 6 月大南湖矿区东区已建成 220 千伏变电站一座即东疆 220kV 变电站,正在建设的东南部 220 千伏开关站预计于 2012 年年底投运;依托 220 千伏东疆变为电源支撑点,正在建设的煤矿变电站有中煤能源 110 千伏变和重庆能源 110 千伏变。根据矿产资源的开发情况东南部 220 千伏开关站可以扩建为变电站供煤炭开发。

为配合东南部 200 万风电场的开发,新疆电力公司已开工建设哈密南 750 千伏变电站,位于大南湖煤矿东区,初期变电容量为 1500 兆伏安,该站预计于 2013 年投运;哈密南 750 千伏变电站建成以后作为哈密南一个可靠的电源支撑点可以为大南湖东区和西区矿产资源的开发提供可靠的电力保证。新建 220 千伏风电场升压站 5 座分别为烟墩北、烟墩西、烟墩南、苦水东和苦水西。220kV 风电场升压站的建设一方面满足风电上网的要求,另一方面可以为大南湖煤矿东区煤炭的开发提供电源及接入点。

(2) 大南湖矿区西区

截止 2012 年 6 月大南湖矿区西区已建成 220 千伏变电站一座,即银河路 220kV 变电站,计划建设的红旗村 220 千伏变电站预计于 2013 年年底投运,库木塔格 220 千伏变电站预计于 2013 年年底投运。目前依托 220 千伏银河路变电站为电源支撑点,已经建成投运的 110 千伏变电站有明泽变,正在建设的 110 千伏变有土屋变,土屋变将于今年 7 月底前建成投运。

远期随着哈密南 750 千伏变电站的建成投运,该站作为哈密南的一个可靠电源支撑点为哈密大南湖西区矿产资源新建变电站提供可靠的接入点,哈密南部电网与哈密现有的网架结构合理配合为哈密大南湖煤矿的开发提供可靠的电源保障,煤矿开采都能实现双电源供电。

(3) 三道岭矿区

截止 2012 年 6 月三道岭矿区已建成电厂一座即三道岭电厂,总装机容量 30 兆瓦;建成 110 千伏变一座即墩石变,该站总变容量(2×31.5)兆伏安;建成 35kV 变电站一座即砂墩子变,站总变容量 3.15 兆伏安。三道岭矿区现有的电力能够满足三道岭矿区年开采量 800 万吨的用电需要。

远期随着三道岭矿区用电量的增大,规划在三道岭矿区建设 220kV 一座即沙枣泉 220 千伏变电站,该站计划于 2014 年投运,该站建成以后与十三间房 220 千伏变配合形成对三道岭矿区的双电源供电的能力。

(4) 沙尔湖矿区

沙尔湖矿区已经建成风电场两座,接入十三间房 220 千伏变,该区域风电总装机 99 兆瓦。已经建成 220 千伏变电站一座即十三间房变,主变容量为 150 兆伏安。已经建成 110 千伏变电站一座即沙尔湖西 110 变电站,该站规划主变容量为 2×40 兆伏安,目前已经建成主变容量为 40 兆伏安。

随着沙尔湖矿区煤炭开采量的增大,计划对十三间房变电站进行增容扩建最终规划容量为 $(150+180)$ 兆伏安,新建哈密 750kV 变电站至十三间房变电站 220 千伏输电线路一回;同时新建 220 千伏变电站一座即沙尔湖 220 千伏变,目标网架形成以后能够在供电容量和供电可靠性上满足沙尔湖矿区煤炭和其他资源的开发。

(5) 三塘湖矿区

截止 2012 年 6 月三塘湖矿区已建成 35 千伏变电站一座即三塘湖 35 千伏变电站,由于哈密三塘湖矿区正在建设,各矿区处于基建期,负荷较小,正在建设的龙源 220 千伏汇集站预计于 2012 年年底投运,天山电力汇集站预计于 2013 年建成投运,三塘湖 110 千伏变预计于 2013 年建成投运;两座 220kV 汇集站建成以后可以为矿区的开采提供可靠的电源。三塘湖 110 千伏站建成以后为矿区基建期用电提供可靠的电力保证。

随着三塘湖区域煤电基地和风电基地的大规模建设,新疆电力公司在三塘湖区域规划建设 750 千伏变电站一座,该站计划于 2015 年建成投运,新增 220 千伏风电汇集站两座,计划于 2015 年建成投运;目标网架形成以后新建的风电汇集站一方面满足风电上网的要求,另一方面可以为三塘湖煤炭的开发提供可靠的电源。

(6) 巴里坤西部矿区

截止 2012 年 6 月巴里坤西部矿区已建成 110 千伏变电站一座即黑眼泉 110kV 变电站,该站已经为哈密同和矿业和保利和翔两座煤矿变电站供电。三塘湖区域正在建设的龙源 220 千伏汇集站和天山电力汇集站能够为巴里坤西部矿区矿产资源的开发提供可靠的电源。

规划建设黑眼泉变电站中期扩建工程,届时将形成双回路、双主变,从而进一步提高该区域矿区供电的可靠性,改善电能质量。随着巴里坤西部矿区煤炭资源的大量开采,该区域可以依托哈密北换流站建设 220 千伏变。

(7) 淖毛湖矿区

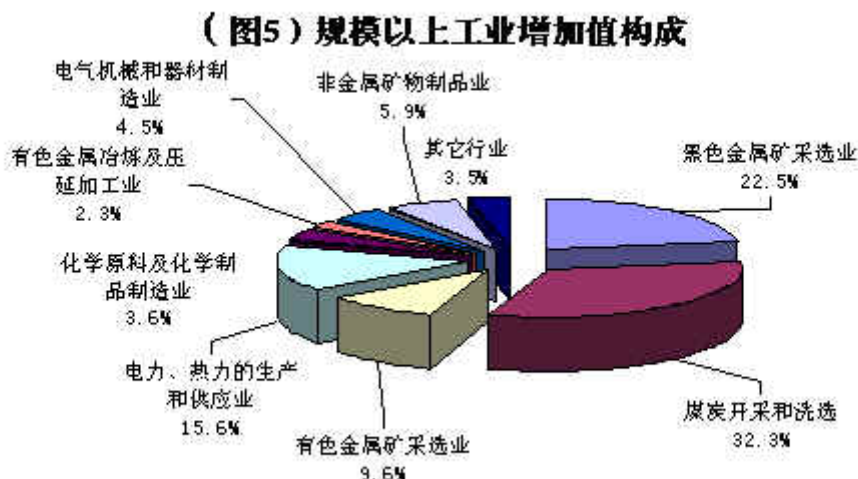
淖毛湖矿区已建成电厂一座,即广汇自备电厂,近期总装机容量 3×60 兆瓦;110 千伏变电站两座即卓越 110 千伏变电站和白石湖煤矿 110 千伏变电站;正在建设的 220 千伏变电站一座即淖毛湖 220 千伏变,该站计划 7 月底建成投运。

随着淖毛湖风电场大规模建设,必将通过 750 千伏实现外送,届时,淖毛湖区域风

电汇集站将有两条以上线路与系统连接，配套建设双电源的 110 千伏变电站可满足矿区用电需求。

2.6 区域产业发展概况

在地方规模以上工业中，煤炭开采和洗选业增加值 21.39 亿元，比上年增长 17.7%；



黑色金属矿采选业增加值 14.91 亿元，增长 20.4%；有色金属矿采选业增加值 6.32 亿元，增长 58.1%；化学原料及化学制品制造业增加值 2.41 亿元，增长 9.8%；非金属矿物制品业增加值 3.93 亿元，增长 8.7%；有色金属冶炼及压延加工业增加值 1.55 亿元，增长 16.9%；电力、热力的生产和供应业增加值 10.32 亿元，增长 85.8%；纺织业增加值 0.32 亿元，下降 15.1%；电气机械和器材制造业增加值 3.00 亿元

(表3) 2012年规模以上工业主要产品产量及其增长速度

产品名称	单位	产量	比上年增长(%)
原煤	万吨	2183.8	30.0
铁精粉	万吨	253.6	18.2
煤团	万吨	341.8	19.5
钢选矿产品含钢量	吨	8158.0	151.4
镍金属含量	吨	6657.0	18.2
高冰镍	吨	9817.0	2.4
镍	吨	10077.0	324.5
发电量	亿千瓦时	62.2	107.4
供热量	万吉焦	645.2	10.1
水泥	万吨	149.6	32.1
商品混凝土	万立方米	98.8	-4.1
纯碱	万吨	10.9	-27.9
硫化碱	万吨	2.2	-69.3
铁合金	万吨	1.8	-11.2
焦炭	万吨	60.2	-13.4
精甲醇	万吨	8.3	—
棉纱	吨	9650.0	-12.4
乳制品	吨	7207.0	84.6
饮料酒	千升	16831.0	-36.3
肠衣	桶	4385	3.6
自来水生产量	万立方米	2663.2	18.1

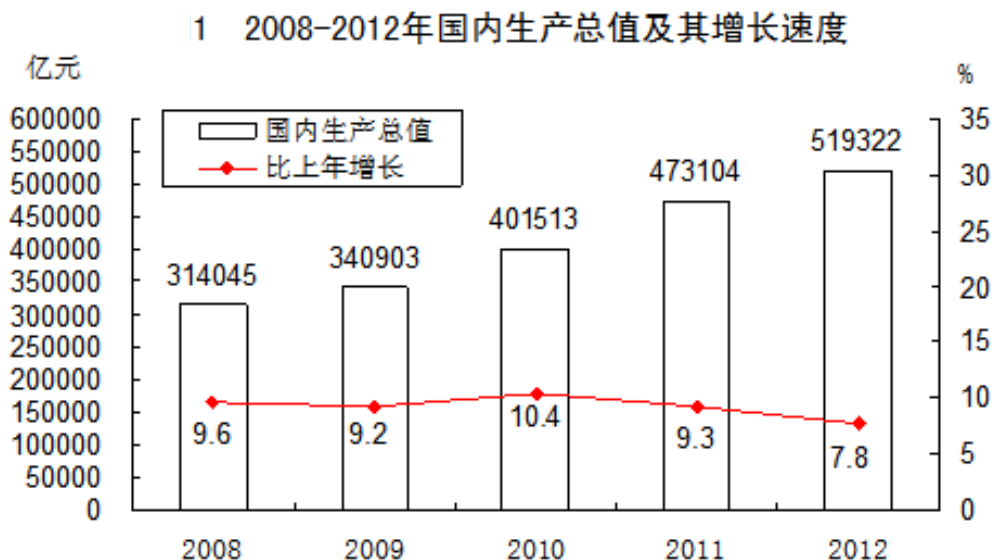
3 发展环境分析

3.1 国内宏观经济及相关产业发展政策环境分析

3.1.1 宏观经济环境分析

2012年,面对复杂严峻的国际经济形势和艰巨繁重的国内改革发展稳定任务,我国坚持以科学发展为主题,以加快转变经济发展方式为主线,按照稳中求进的工作总基调,认真贯彻落实加强和改善宏观调控的各项政策措施,国民经济运行总体平稳。

2012年全年国内生产总值519322亿元,比上年增长7.8%。其中,第一产业增加值52377亿元,增长4.5%;第二产业增加值235319亿元,增长8.1%;第三产业增加值231626亿元,增长8.1%。第一产业增加值占国内生产总值的比重为10.1%,第二产业增加值比重为45.3%,第三产业增加值比重为44.6%。这一增长速度远远高于世界经济平均增长速度,是世界经济发展最快的经济体之一。



全年全部工业增加值199860亿元,比上年增长7.9%。全年规模以上工业中,农副食品加工业增加值比上年增长13.6%,纺织业增长12.2%,通用设备制造业增长8.4%,专用设备制造业增长8.9%,汽车制造业增长8.4%,计算机、通信和其他电子设备制造业增长12.1%,电气机械和器材制造业增长9.7%。六大高耗能行业(包括化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业、石油加工炼焦和核燃料加工业、电力热力生产和供应业)增加值比上年增长9.5%,其中,非金属矿物制品业增长11.2%,化学原料和化学制品制造业增长11.7%,有色金属冶炼和压延加工业增长13.2%,黑色金属冶炼和压延加工业增长9.5%,电力、热力生产和供应业增长5.0%,石油加工、炼焦和核燃料加工业增长6.3%。高技术制造业增加值比上年增长12.2%。

纵观我国近年来经济发展情况,其特点和趋势如下:①经济增长的驱动力仍然是投资和出口,消费驱动居其次;②受国际国内环境的限制,“十二五”中国经济速度将有一定的放慢;③价格上涨压力加大;④结构性矛盾仍较突出;⑤经济发展方式比较粗放;⑥能源消耗和物质仍然偏高;⑦经济发展与环境保护和能源供应矛盾突出。

因此,“十二五”经济发展的政策取向出现新的变化——经济适度放慢下经济结构调整速度在明显加快,如经济增长过度依赖于出口和房地产的发展模式将得到根本改变,房地产泡沫化被明显遏制;投资率逐步下降消费率逐步上升,需求结构明显优化;收入差距扩大的趋势被明显遏制、居民收入占 GDP 的比重不再下降并开始回升;地区差距缩小,区域发展的协调性提高。

3.1.2 产业形势环境分析

近年来我国能源化工产业的发展受益于国家宏观经济的快速增长,在产业规模、产业结构、技术进步、市场需求和投资效益等方面都得到了迅速健康发展,中国能源化工领域已经成为最有吸引力的发展领域,同时我国已经发展成为世界重要的能源化工产品的生产中心和市场中心,产品生产和消费在国际上占有举足轻重地位。

2010年,我国能源化工产业完成现价产值8.88万亿元,比上年增长32.6%;销售收入5.23万亿元,比上年增长22.5%;实现利润6800亿元,比上年增长50%;固定资产投资预计1.15万亿元,比上年增长13.8%;进出口贸易总额4587.8亿美元,比上年增长22%。全部经济指标都保持两位数的增长速度。

纵观近年来我国石油和化学工业以及能源化工产业发展,主要有以下特点:

(1) 中国成为世界石油和能源化工的领头羊

2010年,全球石油和化学工业年平均增长速度为3.2%。美国石油和化学工业年平均增长率为2.5%,中东为7.8%,而包括中国在内的亚太地区的石油化工增长率达到6.5%,中南美洲为3.5%左右,欧洲为3.5%。2010年,中国石油和化学工业产值的增长速度高达32.6%,2011年的增长率达到31%,远远高于世界其他地区,成为世界石油化工和能源化工发展的领头羊。

(2) 主要石化产品需求旺盛

目前我国石油化工产业正处于其生命周期中的成长期,是世界石油化学工业发展最快、市场增长潜力巨大、发展前景最为广阔的国家。尤其是近10年来,由于我国经济的快速发展和消费水平的不断提高,石油化工产品消费量迅速扩大,许多石油化工和能源化工产品消费量已经居世界第一位,正在发展成为世界石化产品市场中心。

(3) 市场供求仍有较大空间

尽管近几年我国石油化工和能源化工产品产能不断扩大,但仍不能满足市场快速增长的要求,仍有许多产品需大量进口,进口依存度较高。2010年,我国乙烯产量达到了1418.8万t,当量消费量约为2605万t,自给率仅为54.46%;合成树脂产量为2529万t,表观消费量为4635万t,自给率为54.56%;合成橡胶产量为185万t,表观消费量为258万t,自给率为71.40%;合纤单体精对苯二甲酸(PTA)和乙二醇(EG)的自给率仅为46.55%和27.68%。下表是我国主要石化和能源化工产品供求概况。

表3.1-1 2010年我国主要石化和能源化工产品供求概况 单位: 万t

产品名称	产量	进口量	出口量	表观消费量	自给率
乙烯	1418.8	81.5	3.4	1496.9	94.78
丙烯	1324.1	152.4	0	1476.5	89.68
合成树脂	3221.48	3191.3	390.2	6022.58	53.49
合成橡胶	286.98	158.1	23.7	421.38	68.1
合成纤维	2569.51	78.5	0	2648.01	97.04

(4) 能源化工成为重点投资领域

我国石油化工产品的巨大市场空间和发展潜力、原油与天然气资源的短缺和政策限制以及以煤为原料的煤化工技术的突破,众多投资商纷纷投资以煤化工为龙头的能源化工领域,不仅吸引了大批跨国公司(如美国道化学、合成能源、南非萨索、安格鲁、日本能源中心、丸红公司、香港中华煤气等)进入中国市场,而且也吸引了大量的国内投资者和民营企业进入能源化工领域,如大型贸易企业(SINOCHEM等)、投资公司(开发银行等)、煤矿企业(中煤能源、神华集团、兖矿集团、新汶集团、淮南矿业、陕西煤业等)、电力企业(大唐电力、华能电力、国电等)和运输企业等,积极参与或进入能源化工项目建设。

(5) 实现原料路线多样化

目前,我国石油化工产品生产主要依赖原油(石油炼制得到油品和化工原料石脑油,以石脑油为原料通过裂解获取烯烃,通过重整得到芳烃)。而我国原油储量和产量都不能满足经济发展需求,近年来原油进口量逐年提高,原油进口依存度接近50%,对我国能源安全带来很大的风险。以煤炭为原料,通过甲醇制稀烃(MTO/MTP)和制二甲醚技术,可以生产乙烯、丙烯和清洁燃料二甲醚,通过煤液化可以生产燃料油品,从而实现了烯烃和清洁燃料生产的原料多样性,缓解了石油化工产品生产对原油和天然气资源的过度依赖,也拓宽了煤炭利用和增值渠道,更重要的是实现了由碳一化工向石油化工发展的转换。因此,对于原油和天然气资源相对缺乏、而煤炭资源相对丰富的中国具有重

要意义。

(6) 世界能源化工产业向中国转移

由于西方发达国家和地区石油化工产品市场已经处于成熟和饱和状态,生产发展处于低速维持状态。2007年,欧洲化学品产量增长了2.6%,美国增长率为1.3%,而日本是负增长,化学品产量下降了1.4%。因此,近年来发达国家以及跨国公司纷纷将石油化工产业生产基地向中国转移,实施本地化生产,从而分享中国巨大的产品市场。

此外,我国东部经济发达地区因能源价格高、人工费用高和资源有限,也纷纷将生产基地向中西部转移,因此为西部地区能源化工产业发展带来良好的发展机遇。

(7) 能源化工发展实现基地化建设

近年来,国内能源化工全面走基地化建设模式。基地化集约发展可充分发挥产业集群带来的巨大协同效应(降低投资成本和物流费用等),通过技术集成、系统集成与资源共享,企业间或装置间的物料进行上下游互共与匹配,能源的梯级利用,废副的集中处理,实现“减量、再用和循环”的良性物质代谢和节能、降耗与减排目标。因此,基地化发展是落实科学发展观和实施循环经济的具体举措。

(8) 能源化工发展面临环保和水资源的挑战

近年来,我国能源化工产业发展与环境保护和水资源之间的矛盾日益突出,尤其是富煤地区水资源供应问题更为尖锐,并已影响到项目建设。环境保护要求进行项目环评与区域环评,达标排放,总量控制。因此,能源化工发展面临水资源和环境保护的严峻挑战和制约,采用节水技术、水资源综合利用技术、清洁生产技术、节能技术和废副综合利用技术势在必行。

综上所述,可以得出以下结论:

在今后相当时期内,我国仍将是世界石油化工和能源化工产业发展最快的经济体,并将成为国内外投资商投资重点地区,而中西部地区是我国能源化工产业的投资热点地区;

我国石油化工和能源化工产业仍处于成长期,市场前景广阔,发展空间巨大。预计到2015年,我国主要能源化工产品消费量将达到全球总消费量的30~50%,华东和华南地区仍将是中国石油化工产品的消费中心。

能源化工产业发展面临环境保护和水资源短缺的挑战,高技术含量、高附加价值、低能耗和低污染产品将成为发展重点。

预计本次化工产业盈利高峰期将会延续到2015年左右进入高峰,地方政府和投资商应予以关注,选择合适的投资时机和项目建设时机。

3.1.3 政策环境分析

近年来,为切实落实科学发展观,实现我国经济又好又快发展,规范指导我国化工产业健康发展,我国政府主管部门相继出台了一系列法规和相关产业发展政策,包括石油化工产业发展规划、节能减排、环境保护、土地集约利用和化肥产业等方面,上述政策将对哈密地区煤炭深加工产业的发展起到重要的指导作用,也是本次产业规划必须遵循的政策框架。

表 3.1-2

相关产业政策

序号	规划名称	规划核心内容	对本产业规划的指导
1	《节能减排综合性工作方案》（国发[2011]16号）	主要目标：到 2015 年，万元国内生产总值能耗由 2010 年的 1.034t 标准煤下降到 0.869t 标准煤以下，降低 16%左右；“十二五”期间，实现节约能源 6.7 亿吨标准煤。 主要污染物排放：“十二五”期间，总量减少 10%。二氧化硫排放量由 2010 年的 2267.8 万 t 减少到 2086.4 万 t，化学需氧量（COD）由 2551.7 万 t 减少到 2347.6 万 t。	指导园区产业发展，根据有关部门确定的能耗及污染物排放总量指标，指导产业规模和项目充分利用水资源，做到节能减排降耗
2	《石化和化学工业“十二五”发展规划》	总量目标：“十二五”期间，全行业经济总量继续保持稳步增长，总产值年均增长 13%左右。到 2015 年，石化和化学工业总产值增长到 14 万亿元左右。 组织结构：到 2015 年，全国炼厂平均规模超过 600 万吨/年，石油路线乙烯装置平均规模达到 70 万吨/年以上。 原料结构：烯烃原料多元化率达到 20%。 产品结构：石化化工产品质量全面提升，烯烃国内保障能力保持合理水平，烯烃下游产品品种进一步丰富。 优化产业布局：坚持基地化、一体化、园区化、集约化发展模式，立足现有企业，严格控制项目新布点。炼油布局要贴近市场、靠近资源、方便运输；乙烯、芳烃布局应坚持炼化一体化，降低成本，提高竞争力。 推动大型石化企业强强联合，开展战略合作，优化产业布局和上下游资源配置。鼓励企业间、相关产业间联合布局和一体化发展，建设具有国际竞	指导园区产业发展方向、项目选择，园区规划

序号	规划名称	规划核心内容	对本产业规划的指导
		争力的产业集群。鼓励有条件的企业开展境外并购、重组或投资合作，增强抵御国际市场风险能力。	
3	《国家环境保护“十二五”规划》 (国发[2011]42号，2011年12月25日)	主要目标：到2015年，二氧化硫和化学需氧量排放得到控制，重点地区和城市的环境质量有所改善，生态环境恶化趋势基本遏制；SO₂排放量由2010年的2267.8万t，减少到2086.4万t；COD排放量由2551.7万t减少到2347.6万t，分别比2010年下降8%； 主要任务：加强工业废水治理，严格执行水污染物排放标准和总量控制制度，加快推行排污许可证制度；制定高耗水行业废水排放限额标准，提高工业用水重复利用率；在钢铁、电力、化工、煤炭等重点行业推广废水循环利用，努力实现废水少排放或零排放；严格限制在饮水水源保护区上游建设水污染严重的化工、造纸、印染等企业； 固体废物综合利用：重点推进煤矸石、粉煤灰、冶金和化工废渣、尾矿等大宗工业固体废物的综合利用。	指导园区环境保护和节能降耗，考虑对工业污水处理、排污许可、废水排放限额、工业水重复利用率、水源保护等提供参考
4	《产业结构调整指导目录(2011年本)》(国家发展和改革委员会第9号令)	鼓励类：高效、安全、环境友好的农药新品种、新剂型及专用中间体和助剂的开发生产；硫、钾、硼、锂等短缺化工矿产资源的勘探开发及综合利用；电解槽节能技术、废盐酸综合利用技术等；优质钾肥及各种专用肥、缓控释肥的生产；20万吨/年及以上合成气制乙二醇、10万吨/年及以上离子交换法双酚A、15万吨/年及以上直接氧化法环氧丙烷、20万吨/年及以上共氧化法环氧丙烷、5万吨/年及以上丁二烯法己二腈生产装置，万吨级	指导园区产业定位、项目选择

序号	规划名称	规划核心内容	对本产业规划的指导
		脂肪族异氰酸酯生产技术开发与应用；水性木器、工业、船舶涂料，高固体分、无溶剂、辐射固化、功能性外墙外保温涂料等环境友好、资源节约型涂料生产；乙烯-乙烯醇树脂（EVOH）、聚偏氯乙烯等高性能阻隔树脂，聚异丁烯（PI）、聚乙烯辛烯（POE）等特种聚烯烃开发与生产；含硫含酸重质、劣质原油以及高硫重油、高硫石油焦综合利用；全氟烯醚等特种含氟单体，；高等级子午线轮胎及配套专用材料；醇醚燃料生产；农药清洁生产新工艺及三废治理新技术。 限制类：新建 1000 万吨/年以下常减压、150 万吨/年以下催化裂化、100 万吨/年以下连续重整（含芳烃抽提）、150 万吨/年以下加氢裂化生产装置；新建 80 万吨/年以下石脑油裂解制乙烯、13 万吨/年以下丙烯腈、100 万吨/年以下精对苯二甲酸、20 万吨/年以下乙二醇、20 万吨 / 年以下苯乙烯（干气制乙苯工艺除外）、10 万吨/年以下己内酰胺、乙烯法醋酸、30 万吨/年以下羰基合成法醋酸、天然气制甲醇、100 万吨/年以下煤制甲醇生产装置（综合利用除外），丙酮氰醇法丙烯酸、粮食法丙酮/丁醇、氯醇法环氧丙烷和皂化法环氧氯丙烷生产装置， 300 吨/年以下皂素（含水解物，综合利用除外）生产装置；新建 7 万吨/年以下聚丙烯（连续法及间歇法）、20 万吨 / 年以下聚乙烯、乙炔法聚氯乙烯、起始规模小于 30 万吨/年的乙烯氧氯化法聚氯乙烯、10 万吨/年以下聚苯乙烯、20 万吨/年以下丙烯腈/丁二烯/苯乙烯共聚物（ABS，本体连续法除外）、3 万吨/年以下普通合成胶乳—	

序号	规划名称	规划核心内容	对本产业规划的指导
		羧基丁苯胶（含丁苯胶乳）生产装置，新建、改扩建溶剂型氯丁橡胶类、丁苯热塑性橡胶类、聚氨酯类和聚丙烯酸酯类等通用型胶粘剂生产装置；新建纯碱、烧碱、30 万吨/年以下硫磺制酸、20 万吨/年以下硫铁矿制酸、常压法及综合法硝酸、电石（以大型先进工艺设备进行等量替换的除外）、单线产能 5 万吨/年以下氢氧化钾生产装置。	
5	《国务院关于促进节约用地的通知》（国发[2008]3 号，2008 年 1 月 30 日）	土地利用总体规划： 各类与土地利用相关的规划要与土地利用总体规划相衔接，所确定的建设用地规模必须符合土地利用总体规划的安排； 节约集约用地考核： 制定单位 GDP 和固定资产投资规模增长的新增建设用地消耗考核办法； 土地利用效率： 鼓励开发区提高土地利用效率。对符合“布局集中、产业集聚、用地集约”要求的国家级开发区、优先安排建设用地指标。	从土地集约利用方面对园区项目作指导
6	《限制用地项目目录（2006 年本）》和《禁止用地项目目录（2006 年本）》（国土资源部、国家发展改革委，国土资源发[2006]296 号，2006 年 12 月 12 日）	限制用地项目： 单线 5 万 m ³ /年以下的高中密度纤维板项目、60 万 t/a 以下乙烯装置、20 万 t/a 以下聚乙烯装置、20 万 t/a 以下环氧乙烷/乙二醇装置、20 万 t/a 以下乙烯法醋酸装置、10 万 t/a 以下羟基合成法醋酸装置； 禁止用地项目： 采用非机械化开采工艺的煤矿项目、设计的煤炭资源回收率达不到国家规定要求的煤矿项目、未经国家或省煤炭资源回收率达不到国家规定要求的煤矿项目、未经国家或省（区、市）煤炭行业管理部门批准矿区总体规划的煤矿项目。	指导一体化项目及装置规模的选择
7	《国家发展改革委关于加强	发展方针： 发展煤化工产业，推动石油替代战略，满足社会需求；统筹规	指导所选项目及规模

序号	规划名称	规划核心内容	对本产业规划的指导
	煤化工项目建设管理促进产业健康发展的通知》(发改工业[2006]1350号)	划、合理布局、科学引导和规范煤化工产业的发展。 发展方向：积极采用先进煤气化技术改造以间歇气化技术为主的化肥行业。以民用燃料和油品市场为导向，支持有条件的地区，采用先进煤气化技术和二步法二甲醚合成技术，建设大型甲醇和二甲醚生产基地。稳步推进工业化试验和示范工程的建设，加快煤制油品和烯烃产业化步伐，适时启动大型煤制油品和烯烃工程的建设。 发展管理：严格执行焦炭和电石行业准入条件等产业政策。禁止核准或备案不符合行业准入条件的焦炭项目和电石项目，以及采用固定床间歇气化和直流冷却技术的煤气化项目。煤化工项目各项消耗指标必须达到国家（行业）标准或强制性规范要求。鼓励企业采用拥有自主知识产权的先进技术。一般不应批准年产规模在 300 万 t 以下的煤制油项目，100 万 t 以下的甲醇和二甲醚项目，60 万 t 以下的煤制烯烃项目。	
8	《关于规范煤制天然气产业发展有关事项的通知》(发改能源[2010]1205号)	综合考虑资源承载、能源消耗、环境容量、天然气管网、区域市场容量等配套条件，合理布局煤制天然气气源点，优先安排煤炭调出区煤制天然气项目； 在国家出台明确的产业政策之前，煤制天然气及配套项目由国家发展改革委统一核准。各级地方政府应加强项目管理，不得擅自核准或备案煤制天然气项目。	
9	国家发展改革委关于规范煤	严格产业准入政策： 在国家相关规划出台之前，暂停审批单纯扩大产能的焦	

序号	规划名称	规划核心内容	对本产业规划的指导
	化工产业有序发展的通知 (发改产业[2011]635 号)	炭、电石项目，禁止建设不符合准入条件的焦炭、电石项目，加快淘汰焦炭、电石落后产能；对合成氨和甲醇实施上大压小、产能置换等方式，提高竞争力。煤化工示范项目要建立科学、严格的准入门槛。 加强项目审批管理，禁止建设以下项目：年产 50 万吨及以下煤经甲醇制烯烃项目，年产 100 万吨及以下煤制甲醇项目，年产 100 万吨及以下煤制二甲醚项目，年产 100 万吨及以下煤制油项目，年产 20 亿立方米及以下煤制天然气项目，年产 20 万吨及以下煤制乙二醇项目。上述标准以上的大型煤炭加工转化项目，须报经国家发展改革委核准。 强化要素资源配置：进一步加强煤化工生产要素资源配置，对主要污染物排放总量超标和节能评估审查不合格的地区，暂停审批新增主要污染物的煤化工项目；严禁挤占生活、生态和农业用水发展煤化工，对取水量已达到或超过控制指标的地区，暂停审批煤化工项目新增取水；对不符合产业政策等规定的煤化工项目，一律不批准用地，不得发放贷款，不得通过资本市场融资。	
10	天然气利用政策(发改委令 2012 年第 15 号)	目标：提高天然气在一次能源消费结构中的比重。 优先类：城市燃气：城镇（尤其是大中城市）居民炊事、生活热水等用气；公共服务设施用气；天然气汽车（尤其是双燃料及液化天然气汽车）；集中式采暖用户（指中心城区、新区的中心地带）；燃气空调。工业燃料：建材、机电、轻纺、石化、冶金等工业领域中可中断的用户；作为可中断用户的	

序号	规划名称	规划核心内容	对本产业规划的指导
		天然气制氢项目。其他用户：天然气分布式能源项目（综合能源利用效率70%以上，包括与可再生能源的综合利用）；在内河、湖泊和沿海航运的以天然气（尤其是液化天然气）为燃料的运输船舶（含双燃料和单一天然气燃料运输船舶）；城镇中具有应急和调峰功能的天然气储存设施；煤层气（煤矿瓦斯）发电项目；天然气热电联产项目。 禁止类：天然气发电：陕、蒙、晋、皖等十三个大型煤炭基地所在地区建设基荷燃气发电项目（煤层气（煤矿瓦斯）发电项目除外）。天然气化工：新建或扩建以天然气为原料生产甲醇及甲醇生产下游产品装置；以天然气代煤制甲醇项目。	
11	《洁净煤技术科技发展“十二五”专项规划》（科技部，国科发计〔2012〕196号）	指导思想：以加快新能源建设和推进传统能源清洁高效利用为重点，积极推动建设战略性新兴产业，实现洁净煤技术跨越进步，促进经济社会可持续发展。 重点任务： 关键核心技术研发--煤提质及资源综合利用：褐煤、低变质烟煤高效转化、综合利用新工艺，新技术研发及工业示范，开发百万吨级工业装置工艺包； 重大技术集成及工业示范--大规模高效煤基转化多联产技术集成示范：结合国内煤转化大规模产业结构调整 and 新型煤转化产业工业示范启动，建设以资源综合利用、节能减排、高效低成本为目标、实现大规模高效煤基转化多联产技术集成的示范工程正在受到洁净煤技术领域的关注,包括了大型	

序号	规划名称	规划核心内容	对本产业规划的指导
		煤焦化、煤基清洁燃料集成加工、煤气净化与污染物控制及资源化利用、余能回收梯级利用与发电等专项技术，	

2012年12月份，国家能源局印发《煤炭深加工示范项目规划》和《煤炭深加工产业发展政策》（征求意见稿），成为煤炭深加工产业发展重要指导文件。文件提出，“十二五”时期形成若干集煤炭开发、加工、转化、电力、化工于一体大型能源综合性基地和能源企业。

文件提出通过示范工程的建设推动自主技术和国产化装备的产业化。“十二五”期间将进行技术装备重点示范，共有18项重点示范领域，分布在技术、工艺、装备、材料等各个方面，涉及适用于我国煤种的大型先进气化技术，大型装备、系统优化集成与设计技术等。

产业布局方面，要在煤炭资源富集地区建设示范项目，鼓励在具备条件的地区设立产业基地，推进煤、电、化、热一体化发展，严格控制煤炭净调入地区的项目。新疆伊犁、准东地区和内蒙古西部地区将设立煤炭深加工综合示范区，集中布局示范项目。

其政策取向：

一是贯彻落实科学发展观和党的十七届五中全会精神，按照“十二五”规划纲要的要求，统筹国内外两种资源，在科学发展石油化工的同时，合理开发和利用好宝贵的煤炭资源，走高效率、低排放、清洁加工转化利用的现代煤化工发展之路；按照可持续发展的循环经济理念，统筹规划、合理布局，科学引导产业有序发展，使我国现代煤化工技术走在世界前沿。“十二五”重点组织实施好现代煤化工产业的升级示范项目建设。

二是加强煤化工产业规划与国民经济社会发展总体规划及相关产业规划衔接，认真落实总体规划对产业发展在节能减排等方面的要求，积极推动煤化工与煤炭、电力、石油化工等产业协调发展，努力做好煤炭供需平衡。切实落实中发[2011]1号文件精神，加强水资源和水源地保护，严格控制缺水地区高耗水煤化工项目的建设。

三是煤炭净调入地区要严格控制煤化工产业，煤炭净调出地区要科学规划、有序发展，做好总量控制。新上示范项目要与淘汰传统落后的煤化工产能相结合，尽可能不增加新的煤炭消费量。国家实行煤炭资源分类使用和优化配置政策，炼焦煤（包括气煤、肥煤、焦煤、瘦煤）优先用于煤焦化工业，褐煤、低变质烟煤、高硫煤以及具有良好气化性能的煤种优先用于煤炭深加工等。

四是提高转换效率。新上示范项目必须核算从煤炭开发到终端使用全周期的能源转换效率，并与其他转换加工方式进行科学比选和评估，全周期煤炭转换效率应明显高于行业现有水平，煤炭资源价格必须按市场价格测算，特别是对二氧化碳排放及捕捉要有明确的责任，新上示范项目应具有大幅减少二氧化碳排放的能力。

五是严格产业准入标准，确保项目科学、高效率，高效益。示范项目建设要按照石

化产业的布局原则，实现园区化，建在煤炭和水资源条件具备的地区；项目业主应同时具有资本、技术和资源方面的优势，工程建设方案和市场开发方案必须做到资源利用合理、竞争能力强，并经过充分比选论证。

六是示范项目的实施主要为了探索和开发出科学高效的煤化工技术，培育具有知识产权和竞争能力的市场主体。因此，原则上，一个企业承担一个示范项目，有条件发展煤化工的地区在产品 and 示范项目上也有严格的数量限制。工程建成后要严格考核验收，及时总结。

在布局和发展重点方面，特别指出，在褐煤、长焰煤等中低阶煤丰富的地区建设大规模煤炭分质利用项目，延伸煤炭深加工产品产业链，生产高附加值产品，煤炭深加工技术装备重点示范内容中，将单系列处理能力100万吨以上的低质煤提质（热解）技术，包括干燥、热解、焦油加工等成套技术列为重点示范装置。

3.2 能源化工技术进展情况

近年来,煤化工技术取得了较大进展,如洁净煤气化技术(国外的 Shell、Texaco、GSP 和 Lurgi 等,国内的恩德炉和灰熔聚)、煤液化技术(CTL,包括直接法和间接法)、煤制低碳烯烃技术(MTO/MTP)、二甲醚生产技术和大型甲醇合成技术(规模可达到 7500t/d)、焦炉气转化技术(制甲醇、二甲醚和合成氨)等,上述技术已全部或正在实现工业化生产。新型煤化工技术的开发不仅实现了大规模生产,降低了能耗,而且实现了清洁化生产,解决了煤化工发展与环境污染的矛盾。同时煤制烯烃和煤制油技术的开发,开辟了煤化工向石油化工发展的新途径,大大拓宽了煤化工产业发展领域。新技术的开发为煤碳加工转化提供了技术支持。

(1) 传统焦化和电石乙炔化工

利用方法是煤炭高温焦化,焦炭是主要产品,而焦炉煤气和富含烃类液体的焦油是焦化的副产物。国内传统焦炭行业和电石行业新产能建设一直不停,短期内过剩产能难以消除。但由于国内大量民营焦炭企业的存在,目前采用技术先进的粗苯加氢精制装置投资依然看好。PVC、电石法乙炔化工的成本优势能够保持较长时间的投资吸引力。电石法 BDO 是技术壁垒最高和成本优势明显的生产技术,但在建产能已经饱和,建议谨慎投资。未来产业投资热点在于下游产品的衍生和联产、技术升级以及成本控制,今后新建产能的指导思想是产品品质提升和出口导向。

由于焦炭行业集中度低,2006 年以来,发改委出台《国家发改委会关于加快焦化行业结构调整的指导意的通知》,产能集中在即,培育具有国际竞争力的生产企业或企业集团是大势所趋,今后几年的主要走势为大型企业产能扩建、优势企业兼收并购。

高油价时电石法工艺的成本优势非常明显,但最大的问题是高能耗和环境污染。在利润的驱使下大量兴建了电石乙炔法的化工装置。2006 年 5 月,七部委联合下发了《关于加快电石行业结构调整有关意的通知》,指出将调整产业结构,淘汰落后产能,提高进入门槛,禁止部分新电石项目的上马。但由于国内电石仍有产能在建,同时下游需求波动较大,未来供大于求的格局使的电石价格将随产能利用率及行业成本变化而变化。未来电石行业投资主线是煤电电石和电石化工上下游一体化,强化成本优势;加大技术研发力度,投资循环经济和清洁生产,减少污染,提高能源和资源的利用率,迎合宏观调控,优化产业布局为主。

(2) 煤气化技术

目前我国已经工业化广泛使用的煤气化技术主要包括无烟煤固定层间歇气化技术、德士古水煤浆加压气化技术、鲁奇气化技术、对置喷嘴水煤浆气化技术(我国自主开发)、灰熔聚气化技术(我国自主开发)、多元料浆气化技术和恩德粉煤气化技术(Winkler 气化炉)、Shell 粉煤加压气化等。采用 GSP 气化技术的项目也已经签署了技术转让协议。

上述气化技术都有工业化装置在运行,基本上都是成熟的技术,可根据煤种、产品方案和生产规模来选择不同的气化技术。

(3) 煤液化(煤制油)技术

在煤炭间接液化技术开发方面,中科院山西煤化所已经建设了年产 10 万 t 的示范工厂。目前,国家已经批准采用该技术在国内的山西潞安和内蒙古的鄂尔多斯各建设一套 16 万 t/a 的示范工厂。山西潞安在大同的示范装置已建成投产,并取得了良好的运行效果。

在煤炭直接液化技术开发方面,神华集团在上海建立了研发基地。2004 年 1 月,神华煤制油中试装置(PDU)建成试运行,试验规模为 6t/d,并获得试验油品。同时神华集团采用自主开发技术,正在鄂尔多斯建设 320 万 t/a 的直接法煤制油工业化生产装置。第一条 108 万 t/a 煤制油生产线于 2008 年建成投产。

目前国内煤制油技术开发已完成工业化运行,已具备建设大规模工业化装置的技术。

(4) 煤制低碳烯烃技术

由于我国对“三烯三苯”原料需求量大,市场缺口在 50%以上,而国内原油和石脑油资源有限,因此通过天然气制甲醇,进而采用 MT0 技术生产乙烯是获取乙烯的有效辅助途径。

目前世界 MT0 技术专利商主要有 UOP/Hydro 和我国的大连化学物理研究所(DMTO),配套大型甲醇生产技术专利商有德国的 LURGI 公司和丹麦的 HALDOR TOPSOE。目前采用 UOP/Hydro 的 MT0 技术正在尼日利亚建设 80 万 t/a MT0 装置。

国内从事 MT0 技术开发的研究机构主要是中科院大连化物所和洛阳石化工程公司。陕西新兴煤烯烃有限公司采用大连化物所 DMTO 技术,于 2005 年 12 月建成投产一套 16t/d DMTO 试验装置(甲醇进料量为 50t/d)。经过 2006 年上半年的投料运行及 72 小时试车考核,其技术参数达到同期国际先进水平。当前神

华包头 180 万吨甲醇, 30 万吨聚乙烯, 30 万吨聚丙烯, 就是采用该 DMT0 技术。并以成功生产出合格的烯烃产品。

目前世界 MTP 技术专利商主要有德国的 LURGI 公司, 配套大型甲醇生产技术专利商有德国的 LURGI 公司和丹麦的 HALDOR TOPSOE。目前采用该技术在伊朗建设 10 万 t/aMTP 的技术转让协议已经签署, 目前项目正在建设之中。此外, 我国大唐国际发电股份有限公司引进德国 LURGI 公司三合一技术, 正在内蒙古多伦建设 46 万 t/aMTP (配套甲醇装置规模为 168 万 t/a) 项目, 神华集团也采用该技术在宁夏宁东地区建设 46 万 t/a MTP (配套甲醇装置规模为 168 万 t/a) 项目。目前已经投料运行成功。

煤制烯烃在我国已取得了工业化生产, 从我国能源发展趋势来看, 煤制烯烃将成为我国煤化工产业发展最具潜力的产业之一。

(5) 甲醇合成技术

甲醇已有成熟的生产工艺技术, 主要技术专利商有德国的 LURGI 公司、丹麦的 HADOR TOESOP、日本的东洋工程公司和三菱瓦斯公司以及国内的杭州林德技术等。

目前世界甲醇规模趋向大型化, 已经投入工业化生产的最大装置规模为 250 万 t/a (7500t/d)。目前国内正在建设的最大装置规模为 60 万 t/a。

(6) 二甲醚技术

二甲醚的生产技术主要有甲醇液相脱水和甲醇气相脱水, 按反应方式分为直接法和二步法。

目前我国从事二甲醚技术开发的研究机构主要有西南化工研究院、清华大学、浙江大学、大连化物所和山东临沂久泰科技公司等。国外主要专利商有丹麦的 HADORTOESOP、日本的 TOYO 公司、JFE 公司和美国空气产品公司等。其中 HADOR TOESOP 已经开始在伊朗建设 80 万 t/a 二步法二甲醚装置。日本 JFE 公司拥有 3 万 t/a 直接法二甲醚工艺技术。国内已有数家企业采用 TOYO 技术建设二甲醚项目。此外, 国内西南化工研究院和大连化物所的技术也比较成熟先进。

目前, 山东临沂久泰科技公司采用自有知识产权技术, 已经在鄂尔多斯、广东南沙和江苏张家港等地建成 20~100 万 t/a 的二甲醚项目。此外, 新奥公司、宁夏宝塔和神华宁煤集团大型二甲醚项目也已建成投产。

目前,国内外开发的两步法二甲醚拥有较为成熟的技术,可供建设大规模工业化生产装置采用。但一步法二甲醚技术尚未有大规模工业装置验证,有一定的技术风险。

(7) 煤制乙二醇技术

现有的煤合成乙二醇工艺路线,是从煤制得的合成气出发制乙二醇,其工艺分为直接工艺和间接工艺。直接工艺即由合成气直接合成乙二醇;间接工艺是合成气经某种中间化合物,如甲醇、甲醛等后再转化为乙二醇。从理论上讲,由合成气一步合成乙二醇,是一种最为简单和有效的方法,但目前直接法的主要问题是合成压力太高,所用催化剂在高温下才显示出活性,但在高温下催化剂稳定性变差,直接法合成乙二醇的难度很大。间接工艺为目前研究开发的热点。间接法因为采用中间产物的不同,主要为草酸酯工艺;甲醛缩合工艺等。在目前技术及经济条件下最可能工业化的为草酸酯工艺。

2005 年中国科学院福建物构所与江苏丹化合作,建成了 300 吨/年合成气间接制乙二醇中试装置。在成功的基础上于 2007 又建成 1 万吨/年草酸酯加氢制乙二醇工业示范装置。目前世界上第一套 20 万吨/年的合成气间接制乙二醇装置已经于 2009 年 12 月打通了全部生产流程并生产出了合格的乙二醇产品。

(8) 煤制天然气技术

在 2009 年,位于内蒙古赤峰市的大唐 40 亿方/年煤制合成天然气(SNG)项目正式开工建设。其他规划中的大规模 SNG 项目还包括包括位于内蒙古鄂尔多斯的神华 20 亿 m^3 /年、华银电力 15 亿 m^3 /年和汇能 16 亿 m^3 /年项目以及位于辽宁阜新的大唐 40 亿 m^3 /年项目。

煤制天然气的技术目前风险较小,但是其对气化技术的选择有一定的要求,比如希望合成气中含有一定比例的甲烷含量,这可以降低后续甲烷化反应器的负荷,减小合成气甲烷化反应进气体积。比如康菲石油公司 E-GAS 气化技术、英国的 BGL 气化技术等。

我国天然气需求旺盛,供应严重不足,SNG 可以成为天然气的重要补充。和其他煤化工产品相比,SNG 的运输和销售都有其市场特殊性,在解决好输送和分销两大问题之后,SNG 有望成为新型煤化工领域的投资热点。但是,天然气的入网和销售需要一定的条件,比如管网和长输管线等。

另外,我国大型石油化工装置通过引进,生产技术和装备水平已经达到或接近世界先进水平,拥有一批具有自主知识产权的核心技术和专有技术,不断地自

主开发了一大批新技术,如:炼油方面先后开发成功包括重油催化裂化、加氢裂化、加氢精制、渣油加氢处理、加氢改质等一系列有特色的成套工艺技术,并得到广泛工业应用,化工方面开发成功了乙烯裂解炉、丙烯腈、乙苯/苯乙烯、淤浆法聚乙烯、聚丙烯、溶聚丁苯、甲苯歧化与烷基转移、芳烃抽提和碳五分离等成套技术,并实现工业应用,部分技术已出口国外。

目前国家能源化工发展方向整体向清洁生产技术发展。能源化工的清洁生产就是采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施,从源头削减污染,提高资源利用效率,减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放,以减轻或者消除对人类健康和周边环境的危害,其实质是预防污染。清洁生产是对传统发展模式的根本变革,是走新型工业化道路、实现可持续发展战略的必然选择,是转变增长方式、创新发展模式、由资源依赖向科技依托转变的具体体现。

以煤和石脑油为主要原料的能源化工产业的清洁生产技术包括①提高能量效率的技术;②煤炭清洁转化;③改善环境的技术;④煤灰的有效利用技术和⑤CO₂的捕集利用。

(1) 提高能量效率技术

在电力领域,我国重点建设高效率的大型发电机组以及清洁煤炭发电技术,并向多联产资源综合利用过渡。从提高能量效率出发,我国已经实用推广的洁净煤技术包括超临界和超超临界粉煤火力发电技术,循环流化床锅炉(CFBC)。加压循环流化床锅炉(PFBC)、燃气蒸汽联合循环发电(IGCC)、分布式能源站、国内目前尚处于引进技术和示范试验阶段。

(2) 煤炭清洁转化—先进煤气化技术

煤炭转化利用是煤炭清洁利用最重要的技术,主要是通过煤炭气化,将煤炭直接燃烧利用转化成生产洁净的合成气,进而生产气体燃料,液体燃料、发电、燃料电池,包括间接液化合成油、燃料甲醇、二甲醚、合成天然气、IGCC 发电等。采用先进煤气化技术可以实现二氧化硫、二氧化碳、氮氧化物等温室气体的集中回收利用,是适合我国国情的煤洁净高效利用技术。

煤气化技术是清洁煤利用的核心,是实施石油替代战略的关键性技术。大型现代煤制油、煤制烯烃、煤制二甲醚等,都需要采用大型化煤气化技术,提高煤转化效率,实现清洁煤炭清洁利用。

(3) 有助于改善环境的技术

改善环境的技术方向主要是开发烟气脱硫技术和脱除氮化物技术,以处理煤燃烧排放气体中含有的硫化物以及氮化物。分离回收发电站等排放出来的二氧化碳技术、二氧化碳的回注和填埋技术等。

国内通过引进和自主开发的烟气脱硫技术主要有湿式石灰石-石膏法烟气脱硫技术、烟气循环流化床(CFB-FGD)干法烟气脱硫技术、氨法脱硫技术(NADS)、喷雾干燥法、炉内喷钙尾部增湿脱硫技术等。国内大型电厂多采用引进的湿法脱硫技术,氨法脱硫副产硫铵技术近期也在几家电厂和热电厂推广使用。

(4) 粉煤灰的有效利用技术

提高煤化工生产和燃煤火力发电站排放出来的粉煤灰的使用效率非常重要,现在已将此作为水泥原料、铺路材料、水泥砼参料和土地改良材料。将来有望使人造超轻骨材制造技术、流化床锅炉燃烧灰利用技术等得到实际应用。

(5) CO₂收集与利用技术

碳收集技术主要针对二氧化碳减排。目前我国二氧化碳年排放量约 40 亿 t,占世界排放量的 12%,而人均排放量只有 2.4t。虽然中国不受京都协议的制约,但是估计到 2020 年,由于总能源消耗的增加,我国温室气体排放量将增至 53 亿 t。

在二氧化碳减排技术中,主要是二氧化碳填埋(Carbon Sequestration),它包括二氧化碳收集与二氧化碳储存。此外 CO₂还可以作为化工原料用于降解塑料、碳酸二甲酯,部分用于食品饮料,但此领域用量较小。在减少 CO₂排放的努力中还包括优化下游产品方案,减少变换量,降低 CO₂产生量。

3.3 主要产品市场分析

本规划主要产品包括提质煤、油品、天然气等产品,煤炭、石油、天然气、水电、核电及其他可再生能源等,而终端消费的能源形式主要有煤炭、电力、天然气、成品油等。本节对不同终端能源产品的市场进行综述,为产业发展规划提供参考。

3.3.1 煤炭市场综述

煤炭在我国能源生产与消费体系中占据重要位置。我国煤炭资源量相对丰富,据测算截止2011年底,全国煤炭保有探明储量应为13414亿吨左右。同时我国煤炭资源分布极不平衡。西部资源比较丰富但地区发展较滞后,运输不便利;东部资源较少但市场需求大,运输条件比较好;北部资源相对集中;南部分散且较少,而需求较大;总体上煤炭呈现“西煤东运,北煤南调”格局。煤炭资源量

1000亿吨以上的8个省区依次是：新疆、内蒙古、山西、陕西、河南、宁夏、甘肃、贵州，煤炭资源量合计50750.83亿吨，占全国总量的91.12%。煤炭探明储量前8位的省份依次为：山西、内蒙、陕西、新疆、贵州、宁夏、山东、河南。与山西、内蒙、陕西相比，新疆煤炭储量在近中期优势不明显，但远期潜力巨大。

根据国家统计局统计，2012年我国煤炭产量36.5亿吨，同比增长3.8%。2012年我国煤炭全年净进口28851万吨，同比增长20.2%。

根据2012年发布的《煤炭工业发展“十二五”规划》，我国煤炭“十二五”新开工规模7.4亿吨/年。内蒙古、陕西、山西、甘肃、宁夏、新疆为重点建设省（区），新开工规模6.5亿吨/年，占全国的87%。按照调整优化结构、保障合理需求的原则，到2015年，生产能力控制在41亿吨/年，煤炭产量控制在39亿吨左右。形成10个亿吨级、10个5000万吨级大型煤炭企业，煤炭产量占全国的60%以上。

预计未来我国煤炭需求将不减少但增势减弱，供应总体增加但增幅不会太高，因供应偏紧导致的库存欠缺将得以补足，主要产煤区的政府和重点煤矿调控市场供给能力明显增强。从长期看，我国宏观经济保持中高速发展为煤炭需求持续增长提供基本支撑，国内煤炭生产与消费将呈现大体平衡的局面。2011年我国省区间煤炭平衡如表3.3-1所示。

表3.3-1 2011年国内分省区煤炭调运平衡（万吨）

地区	从外省调入量	向外省调出量	省际平衡量
北京	2344.36	-295.97	-2048.39
天津	5255.84		-5255.84
河北	23876.17	-3455.45	-20420.72
山西	4939.83	-57742.48	52802.65
内蒙	970.84	-65621.11	64650.27
辽宁	12241.47	-1671.35	-10570.12
吉林	8223.7	-2294.87	-5928.83
黑龙江	6593.94	-3220.99	-3372.95
上海	8493.32	-2541.06	-5952.26
江苏	26804.72	-1810.39	-24994.33
浙江	13672.17		-13672.17
安徽	4747.24	-4144.87	-602.37
福建	4016.95	-712.46	-3304.49

江西	4437.88	-558.17	-3879.71
山东	29935.45	-6736.01	-23199.44
河南	17396.73	-12113.58	-5283.15
湖北	15041.82		-15041.82
湖南	5974.83	-1365.19	-4609.64
广东	12518.94		-12518.94
广西	6271.95	-1546.62	-4725.33
海南	415.37		-415.37
重庆	4004.07	-1047.73	-2956.34
四川	2382.07	-262.67	-2119.4
云南	1229.3	-1617.85	388.55
贵州	167.4	-1754.8	1587.40
陕西	930.8	-27508.07	26577.27
甘肃	2963.84	-1162.58	-1801.26
青海	726.57	-1361.48	634.91
宁夏	4090.03	-3811.5	-278.53
新疆		-2075.63	2075.63

进一步分析国内煤炭平衡，从地理区位与市场结构角度可以进行分区。从煤炭供应者与消费者两方面可作如下区分。

国内煤炭供应者可分为六个地区。国内煤炭大规模外输的省份主要为内蒙古、山西、陕西、新疆四省区，云贵地区也有少量输出；其中内蒙古由于东西幅员辽阔，可以分为蒙西和蒙东地区，蒙西以鄂尔多斯及周边地区为主，蒙东以锡林郭勒盟、兴安盟、呼伦贝尔市等为主。因此煤炭供应者可划分为山西、陕西、蒙西、蒙东、新疆、云贵六个地区。

国内煤炭消费者可以分为以下五个区域。

(1) 辽吉黑：该地区地理位置相对独立，仅与蒙东地区、华北地区相邻，而华北地区同为煤炭净调入地区；东北三省内部3个省均为煤炭净调入省，可以合并考虑；

(2) 京津冀鲁豫：这5个省区均靠近山西、陕西、蒙西等煤炭输出地区，接受煤炭输入时以铁路、公路运输为主即可；

(3) 苏浙沪皖赣闽粤桂琼：这9个省区均为东南部沿海、沿江地区，通常煤

炭通过铁路运至环渤海地区港口后以水运方式运达；以从环渤海地区运煤至上海、广州、武汉为例，其水运运费分别约为30、60、60元/吨，其差别约为30元/吨以内，可以视为一个统一的消费区域；同时该区域为我国主要的煤炭进口地区，接受澳大利亚、印尼等地的煤炭资源；

(4) 青宁甘：该地区3个省区总体需求量小，总体为煤炭净调入地区；从地理位置上看它处于新疆、陕西、内蒙等煤炭输出地区之间，是输出地区之间直接竞争、可以发生价格关联的地区；

(5) 藏川渝湘鄂：该地区5各省区为煤炭净调入省，且处于内陆腹地，远离国内主要煤炭输出地区，是输出地区之间有可能进行远端竞争的地区。

根据《中国能源统计年鉴2012》中各省能源平衡表数据，可以得到我国煤炭宏观平衡状况，如图2-4所示（图中数据进行了取整、舍去不重要的数据等处理，整体平衡差额3900万吨主要为各地库存变动等因素造成）。



图 3.3-1 2011 年全国煤炭平衡

在全国煤炭平衡中蒙东的煤炭输出与东北三省的煤炭输入几乎完全对应,晋陕蒙地区煤炭在东南沿海与澳大利亚、印尼等国进口煤炭竞争,在西北地区、中部地区与新疆煤炭竞争。对于煤炭净调入省区而言,其所在地的煤炭生产商在定价上主要处于跟随者的地位。由于环渤海地区的煤炭消费量加上其港口的煤炭转运量占国内煤炭总调运量的60%以上,因此该地区港口的煤炭价格对全国煤炭价格体系具有重要影响。

根据最新发布的《BP世界能源统计2013》,2012年,全球煤炭产量为78.645亿吨(折合3845.3百万吨油当量),同比增长2.0%;全球煤炭消费量为3730.1百万吨油当量,同比增长2.5%。我国煤炭生产和消费占全球比重分别为47.5%和50.2%,分别比上年的49.5%和49.4%,下降2个百分点和上升了0.8个百分点。2012年,全球共有十个国家煤炭产量超亿吨,数量与上年持平。十国产量合计为70.66亿吨,占全球产量的91.7%,比重与上年持平。除我国外,其余国家分别是:美国9.22亿吨,同比下降7.5%;印度6.06亿吨,同比增长5.8%;澳大利亚4.31亿吨,同比增长4.2%;印度尼西亚3.86亿吨,同比增长9.0%;俄罗斯3.55亿吨,同比增长6.1%;南非2.6亿吨,同比增长3.1%;德国1.96亿吨,同比增长2.0%;波兰1.44亿吨,同比增长3.6%;哈萨克斯坦1.16亿吨,同比增长4.2%。从排名情况看,印度尼西亚产量超过俄罗斯上升至第五位,俄罗斯下降至第六位,其余没有变化。从产量看,除美国煤炭产量下降外,其余主要产煤国产量均出现不同程度增长。可以预计,澳大利亚、印尼等国煤炭产能的持续增长未来将对我国煤炭市场造成较强的冲击。

2009-2013年我国煤炭月度净进口量如图所示。统计表明,国内2012年进口煤炭达到2.9亿吨,其中沿海电厂消化了超过六成的进口煤。而进入2013年,这一趋势仍保持,1~6月,中国累计进口煤炭1.58亿吨,同比增长13.3%;预计全年煤炭进口将接近或超过3.0亿吨。进口煤炭在东南沿海的大量输入,将降低该地区的煤炭价格,从而相继连锁影响环渤海地区港口、环渤海地区、晋陕蒙地区、西北地区等的煤炭价格。未来东南沿海煤炭进口量将超过2.5亿吨/年,占该区域消费量的30%以上,进口煤炭将在该区域的煤炭价格形成中获得重要地位。由于国际煤炭市场供大于求的局面以及人民币的升值趋势,进口煤炭价格可能进一步降低,从而进一步带动环渤海港口、煤炭产地煤炭价格下调。

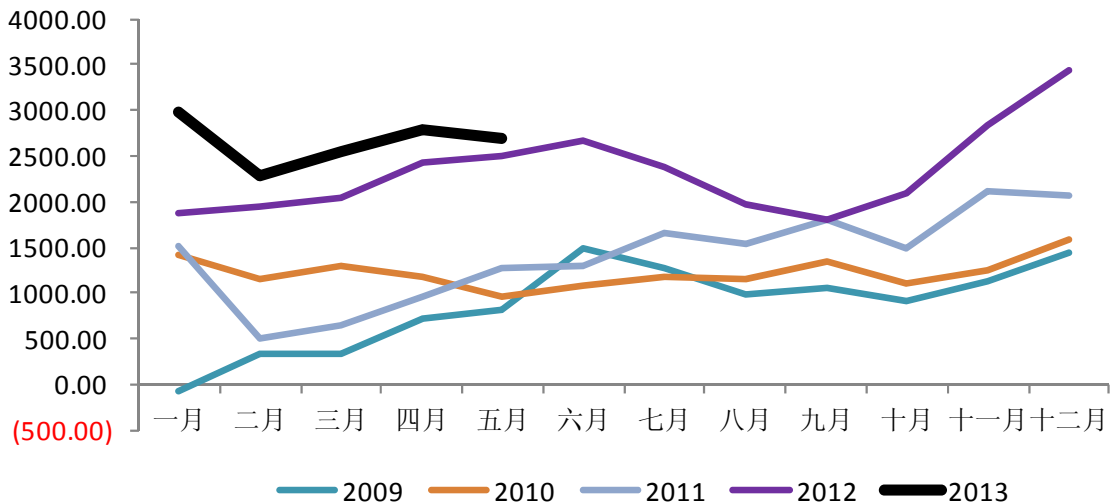


图 3.3-1 我国煤炭分月度净进口量 (2009-2013 年)

以鄂尔多斯为蒙西地区代表、榆林为陕西代表，其到各地的运输费用差别应大致反映各地区的价差期望。以中卫为例，从鄂尔多斯到中卫的运输费比到秦皇岛低39元，从榆林到中卫的运输费比到秦皇岛低84元，因此从均衡状况分析中卫的煤价应比秦皇岛低84元以上，否则将会发生煤炭流向的变动并形成新的价格平衡。根据不同地区之间运输价格差异可得出各地煤炭价格的理论差值。由于实际发生的运费应高于计算得到的运费，该理论价差不能完全反映地区间煤价的确切差别，但能提供煤价比较分析的定性结果。价差分析详细情况见表3.3-2。

表 3.3-2 不同地区与秦皇岛煤炭理论价差分析

终点\起点	鄂尔多斯		榆林		最低价差
	运输价	运输价差	运输价	运输价差	
秦皇岛	239	0	241	0	0
中卫	200	-39	158	-84	-84
兰州	241	2	198	-43	-43
武威	234	-5	192	-50	-50
银川	140	-99	151	-90	-99
西安	216	-23	173	-68	-68
天水	260	20	217	-24	-24
成都	302	63	284	43	43
重庆	323	84	281	39	39
武汉	340	101	298	56	56
长沙	397	158	354	113	113

郑州	278	39	235	-6	-6
----	-----	----	-----	----	----

煤炭以哈密为起点，向内地进行运输，其铁路运输距离及价格如表3.3-3所示。

表3.3-3 不同地区与哈密地区间铁路运输距离及价格

目的地	距离	运输单价 (元/吨)
中卫	1293	216
兰州	1370	226
武威	1036	182
银川	1455	237
西安	1941	300
天水	1728	273
成都	2474	371
重庆	2816	416
武汉	2929	433
长沙	3339	490
郑州	2453	371

假设三塘湖煤矿坑口含税价与从哈密站发车的车板价间价差为30元/吨，秦皇岛港口包干费20元/吨，则根据上述不同地区价差分析及与哈密间运费可得出，三塘湖煤炭在不同地区处于均衡竞争态势时对应的坑口煤价（含税），如表3.3-4所示。

表3.3-4 不同秦皇岛煤价下三塘湖煤炭在特定目标市场具均衡竞争力的坑口煤价

目标市场	不同秦皇岛煤价（平仓含税价）						
	450	500	550	600	650	700	750
中卫	100	150	200	250	300	350	400
兰州	131	181	231	281	331	381	431
武威	168	218	268	318	368	418	468
银川	64	114	164	214	264	314	364
西安	32	82	132	182	232	282	332
天水	102	152	202	252	302	352	402

成都	72	122	172	222	272	322	372
重庆	23	73	123	173	223	273	323
武汉	23	73	123	173	223	273	323
长沙	23	73	123	173	223	273	323
郑州	23	73	123	173	223	273	323

近五年来国内煤炭价格(以秦皇岛5500kcal动力煤平仓价为例)变化如图2-6所示,秦皇岛煤炭价格波动与国内工业增加值同比增长率数据密切相关,通常而言工业增加值同比增长率变动先行于煤价波动约2-4个月。2013年6月以来,秦皇岛煤炭价格已经跌破600元/吨, 并仍显示出进一步下调趋势。

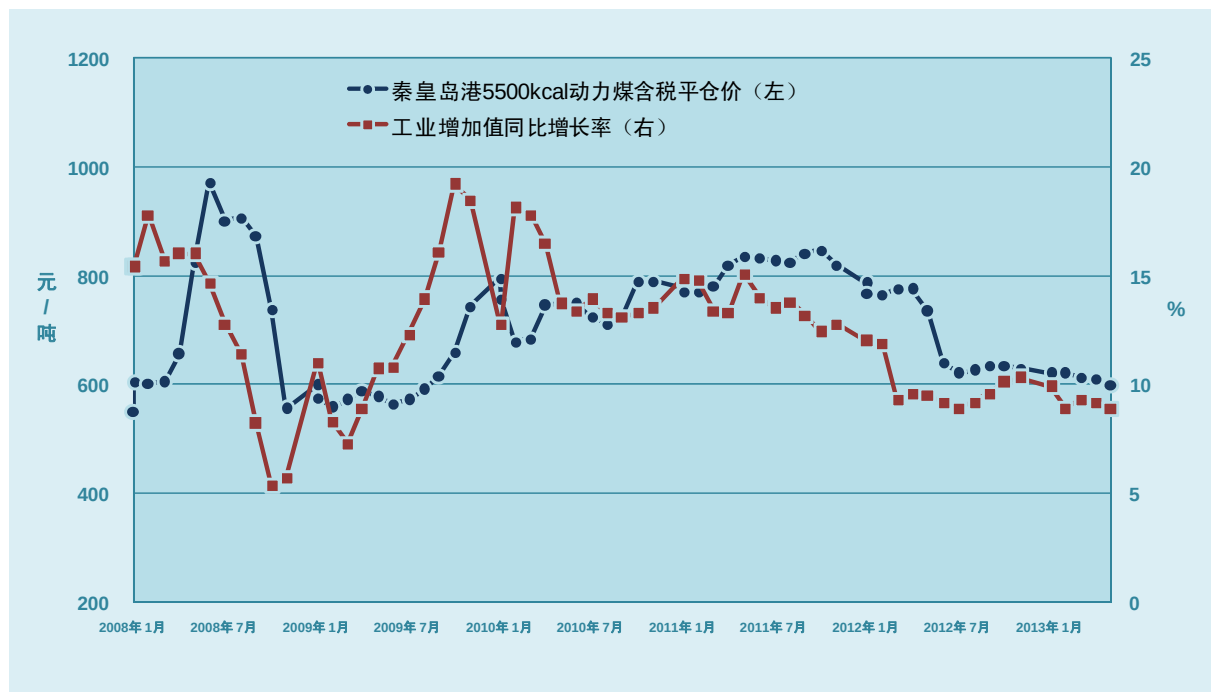


图 3.3-3 国内工业增加值增长率与秦皇岛煤炭价格关系

三塘湖地区煤炭开采均为井工矿,其地质条件较为复杂,煤炭开采成本高。同时相关企业进行探矿权招拍挂进行了较高额的前期投资,预计煤炭坑口含税价应在150-200元/吨范围。根据上述研究结果,三塘湖煤炭外运时与蒙西、陕西地区相比仅在西北地区具有较强竞争力,在西南、中南地区(成都、重庆、长沙等)竞争力脆弱,易受煤炭市场整体的影响。三塘湖煤炭若坑口含税价按180元计,当秦皇岛煤价为600元/吨时,其在西南、中南市场基本处于竞争力临界点。另一方面,哈密地区在新疆自治区内处于“东大门”的位置,其煤炭外输在与新疆自治区其他地区的竞争中处于优势地位,因此其煤炭外输的主要目标市场应是在甘

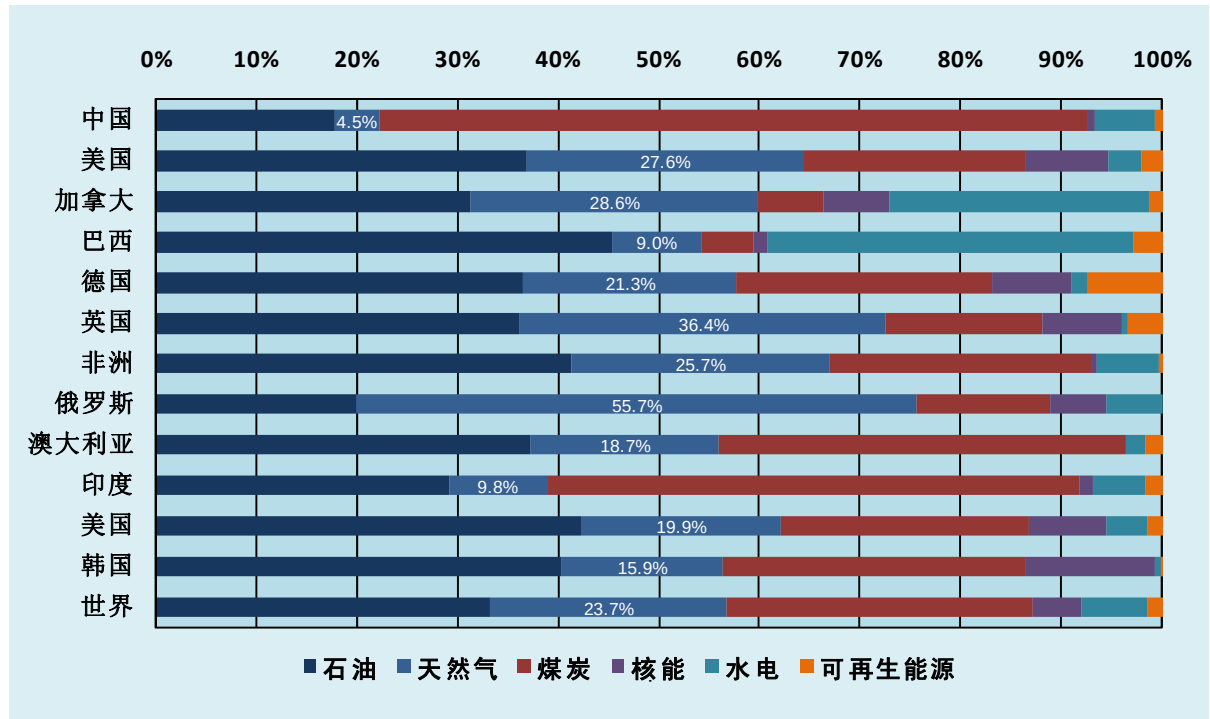
肃、宁夏、青海三省，仅当煤炭市场较好、煤价较高时才能依据市场情况考虑将煤炭适当外输到成都、重庆等地。

随着当前东部地区环境容量的饱和与对大气污染的集中治理，东部地区煤炭直接燃烧的能源供应方式将逐步减少，而对天然气等替代清洁能源需求将增加；另一方面国外进口煤炭量将进一步增加，预计2013年全年将达到3.0亿吨，对国内煤炭供需基本面形成较大冲击；综合而言，国内煤炭市场未来将面临产能过剩局面，三塘湖地区原煤直接外运的能源输出形式面临严峻挑战。

3.3.2 天然气市场综述

目前，从世界范围看，全球天然气资源雄厚，产量正处在快速增长的中期阶段，消费需求旺盛，市场逐步由以管道为主的区域性市场过渡到管道和LNG并进的全球性市场，具备广阔的发展前景。预计2030年前后，全球天然气产量将超过石油，成为世界第一大主力能源。2030年以后，在一个相当长的时期内，天然气仍将是世界第一大能源。

我国是富煤、贫油、少气国家，长期以来，天然气在能源消费结构中所占比例较低，远低于世界平均水平与其他主要发达国家与地区。以2011年为例，一次能源消费结构中天然气占比最高的俄罗斯天然气占比高达55.7%，其他主要发达国家天然气占比多数在15%以上，同为金砖国家的巴西和印度天然气占比接近10%，而我国的天然气占比仅为4.5%。详情如图3.3-4所示。这一能源结构状况造成了我国环境污染较重，节能减排压力巨大。目前，我国正在大力推广使用天然气，天然气在一次能源结构中的比重稳步提高将是必然的趋势。



数据来源于《BP 世界能源统计 2012》。

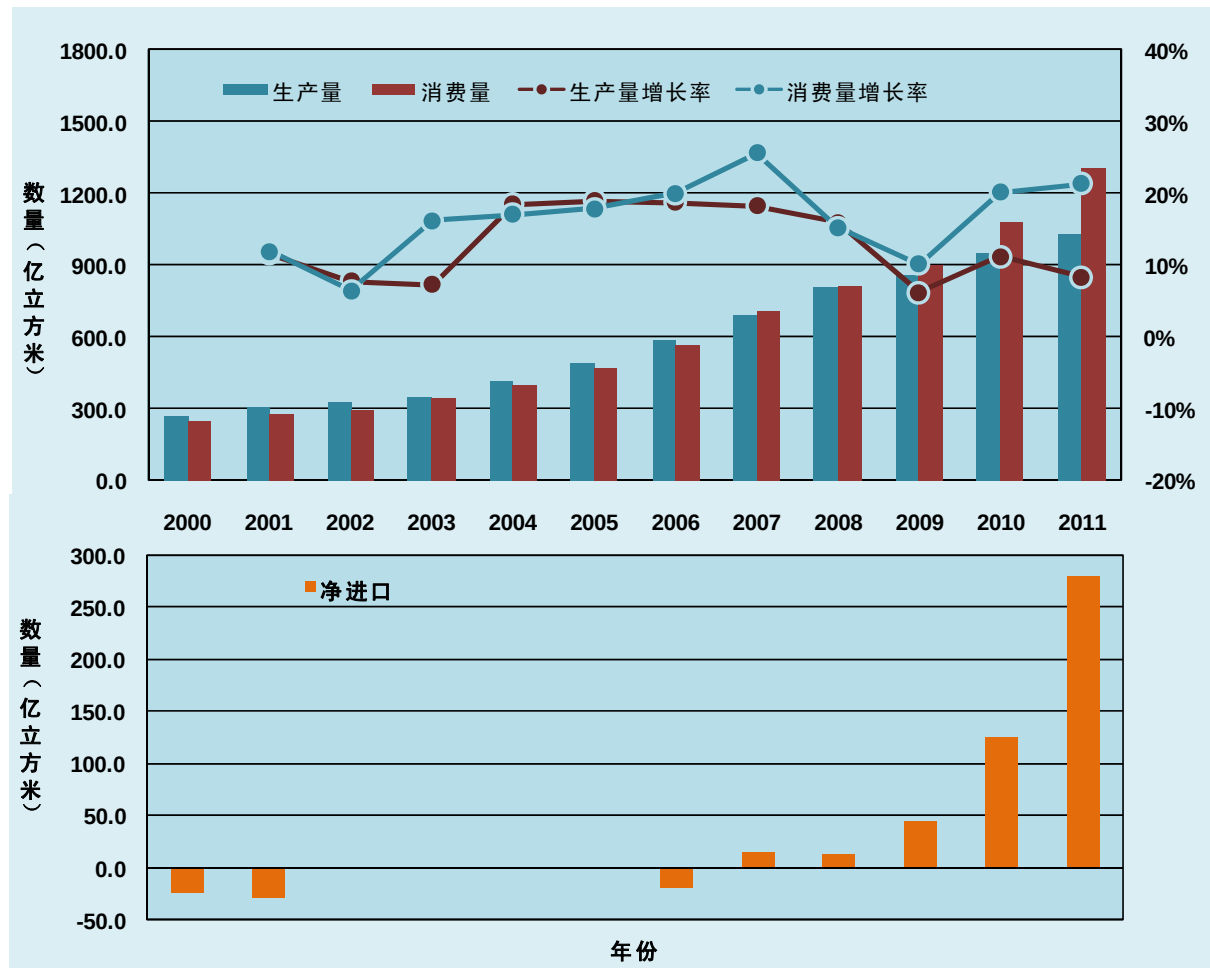
图 3.3-4 2011 年各国一次能源消费结构对比

国家发改委、国家能源局组织编制的《天然气发展“十二五”规划》预计：2015年我国天然气消费量为2300亿立方米左右，用气普及率将进一步提高，供应能力将超过2600亿立方米（包括煤层气、页岩气及煤制天然气等非常规天然气和进口天然气），到2015年天然气占一次能源消费总量的比重达到7.5%。

在增加天然气供应方面，国家能源局向国务院报送的《能源发展“十二五”规划》中特别强调，在优化开发常规化石能源的同时，要着力突破煤层气、页岩气等非常规油气资源开发的利用瓶颈，培育新的能源供应增长极。其中提到，到2015年常规天然气产量超过1300亿立方米。相对于2600亿立方米的供应目标，尚有一半的缺口。此前公布的页岩气和煤层气“十二五”发展规划提出，两者2015年产量目标为65亿与200亿立方米。依此估算，“十二五”末期，天然气对外依存度将达到60%以上。

近年来，国内天然气产量和消费量快速增长，2000-2011年年均增长率分别为14.2%和18.2%，消费增速远超过产量增速，尤其是近两年来，天然气消费量增速几乎为生产量增速的2倍。从2007年开始，我国成为天然气净进口国，且进口量迅速增大，2010年天然气供应缺口超过120亿立方米。今后，受城市气化率提高以及天然气替代工业燃料的驱动，我国天然气需求量还将大幅度增长，预计

2015年和2020年将分别达到2300、2600亿立方米，而同期产量仅约1200、1500亿立方米。详情如图图3.3-5所示。



数据来源于《中国能源统计年鉴 2012》。

图 3.3-5 我国天然气生产量、消费量与净进口量的增长

2012年10月，国家发改委发布新版《天然气利用政策》，并于2012年12月1日开始施行。2012版《天然气利用政策》与2007版相比，更加突出了城市燃气、工业燃料在天然气利用方向中的优先地位，进一步收紧了天然气化工领域的项目。

2013年6月，国务院提出大气污染防治的十条措施，其中明确提出“加快调整能源结构，加大天然气、煤制甲烷等清洁能源供应”，由此可见，提高天然气在一次能源中的比重、提高煤制天然气在煤炭利用方式中的比重已经成为我国能源生产和供应结构调整的重要趋势。因此，从中长期的市场前景来看，天然气和煤制天然气市场容量将出现快速增长，供不应求的基本格局将持续相当长一段时间。

我国天然气终端销售价格由出厂价格、长输管道的管输价格和城市输配价格三部分组成。井口价格反映天然气勘探、产能建设和开采成本，是天然气的出厂价格；管输价格则主要包括输气管线建设和运营成本，它形成了天然气到达各城市的门站价格；配气价格包括天然气到达各城市门站后，各级天然气支线及配套设施建设和运营成本，并最终形成了用户价格。

长期以来，我国天然气出厂价格由国家确定，目前我国国产陆上天然气出厂价格基本遵循2005年国家发展改革委发布的《关于改革天然气出厂价格形成机制及近期适当提高天然气出厂价格的通知》（特急发改价格[2005]2756号）。2005年至今天然气基准价格调整情况如表3.3-5所示。

表 3.3-5 近年来我国天然气出厂基准价格调整情况

时间	化肥用气	工业用气	城市燃气 (居民用气)	备注
	元/kNm ³	元/ kNm ³	元/ kNm ³	
2005 年 12 月 ~2007 年 11 月	560~710	585~920	560~920	各个油气田价格不同，其中新疆油气田价格最低，川渝气田总体上价格最高。
2007 年 11 月 ~2010 年 5 月 31 日	560~710	985~1320	560~920	工业用气提高 400 元/千立方米，车用天然气适当提价，与 90 号汽油价格挂钩。
2010 年 5 月 ~2013 年 6 月	790~1141	1190~1570	790~1170	整体提高 230 元/千立方米

2006年以后，随着国外LNG登陆及西气东输二线贯通，国内天然气气源改变了单一来自国内的局面，从国外进口天然气量迅速增加，其中LNG目前主要来自澳大利亚、卡塔尔和印度尼西亚，管道天然气主要来自土库曼斯坦。LNG和进口管道天然气价格由谈判决定，大大高于国产天然气出厂价格。2012年进口LNG平均到岸价为560美元/吨，约合2.55元/标方，进口管道天然气平均到岸价为540美元/吨，约合2.47元/标方。

天然气管输费由国家管理，其中西气东输一、二线、陕京线、川气东送线、忠武线、等部分管道实施一线一价，其余管道由国家执行统一运价管理。如表3.3-6和3.3-7所示。

表3.3-10 实施一线一价管道输送费用表

序号	管道名称	平均管输费 元/立方米	备注
1	西气东输一线	0.79	
2	西气东输二线	1.1	气源为国外中亚天然气。
3	陕京一线、二线	0.42	
4	川气东送	0.55	
5	忠武线	0.449	

表 3.3-7 执行统一运价的天然气管输价格

输气距离（公里）	管输价格（元/立方米）
50 以下	0.116
51-100	0.121
101-200	0.127
201-250	0.138
251-300	0.143
301-350	0.148
351-400	0.154
401-450	0.159
451-500	0.165

城市终端用户管道燃气的价格由省一级价格主管部门管理。管网设施建设费（初装费、入户费）和天然气售后服务价格由当地价格部门制定，并报上级主管部门审批。

传统上，我国天然气出厂价格形成的基础是成本加成定价制度，这种定价制度的内在局限性是价格水平不能随市场供求和相关替代能源价格的变化而相应调整。

首先，在这种定价制度下，由于价格形成的基础是天然气的生产成本，价格与外部市场环境的变化之间没有直接联系，当外部市场环境发生较大变化时，就会造成市场供求关系的失衡。当前天然气价格与可替代能源价格比严重偏低。2012年国内价格最高的工业用天然气出厂价1.6元/立方米左右，2012年国内进口原油平均到岸价813美元/吨，单位热值天然气价格仅为原油的34%，远低于国际上70%左右的水平。不利于提高天然气生产企业的积极性和天然气工业的可持续

发展。

其次，当前国产天然气价格与与国际天然气贸易价格脱轨。2012年进口天然气价格比国产天然气价格最高的工业用气还要高0.9元/立方米左右。而当前城市门站价格以国产天然气出厂价格加管输费用定价，进口天然气实质上处于亏损运行状态。以西气东输二线为例，西气东输二线天然气进口价格2.47元/方，到北京管输费用按0.8元/方算，到北京门站价格达到3.27元/方，而目前北京天然气入户价格仅为2.28元/方，价格倒挂严重，不利于引进国外天然气。

第三，天然气定价扭曲不利于对天然气的节约使用。长期以来，为支持农业生产，天然气长期以来被要求以低价供应给氮肥生产企业，但当前氮肥产能过剩，每年大量产品出口，造成了一方面天然气被要求以低价供应给化肥企业，另一方面化肥企业又大量出口化肥，严重挫伤了天然气生产企业的积极性，也造成经济关系的扭曲。过低的气价也导致气源地周围争上高耗气的化工项目，不愿意天然气外输，影响了天然气资源的配置。

当前天然气价格方面存在的诸多问题迫切要求天然气价格机制进行深化改革，理顺上下游关系，有利于天然气从生产、输送到消费端全产业链的健康发展。

2011年12月国家发展改革委发布了《关于在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点的通知》（发改价格[2011]3033号），明确了天然气价格改革的最终目标是放开天然气出厂价格，由市场竞争形成，政府只对具有自然垄断性质的天然气管道运输价格进行管理，并提出了将现行以成本加成为主的定价方法改为按“市场净回值”方法定价的重大改革思路。

2013年6月的《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》（发改价格[2013]1246号）确定了天然气价格管理由出厂环节调整为门站环节，门站价格为政府指导价，实行最高上限价格管理，供需双方可在国家规定的最高上限价格范围内协商确定具体价格。门站价格适用于国产陆上天然气、进口管道天然气。页岩气、煤层气、煤制气、液化天然气。并将天然气价格区分为存量气和增量气，存量气门站价格适当提高（居民用气暂不作调整），增量气门站价格一步调整到2012年下半年以来可替代能源价格85%的水平，并不再按用途进行分类。调整后的天然气门站价格如表3.3-8所示。

表 3.3-8 各省份天然气最高门站含增值税价格表（单位：元/千立方米）

省份	存量气价格	增量气价格
北京	2260	3140

天津	2260	3140
河北	2240	3120
山西	2170	3050
内蒙古	1600	2480
辽宁	2240	3120
吉林	2020	2900
黑龙江	2020	2900
上海	2440	3320
江苏	2420	3300
浙江	2430	3310
安徽	2220	3100
江西	2220	3100
山东	2240	3120
河南	2270	3150
湖北	2220	3100
湖南	2220	3100
广东	2740	3320
广西	2570	3150
海南	1920	2780
重庆	1920	2780
四川	1930	2790
贵州	1970	2850
云南	1970	2850
陕西	1600	2480
甘肃	1690	2570
宁夏	1770	2650
青海	1530	2410
新疆	1410	2290

从国家对天然气价格管理的趋势来看，未来天然气价格改革的最终目标是完全放开天然气出厂价格，由市场竞争形成，政府只对具有自然垄断性质的天然气管道运输价格进行管理。如果按照国际上天然气价格为等热量原油价格70%的水平，我国天然气价格至少还有一倍的上涨空间。

对于新疆地区的煤制天然气项目而言,当前定价为中石油统一买断模式,煤制气企业不与下游用户接触。根据新疆维吾尔自治区与中国石油天然气集团公司在2012年底签订的《新疆煤制天然气战略合作协议》,中国石油同意按1.6元/立方米的价格收购符合条件的新疆煤制天然气;新疆自治区同意在国家价改新疆天然气门站价格调整到1.8元/立方米之前,对与中石油收购价(1.6元/立方米)之间的差价(0.2元/立方米),由新疆自治区对新疆煤制气企业2013年-2014年上缴地方的增值税、所得税和资源税地方分成部分作为政府奖励全额返还给企业。目前新疆在建煤制天然气项目有庆华55亿立方米/年项目和伊犁新天20亿立方米/年项目,均按此政策执行。

根据2013年《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》,煤制气也要在执行政府规定的门站价格基础上由供需双方商定价格,因此,长期来看,新疆煤制气价格将来会逐渐过渡到由生产企业和到站城市燃气公司协商确定,管道运营企业只收取管输费用的模式。若按照当前存量气价计算,如北京存量气2.26元/方,新疆到北京管输费用0.8元/方,则新疆煤制气产品价格最高只有1.46元/方,而原煤为180元/吨时煤制气成本达到1.5元/方,煤制气无竞争力。但是随着天然气消费量的进一步增加,增量气的比例将快速增加,按照北京增量气3.14元/方的门站价,新疆到北京管输费用按0.8元/方计,则新疆煤制气产品气体价格可达到2.34元/方,相对于1.5元/方的成本,还有较大盈利空间。另外,存量气价只是作为过渡时期减少价格改革阻力的特殊处理措施,将来一方面存量气价格也将会有调整,另一方面当天然气价格完全市场化时,存量气与增量气价格也最终会合并。因此新疆煤制气产业长远来看竞争力较强。

综上所述,天然气市场存在巨大的投资机会,其供需矛盾将带动煤制天然气产业迅速发展,存在的风险因素主要有:目前天然气定价机制并未完全市场化,其价格改革进度难以预料,为煤制天然气类项目带来一定的风险;同时煤制天然气天然气生产商的议价能力较弱,将为煤制天然气类项目的盈利带来不确定因素。但从长远前景看,新疆地区煤制天然气产业具有较强的竞争力。

3.3.3 油品市场综述

近二十年来,我国原油产量增长较为平缓,而原油消费量增长迅速。1990年至2012年22年间,我国原油产量平均年增长率为1.86%,而原油消费量平均年增长率为6.58%。从1995年起,我国成为原油净进口国;此后我国原油对外依存度逐年攀升,详见图3.3-6。2012年,我国原油产量为20748万吨,原油净进口量

为27102万吨，原油对外依存度为56.4%。从各国经验看，石油对外依存度达到50%是一条“安全警戒线”，现在我国石油已突破了这条警戒线。可以说，我国的原油保障环境已从“比较安全”向“比较不安全”转变。

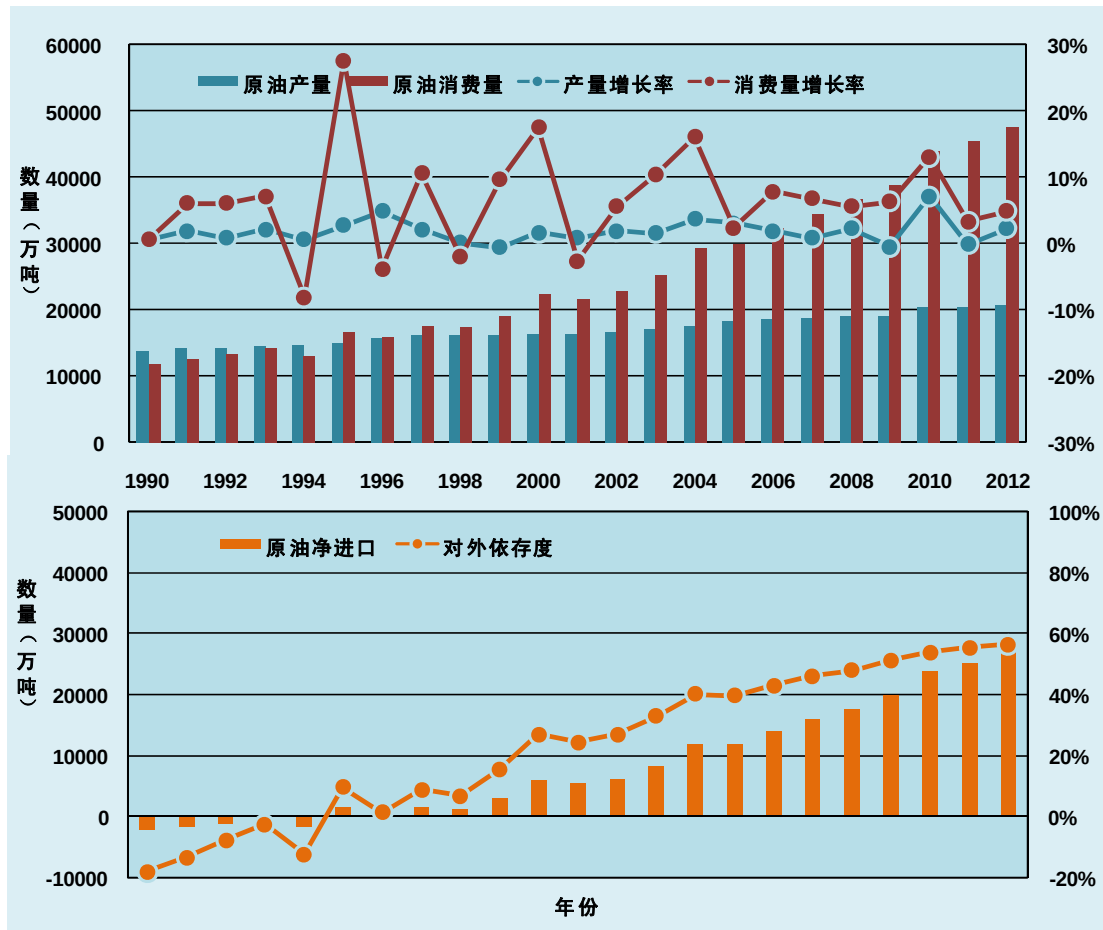


图 3.3-6 我国原油生产、消费及进口概况

按照国民经济发展预测，至2020年我国经济仍将保持较快的增长，党的十八大提出，到2020年“实现国内生产总值和城乡居民人均收入比2010年翻一番”的目标，也就意味着我国GDP增长速率在未来几年仍将保持在7.0%以上。按照原油消费弹性系数为0.6计算，预计2015年和2020年国内原油需求量将分别达到5.4亿吨和6.6亿吨，届时我国原油对外依存度将分别达到60%和66%。因此原油供应已经对能源的安全供应、国民经济的平稳运行以及全社会的可持续发展构成了严重威胁。

柴油是炼油行业的重要产品。2012年我国炼油能力持续增长，产业集中度和炼化一体化继续提升。原油加工能力继续小幅增长，全年新增炼油能力2980万吨/年，全国炼油总产能达到5.7亿吨/年左右，仅次于美国居世界第二位，规模实力进一步增强。

2012年我国炼油工业运行较为平稳，保持了较高的开工率。受国内经济增速放缓和主要用油行业需求减缓的影响，我国原油加工量、三大类成品油产量和消费量增速继续回落。全年柴油产量达17053万吨，同比增长2.3%。。从历年国内柴油生产与消费数据看，我国柴油基本处于供需平衡状态，小幅差额通过进出口进行调节以满足需要，近年来国内柴油供需情况如表3.3-9所示。

表 3.3-9 近年来国内柴油供需情况（单位：万吨）

年份	生产量	消费量	净进口量
2005	11090.2	10972.2	-109.9
2006	11762.4	11835.4	-21.9
2007	12359.1	12496.7	80.4
2008	13409.2	13532.6	544.0
2009	14288.6	13756.6	-286.3
2010	14924.4	14633.8	-300.1
2011	15689.7	15635.1	14.5

来源：《中国能源统计年鉴 2012》

受国内原油资源分布和各地区经济发展不均衡的影响，我国各地区柴油供需差异较大，东北和西北地区柴油过剩，其它地区存在缺口，柴油缺口较大的地区依次为西南、中南、华北和华东地区。2011年全国地区间原油及柴油平衡见表2-10。

表3.3-10 2011年全国地区间原油及柴油平衡 单位：万吨

地区	原油净进口量	原油净调入量	柴油净调入量
北京	729.55	367.67	-115.35
天津	1289.71	-2719.99	-285.58
河北	1120.49	-121.03	259.85
山西	0.00	0.00	489.62
内蒙古	0.00	-84.66	843.62
辽宁	1166.56	4553.20	-1417
吉林	0.00	320.05	0
黑龙江	1750.56	-3527.77	1.23
上海	1913.74	235.94	-292.76
江苏	1779.61	976.51	3.76
浙江	2123.39	818.06	27.27

安徽	253.59	229.88	206.62
福建	0.00	958.45	285.27
江西	244.75	188.52	201.48
山东	2385.15	648.46	-785.52
河南	326.00	46.88	346.85
湖北	0.00	937.56	294.83
湖南	364.07	412.22	251.43
广东	1163.41	2084.49	-8.26
广西	0.00	1070.35	-26.07
海南	887.07	10.98	-167.29
重庆	0.00	0.00	397.85
四川	0.00	341.53	486.53
贵州	0.00	0.00	330.2
云南	0.00	0.00	612.32
陕西	0.00	-1213.02	-218.34
甘肃	0.00	1135.49	-526.21
青海	0.00	-38.91	31
宁夏	0.00	79.77	54.01
新疆	1093.93	-1105.49	-706.73

国内柴油流向总的格局是“北油南运、西油东调、逐次递推、互相渗透”，东北地区的柴油一路通过铁路进关运往华北及中原地区，另一路通过海上运往华东和中南沿海地区；西北地区柴油一路进入西南地区，另一路东调进入华北及中原地区。

全国省区间原油净调出量较大（1000万吨以上）的省区仅有黑龙江、天津、陕西、新疆4个省区，其余省区原油均基本平衡或需要大量调入。从柴油调运平衡看，国内省区间柴油调出的区域主要为两个：一是环渤海地区，该地区辽、鲁、京、津四省区调出柴油量占净调出地区总输出量的57.2%；二是西北地区，该地区新、甘、陕三省区调出柴油量占净调出地区总输出量的31.9%。

根据目前已知和规划的炼油项目，预计2015年我国炼油能力将达到6.5亿吨/年，2020年炼油能力将进一步提高到7.4亿吨/年。随着我国炼油能力的增长，我国柴油产量仍将快速提高，预计2015年柴油产量达20154万吨，2020年达24135

万吨。预测各地区柴油产量如表2-11所示。

表 3.3-11 2015 年和 2020 年我国各地区柴油产量预测 单位：万吨

地区	2011 年	2015 年	2020 年
全国	16676	20154	24135
华北	1634	2185	2813
东北	3307	3465	3935
华东	5535	6409	7670
中南	3301	4300	5301
西南	87	887	1382
西北	2813	2908	3034

考虑到国家可持续发展战略、建立循环经济战略、可替代能源及生物能源的战略、节约型社会的建立及大力发展公共交通等措施实施，我国单位GDP所消耗的汽柴油有大幅度降低。在此前提下，预计2015年和2020年单位GDP消耗柴油分别比2011年GDP消费强度下降10%和15%，预测2015年和2020年我国柴油的需求分别为19794万吨和23694万吨。

根据对国内各地区柴油消费的市场调查，并结合当地经济发展等诸多因素，预测出2015年和2020年各地区柴油消费情况见表3.3-12。

表3.3-12 2015和2020年各地区柴油需求情况 单位：万吨

地区	2011 年	2015 年	2020 年
全国	16717	19794	24094
华北	2100	2536	3112
东北	1642	2100	2536
华东	5763	6589	7765
中南	4234	5010	6054
西南	1462	1807	2411
西北	1516	1752	2216

由于今后我国原油供应的对外依存度会进一步提高，而多数原油的来源仍是从海运至沿海地区，因此，我国沿海地区新建设炼油能力较大，按目前国内规划项目的实施进度预测，未来我国仍将存在柴油供需地区不平衡状况，东北和西北地区过剩依然较严重，华东地区由于需求量巨大，将会有一定的缺口，而华北、

中南和西南地区柴油供需矛盾依然突出。2015年和2020年全国各地区柴油供需平衡预测见表3.3-13。

表 3.3-13 2015 年和 2020 年全国各地区柴油供需平衡 单位：万吨

地区	2011 年			2015 年			2020 年		
	产量	需求	平衡	产量	需求	平衡	产量	需求	平衡
全国	16676	16717	-41	20154	19794	360	24135	24094	41
华北	1634	2100	-467	2185	2536	-351	2813	3112	-299
东北	3307	1642	1665	3465	2100	1365	3935	2536	1399
华东	5535	5763	-228	6409	6589	-180	7670	7765	-95
中南	3301	4234	-933	4300	5010	-710	5301	6054	-753
西南	87	1462	-1376	887	1807	-920	1382	2411	-1029
西北	2813	1516	1297	2908	1752	1156	3034	2216	818

根据上述国内原油及柴油总体流向以及各地区柴油供需平衡预测，在哈密地区发展煤制油产业应定为于西南、中南市场。在该目标市场上，哈密地区煤制油产品的主要竞争者是新疆、甘肃、陕西地区的柴油生产商，而哈密地区在与新疆其他地区的油品竞争时具有区位优势。新疆地区本身具有丰富的石油资源，同时从中亚地区承接进口石油，这些原油既可以通过原油管道输入西南、中南、华中等地区，也可以在当地炼化企业加工为成品油后经成品油管道输入目标市场，哈密地区煤制油相关项目成品油产品若能借助管道直接外输，将大大提高产品的市场竞争力。

3.3.4 提质煤市场综述

在本规划中提质煤是一种重要的产品类型，因此在本节也对该产品的市场进行研究。

提质煤最先产生于陕西北部的府谷、神木及内蒙的鄂尔多斯一带。近10年来，受市场需求的推动，我国陕晋、宁、蒙等省区先后建设了一大批提质煤厂。到2010年底，国内提质煤的总生产能力已经超过5000万t/a。目前，在内蒙古、新疆等低质煤资源富集的地区有大量的褐煤提质项目处于规划阶段，而经提质加工后的褐煤——提质煤的市场情况决定了大规模褐煤提质项目在经济上是否可行。本文针对一些主要的用煤量较大，其潜在市场空间达到千万t/a级的行业，根据煤质的匹配性，对能否用提质煤来替代无烟煤、焦炭的可能性进行了分析和探讨，并对未来提质煤市场容量进行了预测。其结果可为褐煤提质项目及与之相关行业的规划提供参考。

由于我国焦煤储量少，近年来国内焦煤与焦炭的价格呈现上升趋势，焦炭价格的上涨致使下游产业生产成本直线上升，企业不堪重负，市场寻找焦炭的替代品已成必然。近年来我国煤炭产量结构中炼焦烟煤的比重不断下降，已从1990年的近50%下降到近年的约35%，而一般烟煤与褐煤的比重从1990年的32%上升到近年的约46%。这一变化表明我国炼焦烟煤资源稀缺性进一步加大，一般烟煤、褐煤尽可能地替代炼焦烟煤成为必然的趋势。因此，对提质煤的利用前景，可以从其对焦炭、无烟煤的替代来考虑。焦炭、无烟煤的主要应用领域如图2-11所示。

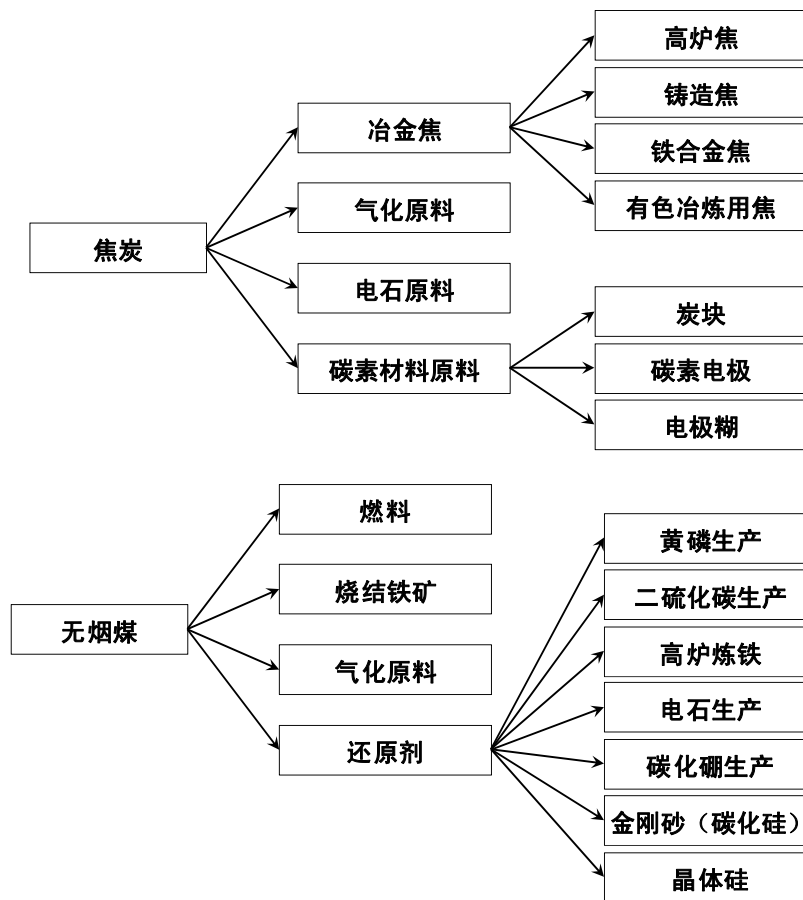


图 3.3-7 焦炭、无烟煤的主要应用领域

通过上述分析，对提质煤在应用领域中替代无烟煤和焦炭的潜力分析如表 3.3-14 所示。

表 3.3-14 提质煤在应用领域中替代无烟煤和焦炭的潜力分析

序号	用途类别	替代品种	需求量数量级
1	燃料	无烟煤、动力煤	100000 万吨级
2	冶金焦（高炉焦、铸造焦、铁合金焦）	焦炭	10000 万吨级
3	气化原料	焦炭、无烟煤	1000 万吨级
4	电石生产碳素原料	焦炭、无烟煤	1000 万吨级
5	炭块、碳素电极、电极糊生产原料	焦炭	10 万吨级

6	烧结铁矿	无烟煤	1000 万吨级
7	黄磷生产	无烟煤	100 万吨级
8	二硫化碳生产	无烟煤	10 万吨级
9	高炉炼铁（喷吹料）	无烟煤	10000 万吨级
11	碳化硼生产	无烟煤	1 万吨级
12	金刚砂（碳化硅）生产	无烟煤	10 万吨级
13	晶体硅生产	无烟煤	10 万吨级

（1）作为燃料使用

提质煤作为燃料替代无烟煤使用，可以分为三大类，一是火电厂发电用煤，二是普通中小型工业锅炉用煤，三是民用清洁燃料用煤。

国家标准GB/T7562-2010《发电煤粉锅炉用煤技术条件》规定了电厂用无烟煤的质量要求，其主要要求为挥发分不低于6.5%不高于10%，发热量不低于21MJ/kg，灰份不高于30%，全水份不高于12%，全硫份不高于3%。从指标看，提质煤基本满足要求，有替代电厂用无烟煤的潜力。由于国内煤炭消费中，火电用煤占据了最大部分，提质煤最大的潜在市场是用于发电。煤提质与发电结合，可实现煤的梯级、分质利用，达到节能减排、提高企业经济效益的目的。提质煤若用于无烟煤型煤粉锅炉需优化提质过程工艺参数，控制其挥发分高于6.5%。同时，煤炭行业标准《动力配煤导则（MT/T109-2006）》建议焦粉、半焦粉不宜作为动力配煤原料，目前见诸报道的电厂掺烧焦粉、半焦粉的工程实例也较少，因此半焦用于电厂掺烧理论上可行，但有待实践的进一步验证。

除了电厂用煤外，部分工业部门仍然使用普通中小型工业锅炉提供动力和热量。国家标准GB/K26126-2010《中小型煤粉工业锅炉用煤技术条件》规定了普通中小型工业锅炉用煤的品质要求。从该标准的要求看，普通中小型工业锅炉应使用烟煤和褐煤，其挥发分（Vdaf）应至少高于28%。据此，提质煤直接作为中小型工业锅炉用煤是不合适的。

随着城乡人民生活水平的日益提高，城乡用煤将大幅度减少，清洁能源（如电、天然气等）的利用将日趋广泛。无烟煤适宜作为民用燃料，但产量有限；提质煤具有与无烟煤类似的性质，可替代中小城市、城郊的民用无烟煤。高挥发分的低阶煤经热解处理所得提质煤可作为民用燃料。主要用途是加工成型煤，广泛用于壁炉取暖、烧烤等民用煤市场，预计未来年提质煤在民用煤市场占有400万吨市场份额。

(2) 作为冶金焦使用

提质煤是铁合金行业理想的还原剂。不仅质量好，且价格约为冶金焦的1/3。铁合金生产表明：使用提质煤生产硅铁与使用冶金焦相比，可降低生产成本10%左右，产量、质量均可提高一至二个档次。西北的甘肃、青海、宁夏、陕西、内蒙，西南的四川、贵州的铁合金主要生产厂家，已广泛使用提质煤生产硅铁。2011年，我国铁合金产量为2841万吨，预计“十二五”期间国内铁合金产量将突破3000万吨。按照每1t铁合金消耗铁合金焦1.1t计算，未来全国铁合金行业将需要3300万吨铁合金焦。若其中70%的市场份额被提质煤占据，则铁合金行业的提质煤消费量将达到2300万吨。

(3) 作为气化原料使用

煤气化是煤化工产业的龙头，煤气产生的合成气可用于合成氨、甲醇、二甲醚、煤制油、煤制天然气和IGCC联产等下游产品的生产。新型煤化工项目大多选择煤炭资源丰富的区域兴建，利用外来提质煤为原料的可能性较小。现有煤气化规模较大的主要是合成氨行业，目前其原料以无烟煤为主，少量使用焦炭、土焦、白煤等。

从常压固定床气化用煤的品质要求来看，最可能对提质煤利用构成限制的是粒度、灰份等指标。由于部分提质煤灰份含量高、硬度大，其在实践中需要进一步摸索。某些合成氨企业进行了固定床造气原料掺烧提质煤的试验，结果表明：在提质煤掺烧比例为20-30%时，可以实现气化炉的正常运行，同时能达到降低造气成本的目的。

2011年全国合成氨产能约为6780万吨，当年合成氨表观消费量为5097.8万吨，产能过剩较为严重。合成氨产能中以无烟煤为原料的约占76.2%。按每1t合成氨消耗1.5t无烟煤计算，每年合成氨行业消耗的无烟煤达5800万吨。由于煤价高涨，煤炭企业与合成氨企业通过并购形成了较多的联合体，联合体内部可以保障无烟煤供应，而对联合体外的合成氨企业来说，得到无烟煤的充足供应，则将更加困难。因此，预计合成氨行业所需的5800万吨无烟煤中，将有60%的企业实现30%比例掺烧提质煤，则合成氨行业提质煤需求将达到1000万吨左右。

(4) 作为电石原料使用

一般生产电石用焦炭的质量指标要求为：固定碳>84%，灰份 <15%，挥发分 <1.5%，水份 <3%（开放炉）或<1%（密闭炉），依据电炉容量的不同粒度分别要求在3-12、3-15、3-18、3-20mm不等。

从电石用碳素原料的品质与粒度要求看,提质煤可以满足电石原料用煤的要求,具备替代电石生产用焦炭和无烟煤的潜力。2011年电石年产量超过1700万吨。按生产每1t电石耗焦0.6t计算,共需耗焦量为1000万吨。若其中70%改用提质煤,则全国电石行业年需提质煤700万吨。

(5) 作为烧结铁矿燃料使用

烧结方法在冶金生产中的应用,起初是为了处理矿山、冶金、化工厂的废弃物以便回收利用。随着钢铁工业的迅速发展,天然富矿越来越满足不了生产的要求,迫使人们利用贫矿。贫矿的开发,促进了选矿工业的发展。但由于选矿产品——铁精矿粒度细,不能直接进入高炉冶炼,烧结工艺就成了炼铁生产不可缺少的一环。烧结生产通常采用无烟煤或碎焦作为燃料,提质煤基本符合烧结生产对燃料的质量要求。

除了烧结矿外,炼铁的铁质原料还包括直接入高炉的铁矿石、球团矿等。从表观数量上看,烧结矿消耗量通常为当年生铁产量的1.1倍。根据《钢铁工业“十二五”规划》预测,到“十二五”末,我国粗钢需求将达到7.5亿t,2015—2020年间,我国粗钢将达到8.2亿t的需求峰值,之后维持一定年数后缓慢下降。由于废钢资源利用力度的不断加大,粗钢产量/生铁产量的比值有所上升,预计在2015年和2020年分别达到1.10和1.15。据此推算,我国生铁产量将在2015年和2020年分别达到68200万吨和71300万吨。由此,进一步可以得出,2015年和2020年全国烧结矿的消耗量约在75000万吨和78400万吨。烧结过程的燃耗通常为50kg/t,按燃料中掺烧30%提质煤计算,全国烧结铁矿的生产为提质煤提供的需求空间将可达到1200万吨左右。

(6) 作为高炉喷吹料使用

高炉喷吹煤粉是当今各国高炉降低焦比、强化生产、降低成本的有效技术。我国在这方面也有了长足的发展,从喷吹无烟煤发展到喷吹无烟煤和烟煤的混煤,以至烟煤单喷,技术日趋完善。对于灰份、磷份、钾钠含量等均符合要求的提质煤而言,其反应性要好于无烟煤,具备替代高炉喷吹用无烟煤的潜力。

国内重点大中型钢铁企业炼铁工序中的喷吹煤粉用量保持在135kg/t生铁左右的水平。根据《钢铁工业“十二五”规划》预测,我国生铁产量将在2015年和2020年分别达到68200万吨和71300万吨,则2015年和2020年国内炼铁需要的喷吹煤粉量将分别达到9200万吨和9600万吨。随着我国无烟煤资源日益减少,提质煤很可能逐步成为该用途的首选原料。近年,提质煤替代无烟煤用于高炉,喷粉量

不断增加。在缺乏无烟煤的西南、华北、华东等地区，价廉质优的提质煤用于高炉喷粉更具竞争力。按提质煤占据高炉喷吹煤粉50%的市场份额计算，用于高炉喷粉的提质煤的市场空间可将达到每年5000万吨。

综上所述，提质煤市场空间容量较大的领域依次为高炉喷吹料、铁合金专用焦、烧结铁矿、气化原料、电石原料、民用燃料。综合各方面的前景分析，我国提质煤潜在市场容量有可能达到1亿t以上，详见表2-21。

另外，电厂用煤掺烧提质煤尚未进行广泛的工业试验，可行性有待进一步验证。如果经过工业试验证明可行，市场容量还将进一步扩大。提质煤用于电厂燃料时应注重在挥发分方面做好质量控制，保证其挥发分不低于6.5%。

在各应用领域，提质煤的粒度、灰份是其应用的最主要制约因素，为了获得较好的市场空间，提质过程应着重在粒度与灰份两方面做好工艺优化与提质煤的质量控制。

表 3.3-15 各应用领域的市场容量及煤质要求

应用领域	潜在市场容量（万吨）	粒度（mm）	灰份（%）
高炉喷吹料	5000	0~25	<14
铁合金用焦	2300	2~25	<16
烧结铁矿	1200	0~25	<15
气化原料	1000	>6~100	<25
电石原料	700	3~20	<15
民用燃料	400	—	—
合计	10600	—	—

3.4 发展战略选择

3.4.1 优势分析

（1）煤炭资源丰富，可大规模开发

哈密地区煤炭资源丰富，煤资源赋存条件较好，具备支撑大项目建设的资源条件。哈密地区的煤炭资源中富油、特富油煤含量高，约占总资源量的50%左右，这为煤炭深加工产业，特别是煤炭分级分质综合利用产业的发展提供了良好的资源条件，露天煤矿和前层煤矿煤炭储存量大，开采条件好，开采成本较低，具有一定的竞争优势。

（2）国家、地方政策支持

我国经济持续快速增长，能源、石化产品的需求将日益旺盛，但国内产能不

足, 供不应求, 为哈密地区煤炭深加工产业提供了良好的发展机遇。国家产业政策鼓励发展大型煤化工装置建设; 大型的生产技术和成套设备; 采用先进工艺技术的大型化工原料生产等。

近年来, 新疆自治区和哈密地区的发展得到了国家相关区域和产业政策的支持, 如《中共中央国务院关于推进新疆跨越式发展和长治久安的意见(中发〔2010〕9号)》、西部大开发十二五规划、《天山北坡经济区发展规划》《关于支持新疆产业健康发展的若干意见(发改产业〔2012〕1177号)》、《国家能源产业十二五规划》等, 这给将给区域经济发展注入新的活力和政策保障。

国家产业政策实行煤化工行业准入制度, 提高了行业进入门槛, 有利于改善市场环境, 规范市场竞争。将对哈密地区煤炭深加工产业的发展带来更大的外在动力, 推动其向高起点、高技术、大规模的方向发展, 对于引进有实力的企业集团和高新技术, 发挥后发优势, 具有重要的意义和影响。

新疆能源产业的发展, 在全国的整个能源发展布局中, 具有不可替代的重要战略地位, 受国家的高度重视。自治区政府将煤炭及其深加工产业列为新兴支柱产业之一, 今后几年将全力打造大规模产业基地, 哈密地区作为新疆自治区发展煤炭及其深加工产业的重点基地, 将会得到国家和地方政府的大力支持。

(3) 土地资源丰富、环境容量较大

环境容量大小取决于环境本身具备的背景条件(如环境空间的大小、气象、水文、地质、植被等自然条件)与人们对特定环境功能的规定两个因素。

哈密地区土地辽阔、人口较少, 工业经济还很薄弱。该地区各类工业污染物、农业污染物和城镇生活污染物排放量较少。该地区空气、水体、土壤、噪声等各项环境要素的现状质量均较好, 在环境空气、固体废物处置环境与声环境方面都有较大的环境容量可以利用。

(4) 有一定产业基础和建设基础条件

哈密地区近年来煤炭开采及其深加工产业取得了较大进展, 在产业基础和土地资源、环境容量、交通运输等基础条件具有良好的优势。目前哈密地区已建和在建煤炭深加工产业装置规模达到千万吨级, 配套的煤气综合利用等项目形成较为完整的产业链。

3.4.2 劣势分析

(1) 远离市场

目前国内能源、化工产品主要消费市场集中在华东、华南地区, 哈密地区的

能源、化工产品市场容量相对较小,多数产品要销售到市场腹地,因此,将带来运输、管理成本的增加,对于产品的竞争力将产生不利的影响。

(2) 专业技术、管理人才不足

现代煤化工产业是技术密集型产业,大型化工区建设涉及的技术领域较广,需要的技术人才较多。因此,在大型的煤化工区建设与运营中,需要积极培养和吸收大量懂得高新技术的专业人才和懂经济、善管理,具有开拓性的管理人才。

由于目前哈密地区工业项目不多,因此,势必面临着专业技术和管理人才短缺的局面,将给产业基地的建设带来一定的困难。

(3) 水资源相对缺乏

哈密地区属于相对缺水地区,区内水资源供应较小,而生态和农业用水量又较大,水资源的缺乏将是制约园区发展的重要因素。

(4) 生态环境较为脆弱

哈密地区大部分属荒漠戈壁区,土壤主要类型为棕漠土。地表仅有稀疏的戈壁植物,旱生和超旱生的灌木与半灌木,环境恶劣,气候干燥,地表植被稀疏,缺乏天然食源及隐蔽环境,故野生动物种类及数量都很少,局部地区生态环境脆弱。该地区属于干旱缺水地区,生物量较少、生物多样性较贫乏,生态系统处于演化的较低状态,过度开发可能造成生态系统的进一步退化。在规划实施过程中,政府和企业要加大环保资金的投入力度,积极采用清洁生产工艺,努力从生产源头上就把污染降低到最低程度。

3.4.3 面临的机遇

(1) 原油价格高企,煤化工竞争力提高

近年来国际油价不断高涨、屡创历史新高,虽然有地缘政治等不稳定因素的干扰及投机炒作的推动,但归根结底,是中国、印度等发展中大国经济发展持续增高,所形成的世界经济良好的发展态势,是近年来国际油价跃上新台阶的基础。预计未来世界原油价格仍将高位运行。

由于国际原油价格持续走高,煤化工的经济优势开始凸显,市场竞争力有显著的提高。因此,在全球原油价格持续高位震荡的情况下,在煤炭资源地建设大型煤化工项目具有较强的竞争力。

(2) 投资西部能源积极性提高

由于国家西部大开发政策及国际原油价格的高企,促使国内外投资者将目光转移到拥有丰富能源资源的西部地区。目前,西部利用外资的总额仅占全国利用

外资总额的3%左右。未来几年西部地区对外商开放的力度、领域都比全国其它地区要大,并且外资进入西部将享受比国内其它地区更宽松的投资优惠,包括外资进入的限制、外资进入的领域等。因此,哈密地区正面临良好的投资机遇。

(3) 国内能源市场需求大,自给率低

目前我国能源和石化行业的发展离满足国民经济发展的要求还有一定差距,国内能源和石化产品市场容量巨大,而自给率较低,如原油自给率约为45%,乙烯自给率按当量消费量不足50%。预计未来十年国内市场对石化和化工产品的需求仍将保持5%以上的年均增长率,煤基能源化工产品可以在一定程度上对国内石油化工产业的缺口进行填补。

3.4.4 面临的挑战

(1) 环境保护压力

当前我国发展煤化工产业,除了要考虑技术、市场等因素外,最关键的就是要考虑资源和环境的承载能力。煤炭深加工行业发展会对环境产生一定的影响,环境保护问题将成为煤化工产业发展的瓶颈制约。哈密地区煤炭深加工产业必须重视对三废的综合治理,使各项污染物指标能达标排放,将对生态环境的影响降到最低。而这相应会增加投资成本,造成产品市场竞争力的降低。

(2) 煤化工竞争对手

由于国际石油价格持续高位运行,煤化工的经济优势开始凸显,经济效益可观,再加上能源多元化战略的推动,国内外投资者对于“煤化工热”骤然升温。目前我国具有煤炭资源的省份和地区纷纷集资、引资或合资建设大型煤化工区(基地),如宁夏的宁东能源化工基地,内蒙仅鄂尔多斯市“十一五”期间就规划建设十个大中型煤化工基地,在新疆自治区也有准东等基地建设,因此,未来煤化工产业项目的建设将面临招商、各类资源、人才、市场等各个方面的竞争。

(3) 全球经济一体化竞争

目前全球经济一体化趋势加强,但经济全球化并不意味着全球利益一体化,在全球生产过剩的情况下,发达国家力图转嫁其严重的过剩危机,市场成为远比技术、资产以及自然要素更为稀缺的资源。经济全球化发展的最终结果,必然加剧全球化的市场竞争。

中国进口关税逐渐降低,因此煤化工产品走向市场既面临着国内市场的竞争也面临国际大市场的挑战。

综上所述,哈密地区在煤炭资源、产业基础、政策环境等方面具有较大的优

势，从国内外经济发展、产品市场容量等方面面临极好的发展机遇。虽然在环境保护、市场运距、产品市场、人才培养等方面尚有一些不足，但是这些劣势和不足完全可以通过积极的措施和手段加以弥补和完善。总的来看，产业的建设和发展优势大于劣势，面临着良好机遇，通过采取有效的措施，可以战胜发展中面临的挑战。

4 规划指导思想及园区定位

4.1 指导思想

根据哈密地区实际情况,以科学发展观为引领,抓住国家西部大开发、天山北坡经济区发展规划等建设机遇和政策机遇,贯彻落实党的“十八大”精神,以科学发展观为指导,按照“两个可持续”和“三高”以及“以煤为基、以煤兴产、以煤兴业、多元发展”和产业高端化、发展高质化、装备现代化、管理精细化的总体要求,依托哈密地区煤炭资源优势,以转变发展方式、推进结构调整为主线,以科技创新和机制创新为动力,培育产业集群,耦合产业链,提升规模效益,走资源利用率高、水量消耗少、安全有保障、经济效益好、环境污染少的煤基能源化工产业发展新路,力争把哈密地区打造成为新疆煤炭分质综合利用示范基地和千万吨级的成品油生产基地。

4.2 产业方向选择

4.2.1 概述

煤化工包括传统煤化工和新型煤化工。传统煤化工包括煤炼焦产业链、煤经合成氨制化肥产业链以及煤经电石制 PVC 产业链。新型煤化工主要包括煤制乙二醇、煤制烯烃、煤制天然气、煤制油和煤制醇醚等。

传统煤化产品例如焦炭、电石、甲醇等是国民经济的重要支柱产业,其产品广泛用于钢铁、轻工和建材等相关产业,对拉动国民经济增长和保障人民生活具有举足轻重的作用。目前,我国传统煤化工产品生产规模均居世界第一,甲醇、电石和焦炭产量分别占全球产量的 43%、95%和 71%,但由于国内产业结构不合理,加之部分工艺较为落后,市场竞争能力较差。自 2005 年起,我国传统煤化项目蜂拥而起,经过近几年的发展,目前无论是技术还是产能已达到峰值,产能出现结构性过剩。据 2011 年数据检测,煤焦化产品(包括煤化产品及深加工产品)64%的产品产量过剩,仅有 36%的产品因装置联产因素限制,开工不足,年产量尚未能满足市场需求。

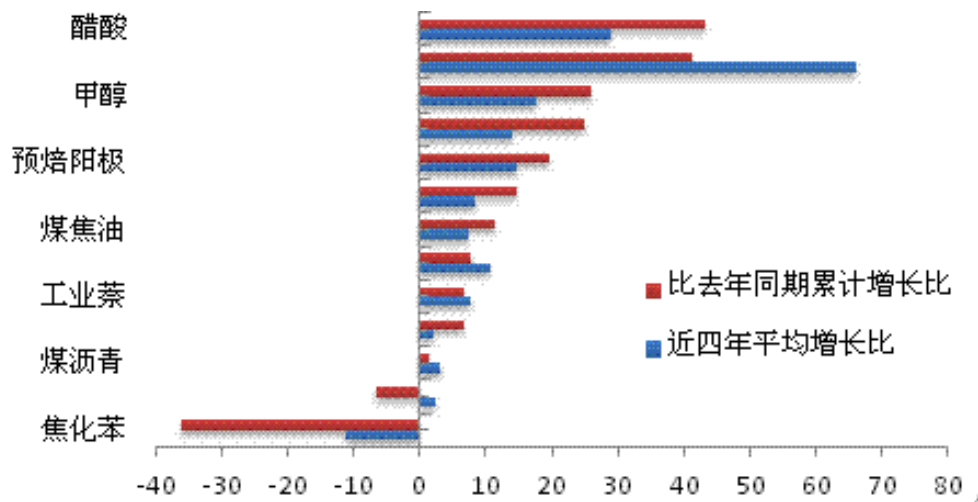


图 4.2-1 传统煤化产品产量增涨比 (%)

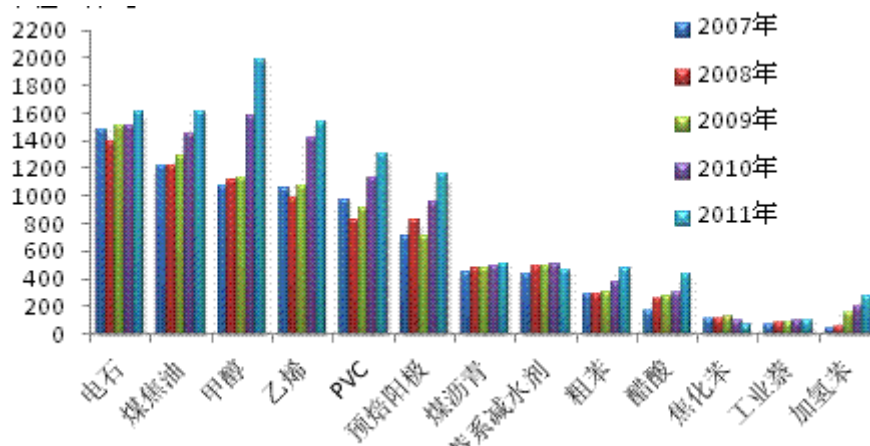


图 4.2-2 煤化产品及其下游产品产量对比图

可以看出，传统煤化产品产量增速日趋减缓。其中电石、煤焦油、煤沥青、工业萘、焦化苯减水剂等产品在最近五年内平均增长率在 10% 以下，而焦化苯则出现负增长，产量下降 11% 左右。乙烯、预焙阳极、粗苯、醋酸、甲醇、加氢苯等产品平均增长比仍保持在 10% 以上。

通常认为，新型煤化工是指以煤或者主要以煤为原料、以生产石化产品和能源产品为主导方向、以现代科技和新型工艺技术为支撑的产业，具有技术集成度高、资源利用合理、生产成本较低、工艺系统和产品结构可优化调整等基本特征，主要包括煤制醇醚燃料（甲醇/二甲醚）、煤制低碳烯烃（MTO/MTP）、煤制油（直接法和间接法）（MTG/MTL）、煤制天然气（SNG）、煤制乙二醇（CTG）、煤制芳烃及

其延伸产品等。

新型煤化工装置规模大、科技含量高、能耗低、环境友好、原料来源广泛、产品附加值高。相对传统煤化工，国内新型煤化工产业才刚刚起步，目前的主要任务是完成示范工的建设，主要包括二甲醚、煤制油、煤制烯烃、煤制天然气、煤制乙二醇、甲醇制芳烃等。

现代煤化工主要特点包括：

(1) 以清洁能源为主要产品。新型煤化工以生产洁净能源和可替代石油化工产品为主，如柴油、汽油、航空煤油、液化石油气、乙烯原料、聚丙烯原料、替代燃料(甲醇、二甲醚)、电力、热力等，以及煤化工独具优势的特有化工产品，如芳香烃类产品。

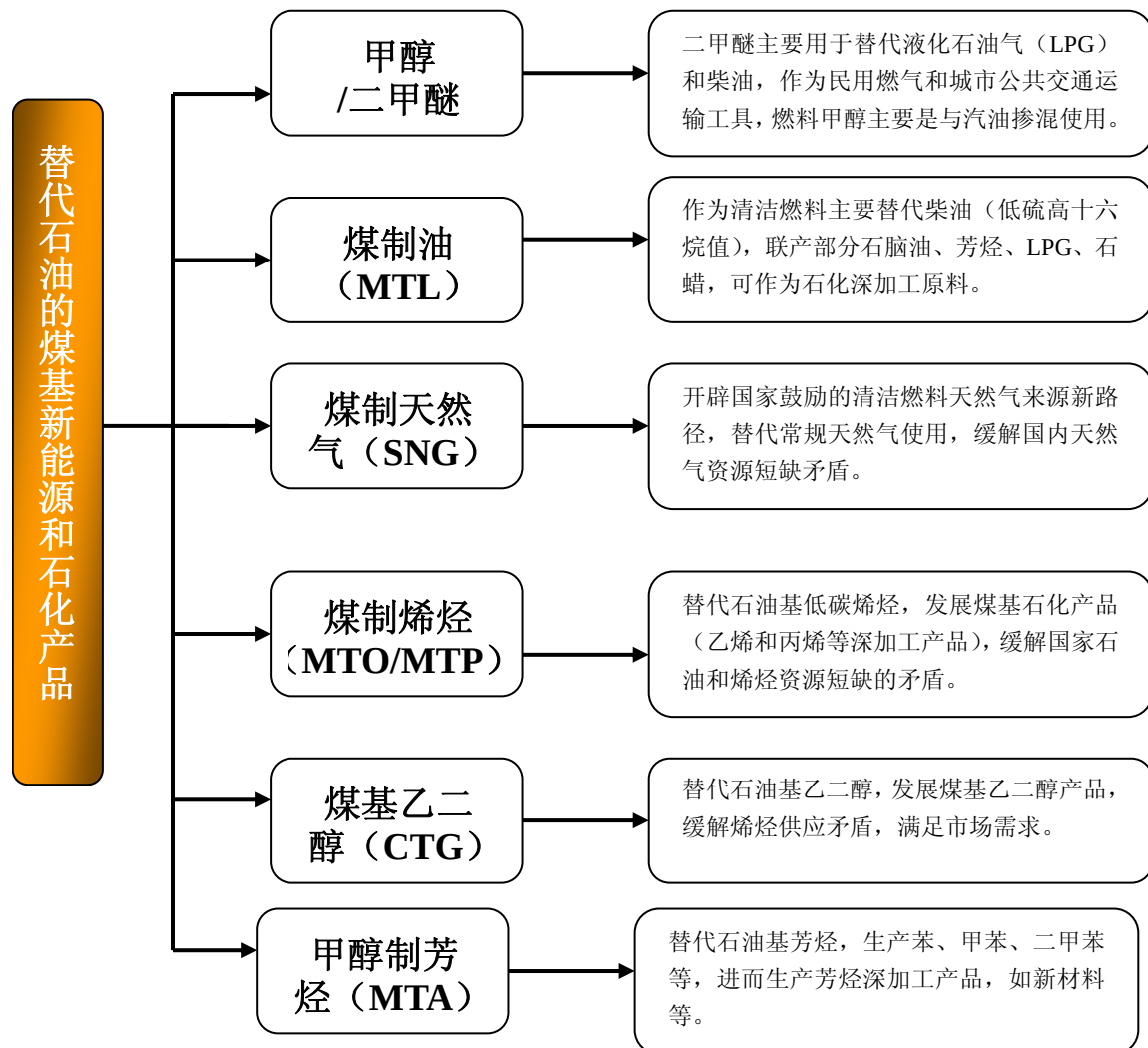
(2) 煤炭—能源化工一体化。新型煤化工是未来中国能源技术发展的战略方向，紧密依托于煤炭资源的开发，并与其它能源、化工技术结合，形成煤炭—能源化工一体化的新兴产业。

(3) 高新技术及优化集成。新型煤化工根据煤种、煤质特点及目标产品不同，采用不同煤转化高新技术，并在能源梯级利用、产品结构方面对不同工艺优化集成，提高整体经济效益，如煤焦化—煤直接液化联产、煤焦化—化工合成联产、煤气化合成—电力联产、煤层气开发与化工利用、煤化工与矿物加工联产等。

同时，新型煤化工可以通过信息技术的广泛利用，推动现代煤化工技术在高起点上迅速发展和产业化建设。

(4) 建设大型企业和产业基地。新型煤化工发展将以建设大型企业为主，包括采用大型反应器和建设大型现代化单元工厂，如百万吨级以上的煤直接液化、煤间接液化工厂以及大型联产系统等。

在建设大型企业的基础上，形成新型煤化工产业基地及基地群。每个产业基地包括若干不同的大型工厂，相近的几个基地组成基地群，成为国内新的重要能源产业。



(5)有效利用煤炭资源。新型煤化工注重煤的洁净、高效利用，如高硫煤或高活性低变质煤作化工原料煤，在一个工厂用不同的技术加工不同煤种并使各种技术得到集成和互补，使各种煤炭达到物尽其用，充分发挥煤种、煤质特点，实现不同质量煤炭资源的合理、有效利用。新型煤化工强化对副产煤气、合成尾气、煤气化及燃烧灰渣等废物和余能的利用。

(6)经济效益最大化。通过建设大型工厂，应用高新技术，发挥资源与价格优势，资源优化配置，技术优化集成，资源、能源的高效合理利用等措施，减少工程建设的资金投入，降低生产成本，提高综合经济效益。

(7)环境友好。通过资源的充分利用及污染的集中治理，达到减少污染物排放，实现环境友好。

(8)人力资源得到发挥。通过新型煤化工产业建设，带动煤炭开采业及其加工业、运输业、建筑业、装备制造业、服务业等发展，扩大就业，充分发挥我国

人力资源丰富的优势。

在国家最新出版的《煤炭深加工示范产业规划》中，将大型合成氨装置、大型煤炭分级分质多联产综合利用等项目作为新型煤化工技术项目。

哈密地区煤炭深加工产业主要是以煤炭分级分质综合利用为核心，相关产业包括煤发电、煤制焦炭、煤制兰炭和焦油、煤制天然气、煤制油、煤制甲醇、煤制烯烃、煤制芳烃、煤制乙二醇、煤制合成氨尿素等。根据哈密地区煤质情况，煤炭资源以长焰煤、不粘煤、褐煤等为主，不适于发展煤焦化相关产业；其可供选择的产业方向主要是煤电、煤热解制兰炭和焦油、煤制天然气、煤制油、煤制甲醇、煤制烯烃、煤制芳烃、煤制乙二醇、煤制合成氨尿素等。

煤炭深加工产业方向的选择，因其产业本身工艺流程和生产技术不同使得其资源及水量等消耗产生较大差别，产业方向的选择要根据其消耗和区域条件进行分析论述。

4.2.2 煤炭资源消耗

煤炭利用各产业的煤炭资源消耗情况如下表所示。表中煤炭消耗指标计算时，煤电按照发电标煤耗290kgce/kwh计算，煤制天然气、煤制油、煤制烯烃、煤制合成氨参考《煤炭深加工示范项目规划》相关消耗指标，煤制乙二醇参考已经建设的示范项目设计数据，煤制芳烃参考华电万吨级试验项目设计数据。

表4.2-1 煤炭利用项目煤炭资源消耗

序号	产业方向	产品量	标煤耗（吨标煤）	原煤耗（吨原煤）
1	煤电	1 万 kwh 电	2.9	3.9
2	煤制兰炭、焦油	1t 兰炭	-	1.6
3	煤制天然气	1000Nm ³ 天然气	2.3	3.1
4	煤制油	1t 油品	3.6	4.8
5	煤制甲醇	1t 甲醇	1.4	1.9
6	煤制烯烃	1t 烯烃	4.4	5.9
7	煤制芳烃	1t 芳烃	4.0	5.3
8	煤制乙二醇	1t 乙二醇	3.5	4.6
9	煤制合成氨	1t 合成氨	1.5	2.0

注：本表计算时三塘湖地区煤炭热值按照22MJ/kg计。

4.2.3 水资源消耗

煤炭利用相关项目不仅消耗煤炭资源，还需要大量水资源作为辅助支撑。

对于煤电项目，不同的脱硫方式、原水品质、机组配置、除灰除渣方式、冷

却方式等均会带来不同的水资源消耗。由于哈密地区水资源紧张，能源类项目应实行深度节水的设计方案，本规划暂按照 $0.10\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ 的水耗指标考虑煤电类项目。

表4.2-2 不同配置发电机组耗水指标

序号	机组冷却方式	单位	设计指标	先进指标	机组容量和其他主要边界条件
1	淡（海）水直流冷却机组	$\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$	≤ 0.12	≤ 0.10	$<300\text{MW}$ 湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
2	海水冷却塔循环冷却机组		≤ 0.1	≤ 0.08	$\geq 300\text{MW}$ 湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
3	淡水循环冷却机组	$\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$	≤ 0.8	≤ 0.7	$<300\text{MW}$ 湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
4			≤ 0.7	≤ 0.6	$\geq 300\text{MW}$ 湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
5	空冷机组	$\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$	≤ 0.15	≤ 0.12	$<300\text{MW}$ 湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷
6			≤ 0.12	≤ 0.10	$\geq 300\text{MW}$ 湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷或： $<300\text{MW}$ 湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷
7			≤ 0.10	≤ 0.08 (非统计值、预测)	$\geq 300\text{MW}$ 湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷
8			≤ 0.06	≤ 0.04 (非统计值、预测)	$\geq 300\text{MW}$ 干法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷

煤炭深加工相关项目的水资源消耗情况目前较高，这是由于煤化工产业目前发展水平较低造成的。一方面，传统煤化工企业如兰炭、甲醇、合成氨等规模较小，工艺集成程度低，另一方面新型煤化工工艺过程仍处于试验、示范阶段，其节水措施和管理并未被提上日程，因此总体上煤化工产业的水耗水平有巨大的提升空间，通过采用先进节水工艺、深度废水处理、提高污水回用率等措施，可以大大降低煤化工产品的水耗。在目前阶段，煤化工产业中较先进的水耗值多为预

测值。本规划借鉴《煤炭深加工示范项目规划》中初步提出的煤制天然气、油、烯烃、甲醇、合成氨等产业耗水指标，同时依据煤制兰炭、煤制芳烃、煤制乙二醇等相关现有和示范项目情况，提出各产业方向的水耗，作为确定产业方向和规模的参考。

表4.2-3 煤炭利用项目水资源消耗

序号	产业方向	产品量	耗水量（吨新鲜水）
1	煤电	1 万 kwh 电	3.6
2	煤制兰炭、焦油	1t 兰炭	0.3
3	煤制天然气	1000Nm ³ 天然气	7.7
4	煤制油	1t 油品	9.6
5	煤制甲醇	1t 甲醇	4.7
6	煤制烯烃	1t 烯烃	14.7
7	煤制芳烃	1t 芳烃	17.8
8	煤制乙二醇	1t 乙二醇	15.0
9	煤制合成氨	1t 合成氨	5.0

从转化煤炭量和经济效益两个方面进行水资源利用价值的分析。例如煤制兰炭、焦油产业每吨水可实现转化煤炭量5吨，实现销售收入约2500元，是水资源能实现最大价值的产业；其次，从煤炭转化能力和销售收入综合分析，煤电、煤制油为水资源可实现较大价值的产业。由于三塘湖地区近中期水资源约束明显，应优先选择节水的产业方向。

表4.2-4 不同产业方向水资源利用价值

序号	产业方向	转化煤炭量（吨/吨水）	销售收入（元/吨水）
1	煤电	1.1	694.4
2	煤制兰炭、焦油	5.0	2531.3
3	煤制天然气	0.4	234.9
4	煤制油	0.5	781.7
5	煤制甲醇	0.4	471.7
6	煤制烯烃	0.4	614.0
7	煤制芳烃	0.3	449.6
8	煤制乙二醇	0.3	433.3
9	煤制合成氨	0.4	616.3

4.3 产业发展定位

(1) 千万吨级的成品油生产基地

石油是保障国家经济命脉和政治安全的重要战略物资,也是制约我国经济发展和国家安全的重要因素。由于我国“富煤贫油少气”能源资源现状,决定了国家能源政策要求能源供应实现多样化,利用我国丰富的煤炭资源,采用洁净煤技术生产石油替代产品是我国能源政策的重要组成部分,也是保证我国能源和国家安全的重要措施。

哈密地区煤炭资源中,富油、特富油煤储量丰富,预测资源总量达 2500 多亿吨,低温干溜焦油产率平均按 10%计算,焦油资源总量达 250 多亿吨,这是一个巨型的“油田”,而且焦油品质优良,经过深加工就能够得到优良的油品和油品调和剂。

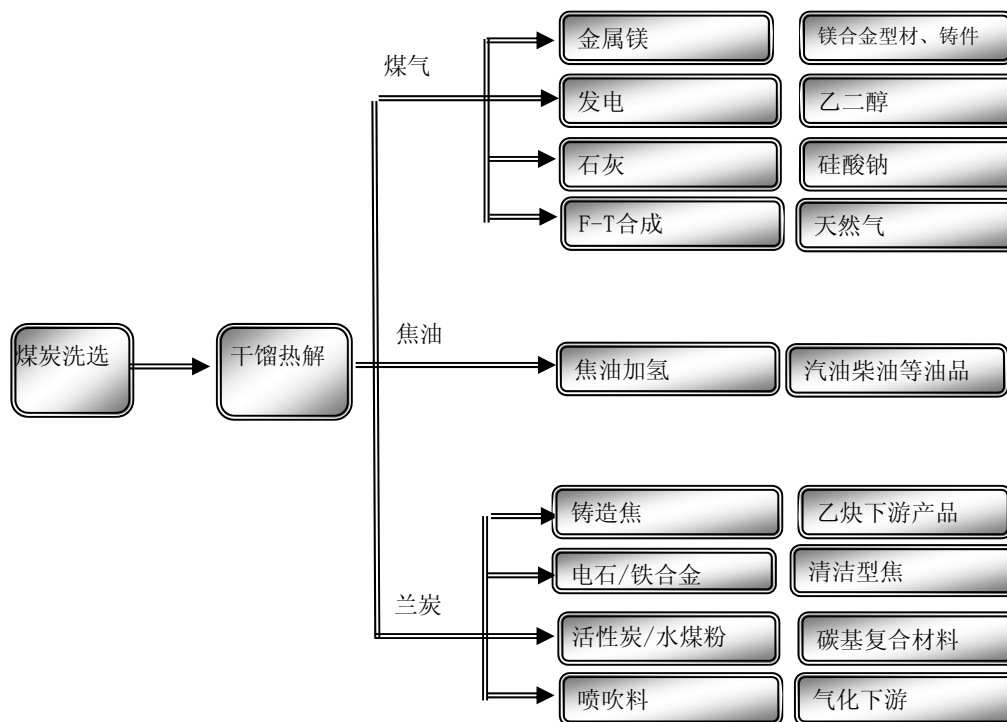
在规划期末,哈密地区焦油加工产业规模将超过 1000 万吨级,成为新疆乃至全国的重要的成品油生产基地。

(2) 新疆煤炭分质综合利用示范基地

煤炭分级分质综合利用包含两个方面的内容:一是根据国家煤炭质量分级标准,针对不同煤种的性质和特点,采用与之相适应的利用方法和途径进行加工处理;二是针对同一种煤炭的不同组分比如灰份、挥发份、馏份、固定碳等,进行分别利用,对其中的能量和产物进行梯级利用和综合利用,以实现煤炭资源的高效利用,并减少对环境的影响。我国著名的科学院院士谢克昌认为,煤分级分质多联产综合利用系统是实现整体最优、跨越行业的资源、能源、环境一体化系统。

哈密地区煤炭资源中,富油、特富油煤储量丰富,适合发展以煤炭分级分质多联产综合利用为主导产业,规划期末,区域将形成亿吨级的干馏规模,原料包含全部粒度,技术涉及多种新技术,产业配套完善,带动效应明显,将成为煤炭分级分质多联产综合利用示范园区。

形成产业群如下图:



(3) 发展循环经济、建设生态园区的示范园区

煤炭深加工产业依托哈密地区丰富的煤炭资源，以煤炭分级分质多联产综合利用为龙头，以焦油深加工和煤气的综合利用为核心产业，带动煤炭开采产业、提质煤利用、镁合金产业、新材料产业、装备制造、机械加工等上下游产业协同发展，并推动技术服务、产业孵化、物流运输和分析检测等服务产业发展壮大，形成上下游产业一体化、相关产业协同化发展的格局。发展循环经济，使得各个园区内部形成产业循环化和一体化、区域产业良好协同和互动发展。项目在建设时，通过对资源的高效和节约利用，实施水资源的废水零排放、废固的资源化利用和废气的高效处理，减少污染排放，建设资源节约型和环境友好型的生态园区。

(4) 哈密地区经济增长极

根据《哈密地区国民经济和社会发展的第十二个五年规划纲要》，“十二五”时期，是实现科学跨越、后发赶超的重要战略机遇期和全面建设小康社会的关键时期。在发展目标中提出要围绕“生态立区、工业强区、科教兴区”发展战略，实现“六大跨越”，把哈密建成新疆区域增长极，西北地区东西双向开放的重要枢纽和现代化的商品物流集散地。在优化结构、提高效益和降低消耗的基础上，“十二五”末，地区生产总值达到600亿元以上，年均增长25%以上。

哈密地区深加工产业将建成亿吨级煤炭分级分质综合利用产业，千万吨级油品生产基地以及其它深加工产业，煤炭就地转化率高，经济效益、社会效益和环

保效益显著,将成为区域的经济增长极,对促进哈密地区国民经济的发展和建设区域协调和城乡统筹的示范区与民族团结和社会和谐的先进区起到极大的推动作用。

5 产业规划方案

5.1 产业链构建原则

哈密地区产业链构建主要原则包括:

- (1) 立足哈密地区实际,提升地区产业结构;
- (2) 突出园区特色产业,构建一体化深加工产业链;
- (3) 与园区资源相协调,实施以水等容量定项目;
- (4) 大力发展循环经济和资源综合利用,突出资源节约化和环境友好化;
- (5) 与区域产业形成互动,相对突出特点。

5.2 产业链选择

在国家最新出版的《煤炭深加工示范产业规划》中,将大型合成氨装置、大型煤炭分级分质多联产综合利用等项目作为新型煤化工技术项目。

通过分级利用,还可以实现煤炭资源的综合利用,提高煤炭资源的利用率。比如干馏工艺综合利用方面,可以实现先从煤炭中生产多中高附加值的化工产品和洁净的气体与液体燃料,然后利用前面各生产工艺中产生的残渣、尾气及余热等低品位能源发电。另外,煤炭中所含灰渣可以进一步生产建材等。

天然气的市场容量在中长期将得到最大的成长,其风险主要来源于天然气价格改革滞后、时间表不确定和长输管线垄断格局的影响;成品油市场容量在中长期仍将得到一定程度的增长,但由于 LNG、CNG 等燃料汽车对成品油消费具有一定的替代作用,预计未来消费量增速不及天然气市场,未来供需将总体平衡;电力消费量的大部分为工业用电,由于国家产业结构调整政策的实施,沿海世界工厂形式的高能耗对外加工业可能将有所减少,未来电力消费增长将较平缓;化工产品市场容量相对较小,随着规划项目的逐渐投产未来可能形成产能过剩状况。

哈密地区包含哈密市、巴里坤县、伊吾县,区内煤炭资源预测量 5708 亿吨,包含大南湖矿区、沙尔湖矿区、三塘湖矿区、淖毛湖矿区、巴里坤西部矿区、三道岭矿区、野马泉矿区。区内的大多数煤质以长焰煤为主,褐煤次之。

哈密地区地处我国西北部,远离我国能源、化工产品消费市场,产业链应尽量考虑提高运输产品的价值,以降低运输成本在终端销售产品总成本中的比重,提高产业竞争力,降低由于产品价格下降带来的产业风险,并充分考虑哈密地区环境承载力(水、交通、纳污场地等)等。

目前,哈密地区共建成投产项目 8 个,正在建设项目 11 个。形成煤炭 1300 万吨,兰炭 630 万吨,甲醇 120 万吨,二甲醚 80 万吨,5 亿方 LNG,发电 2*1000MW,金属镁

6.5 万吨，硅铁 5 万吨的生产规模。

结合哈密地区已建装置的规模以及煤质的特点，本产业规划以煤炭热解为主，煤炭间接液化、煤制天然气、煤制芳烃等三条煤炭深加工产业链为辅的发展模式，适度发展。最终产品以油品为主，以气和电为辅。

由于哈密地区水资源约束显著，近期，区内将以成熟的、耗水量低的块煤干馏技术为主，煤焦油加氢产业与焦炉煤气生产 LNG 为辅。在节约水资源的同时，最大限度的发挥煤炭的经济价值，并且适当考虑粉煤气化合成油品装置，与煤焦油加氢的油品进行调和。同时，配合国家“疆电外送”的战略，规划建设半焦和焦炉煤气发电装置。

中期，同样以节约水资源为理念，考虑以块煤、粉煤干馏为主。所生产的半焦生产硅铁、铁合金装置；焦炉煤气去发电、生产金属镁并为焦油加氢提供氢来源；煤焦油加氢生产油品等一些体现国家产业政策和可持续发展的要求，体现循环经济理念并且项目技术来源成熟、可靠，部分拥有自有知识产权的装置和技术

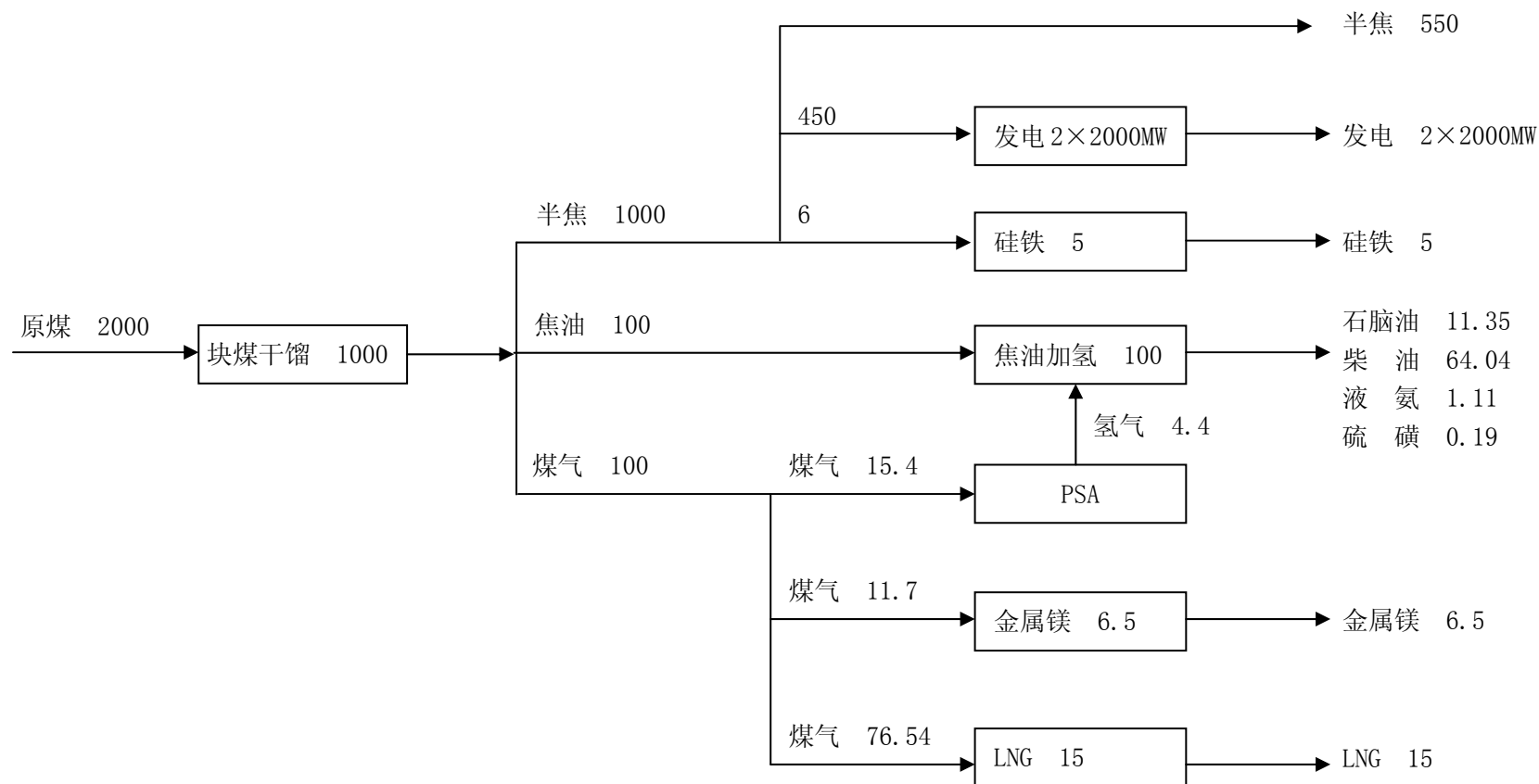
远期考虑从外部调水，哈密地区水资源约束得到解除，同时为使调水工程具有经济上的合理性，需要进一步扩大产业集聚规模、延伸产业链。

在延续一、中期煤干馏装置的同时，适当的发展甲醇制芳烃装置，并往下延伸做聚酯。提高产品的抗风险能力以及附加值。

哈密地区最终形成的主要产业链条如下：

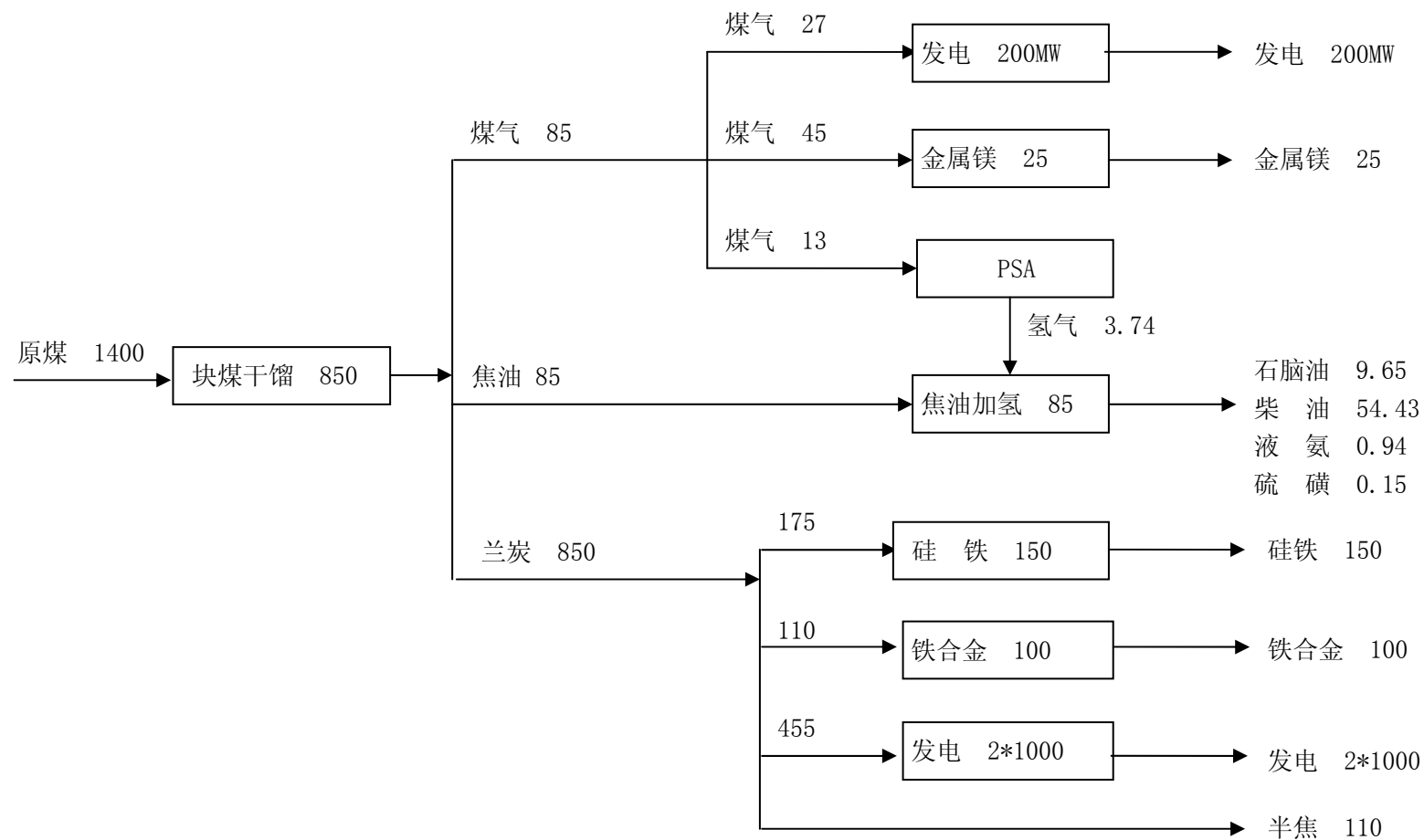
- 原煤——煤干馏——荒煤气——金属镁；
- 原煤——煤干馏——荒煤气——发电；
- 原煤——煤干馏——荒煤气——液化天然气；
- 原煤——液化天然气；
- 原煤——煤干馏——煤焦油——焦油加氢——油品；
- 原煤——F-T 合成——油品；
- 原煤——煤干馏——半焦——硅铁、铁合金；
- 原煤——甲醇——MTA；
- MTA——PTA——PET；
- 高灰份煤——洗煤——煤矸石、煤泥——供热、发电；
- 气化灰渣、锅炉粉煤灰、煤渣——水泥、蒸压砖——建材；
- 二氧化碳——食品级二氧化碳、降解塑料。

单位: 万吨/年 亿 Nm³/a



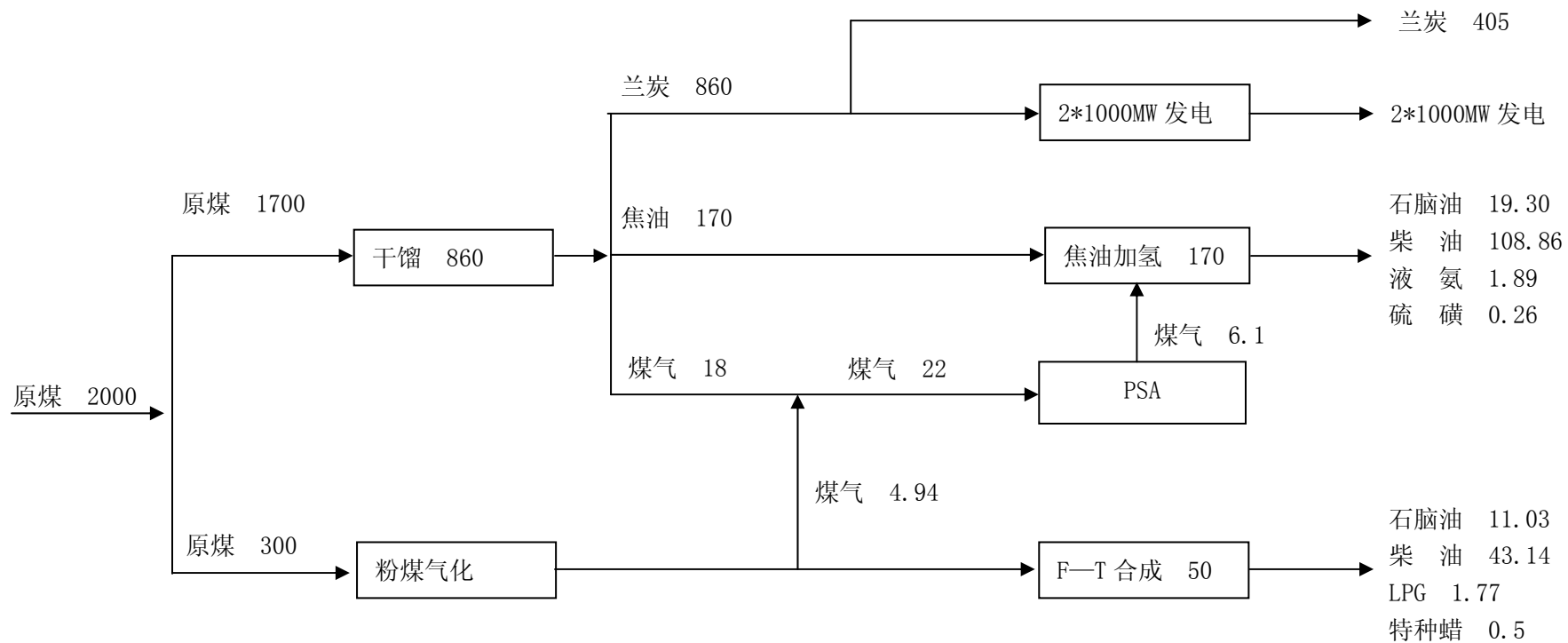
哈密近期

单位: 万吨/年 亿 Nm³/a



哈密中期

单位: 万吨/年 亿 Nm³/a



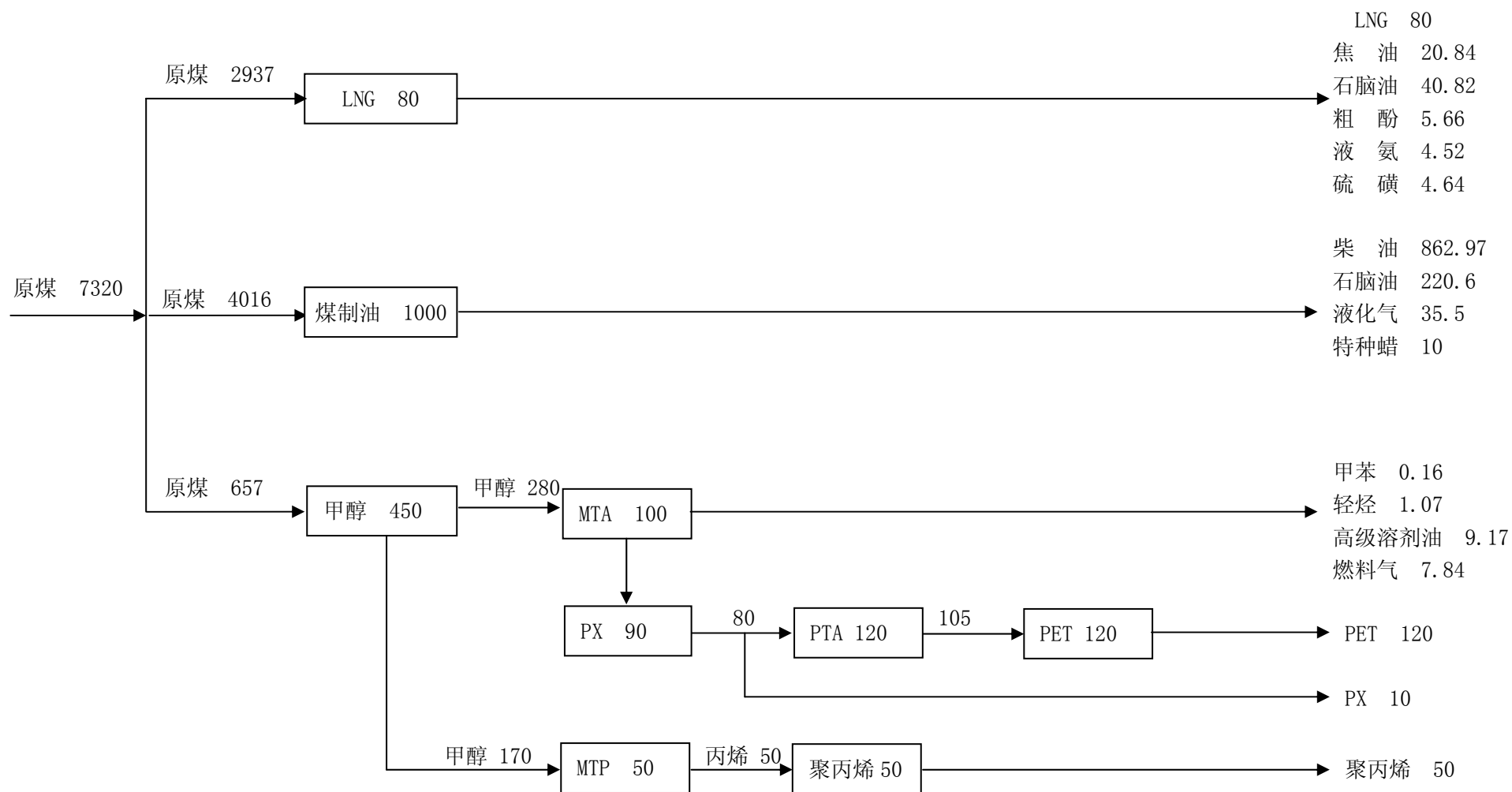
巴里坤近期

单位: 万吨/年 亿 Nm³/a



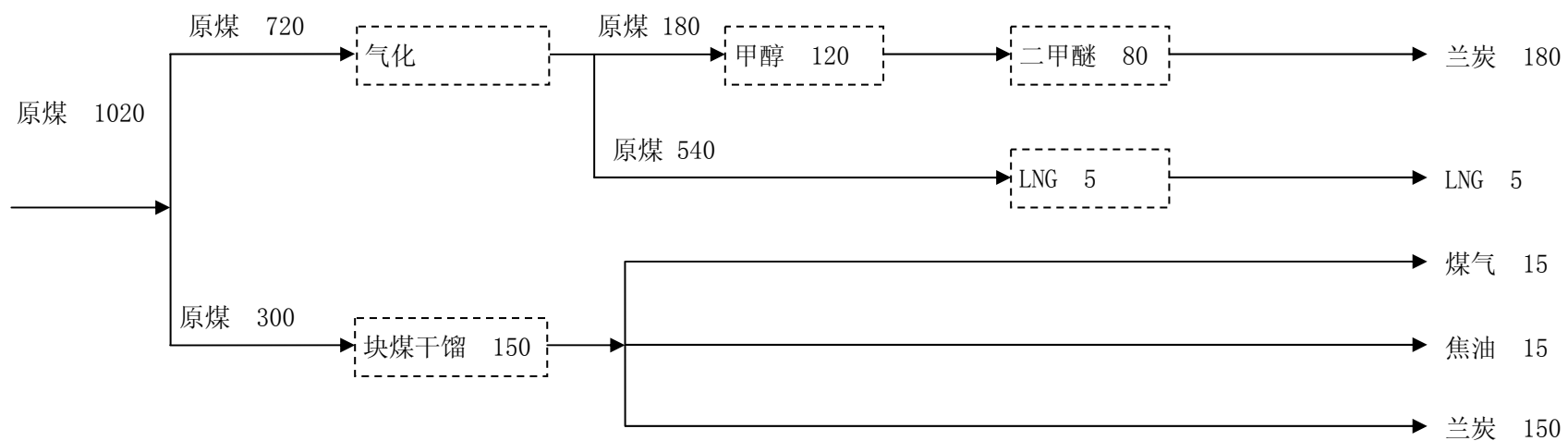
巴里坤中期

单位：万吨/年



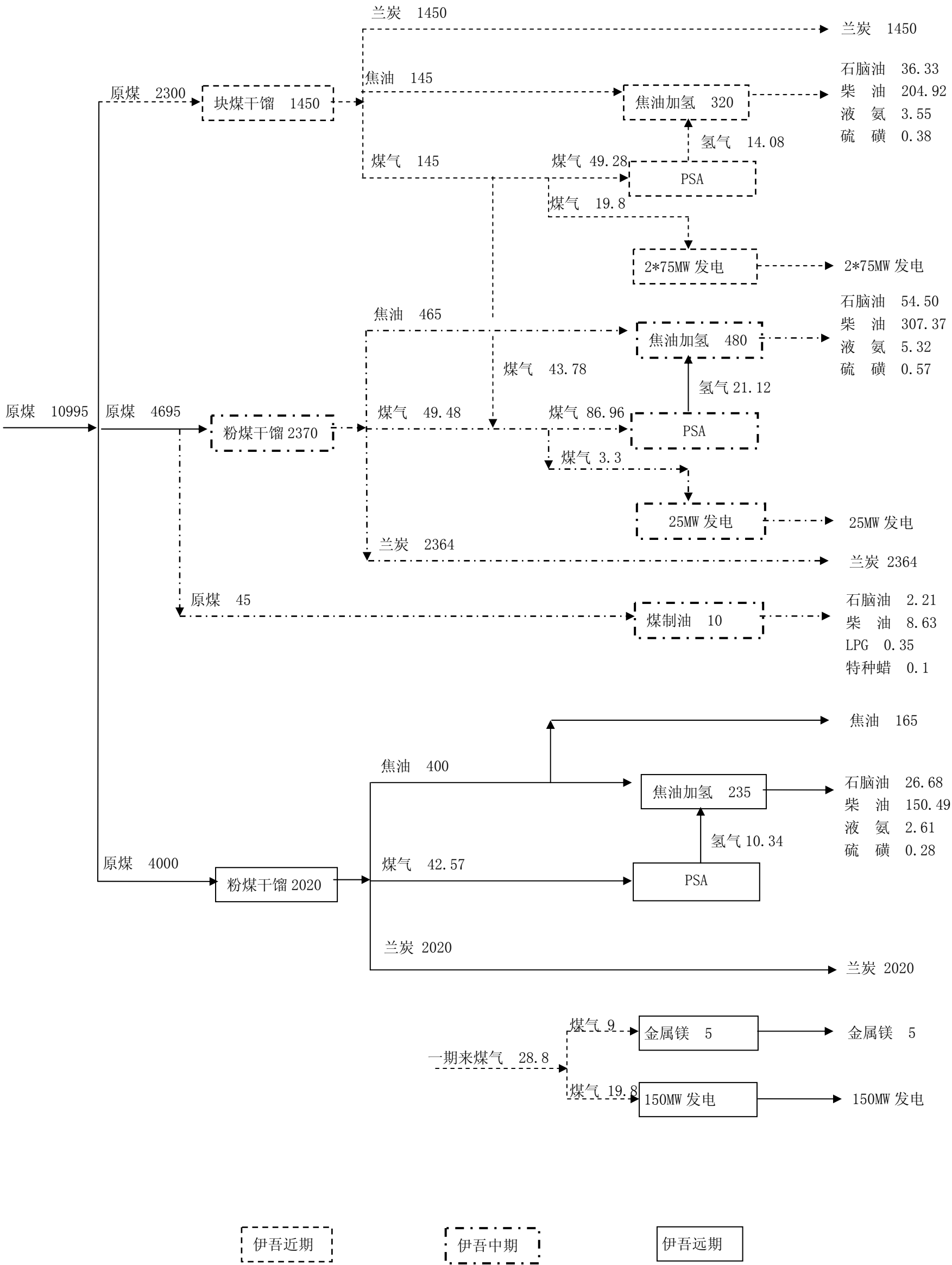
巴里坤远期

单位：万吨/年 亿 Nm³/a



伊吾已建

单位：万吨/年 亿 Nm³/a



5.3 产业链构成分析

根据产业构架，哈密地区的主要产业选择包括：

(1) 主导产业

利用哈密地区丰富的煤炭资源并且以煤炭分级分质多联产综合利用为主导产业，2020年末，区域将形成1.4亿吨级的干馏规模，原料包含全部粒度，技术涉及多种新技术，产业配套完善，带动效应明显，将成为煤炭分级分质多联产综合利用示范园区。

(2) 核心产业

利用先进的煤干馏技术，把不同煤质，不同粒度煤炭中的不同组分比如灰份、挥发份、馏份、固定碳等，进行分别利用，对其中的能量和产物进行梯级利用和综合利用，从而达到循环经济，产业最优。

在兰炭转化方面，主要将生产的半焦进行深加工，建设 10*1000MW 发电。

主要建设 155 万吨/年硅铁装置、100 万吨/年铁合金装置。

在煤焦油转化方面，到 2030 年末，哈密市将生产 185 万吨/年煤焦油，巴里坤县将生产 350 万吨/年煤焦油，伊吾县将生产 1035 万吨/年煤焦油。整个哈密地区将达到 1570 万吨/年的煤焦油规模。

针对 9460 万吨/年块煤、粉煤干馏生产装置生产的 1570 万吨/年煤焦油进行深加工，建设 1570 万吨/年煤焦油轻质化装置形成煤焦油加工与外供的协同发展。

在煤气综合利用方面，主要建设金属镁 36.5 万吨、电力 525MW、经过提氢后进行净化 and 分离液化，建设年产液化天然气 15 万吨装置。

(3) 延续产业

延续产业以产业相关和产业联合的装备制造、机械加工、轻工产业、综合利用等产业为核心。在装备方面，主要建设铁合金深加工产业，包括 155 万吨/年硅铁装置、100 万吨/年铁合金生产装置等；在综合利用方面，以洗煤装置副产的中煤和煤泥为原料建设园区热电中心，以温室气体二氧化碳为原料建设可降解塑料和食品级二氧化碳等生产装置，以气化灰渣、锅炉粉煤灰和煤渣为原料，建设水泥、蒸压砖等生产装置。

(4) 现代服务业

服务产业是以技术服务、产业孵化和行政管理等为核心，建设中试基地、煤化学分析检测中心、行政管理中心、资源综合利用体系平台、金融服务等现代服务业。

5.4 主要项目简介

5.4.1 煤干馏项目

(1) 产品简介

煤干馏项目是将煤通过热解干馏(温度 550-650℃)提取焦油,同时产出高热值煤气(6200-6500 千卡/m³)和半焦(兰炭),一举三得,是对低变质煤(褐煤、长焰煤)进行综合利用的最佳方法。目前在新疆、陕北、宁夏和内蒙古等地区均有大型工业化装置。本项目煤焦油去焦油加氢精制,煤气经分离后,氢气用于煤焦油加氢,半焦产品用作煤制油、煤制天然气等项目的原料。

➤ 半焦

半焦(也称兰炭)是利用神府煤田所产的优质侏罗纪煤经低温干馏制成。作为一种新型的炭素材料,以其固定碳高、比电阻高、化学活性高、含灰份低、铝低、硫低、磷低的特性,作高炉喷吹燃料以逐步取代冶金焦,并广泛运用于电石、铁合金、碳化硅等产品的生产;兰炭也可作为气化原料制合成气,进而生产甲醇和乙二醇等化工产品;兰炭还可生产活性炭成为一种不可替代的炭素材料。

➤ 煤焦油

低温煤焦油可提取酚类、烷烃和芳烃,其中包括苯、萘的同系物及其他成分。由低温焦油提取的酚可以用于生产塑料、合成纤维、医药等产品。泥炭和褐煤焦油中含有大量蜡类,是生产表面活性剂和洗涤剂的原料。

低温焦油适用于深度加工,经催化加氢可获得燃料油和其他产品。

➤ 煤气

目前,原煤低温干馏副产煤气根据炉型不同可以得到低热值煤气和高热值煤气,内燃内热直立型方型炉产生的低热值煤气(1600~1800kcal/m³)目前主要用于发电、工业窑炉燃料、金属镁和硅铁做工业燃气;固体热载体及外热气干馏炉产生的高热值(4000~5200 kcal/m³)煤气是很好的化工产品原料,其中甲烷可作为天然气使用。本项目粉煤干馏煤气为高热值煤气,主要是用来生产天然气和制取焦油加氢装置的原料氢气。

(2) 市场简介

我国兰炭产能较大,截至到 2011 年底,全国兰炭总产能 9000 万吨/年左右,生产装置主要集中在陕西、新疆、内蒙和宁夏等地区,其中尤以陕西的榆林、内蒙古的伊旗、准旗为最多。此外,考虑到其它地区新建兰炭装置情况以及落后产能的淘汰情况,2016 年产能将超过 1 亿吨左右。

➤ 电石及铁合金行业

据统计 2010 年电石生产能力约 2400 万吨, 产量 1512 万吨, 2011 年电石生产能力约 2500 万吨, 产量 1737.6 万吨。根据电石行业相关规划, 到 2015 年电石产能控制在 3000 万吨, 设备开工率按 70% 计算, 产量将达到 2100 万吨, 按生产一吨电石消耗半焦 0.65 吨计, 预测全国电石行业年需半焦 1365 万吨。

2011 年全国铁合金产量 2841.6 万吨, 按生产一吨铁合金消耗半焦 1.1 吨计, 预测全国铁合金行业年需半焦 3124 万吨, 若其中 50% 采用半焦, 将消耗半焦 1562 万吨。

预测全国铁合金、电石行业年需半焦 2927 万吨。

➤ 合成氨行业

据有关资料统计, 我国中小型化肥厂大多数以无烟煤和焦炭为原料, 化肥厂需要的无烟煤目前只能满足一半的需求, 为解决块煤不足, 迫使合成氨造气采用了型煤技术, 如今全国化肥系统已有 800 套石灰炭化型煤装置在运行。型煤加入石灰约 20%, 固定炭只能达到 50% 左右, 而且强度不高, 大大影响产气率和气化效率。同时给操作带来较大的困难。2001 年开始, 国家部分土焦生产焦炉进行了关闭, 焦炭价格大幅上涨, 许多利用冶金焦制气生产化肥的厂家寻求廉价的原料, 2002 年个别化肥厂已开始将半焦用于化肥生产。目前有 80% 化肥厂已利用半焦制气, 2012 年化肥企业需半焦达到 1000 万吨。

➤ 在高炉喷吹行业

全国生铁产量近年来稳定在 3.8~4.0 亿吨, 如果喷煤比提高到 150kg/t, 那么高炉喷吹煤粉年需求量为 5700~6000 万吨。在喷吹行业, 由于国内无烟煤产量有限, 半焦高固定炭含量、高发热量是喷吹料追求的指标, 半焦代替无烟煤用于冶金炼铁高炉喷粉量不断增加, 半焦市场预测份额会逐渐上升并达到 800 万吨以上。

➤ 半焦作为民用市场

据有关资料统计, 随着城市条件改善, 清洁能源的利用, 城市用煤大幅度减少, 到 2012 年减少到 2600 万吨, 而农村能源利用秸秆、柴等燃料污染严重, 生态环境受到破坏, 随着农民的生活水平提高煤炭用量将大幅度增长, 预测 2012 年增长到 11000 万吨。无烟煤适宜民用原料, 但产量有限, 无烟煤资源尚不能自给。各大省区提高改煤区建设标准实施方案, 规定半焦作为清洁燃料, 可进入市区燃煤市场, 预测 2012 年半焦在民用煤领域应有 320 万吨市场份额。

➤ 半焦的其它用途包括生产活性炭、吸油剂、脱硝剂载体等也有一定的需要量。

低温煤焦油是兰炭生产过程中回收的副产品。按每吨兰炭平均可副产 10% 低温煤焦油计, 并考虑回收率的影响, 近三年我国低温煤焦油产量大约分别为 90 万吨、145 万吨和 175 万吨。其中, 陕西省产量约占全国总产量的 60% 左右, 内蒙古约占 20% 左右, 其

余分布在山西、宁夏等省。

本项目产品兰炭、煤焦油和焦炉气等均用于下游深加工。

(3) 生产规模及产品方案

根据哈密地区哈密市、巴里坤县、伊吾县区内的的矿区规模以及企业意向，煤干馏装置生产规模如下：

表 5.4-1 煤干馏装置生产规模 单位：万吨/年

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
哈密市	2000	1400	—	3400	一、中期均为块煤干馏
巴里坤县	2000	1800	7320	11120	一、中期均为粉煤干馏
伊吾县	2300	4695	4000	10995	近期为块煤干馏 二、远期为粉煤干馏

表 5.4-2 煤干馏装置产品方案 单位：万吨/年

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
哈密市	半焦：1000 焦油：100 煤气：100 亿方	半焦：850 焦油：85 煤气：85 亿方		
巴里坤县	半焦：860 焦油：170 煤气：18 亿方	半焦：910 焦油：180 煤气：19.05 亿方		
伊吾县	半焦：1450 焦油：145 煤气：145 亿方	半焦：2364 焦油：465 煤气：49.48 亿方	半焦：2020 焦油：400 煤气：42.57 亿方	

(4) 工艺技术方案选择

半焦生产的主要设备是干馏炉，炭化工艺的选择取决于炉型的选择，干馏炉的型式不仅影响原煤的利用率，而且影响煤焦油的收率和煤气的综合利用方向。

哈密地区所用原料煤为长焰煤和褐煤。并且煤炭开采过程将产生一定比例的粉煤，在选择热解技术与煤气化技术时应考虑煤质和粒度，注重不同种技术的相互组合优化。

目前块煤热解按加热方式有内热式直立炉与外热式直立炉。由于内热式直立炉投资少，焦油产量高，技术成熟，适合以半焦生产荒煤气利用为发展主线的项目。因此，本项目炉型选择内热式直立炉。

在我国已经建成的半焦炉基本上都是内热式直立炉，产能约 4000 万 t/a，外热式直立炉目前有 3 家，产能 102 万 t/a，规模分别为 60 万 t/a（在生产）、30 万 t/a（停产）、12 万 t/a（停产）。

内热式直立炉成熟的技术主要有三江、冶金院、鞍山热能所。技术用于长焰煤、弱粘煤等完全成熟，多套装置长期运行。但用于褐煤较少，还需要进一步试验研究。

外热立式炉工艺是由北京众联盛化工工程有限公司研发的，干馏所需热量由加热炉墙传入故称外热式，原料煤可以是弱粘性的烟煤，也可以用热稳定性好的块状长焰煤。针对褐煤的利用还没有进行研究。北京众联盛化工工程有限公司在内蒙古伊东集团工业园区建设了 60 万吨/年干馏工程采用了外热式干馏炉。由于外热式干馏炉所产煤气气体组成成分较好可以直接用作合成气生产化工产品，该工程同时联产 10 万吨/年甲醇，原料采用当地的长焰煤。

各种技术对比如下：

表 5.4-3 内热式直立炉的各种技术

序号	项目	陕西三江	鞍山热能院	陕西冶金设计院	北京众联盛
一	工艺技术				
1	工艺分类	低温干馏	中温干馏	低温干馏	中温干馏
2	单炉规模	10 万吨	10 万吨	10 万吨	15 万吨
3	炉型	内热直立炉	内热直立炉	内热直立炉	外热直立炉
4	热载体	气体热载体	气体热载体	气体热载体	气体热载体
5	压力	常压	常压	常压	常压
6	熄焦方式	清水熄焦	干法熄焦	清水熄焦	干法熄焦
二	消耗定额				
1	耗煤	1.65t	1.65t	1.65t	1.83t
2	耗水量	0.3m ³ /t	0.8m ³ /t	1.57m ³ /t	1.6m ³ /t
3	原料规格	20~120mm	13~100mm	20~120mm	25~100mm
4	入炉煤收油率	6%	8%	6%	5%
三	焦炉煤气				
1	热值(千卡)	1700~2000	1700~2000	1700~2000	5900
2	主要利用途径	金属镁、发电、制氢	金属镁、发电、制氢	金属镁、发电、制氢	金属镁、发电、制氢
四	技术特点				
1	技术成熟可靠；单炉可以任意组合；生产技术简单，易控制；耗水量较大。				采用蓄热室回收热量；炉底排焦

		蒸汽密封；耗水量低。
--	--	------------

目前已经工业化生产的粉煤热解技术有大连理工大学的固体热载体技术和浙江大学的粉煤循环流化床热电气焦油多联产技术。

大连理工大学是国内最早开展煤固体热载体干馏技术研究的单位之一，目前该工艺技术单台设计能力 60 万吨。

此工艺过程是粉煤破碎至 6mm 以下，经干燥至水分<2%进入固体热载体快速低温热解炉，热解温度 510℃，出热解炉半焦经间接换热后送入储焦仓。从热解煤气中回收煤焦油并转化制氢。该技术路线煤焦油收率高；焦炉气有效组分含量高、热值高、氮气含量低；生成的粉状半焦可以作为冶金高炉喷吹料，也可以制成水煤浆进一步气化利用。总体煤的利用率比单纯燃烧或气化要高得多，生产过程二氧化碳排放量明显减少。

浙大循环流化床技术是以流化床热解为基础的低温热解。主要特点是将循环流化床中的循环热灰或半焦作为热载体，与原煤在热解气化炉中混合进行热解，获得热解煤气和液体产品，产生的半焦与放热后的热载体送回到循环流化床燃烧炉中燃烧，循环热载体吸收热量后升温又回到热解气化炉中提供反应所需热量，而半焦燃烧产生的热量以发电或供热。

技术方案对比如下：

表 5.4-4 粉煤热解技术

序号	项目	单位	生产技术	
			大工固体热载体	浙大流化床
一	处理煤量	万吨/年	420	420
二	半焦			
	产量	万吨/年	254.5	
	产率（煤焦比）		1.65:1	
三	焦油			
	产量	万吨/年	37.8	42
	产率（煤油比）		9%(100:9)	10%(100:10)
四	煤气			
	产量	亿米 ³ /年	5.88	6.09
	产率（煤气比）		140 米 ³ /吨煤	145 米 ³ /吨煤
五	其他副产品		粗苯	
	公用工程消耗	吨煤	电：30Kkw 新鲜水：0.35t 蒸汽：0.1 t	电： 新鲜水： 蒸汽：

	能耗	kg 标煤/吨焦	220	
六	技术来源		大连理工	浙江大学
七	技术特点		煤与固体热载体半焦在提升管中加热；干法熄焦；煤气热值高；耗水量低。	与流化床锅炉结合，充分利用锅炉热渣作为热载体将煤干馏，热洁净煤直接进入锅炉燃烧，热利用非常合理，节能效果明显。

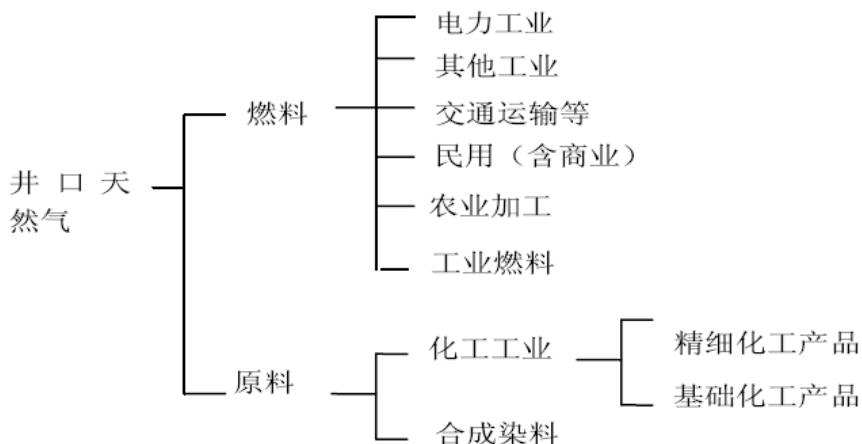
综上所述，根据哈密地区现有的煤质、粒度去选择合适企业自己的干馏方式。

5.4.2 煤制天然气项目

(1) 产品简介

天然气(Natural Gas)是埋藏在地下的古生物经过亿万年的高温和高压等作用而形成的可燃气，是一种无色无味无毒、热值高、燃烧稳定、洁净环保的优质能源。天然气其主要成分为甲烷，热值为 8500 大卡/Nm³ 是一种主要由甲烷组成的气态化石燃料。它主要存在于油田和天然气田，也有少量出于煤层。

天然气的用途很广，可作为燃料供民用或工业用；可作为高效、优质、清洁的能源及重要的化工原料。天然气主要用途如下图：

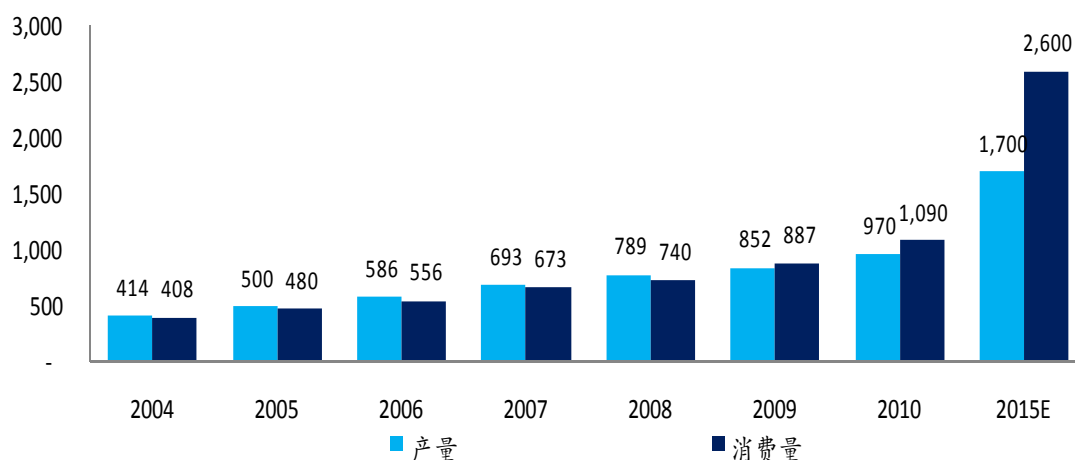


LNG (Liquefied Natural Gas), 即液化天然气的英文缩写。LNG 是通过在常压下降天然气的温度冷却至-162℃，使之凝结成液体。天然气液化后可以大大节约储运空间和成本，而且具有热值大、性能高等特点。广泛用作城市管网供气的高峰负荷、事故调峰和城市公交、出租车的燃料。

(2) 市场概况。

2010 年全国天然气产量为 970 亿方，消费量为 1,090 亿方。其中，液化天然气的产量为 24.4 亿方，消费量为 152.6 亿方。2001 年~2010 年，中国天然气产量年复合增长率约为 15.2%，消费量年复合增长率约 17.8%，国内天然气产能不能满足消费需求。

我国天然气产量及消费量情况

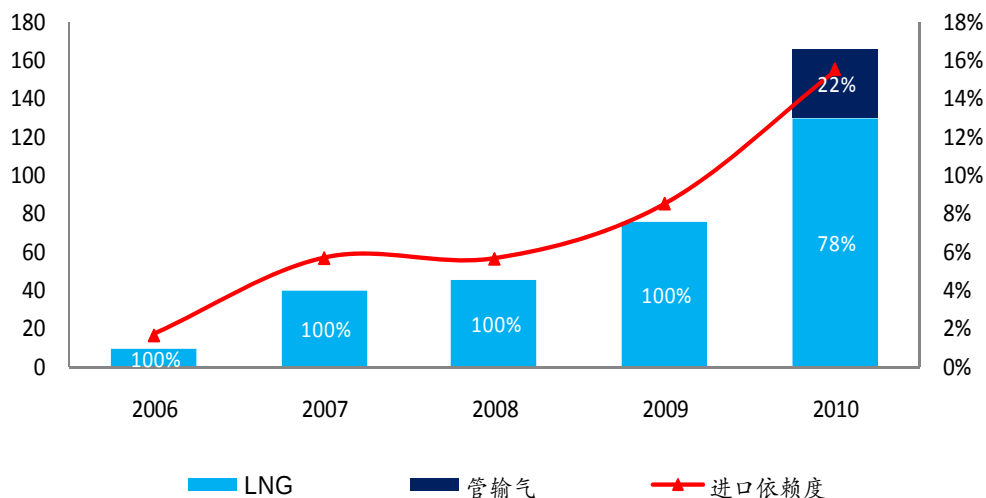


中国天然气消费在能源消费总量中占比低。依据国家统计局的数据，2010 年，中国天然气消费仅占能源消费总量 4%，远低于世界平均水平。依据中国“十二五”能源规划，中国将不断提高天然气消费在能源消费的比重，预计 2015 年将增长至 8%-8.5%，消费量达 2,300 亿方。可以预见，随着天然气消费量的不断攀升，中国天然气供需缺口还将不断扩大。

中国天然气对外依存度不断提高。中国从 2006 年开始进口天然气，逐年递增；至 2010 年，中国进口天然气达 166.1 亿方，占当年消费量的 15%，其中 LNG 进口约 130 亿方。随着未来中国天然气需求的增长，天然气对外依存度将呈现持续扩大的趋势。

国内天然气行业处于供不应求的状态，2010 年国内常规天然气产量 952 亿方（含煤层气），而天然气进口 174 亿方（LNG130 亿方，管道气 44 亿方），使用缺口达到 123 亿方，预计 2015 年缺口将达到 1100 亿方。

我国天然气进口情况



(3) 生产规模及产品方案

根据哈密地区哈密市、巴里坤县、伊吾县区内的矿区规模以及企业意向，煤制天然气装置生产规模如下：

表 5.4-5 煤制天然气装置生产规模

地区	近期	中期	远期	备注
	装置规模	装置规模	装置规模	
巴里坤县			80	

表 5.4-6 煤制天然气装置产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
巴里坤县			LNG: 80 焦 油: 20.84 石脑油: 40.82 粗 酚: 5.66 液 氨: 4.52 硫 磺: 4.64	

(4) 主要工艺过程

煤制天然气主要包含以下几个工段：气化、变换、净化、甲烷化。

1) 气化

工业上大量采用的煤气化技术可分为移动床（固定床）、流化床、气流床三种类型。各种气化技术的特点与应用情况如下：

以下选择GSP、Shell和热工院的干粉气化工工艺与移动床（固定床）Lurgi、BGL碎煤气化工艺比较如下：

表5.4-7 煤气化工艺技术比较

气化技术	GSP	Shell	BGL	Lurgi	西安热工院两段式气化
气化压力 MPag	3~4	2~4	2.5~4.5	3~4	2~4
适用煤种	从褐煤到无烟煤全部煤种及石油焦等，灰熔点温度 <1500℃，灰分 1%~20%	从褐煤到无烟煤全部煤种，灰熔点温度 <1500℃，灰分 8%~20%	除主焦煤外所有煤种，含水 35%以下，灰 25%以下，灰熔点 ≥1200℃	除主焦煤外所有煤种，含水 35%以下，灰 25%以下，灰熔点 ≥1200℃	从褐煤到无烟煤全部煤种，灰熔点温度 <1500℃，灰分 8%~30%
单炉能力 t 煤 (ar) /d	2000	2000	1450 炉径 3.6m	800~1000 炉径 4m	3000
进料原料煤规格	粒度<0.2mm, 水分: 烟煤<2% (褐煤<10%)	粒度<100 μm, 水分: <2% (烟煤), 6% (褐煤)	粒度: 6~50mm 制成型煤	粒度: 6~50mm 不需要预干燥	粒度<100 μm, 水分: <2% (烟煤), 7% (褐煤)
参考煤种	褐煤 (德) Mar 11.6 Ad 9.6	褐煤 Mad 12.8 Aad 3.1	褐煤 Mar 30 Ad 8	褐煤 Mar 15~20 Aar 12~28	褐煤 Mar 37.1 Aar 12.61
有效气含量 (干) (H ₂ +CO+C _m H _n) %	88.8	91.7	91.3	66.3	92.4
氧耗 (Nm ³)	361	342	197	191	305
蒸汽耗 (kg)	169		190	1381	
副产蒸汽	4.0 MPag	高压蒸汽	低压蒸汽	低压蒸汽	中压蒸汽 (废锅流程)
排渣	液态，渣中几乎不含碳	液态，渣中几乎不含碳	液态，渣中几乎不含碳	干粉，灰渣残碳含量~5%	液态，渣中几乎不含碳
废水	少，易处理	少，易处理	较少，较难处理	多，难处理	少，易处理
煤制气产能	10 亿标方/年	10 亿标方/年	10 亿标方/年	10 亿标方/年	10 亿标方/年
气化炉配置	5 开 1 备	5 开 1 备	7 开 2 备	12 开 2 备	9 开 1 备

气化技术	GSP	Shell	BGL	Lurgi	西安热工院两段式气化
				(3.8m)	(年产40亿方)
处理原煤 t/d (灰+水)=38%	10420	9900	8900	9100	12413
氧气用量 (Nm ³ /h)	182323	155545	80000	63100	142420
耗粗煤气量*1 (Nm ³ /h)	568751	550764	455035	490000	765000
国产化水平	关键技术设备引进	关键技术设备引进	国产化率 ≥ 95%	全部国产化	国产化率 ≥ 95%
气化相对投资比较	高	最高	最低	低	低
环境影响	废水易处理、费用较小	废水易处理、费用较小	废水需处理 处理费用较大	废水量大处理费用最大	废水易处理、费用较小

2) 变换

粗煤气变换的目的是将粗煤气中CO变换成H₂，以满足甲烷合成的H₂/CO~3的要求，同时回收变换反应热，最终将变换气冷却至40℃送至低温甲醇洗装置。

CO变换有耐硫变换和非耐硫变换之分。

非耐硫变换气体要先脱硫，由于脱硫工艺要求在常温下进行，故流程会出现“冷热病”，进入变换需补加蒸汽，增加消耗。同时由于采用BGL气化，从气化装置来的粗煤气中含有少量的酚、石脑油等杂质，这些杂质对变换催化剂有一定的毒害，故本项目采用耐硫耐油变换工艺，催化剂除耐硫外还应有较好的耐油特性。

3) 净化

脱除气体中H₂S、COS、CO₂等杂质的方法很多，但从工艺方法可分为化学吸收、物理吸收及物理—化学双吸收型。这三种方法在国内外均有工业化生产实践。

由以上三种方法的比较，结合本工程气化压力、酸性气分压的具体情况，拟选用低能耗的物理吸收法。

物理吸收法中按吸收温度的不同，一般分为热法和冷法，热法中以Selexol工艺最为著称，冷法则以低温甲醇洗法为代表。

低温甲醇洗是20世纪50年代初林德公司和鲁奇公司联合开发的一种有效的气体净化工艺。1954年首先用于煤加压气化后的煤气净化，随后相继用于城市煤气的净化等等。20世纪60年代以后，随着以渣油和以煤为原料的大型氨厂的出现，低温甲醇洗的净化技术才得到了广泛的应用。

低温甲醇洗法的主要特点:

·低温甲醇洗可以脱除气体中多种杂质,在 -30°C 到 -70°C 的低温下,甲醇可以同时脱除气体中的 H_2S 、 COS 、 CS_2 、 RSR 、 $\text{C}_4\text{H}_4\text{S}$ 、 CO_2 、 HCN 、 NH_3 、芳香烃、粗汽油等杂质,并可同时脱除水使气体干燥,所吸收的有用组分可以在甲醇的再生过程中加以回收。它适用于气体中杂质含量较多的焦炉气、鲁奇炉气化气、德士古气化气等加压气化气的场合。

4) 甲烷化

煤气甲烷化技术发展可以追溯到上个世纪70年代,由于石油危机使得当时的美、英等国开始了替代能源的应用研究,包括煤制高热值城市煤气和替代天然气的技术研发。HICOM技术就是英国燃气公司在80年代初提出来的,而美国1984年利用鲁奇气化技术在北他州大平原建设了第一座大型工业化替代天然气-SNG工厂。

戴维公司CRG甲烷化技术

CRG技术最初是由英国燃气公司(BG)在上个世纪70年代开发成功的,利用液体原料-石脑油生产低热值城市煤气以弥补天然气供应的不足。上个世纪90年代戴维公司获得了BG的CRG甲烷化技术的独家转让权,并推出了新版的CRG催化剂,即CEG-LH催化剂。CRG催化剂在美国北他州大平原Dakota当今世界上第一个,也是目前唯一一个大煤制替代天然气(SNG)商业化装置上运行了20多年。

托普索的TREMPTM甲烷化技术

TREMPTM甲烷化技术是上个世纪70年代末开发的,催化剂型号MCR-2X;该技术通过了 $200\text{--}3000\text{ Nm}^3/\text{h}$ 中试装置的验证,最长运行时间达到10000hrs。1978年美国丹佛利用托普索的TREMPTM甲烷化技术建设了一个 $200000\text{ Nm}^3/\text{h}$ 煤制天然气装置,后因经济原因该装置于1981年关闭。2007年托普索的TREMPTM甲烷化技术又被美国伊利诺斯州的煤制天然气($18\text{万 Nm}^3/\text{h}$)项目选中,单线设计能力 $100000\text{ Nm}^3/\text{h}$,两条线。

我国自上个世纪80年代,包括中科院大连化物所和西北化工研究院等单位也开始了煤气甲烷化的研究,并取得了中试成果和小规模的工业应用。其中,中国科学院大连化学物理研究所开发的常压水煤气部分甲烷化生产城镇煤气新技术,以常压水煤气为原料,经过净化和甲烷化直接得到 $3500\text{大卡}/\text{m}^3$ 合格的城市煤气。该技术于1987年7月通过了由中国科学院主持的专家鉴定,并由国家计委确定分别在上海市青浦县和辽宁省瓦房店市建设规模为日产 $3\sim 4\text{万 Nm}^3$ 管道煤气示范厂。其中青浦县甲烷化煤气工程于1990年10月一次开车成功,连续运行一年以后,于1991年9月通过了由国家计委和中国科学院联合主持的示范工程技术鉴定。其后在北京阳坊、辽宁瓦房店化肥厂、辽宁瓦房店轴

承厂、湖北二汽十堰、湖北襄樊、福建三明、山东枣庄、山东泰安、江苏仪征等建立了10个煤气厂，并于1997年先后开工。近年来又将水煤气甲烷化扩展为加压煤气甲烷化、弛放气甲烷化（CO₂甲烷化）。

西北化工研究院从上世纪80年代开展了城市煤气甲烷化催化剂的研究，于1987年完成了耐硫甲烷化催化剂立升级试验运行，通过了城建部的技术鉴定。并于1988年完成了规模为1200m³/d的耐高温甲烷化催化剂及多段固定床甲烷化工艺中间试验，通过了国家科委和化工部的技术鉴定。同时，采用该院的甲烷化技术建设了北京顺义10万m³/d煤气甲烷化项目，并在1998-1999年由该院开发的JRE行耐高温煤气甲烷化催化剂在换热是工业甲烷化反应装置上也获得成功应用。

综上所述，可按如下的工艺选择。

表5.4-8 主要工艺装置技术来源及引进范围

序号	装置名称	选用技术	技术来源	引进范围
1	煤气化	熔融排渣碎煤移动床加压气化	Advantica(英)-	专利许可证与基础设计
2	空分	内压缩流程	杭氧	国内配套
3	变换	耐硫耐油变换	国内技术	
4	低温甲醇洗	低温甲醇洗	林德或鲁奇	专利许可证与基础设计
5	甲烷化	循环气撤热工艺	Davy（英）或Topsoe（丹）	专利许可证与基础设计
6	硫回收	低温SCOT，或克劳斯+尾气吸收	Shell， 华陆	专利许可证与基础设计， 国内配套

5.4.3 焦炉煤气制天然气项目

(1) 产品简介

本项目利用煤干馏项目产生的煤气进行资源综合利用深加工处理，生产液化天然气。

(2) 生产规模及产品方案

根据哈密地区哈密市煤干馏装置副产的煤气量确定产液化天然气规模为 15 万吨/年。

表 5.4-9 焦炉煤气制天然气装置生产规模

地区	近期	中期	远期	备注
	装置规模	装置规模	装置规模	

哈密市	15			
-----	----	--	--	--

表 5.4-10 焦炉煤气制天然气产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
哈密市	LNG: 15			

(4) 工艺技术方案选择

由焦炉煤气制造液化天然气 (LNG) 的整个生产过程由四个工序构成, 即: 焦炉煤气压缩工序、焦炉煤气净化工序, 甲烷化工序、深冷分离液化等工序。

1) 焦炉煤气压缩

焦炉煤气压缩机拟选择往复式压缩机。

2) 焦炉煤气净化

焦炉煤气首先经过预处理脱除大部分焦油和萘后, 经罗茨风机增压后进入 PDS 脱硫塔脱硫, 脱硫处理后的气体进入气柜。气柜出来的气体采用往复式压缩机将焦炉煤气压缩机压缩至 2.3MPa, 经过冷却, 使压缩机出口的焦炉煤气温度小于 45℃后进入精脱萘及苯单元。经脱萘及苯单元的精脱萘器和精脱苯组成的变温吸附装置进行精脱萘和苯, 然后进入粗脱硫罐将其中的 H_2S 脱至 1ppm 以下。

精脱除萘、焦油和苯的兰炭尾气经过变换反应, 同时发生水解反应, 将硫氧化碳和二硫化碳等转化成硫化氢, 经脱硫脱碳系统处理后的原料气进入后续的净化工序。首先兰炭尾气加热后进入预加氢器和一级加氢反应器, 使剩余的有机硫大部分转化为 H_2S , 再进入精脱硫塔。最后, 进行二次加氢和精脱硫, 使焦炉煤气中的总硫含量小于 0.1ppm。

3) 焦炉煤气甲烷化

本项目拟采用三级甲烷化流程, 三级反应器都是绝热甲烷化反应器。一级甲烷化反应器和二级甲烷化反应器之后都是利用废锅炉产生蒸汽后, 再利用部分冷的原料气进行冷激, 使混合流股的温度为 250-320℃; 然后进入二级甲烷化炉和三级甲烷化炉, 并利用二级甲烷化炉后的热物流预热进入加氢反应炉的兰炭尾气, 最后产生部分中压蒸汽。本工序所产生的蒸汽供变换反应和其它工序使用。

4) 深冷分离液化

净化后的富甲烷气首先经原料气压缩机增压至 4.5MPaG 后进入冷箱内主换热器被返流的低温介质冷却, 在一定温度下从中部引出以汽液混合物状态进入精馏塔底再沸器, 出再沸器的原料气进入主换热器进一步冷却后进入精馏塔中部进行精馏, 精馏塔顶得到

废气去主换热器复热送出冷箱；塔釜获得 LNG，经主换热器过冷后节流送至带压 LNG 储罐中存储。

5) PSA-H₂

变压吸附 (PSA) 技术是近 30 多年来发展起来的一项新型气体分离与净化技术。在实际应用中一般依据气源的组成、压力及产品要求的不同来选择 PSA、TSA 或 PSA+TSA 工艺。

变温吸附 (TSA) 法的循环周期长、投资较大，但再生彻底，通常用于微量杂质或难解吸杂质的脱除。

变压吸附 (PSA) 的循环周期短，吸附剂利用率高，吸附剂用量相对较少，不需要外加换热设备，被广泛用于大气量多组分气体的分离与纯化。

在变压吸附 (PSA) 工艺中，通常吸附剂床层压力即使降至常压，被吸附的组分也不能完全解吸，因此根据降压解吸方式的不同又可分为两种工艺：

一种是用产品气或其他不易吸附的组分对床层进行“冲洗”，使被吸附组分的分压大大降低，将较难解吸的杂质冲洗出来，其优点是在常压下即可完成，不再增加任何设备，但缺点是会损失产品气体，降低产品气的收率。

另一种是利用抽真空的办法降低被吸附组分的分压，使吸附的组分在负压下解吸出来，这就是通常所说的真空变压吸附 (Vacuum Pressure Swing Absorption，缩写为 VPSA)。

VPSA 工艺的优点是再生效果好，产品收率高，但缺点是需要增加真空泵。

由于荒煤气组成复杂且产品氢纯度要求高，因而本装置工艺流程需要由压缩工序、预处理工序、变压吸附工序组成。

目前，国内西南化工研究院、四川亚连、上海华西等单位拥有较多业绩，技术水平较为接近，均可作为本项目选择。

5.4.4 煤焦油加氢项目

(1) 产品简介

随着经济的发展，对能源的需求越来越大，优质燃料油作为工业燃料是一种理想的汽柴油替代品，广泛用于电厂、冶炼、锻压等行业。煤焦油中含有大量的烯烃、多环芳烃等不饱和烃及硫、氮化合物，酸度高、胶质含量高。采用加氢工艺，可完成脱硫、不饱和烃饱和、脱氮反应、芳烃饱和，达到改善其安定性、降低硫含量和降低芳烃含量的目的，获得石脑油和优质燃料油。

本项目主要产品为石脑油、汽柴油、液化气和尾油等产品和粗酚等化工产品。

(2) 生产规模及产品方案

根据哈密地区哈密市、巴里坤县、伊吾县区内煤干馏装置副产的煤焦油确定煤焦油加氢装置的规模。

表 5.4-11 煤制油加氢装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
哈密市	100	85		185	
巴里坤县	170	180		350	
伊吾县	320	480	235	1035	

表 5.4-12 煤焦油加氢装置产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
哈密市	石脑油: 11.35 柴 油: 64.04 液 氨: 1.11 硫 磺: 0.19	石脑油: 9.65 柴 油: 54.43 液 氨: 0.94 硫 磺: 0.15		
巴里坤县	石脑油: 19.30 柴 油: 108.86 液 氨: 1.89 硫 磺: 0.26	石脑油: 20.44 柴 油: 115.27 液 氨: 1.99 硫 磺: 0.21		
伊吾县	石脑油: 36.33 柴 油: 204.92 液 氨: 3.55 硫 磺: 0.38	石脑油: 54.50 柴 油: 307.37 液 氨: 5.32 硫 磺: 0.57	石脑油: 26.68 柴 油: 150.49 液 氨: 2.61 硫 磺: 0.28	

(3) 工艺技术方案选择

近 20 年来,我国在中低温煤焦油加氢技术的开发方面取得了明显的进展,先后开发出了多种加氢技术,根据各种技术的特点,可以归纳如下四类:第一类是煤焦油加氢精制/加氢处理技术;第二类是延迟焦化—加氢裂化联合工艺技术;第三类是煤焦油的固定窗加氢裂化技术;第四类是煤焦油的悬浮床/浆态床加氢裂化技术。

煤焦油加氢精制/加氢处理技术的特点是采用固定床加氢精制或加氢处理的方法,脱除煤焦油中的硫、氮、金属等杂原子和杂质,以及饱和烯烃和芳烃,生产出石脑油、

柴油、低硫低氮重质燃料油或碳材料的原料等目标产品。其流程相对比较简单、投资和操作费用相对较低。它的缺点是石脑油和柴油的收率较低，主要取决于原料煤焦油中轻油的含量，煤焦油资源的利用率低。

煤焦油加氢精制技术目前在哈尔滨化工等企业应用。

延迟焦化—加氢裂化联合工艺是将煤焦油中的重油部分通过延迟焦化生成轻馏分油共同加氢精制或加氢精制/加氢改制，用来生产石脑油和柴油产品。其工艺技术的特点是把一部分重质煤焦油转化成了轻油产品，缺点是工艺流程比较复杂，并且把一部分煤焦油转化成了焦炭，没有充分利用好煤焦油资源。

目前，陕西煤业化工集团神木天元化工有限公司采用此技术。

煤焦油固定床加氢裂化技术是采用固定床加氢裂化方法把煤焦油中的重油转化成轻油产品，从而提高轻油产品收率。其优点是把大部分煤焦油的重油都转化成了轻油馏分，提高了轻油产品的收率和煤焦油的利用率，也最大限度的提高了柴油产品的十六烷值。它的缺点是工艺流程相对比较复杂，并且对原料油有一定的限制。目前这类技术还没有在工业生产中应用。

悬浮床/浆态床加氢裂化技术：悬浮床、浆态床、沸腾床反应器通常使用一次性催化剂或可以在线更换催化剂，能消除原料油中污染物对催化剂活性的影响，保持反应器内的催化剂活性稳定在理想水平。其工艺技术优点：原料油的适应性广，煤焦油资源利用率高，轻油产品收率高，产品质量好；在加氢之前脱除酚类化合物，既能得到一部分酚产品，又能降低后续加氢过程的氢耗；采用了适量比例的催化剂循环的方法，减少了催化剂的使用量等。这类技术目前还没有在工业生产中得到应用。

故企业可以根据自身情况去选择煤焦油加氢精制技术或者延迟焦化—加氢裂解工艺。

5.4.5 煤制油项目

(1) 产品简介

煤制油主要产品包括石脑油、汽油、柴油和液化石油气等多种油品。

石脑油是一种轻质油品。石脑油由原油蒸馏或石油二次加工切取相应馏分而得，是管式炉裂解制取乙烯，丙烯，催化重整制取苯，甲苯，二甲苯的重要原料。

石脑油的主要用途：

- ① 主要用作裂解及催化重整和制氢原料，也可作为化工原料及一般溶剂。
- ② 在石油炼制方面是制造清洁汽油的主要原料。
- ③ 在石油化工方面是制造乙烯、芳烃/聚酯、合成氨/化肥和制氢的原料。

汽油、柴油主要用作燃料，用于汽车、轮船等交通工具。随着我国经济的持续高速增长和人民生活水平的不断提升，以及交通运输业、汽车工业对汽、柴油需要的骤增，使汽、柴油的产量和消费量呈现快速增长态势。

(2) 市场简介

1993 年，我国首次成为原油净进口国，当年的对外依存度为 6%，2009 年首次突破 50%警戒线，达到 51.3%。2010 年，我国石油对外依存度为 53.8%。2011 年，我国的原油对外依存度继续扩大，再创新高，达到 56.5%。随着我国经济的发展，原油对外依存度将进一步扩大化，据预测 2015 年原油对外依存度将达到 65%左右。石油是世界上最重要的一次能源和化学工业品原料，原油对外依存度不断提高，意味着我国社会生产和能源安全的形势将更为严峻。

我国 2012 年全年生产原油 20459 万吨，同比增长 1.6%。加工原油 41526 万吨，同比增长 2.1%。生产成品油 25726 万吨，增长 4.1%，其中汽油 8175 万吨，增长 8.2%，柴油 15444 万吨，增长 0.9%。根据国家发改委近期披露的数据，2012 年我国进口原油 27109 万吨，同比增长 7.3%；原油对外依存度 56.4%。比较此前数据，2012 年原油对外依存度创下历史新高。

中国 2012 年原油进口成本达 13873.44 亿元，成为中国最大单项进口商品。而一旦今年全球经济复苏加快，石油需求增长明显，国际油价再创新高恐将仅是时间问题。

2012 年，我国成品油表观消费量 25080 万吨，同比增长 3.3%，其中，汽油 7773 万吨，增长 7.8%，柴油 15334 万吨，增长 0.6%。12 月底成品油库存同比上升 100 万吨，较 11 月底增加 68 万吨，保持正常水平。

(3) 生产规模

根据哈密地区哈密市、巴里坤县、伊吾县区内的的矿区规模以及企业意向，煤制油装置生产规模如下：

表 5.4-13 煤制油装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
巴里坤县	50		1000	1050	
伊吾县		10		10	

表 5.4-14 煤制油装置产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
----	----	----	----	----

	产品方案	产品方案	产品方案	
巴里坤县	石脑油: 11.03 柴油: 43.14 LPG: 1.77 特种蜡: 0.5		石脑油: 220.6 柴油: 862.97 特种蜡: 10 LPG: 35.4	
伊吾县		石脑油: 2.21 柴油: 8.63 LPG: 0.35 特种蜡: 0.1		

(4) 工艺技术方案选择

以煤为原料间接液化生产油品，主要有空分、煤气化、气体净化、F-T 合成和油品加工等工序组成。

根据煤间接液化的技术发展、生产的可靠性和灵活性，各工段拟推荐的技术如下：

空分：采用深冷分离技术、双泵内压流程；

煤气化：加压水煤浆气化技术，可以采用 GE 水煤浆气化或者多喷嘴气化技术等；

CO 变换：部分耐硫变换，Co-Mo 系变换催化剂的变换工艺；

酸性气体脱除：低温甲醇洗工艺；

F-T 合成：采用上海兖矿能源科技研发有限公司的低温费托合成技术；

硫回收：采用超级克劳斯回收工艺进行酸性气体回收；

油品加工：采用先脱水再深冷分离工艺进行低碳烃回收，采用加氢处理或加氢异构化技术对合成油进行提质等。

5.4.6 MTA 项目

(1) 产品简介

芳烃（BTX）是重要的石油化工原料，由芳烃衍生的下游产品广泛用于合成材料（塑料、纤维和橡胶）、有机原料及各种中间体的制造。苯大量用于生产精细化工中间体和有机原料，甲苯除用于歧化生产苯和二甲苯外，其化工利用主要是生产硝基甲苯、苯甲酸、苯甲醛、甲酚等精细化工产品 and 中间体，此外作为廉价溶剂大量用于涂料、粘合剂、油墨和农药等方面。二甲苯在化工方面的应用主要是生产对苯二甲酸和苯酚，作为廉价低毒溶剂的消费量也很大，间二甲苯的消费量较少，主要用于生产间苯二甲酸和间苯二甲腈。

(2) 市场简介

世界芳烃（苯、甲苯、二甲苯）的生产主要集中在亚洲、北美和西欧地区。2007

年世界芳烃生产能力为 10633.2 万吨/年, 产量为 8873.8 万吨, 其中纯苯产能为 4952.4 万吨/年, 产量为 4057.1 万吨; 甲苯产能为 2752.7 万吨/年, 产量为 2094.6 万吨; 对二甲苯产能为 2928.1 万吨/年, 产量为 2722.1 万吨。

聚酯行业主要需求产品对二甲苯, 供应偏紧, 自给率降低。2012 年中国地区新增 PX 装置产能 290 万吨, 到 2013 年, 中国有两套 PX 装置将建成投产, 合计新增产能 120 万吨, 届时, 产能将达到 1236 万吨。按照开工率 85% 计算, 2013 年 PX 产量将达到 1000 万吨, 但因 2012 年 PTA 新增产能投产较多, 随着 2013 年 PTA 新增产能全部开车, 国内表观需求量或将达到 1854 万吨, PX 供应缺口 800 万吨以上, 供应紧张格局依然持续。此外, 明年国外 PX 新产能投产较少, 在国内进口需求量大增的情况下, 亚洲 PX 市场将出现供给短缺局面。2013 年后, PX 扩能主要集中在印度、韩国、新加坡等地, 中国无明确扩产计划。

2014~2015 年间, 国内计划新增 PX 装置产能 415 万吨, PTA 同期也将新增 525 万吨规模。PX 供应紧张局面或将持续到 2015 年后半期才能有所缓解。

(3) 生产规模及产品方案

根据哈密地区巴里坤县矿区远期发展, 拟建设 MTA 装置。MTA 装置生产规模如下:

表 5.4-15 MTA 装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
巴里坤县			100	100	

表 5.4-16 MTA 装置产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
巴里坤县			甲苯: 0.16 轻烃: 1.07 高级溶剂油: 9.17 燃料气: 7.84 PX: 90	

(4) 工艺技术方案选择

甲醇芳构化起源于上世纪五十年代 Exxon Mobile 公司的 MTG 技术, 使用 ZSM-5 系列形分子筛。将甲醇脱水生成烯烃中间体, 然后再链增长生成烷烃及环化生成部分芳烃, 当时侧重点为生产高辛烷值汽油, 并建成有工业装置。随后国际上逐渐有学者关注甲醇

芳构化的基础研究,但由于煤不是其战略能源与资源,以及环保等关系,并没有真正的相关工业化技术进行实施。在国内由于近来煤化工的兴起,主要有清华大学,大连化物所与山西煤化所从事甲醇芳构化的研究,并持续发布相关专利技术,同时均在积极进行中试。

与国内已经有的大量汽油,石油液化气的芳构化技术相比,各家甲醇芳构化的共同特点是甲烷的生成量比较低。但由于催化剂、反应器技术,及流程技术各有侧重,还是在原料转化率与产品选择性方面具有很大不同,从而导致配套的分离技术有差异。

表 5.4-17 三家的主要技术指标

	清华大学	大连化物所	山西煤化所
催化剂	ZN/ZSM-5, 细粉 (直径为 50-300 微米) 制备工艺简单, 低成本, 酸性强, 强度高	金属及硅烷化改性的硅铝分子筛催化剂; 制备工序较复杂, 成本高, 强度不详, 水热稳定性不详	多金属改性 ZSM-5 催化剂, 颗粒 (直径为 3-8mm) 制备工艺简单, 成本低, 强度不详, 处于工艺导致酸性低, 芳烃在液相中含量低
反应器	连续反应再生流化床 (含甲醇芳构化于丙烷烃芳构化反应器及共用一个催化剂再生器)	连续反应再生流化床	双固定床反应器
反应条件	450-500℃, 0.1-0.4MPa 空速: 0.5-2h ⁻¹	原料: 甲醇/二甲醚 400-600℃, 0.01-1.0MPa	300-460℃, 0.1-5MPa 空速: 0.1-6h ⁻¹
技术指标	一次通过时, 甲醇/二甲醚转化率 100%, 液相产品的碳基收率在 60-65%以上, 其中液相产品中芳烃 (BTX 与三甲苯) 达 95%以上, CO-CO ₂ <2%, H ₂ 为 2%, 其它为轻烃。	甲醇/二甲醚转化率 80%, 芳烃收率 50-60%, 芳烃产品中以对二甲苯为主; 不转化烷烃, 甲醇与水的分离能耗高	液相产品中芳烃含量占 70%左右, 其余为非芳烃。CO 与 CO ₂ 余含量达 4-10%, 液相烃分离复杂, 可能需要芳烃抽提技术, 成本较高。
其它反应技术特征	设有专门的轻烃继续转化装置 (特别是丙烷), 催化剂要求高, 最后只排放 H ₂ 与甲烷, 及少量 C ₂ 组份		两段反应接力, 实现最大限度生产液相烃类, 不转化烷烃
配套技术	1. 轻烃的加压吸收-解吸技	不详	不详

	术（用芳烃为吸收剂） 2. 将苯与甲苯返回主反应器，主要生成二甲苯工艺 3. 专设轻烃芳构化流化床反应器		
实际进展	在实验室建有 100t/a 连续反应再生流化床系统于全套分离系统。完全成了较长时间的流态化用催化剂的成型，水热稳定性于再生稳定性于产品收率稳定性考察	多为固定床微反结果，尚未见其流化床研究结果	正在计划中试
专利申请状态	CN200810102684.0 CN200910093756.4 CN201010146915.5	CN200910089699.2 CN200910089699.8 CN200910090004.2 CN200910090003.8 CN200910090002.3	CN200610012703.1
其它工程化业绩	在中国化学工业中有 50 多台流化床反应器，方法用于苯胺，丙烯腈，氯乙烯，间苯二腈，有机硅，醋酸乙烯，苯酐，催化剂烧焦，粉体干燥等。并在国际上率先开发成功 FMTP（流化床甲醇制备丙烯）中试技术。	本身专长于催化，但 2006 年后与多家企业合作，加强了工程开发于转化能力，开发了“甲醇制取低碳烯烃（DMTO）技术开发”工业性。试验项目	工艺与工程开发能力均较强。

目前，清华大学与 1 万吨/年在榆林地区的中试装置已经通过技术验收。

5.4.7 PX

（1）产品简介

PX 即对二甲苯是重要的化工原料，主要合成聚酯纤维、树脂、涂料、染料和农药等。PTA 即精对苯二甲酸，是生产聚酯纤维树脂胶片及容器树脂的主要原料，被广泛应用于化纤、容器、包装、薄膜生产等领域。

（2）市场简介

近年来,随着聚酯工业的迅速发展,带动了我国对二甲苯产能不断增加。2012 年我国对二甲苯生产厂家有 13 家,总产能达到 846.1 万吨,生产厂家也主要集中在中石油、中石化这两大公司所属企业。

我国对二甲苯生产企业除青岛丽东以及大连福佳之外,其余生产企业均有大型炼化厂作为依托,且多数是按照上下游一体化建设的,配套 PTA 生产装置。如上海石化、扬子石化、天津石化、洛阳石化以及辽阳石化等,部分尚未配套企业的产品以内部互动供应方式定向消费,如中石化下属的镇海炼化以及金陵石化公司的对二甲苯产品主要以合同协议形式供应给仪征化纤、部分产品作为商品对外销售。乌鲁木齐石化、福建炼化、青岛丽东化工有限公司、大连福佳石油化工有限公司以及中海油南海石化有限公司的产品基本上作为商品对外销售。

由于 PTA 产能的快速发展,加速了对二甲苯新建及扩建项目的实施。“十二五”期间,我国将有多套新建或者扩建对二甲苯装置将建成投产,预计到 2015 年,我国对二甲苯总产能将达到约 1431 万吨。

2011 年,我国 PTA 产量约为 1648 万吨,以每吨 PTA 消耗 0.66 吨对二甲苯测算,消耗对二甲苯约为 1087.68 万吨,约占总消费量的 96.02%。预计 2015 年我国 PTA 的总产能将达到约 3800 万吨,以 PTA 装置开工率 80%以及目前的单耗计算,届时对二甲苯的需求量将达到约 2006.4 万吨,加上在其他方面的需求,预计 2015 年我国对二甲苯的总需求量将达到约 2070.0 万吨。而届时的产能可以达到约 1431 万吨,产量仍不能满足国内实际生产的需求,我国对二甲苯仍需要大量进口,对二甲苯在我国仍具有较好的发展前景。

(3) 生产规模及产品方案

根据哈密地区伊吾县区内 MTA 装置来确定 PX 装置的规模。

表 5.4-18 PX 装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
巴里坤县			90	90	

表 5.4-19 PX 装置的产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
巴里坤县			PX: 10	80 万 t/a 进行深加工

(4) 工艺技术方案选择

对二甲苯生产工艺包括吸附分离、异构化、二甲苯分离装置。

1) 吸附分离装置

我国现有对二甲苯分离装置除个别情况外，基本都采用吸附分离法。

吸附分离法是采用特定的分子筛吸附剂优先选择性地吸附对二甲苯，再采用专门的解吸剂将被吸附的对二甲苯从吸附剂上脱附下来，然后再经过蒸馏分离生产出高纯度的对二甲苯。模拟移动床技术的开发应用使固、液相的逆向流动分离实现了连续稳定操作，使吸附分离工艺技术具有了非常广泛的应用前景。

本项目拟采用 UOP 的 PAREX 工艺技术，以 UOP 公司最新 ADS-37 吸附剂为基础编制。

2) 异构化装置

迄今为止，异构化工艺采用最多的是 UOP 的 Isomar 工艺，目前全球总装置数量 76 套，其中已开车运行的有 63 套，在设计和建设的有 13 套，它们主要采用两种催化剂：乙苯转化型催化剂（我国已用型号 I-9）和乙苯脱烷基型催化剂（我国已用型号 I-100 和 I-300）。

目前 UOP 开发出的最新型的 I-400 和 I-300 催化剂，性能优于 I-9 和 I-100 催化剂。

尽管甲醇制芳烃项目对二甲苯装置的原料中乙苯很少，甚至为零，但乙苯脱烷基型催化剂的二甲苯收率（98.5%）高于乙苯转化型催化剂的二甲苯收率（96.0%），因此，对二甲苯装置的异构化装置拟采用 UOP 的乙苯脱烷基工艺技术。采用 UOP 公司最新 I-300 催化剂。

3) 二甲苯分离装置

二甲苯分离是采用蒸馏的方法，将来自甲醇芳构化装置的甲苯塔釜液和来自异构化的混合二甲苯原料分离成符合吸附分离装置要求的 C_8 芳烃和 C_9A 、 $C_{10}A$ 重芳烃。二甲苯分离装置不涉及专利技术，不论采用哪家的工艺技术，其工艺流程都是差不多的。因本装置与吸附分离装置和异构化装置要建立热联合流程，因此，最好与吸附分离装置和异构化装置选用同一家工艺技术，以便其统筹考虑热的合理利用。本规划因吸附分离装置和异构化装置暂选 UOP 公司的工艺技术，在本装置按选用 UOP 公司的二甲苯分离工艺技术进行编制。

5.4.8 PTA

(1) 产品简介

精对苯二甲酸即 PTA，是生产聚酯纤维树脂胶片及容器树脂的主要原料，被广泛应用于化纤、容器、包装、薄膜生产等领域。除了用于生产聚对苯二甲酸乙二醇酯（PET）

外，还可用于生产聚氯乙烯（PVC）塑料用的一种新型高效增塑剂对苯二甲酸二辛酯（DOTP）。

（2）市场简介

“十二五”期间，我国 PTA 产业仍处于产能快速增长的高峰期，江苏三房巷（120.0 万吨）、河南洛阳龙宇化工（90.0 万吨）、四川晟达化学新材料（100.0 万吨）、珠海 BP（125.0 万吨）、翔鹭石化（150.0 万吨）、仪征化纤（100.0 万吨）、盛虹集团（150.0 万吨）、桐昆集团（80.0 万吨）、亚东石化（90.0 万吨）、绍兴远东（120.0 万吨）、台化兴业（150.0 万吨）、海南逸盛石化（210.0 万吨）、福建石狮佳龙（110.0 万吨）、恒力石化（240.0 万吨）、宁波三菱化学（120.0 万吨）等多家企业计划新建或扩建装置。如果这些项目能够按计划实施，则到“十二五”末期，我国 PTA 总产能将达到约 3800 万吨。

近几年，随着我国聚酯工业的不断发展，PTA 的表观消费量也稳步增加。2011 年我国 PTA 的产量约为 1648 万吨，而表观消费量为 2298.01 万吨，同比增长约 10.63%，2006～2011 年表观消费量的年均增长率为 10.89%。

（3）生产规模及产品方案

根据哈密地区伊吾县区内 MTA 装置生产的 PX 来确定下游 PTA 装置的规模。

表 5.4-20 PTA 装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
巴里坤县			120	120	

表 5.4-21 PTA 装置的产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
巴里坤县			PTA: 120	

（4）工艺技术方案选择

PTA 生产工艺分为传统的加氢精制提纯路线和日趋成熟的非加氢精制路线。

加氢精制提纯工艺分为高温氧化和中温氧化两类。五十年代中期，AMOCO 公司的高温氧化工艺实现了工业化。高温氧化工艺具有反应速度快、产品收率高的特点。但由于反应温度高，溶剂消耗量大，设备易于腐蚀，因此设备需要材料好，装置投资大。为克

服高温氧化的不足, BP-AMOCO 公司、杜邦-ICI 公司和日本三井油化等公司又成功开发了中温氧化工艺, 该工艺副产物生成量少, 原辅料消耗低, 设备投资也大幅度减少, 且年运转时间可以延长。并于 20 世纪 90 年代优化工艺条件, 改进工艺流程, 开发出了单系列年生产能力 50 万吨以上的装置。

采用非加氢精制路线的 PTA 生产技术的装置能力占世界 PTA 生产能力的比例达 15% 左右。流程短、污染小是这类工艺的共同特点, 反应条件也比传统工艺更为温和, 设备构造较为简单、因而生产成本较低。现有最大单套装置规模在 30 万吨。该类 PTA 生产技术来源主要掌握在美国伊斯特曼公司、日本三菱石化公司手中, 杜邦公司也有。

本项目拟采用国际上成熟的英威达 (DUPONT) 公司 (加氢精制提纯) 高温氧化的专利技术。

5.4.9 PET

(1) 产品简介

聚酯 (聚对苯二甲酸乙二醇酯, PET) 由 PTA 和 MEG 聚合而成。PET 呈米粒状, 品种多样。75% 用于化纤用涤纶, 制造涤纶短纤维和涤纶长丝, 20% 用于瓶级聚酯 (广泛用于各种饮料尤其是碳酸饮料的包装)、5% 用于聚酯薄膜 (主要用于包装材料、胶片和磁带)。涤纶的特点是强度高、弹性好、耐热、耐磨、耐光、耐腐蚀、虽然染色性差但色牢度高, 并且具有极优良的定形性能, 涤纶纱线或织物经过定形后生成的平挺、蓬松形态或褶裥等, 在使用中经多次洗涤, 仍能经久不变。因此涤纶大量用于衣着面料、床上用品、各种装饰布料、国防军工特殊织物等纺织品以及其他工业用纤维制品, 如过滤材料、绝缘材料、轮胎帘子线、传送带等。

(2) 市场简介

制约 PET 生产的主要因素为原料 PX 和乙二醇来源的不稳定, 传统的供应路线来自于原油炼化, 国内缺口一直较大。

2011 年, 我国聚酯产业链上下游产能均处于扩张趋势, 但各环节供需格局有较大差异。化纤行业作为聚酯产业链的下游行业, 2012 年 1 月, 工信部发布《化纤工业“十二五”发展规划》将为聚酯产业链产品结构、发展趋势提出纲领性的指导, 聚酯原料不足问题也有望得到缓解。2012 年度聚酯的投产量为 600~700 万吨, 国内聚酯的产能达到 3900 万吨左右。但 PX 供应紧张成为 2012 年聚酯产业链的瓶颈。2012 年, 受国际国内经济发展周期和市场供求关系变化的影响, 国际原油价格波动较大, 聚酯原料 PX 价格出现较大变动, 而 PTA 产能过剩导致价格上升几率较小, PTA 行业无法向下游转嫁来自

成本端的压力而会选择减产,从而给企业的生产经营带来不利影响。随着国内自主化 MTA 技术中试成功后的工程化, PX 的缺口有望逐渐缓解, 下游 PTA、PET 产业将慢慢回升。

(3) 生产规模及产品方案

根据哈密地区伊吾县区内 PTA 装置确定下游 PET 装置的规模。

表 5.4-22 PET 装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
巴里坤县			120	120	

表 5.4-23 PET 装置的产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
巴里坤县			PET: 120	

(4) 工艺技术方案选择

聚酯 (PET) 既可由对苯二甲酸二甲酯 (DMT) 与乙二醇 (EG) 反应制得, 也可由对苯二甲酸 (PTA) 与乙二醇反应制得。目前, 世界各国 PET 生产采用的技术路线主要就是这两种, 称为 DMT 法 (也称酯交换法) 和 PTA 法 (直接酯化法)。

DMT 法是采用对苯二甲酸二甲酯 (DMT) 与乙二醇 (EG) 进行酯交换反应, 然后缩聚成为 PET。PTA 法采用高纯度的对苯二甲酸 (PTA) 或中纯度对苯二甲酸 (MTA) 与乙二醇 (EG) 直接酯化, 缩聚成聚酯。直接酯化法是自 1965 年阿莫科公司对粗对苯二甲酸精制获得成功发展起来, 此后发展迅速, PET 生产也随之得到了很快的发展。

由于 PTA 法工艺路线比 DMT 法具有流程短、原材料消耗低等优点, 本规划选择 PTA 法工艺技术。PTA 法三釜流程以杜邦为宜, 五釜流程可考虑吉玛、钟纺公司。各家工艺都有自己的特点, 在技术上都是可接受。具体选用哪家技术, 技术交流和商务谈判时比选确定。

5.4.10 粉煤灰蒸压砖项目

(1) 概述

煤化工产业循环经济产业链中, 对煤炭洗选产生的中煤、矸石、煤泥等固体废料作为煤矸石电厂燃料, 是煤转化为电力很好的途径。但电厂对矸石利用的同时又产生了粉煤灰和炉渣, 其产生量占燃料煤的 40~50%。大量外排的粉煤灰如果以灰场堆存不加利

用, 不仅污染环境, 而且占用大量土地, 严重威胁着生态环境。如何合理利用粉煤灰, 加大消纳粉煤灰力度, 关系到科学、可持续发展战略。本着“建设资源节约、环境友好型社会|”和排放减量化精神, 走发展建材的路, 使循环经济产业链进一步延伸, 做到变废为宝, 化害为利, 为此, 提出利用电厂粉煤灰蒸压制免烧砖项目。

粉煤灰蒸压砖是 20 世纪 60 年代发展起来的, 具有中国特色和自主知识产权的一种新型墙体材料和生产技术, 近年来随着自主开发大吨位自动液压压砖机技术成熟, 粉煤灰蒸压砖生产线建设形成新一轮发展热潮, 该技术主要原料为粉煤灰、炉渣或河砂以及生石灰或水泥或石膏, 搅拌后采用高吨位的自动压砖机高压压带成型。在大于 12kg 高压蒸气下养护。该工艺用灰量大(可达 70%), 机械化、自动化程度高, 产品养护周期短, 产量大, 强度高, 外观质量好。粉煤灰蒸压砖与烧结砖相比较, 强度更高, 质量更好, 强度等级一股均在 MU15 以上; 与混凝土砌块相比收缩率低, 干燥收缩值 $\leq 0.2\text{mm/m}$, 砌墙不容易裂缝, 因此具有很强的市场竞争力。

粉煤灰蒸压砖作为烧结粘土砖最理想的替代产品, 其抗压强度高, 广泛应用于建筑工程, 目前产品已在各地获得一定的市场空间。随着国家限时禁止使用实心粘土砖, 鼓励和推广新型墙体材料政策力度的加强, 粉煤灰蒸压砖等新型墙体材料将获得更广阔的市场前景。

(2) 市场分析

我国是墙体材料消费大国, 城乡建设对墙体材料的需求量很大。特别是随着我国城市化进程和新农村建设的步伐加快, 我国中小城镇建设投资规模大幅度增长, 对墙体材料的需求量急剧增加。根据城市住宅建设与房地产远景目标预测, 2001~2010 年期间, 城镇(非农业人口)人均居住面积达到 $15\sim 18\text{m}^2$, 建筑业年平均增加产值 7500 亿元, 我国社会房屋竣工面积年均将达到 18 亿~20 亿 m^2 。其中城乡住宅年需求量将保持在 13 亿~15 亿 m^2 。预计到 2010 年, 我国墙体材料需求总量为 8500 亿块标砖, 其中新型墙体材料需求量为 5100 亿块标砖。如此巨大的市场, 对新型墙体材料的发展是个难得的机遇。

在我国, 房屋建筑材料中 70%是墙体材料, 其中黏土砖占据主导地位, 我国是黏土砖生产大国, 生产黏土砖每年耗用粘土资源达 10 多亿立方米, 约相当于毁田 50 万亩。2005 年以来国家进一步加大了依法禁止生产和使用实心黏土砖的力度, 加快淘汰落后的生产技术、设备和工艺, 加强对新型墙体材料推广应用, 启动了全面实施强制性淘汰粘土砖的措施。国务院办公厅(关于进一步推进墙体材料革新和推广节能建筑的通知》国办发[2005]33 号明确提出要:“实行严格的土地保护制度, 进一步限制毁田烧砖; 在新

型墙体材料基本能够满足工程建设需要的地区,禁止生产黏土砖;要求到 2010 年底,所有城市都要禁止使用实心黏土砖,全国实心黏土砖年产量要控制在 4000 亿块以下。

墙体材料属于低附加值大宗建材产品,只能短距离销售,销售运输半径不宜超过 100 公里。本项目目标市场主要在哈密地区内一市两县。哈密地区城市发展较快,特别是实心黏土砖强制退出市场后,墙体材料将出现空挡,市场对新型建材的需求会进一步加大。

(3) 建设规模、产品方案

根据哈密地区哈密市、巴里坤县、伊吾县区内的三废排放,确定粉煤灰蒸压砖生产规模如下:

表 5.4-24 粉煤灰蒸压砖装置生产规模

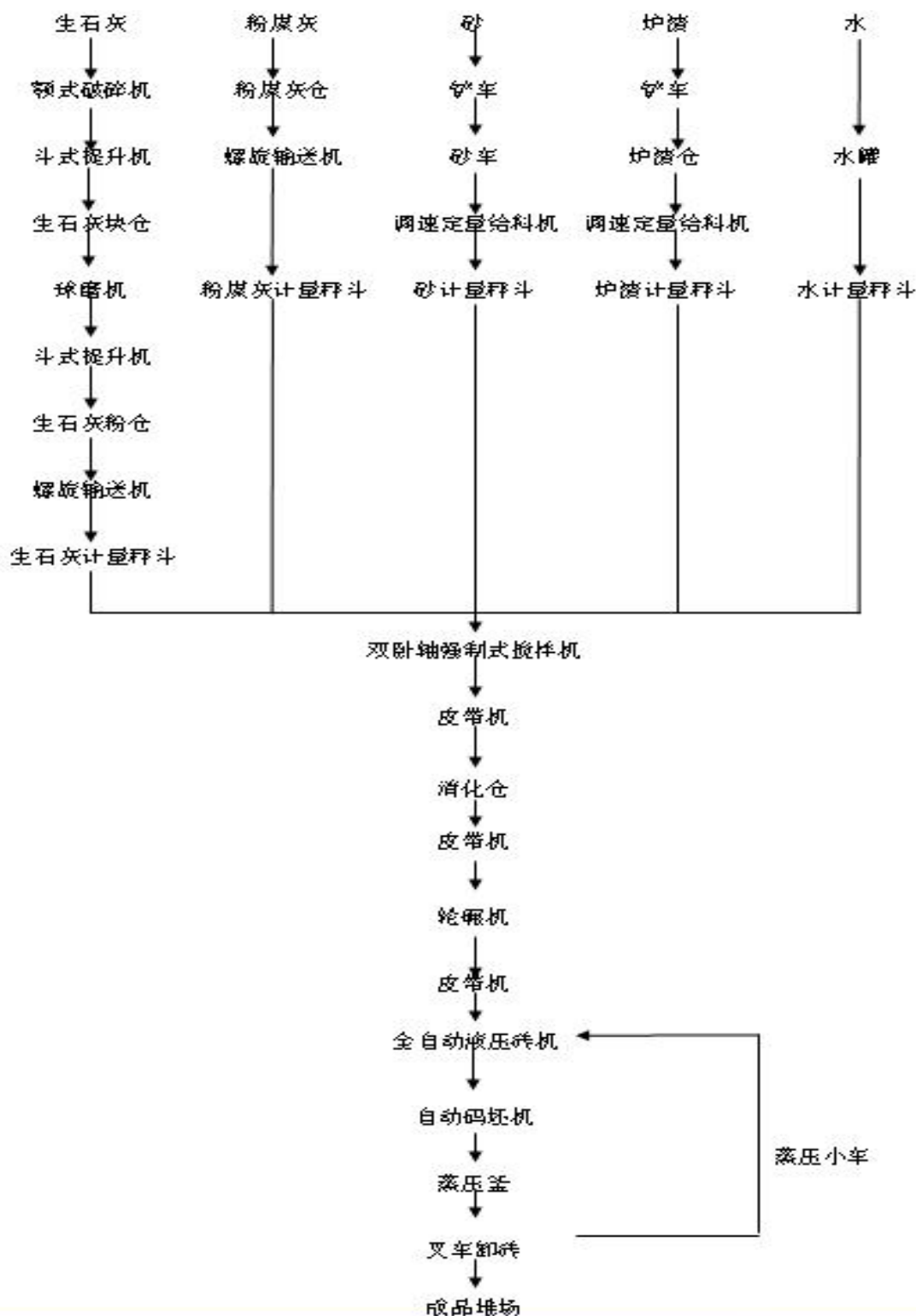
地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
伊吾县		1 亿块			

表 5.4-25 粉煤灰蒸压砖装置产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
伊吾县		粉煤灰蒸压砖: 标准砖 $240 \times 115 \times 53\text{mm}$ 粉煤灰小型砌块: 普通空心砖 $240 \times 115 \times 90\text{mm}$ $240 \times 115 \times 115\text{mm}$		强度等级 10.0MPa、15.0MPa、20.0MPa。

(4) 主要技术方案

粉煤灰蒸压砖采用粉煤灰、生石灰、沙、炉渣四组分配料,采用配套自动取坯码坯的两面多次加压的大吨位自动液压压砖机,高压蒸汽养护,大参量掺和粉煤灰技术。液压机采用国内自行开发,享有自主知识产权的 HF-1100 型液压机。工艺流程如下图:



(5) 主要技术指标

1 亿块/年粉煤灰蒸压砖项目占地面积 1.2 公顷，定员 68 人，装置投资 0.2 亿元，年产值 0.204 亿元。

5.4.11 粉煤灰制 C425 水泥项目

(1) 项目简介

水泥生产线生产的原料采用石灰石及煤矸石电厂产出的炉渣、粉煤灰和煤制甲醇项目气化炉产生的气化炉渣，炉渣、粉煤灰年使用量约为 40 万吨。考虑粉煤灰的运输问题，本项目拟建气化中心附近。

对于水泥产业，国家鼓励日产 4000 吨（西部地区日产 2000 吨以上）熟料新型干法水泥生产及装备和配套材料开发，鼓励新型干法和新型墙体材料等建材产品生产中消纳工业废弃物、城市垃圾和污泥的无害化与资源化关键技术及装备开发。本项目利用气化、电站等项目副产粉煤灰生产水泥，属于资源综合利用项目，其建设符合国家产业政策。

(2) 建设规模、产品方案

根据哈密地区哈密市、巴里坤县、伊吾县区内的三废排放，确定粉煤灰蒸压砖生产规模如下：

表 5.4-26 粉煤灰制水泥装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
伊吾县		100			

表 5.4-27 粉煤灰制水泥装置产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
伊吾县		水泥：100 万吨		

(3) 生产工艺简述

水泥生产过程可概述为三个阶段：生料及煤灰制备、熟料煅烧和水泥粉磨。

生料制备是将生产水泥的石灰质原料、硅质原料与少量校正原料经破碎后，按一定配比、磨细为成分适宜、质量均匀的生料粉（干法）生产过程；熟料煅烧是将生料在水泥窑内煅烧至部分熔融得到硅酸钙为主要成分的硅酸盐水泥熟料的过程；水泥粉磨是将熟料配以一定比例的混合材、缓凝剂共同磨细为水泥产品。

本项目采用窑外分解技术是将熟料煅烧过程中的不同阶段分别在旋风预热炉、分解炉和回转窑内进行，把烧成用煤的 50~60% 放在窑外分解炉内，使燃料燃烧过程与生料吸热过程同时在悬浮状态下极其迅速地进行，使入窑物料的分解率达到 90% 以上，使生料入窑前基本完成碳酸盐的分解。预分解窑生产煅烧系统的热工布局更加合理，窑生产

效率高、产品质量好、能源消耗低、窑内衬料寿命长,环境保护诸方面表现更加优越的性能。

另外本项目生产工艺中在熟料生产线的窑头、窑尾分别设置余热锅炉(即 AQC 炉和 SP 炉)发电,力求做到充分利用工艺生产余热,达到节约能源降低能耗的目的。

工艺流程图如下:



(4) 主要技术指标

100 万吨/年粉煤灰制水泥装置占地面积为 12 公顷, 生产定员 240 人, 装置投资 1.87 亿元, 年产值 4.50 亿元。

5.4.12 二氧化碳制降解塑料 (PPC)

(1) 产品简介

二氧化碳制可降解塑料, 利用二氧化碳和烃为原料共聚而成的新型塑料。其中 CO_2 含量占 31%~50%, 可大大降低对石油的消耗。

目前我国研究的 CO_2 基可降解塑料主要是聚亚丙基碳酸酯 (PC)。PPC 是一种新型完全生物可降解的高附加值环保产品, 可完全降解为水和二氧化碳, 具有良好的透明性、可降解性、高阻隔性、生物兼容性, 通过塑料改性加工, 可应用在注塑和挤出制品、纤维制品和吹塑制品, 能替代医药、食品和农业等领域使用的诸多不可降解产品。目前在一次性的医用材料和餐饮具领域的应用技术已基本成熟。

利用 CO_2 生产降解塑料, 不仅可以充分将工业废气 CO_2 转化成对环境友好的可降解塑料, 而且避免了传统塑料产品对环境的二次污染。 CO_2 降解塑料是一种新型可完全降解的高附加值环保产品, 与其他降解塑料相比, 具有优良的降解与使用性能, 且价格较低。可完全降解为水和 CO_2 , 具有良好的透明性、可降解性、高阻隔性、生物兼容性等, 通过塑料改性加工, 可应用在注塑和挤出产品、纤维制品和吹塑制品等, 能替代医药、食品和农业等领域使用的多种不可降解塑料。

(2) 市场分析

目前, 全世界塑料总产量已超过 1.7 亿吨, 而用后废弃的数量大约是生产总量的 50%~60%。这些废弃的塑料对周围环境造成了极大地破坏, 形成了“白色污染”。所以, 作为非降解塑料替代品的降解塑料制品市场前景十分广阔。

(3) 建设规模、产品方案

根据哈密地区哈密市、巴里坤县、伊吾县区内的三废排放, 确定粉煤灰蒸压砖生产规模如下:

表 5.4-28 二氧化碳制降解塑料装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
伊吾县		4 万吨/年			

表 5.4-29

二氧化碳制降解塑料装置产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
伊吾县		降解塑料: 4 万吨/年		

(4) 工艺技术

我国中科院长春应用化学研究所开发成功, 属世界领先技术, 国家 863 星火计划项目。该技术已由中海油建成年产 3000 吨可降解塑料装置, 于 2008 年 7 月建成试车。

以 1 吨可降解塑料计消耗 CO_2 0.53t, 环氧烷烃 0.57t。

推荐采用中科院长春应用化学研究所 CO_2 降解塑料技术。

(5) 主要经济技术指标

4 万吨/年 CO_2 基 PPC 生产装置占地面积 0.5 公顷, 生产定员 30 人, 装置投资 4 亿元, 年产值 6 亿元。

5.4.13 食品级二氧化碳项目

(1) 产品简介

CO_2 在工业上有着广泛的用途。在食品领域, 由于足量的 CO_2 在饮料中能起到杀菌、抑菌的作用, 还能通过蒸发带走体内热量, 起到降温作用, CO_2 被大量用在碳酸饮料及啤酒的生产上。由于 CO_2 制冷速度快、操作性能良好, 不浸湿和濡染食品, 液体 CO_2 和干冰被广泛用作各种食品的冷冻冷藏剂, 适合于需要对食品急速冷冻、冷却的场合。

(2) 市场分析

近几年, 我国二氧化碳工业随着应用技术的不断完善和应用领域的不断开拓均有较大的发展。截至 2011 年底国内已建成液体和固体二氧化碳装置 50 余套, 其中液体装置 40 余套, 生产能力达 100 多万吨。我国二氧化碳装置生产能力相差较大, 最小的只有 1000 吨左右, 而最大的达 60000 吨。目前, 国内万吨级以上的装置有近 14 套。其中, 上海林德二氧化碳有限公司通过对上海焦化排放的二氧化碳气体回收提纯, 每年可生产食品级二氧化碳 60000 吨, 为国内最大的二氧化碳生产装置。国内主要的二氧化碳生产企业见下表。

表 5.4-30

国内主要食品级二氧化碳生产企业

单位: 吨

生产厂家	原料来源	工艺技术	产能	备注
------	------	------	----	----

广州氮肥厂	合成氨废气		20000	
茂名高伦公司	制氢装置副产		30000	
山东鲁化集团合成氨厂	合成氨副产		15000	
普莱克斯工业气体有限公司		Praxair 技术	32000	
鹰山石油化工厂	工业尾气	Praxair 技术	30000	
上海林德二氧化碳有限公司	上海焦化	林德技术	60000	
陕西兴平 BOC 气体有限公司	合成氨废气	BOC 技术	20000	
青岛 BOC 二氧化碳气体公司	恒昌化工厂		16000	
南京 Praxair 气体有限公司		Praxair 技术	30000	
岳阳 Praxair 气体有限公司		Praxair 技术	30000	
云南沾化梅塞尔气体产品公司	合成氨废气		20000	
林德(厦门)工业气体有限公司		林德技术	20000	
上海石铎岩谷气体开发有限公司	E0/EG 装置		30000	
天津联合化学有限公司	E0/EG 装置		30000	
延长石油煤化公司	甲醇装置		50000	在建

近几年, 各行各业发展很快, 新兴产业不断兴起, 国内市场对二氧化碳产品的需求量也有了较大的发展, 2002 年国内需求约为 60 多万吨, 至 2011 年, 国内的需求增长到 100 万吨左右。预计, 未来几年国内市场需求量平均增长率将保持 15~20% 的速度, 2015 年将达到 200 万吨以上。

(3) 建设规模、产品方案

根据哈密地区哈密市、巴里坤县、伊吾县区内的三废排放, 确定粉煤灰蒸压砖生产规模如下:

表 5.4-31 食品级 CO₂ 装置生产规模

地区	近期	中期	远期	合计	备注
	装置规模	装置规模	装置规模		
伊吾县		5 万吨/年			

表 5.4-32 食品级 CO₂ 装置产品方案

地区	近期	中期	远期	备注
	产品方案	产品方案	产品方案	
伊吾县		食品级液体 CO ₂ : 5 万吨/年		

(4) 工艺技术

食品级 CO₂ 的生产主要是除去原料气中的杂质，经过净化、液化、提纯等工序得到高纯液体 CO₂ 产品。其中，净化工序的工艺选择最为重要。目前，净化工序主要有两种工艺，一种是催化氧化工艺，即采用高锰酸钾脱醇、醛、酸等杂质，用催化氧化法脱烃。另一种是变压吸附工艺，即在脱醇、醛、酸、烃等杂质时采用变压吸附工艺，利用吸附剂吸附和解析来脱除杂质。

目前，国内较为普遍采用的是由四川天一科技股份有限公司（西南化工研究设计院）开发的具有自主知识产权的变压吸附净化工艺，国内已有 30 多套 CO₂ 装置采用此工艺，运行情况良好。本规划暂使用四川天一科技开发的变压吸附工艺。

(5) 主要经济技术指标

5 万吨/年食品级 CO₂ 生产装置占地面积 1 公顷，生产定员 60 人，装置投资 0.4 亿元，年产值 0.17 亿元。

6 循环经济及节能减排方案

6.1 基本思想与发展原则

6.1.1 基本思路

以提高资源利用率和减少污染物排放为目标，遵循“减量化、再利用、资源化”的原则，积极转变经济增长方式，在生产、流通、消费、回收等领域落实循环经济理念，在社会、园区、企业、区域等4个层次着力推进资源循环式利用、产业循环式耦合、区域循环式开发。以循环型工业建设为龙头，以循环型产业建设为重点，带动生态农业发展，大力发展绿色服务业和环保产业，形成具有哈密地区独特的循环经济发展模式。

6.1.2 发展原则

(1) 符合国家产业政策和国民经济发展、环境和生态保护的要求；

(2) 高科技、高效益原则：坚持科学规划，大力采用现代工业的高新技术、生态技术、节能技术、节水技术、再循环技术和信息技术；项目布局集中、紧凑，集约节约用地，要求经济效益、环境效益和社会效益实现最佳平衡，实现“多赢”；

(3) 坚持“减量、再用、循环”的原则：将循环经济理念贯穿于规划的全过程，尽量减少物料、能源和水资源消耗，同时积极采用清洁生产机制来组织生产。产业构成追求产业链之间的横向耦合和纵向闭合，加强“废物”资源、能源和水资源的梯级利用；

(4) 资源高效利用原则：一是提高生产单元的资源利用效率，二是加强生产单元间产业的共生网络构建，三是延长产业链，提高加工深度，以产生最大经济效益；

(5) 资源共享原则：实现资源共享，主要是信息资源、人力资源、公用工程、公共设施等各种资源实现共享；

(6) 与自然和谐共存原则：规划要求与区域自然生态环境相结合，保持尽可能多的生态功能，最大限度地降低工业区对周边环境、区域生态系统造成影响；

(7) 动态发展原则：在市场经济条件下，发展具有极大的不确定性，在投资资金来源多元化、建设项目类型多样化的条件下，以动态观念贯穿规划与建设全过程，充分考虑发展的变化性，使规划具有一定的弹性，适应园区分期发展的要求，注重各阶段发展的灵活性与相对完整性。充分体现滚动发展，一次规划，

分步实施的理念。

6.2 园区循环经济发展策略及方案

6.2.1 发展策略

哈密地区煤炭深加工产业发展通过园区内部物质集成、能量集成、技术集成和信息集成，形成工业代谢和共生关系。

(1) 物质集成

物质集成主要是根据各工业园区规划，确定成员间上下游关系，同时还根据物质供需方的要求，运用过程集成技术，对物质流动的方向、数量和质量继续调整，以完成循环经济网络的构建。

园区循环经济工业园物质集成主要从三个层面考虑：一是各工艺装置内部实现清洁生产，如采用先进的煤干馏技术进行粉煤干馏、煤气提氢进行焦油轻质化生产、提氢后煤气进行净化深冷分离生产液化天然气、焦粉深加工生产油品、低碳醇等绿色能源化工产品；化工合成过程中的含热值废气作为热动力站或者工业燃料；废水经处理后进行中水回用；气化粉煤灰、炉渣生产蒸压砖等建材，还可考虑用作路基填料等。二是循环经济工业园区以煤化工为主体，结合产业链上的相关单元，构成了干馏、煤化工、油品加工等工业群落。

(2) 能量集成

有效的能量利用是削减费用和环境负担的主要措施。在循环经济园的能量集成，不仅各成员要寻求各自的能源使用，实现效率最大化，如粉煤干馏技术、焦油轻质化技术、低碳醇生产技术、煤制芳烃等生产技术等。而且要实现总能量的优化利用，成员间实现能量的梯级利用，提高能源利用效率；园区通过配套建设热电实现园区集中供热，发挥规模效益；根据不同生产单元对能量等级要求不同进行合理配置、梯级利用；对生产装置余热进行集中回收利用用于低能级的供暖、洗浴等。

园区能量供应以煤炭为主要供应方式，转换成电力与蒸汽的形式应用于各个生产环节和采暖。按蒸汽热能温位的高低，坚持按质用能和分级回收的原则，基本做到热尽其用。

(3) 技术集成

循环经济园区与传统工业园的不同之处在于它营建了园区内的相互协同和共生关系，最大限度地充分利用资源和减少负面环境影响，实现经济效益、社会效益和生态效益三者的统一，实现园区的可持续发展。其中关键技术的可持续化，

是实现可持续发展的决定性因素。推行清洁生产、实现绿色管理是实现园区可持续发展的具体途径。循环经济规划技术集成主要考虑是行业清洁生产技术、分离技术、净化技术、节水技术、节能技术、生物技术、废物综合利用技术。辅以抗市场风险技术、废弃物管理和交换技术、信息技术、管理技术,以满足循环经济的要求。如先进的粉煤干馏技术、焦油轻质化技术、铸造焦生产技术无公害焚烧处理危险废物技术等。

(4) 水集成

水集成主要是对产业区内各种水资源进行重复利用、综合利用和高效利用,尤其是中水。哈密地区水资源相对紧缺,在水集成方面任务艰巨。水集成的主要途径是首先选用节水工艺技术,在源头减少新鲜水的使用量;然后是对系统冷却水进行循环使用,系统产生的废水进行初级处理然后进行回用;对初级处理后不能回用的再送至产业区污水处理厂处理,处理后的中水返回系统循环再利用,主要用作各级装置的循环水补充水、洗煤用水、道路绿化和景观用水以及生态农业建设等。

(5) 基础设施共享

产业区统一按照公用工程和基础设施一体化原则,统一建设三废处理、物流配送、供热、供水、供电、公共管廊与管架、道路与铁路连接线、维修和综合服务设施等。实现设施共享,提高设施和设备利用效率,避免重复投资,减少能源和资源的消耗。

(6) 信息共享

产业区建设管理机构,通过建设宽带网、中心网站和电子商务平台等信息设施,构筑内部企业间物质和能量等交流渠道,同时政府利用该平台向投资商和生产企业提供相关产业信息、市场供求、技术发展、法律法规、公用工程、物流及仓储、人材交流等共享信息。

6.2.2 发展方案

煤炭转化的主要途径是煤的热解和气化,在转化过程中主要消耗原料煤炭、新鲜水、电力等物质和能量,同时生成目的产物煤气、有效气($\text{CO}+\text{H}_2$)、油品、焦和非目的产物 CO_2 、 SO_x 、 NO_x 、灰渣和废水。

本规划将按循环经济理念和新型物质代谢模式,在目的产物生产中采用先进的技术,减少废副产生;对于二级或三级衍生产品的生产,积极采用环境友好生产工艺,充分体现循环经济的“减量”原则。

对于生产过程中产生的 CO_2 、 SO_x 、 NO_x 废气, 首先尽量“再用”, SO_x 可通过尾气处理设施, 回收硫磺; NO_x 经尾气处理无害排放; 煤渣用于建筑砌块等材料。通过“减量、再用和循环”模式, 可实现清洁、无害化生产, 真正体现经济、环境和能源三者的协调发展。

工业排放的废气主要污染物有 SO_2 、 CO_2 、 NO_x 、 H_2S 、 CO 、 CH_4 和 CH_3OH 等。废气中的可燃气体送燃烧炉作燃料。废气中的可回收组分做到资源化再利用。

➤ 生产工艺的废气均应经吸收、洗涤或焚烧、除去有害、易燃成分后达标高空排放。

➤ 工艺流程产生的含硫气体, 设置硫回收装置回收硫磺, 减少硫排放。大型燃煤锅炉配备效率 95%以上的湿法脱硫设备。

➤ 在燃煤锅炉上安装低氮燃烧器, 使氮氧化物排放降低 40%左右。

➤ 园区规划过程中可考虑实施 CO_2 综合利用措施, 减少 CO_2 排放。在技术上大力开发跟踪 CO_2 利用技术, 并逐年降低 CO_2 排放总量。后期可考虑 CO_2 的转化、利用的主要途径有食品级 CO_2 等。

6.3 循环经济方案及目标

6.3.1 循环经济方案

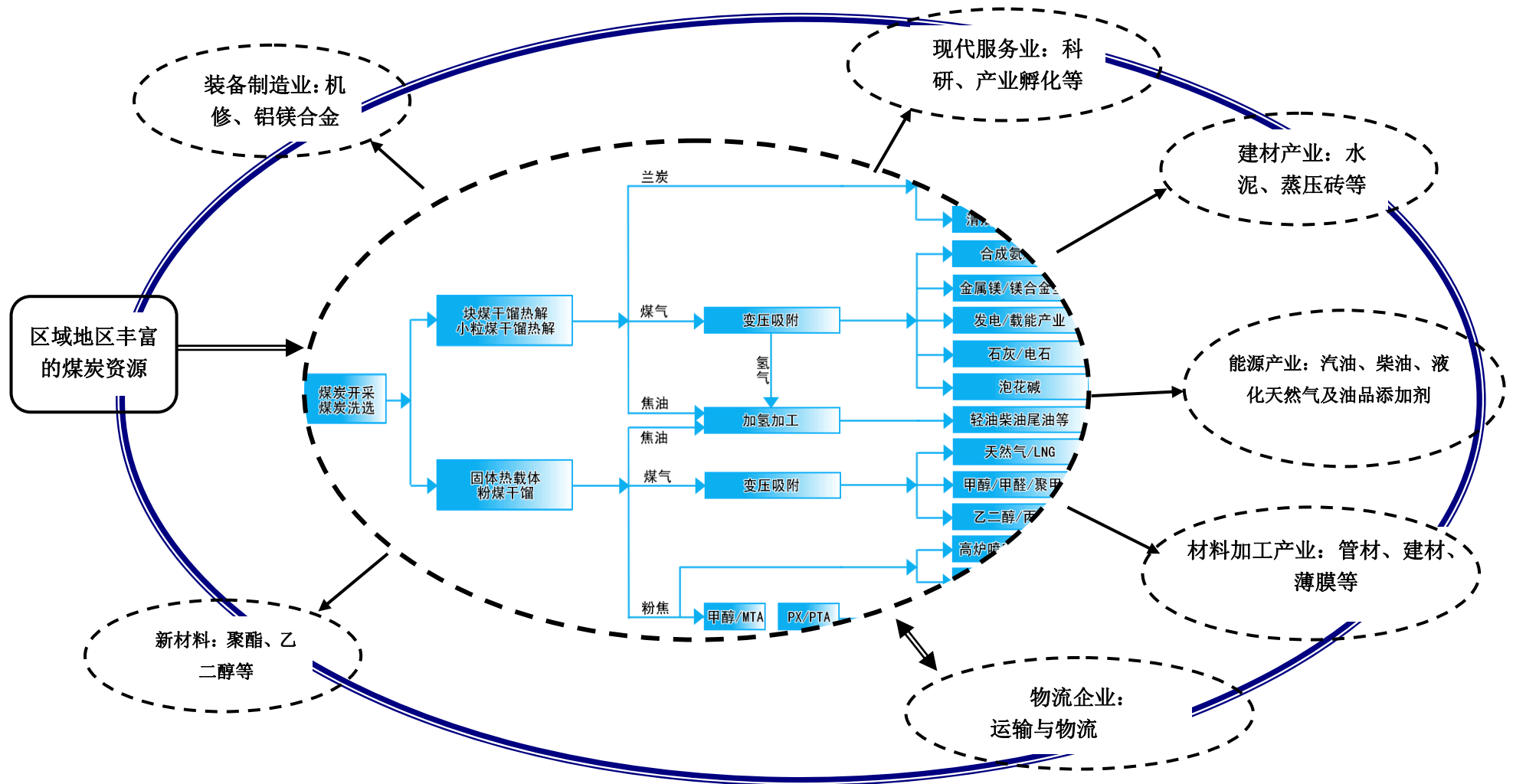
哈密地区煤炭深加工产业发展, 能够带动多产业协调发展, 建设成工艺相互依存、物料近距离转运和“三废”集中处理、资源循环利用的循环经济产业, 主要通过构建企业内部小循环、园区内部中循环和区域之间大循环的产业构架。

一是初步形成企业内的小循环。各园区要把积极引导企业加强技术升级, 采用新型技术, 把在企业内部实现能量的梯级利用和资源的循环利用作为项目实施的关键因素, 从源头上减少资源消耗和污染物的排放, 初步实现了企业内的小循环。

二是构建了园区内的中循环。产业循环的核心是变废为宝、“吃干榨尽”, 园区围绕优势企业和优势项目, 通过关联企业的集中布局, 使企业间的废料相互利用, 减少污染物排放, 做到物尽其用和“零排放”, 从而使物流中的各环节实现充分的资源共享, 变污染负效应为资源正效应。

三是促进了区域间的大循环。区域间循环经济的发展, 一方面促进了产业的集群发展, 另一方面增强了区域间的产业互补性和依存度, 部分工业“三废”和副产品逐渐得到深度加工和综合利用。哈密地区是国家和新疆自治区规划的能源化工产业基地, 产业发展放眼于新疆能源化工产业和国家能源化工产业发展的大

环境中，通过产业转移和产业升级，将现有的基础化工产品、煤炭资源等产品作为资源，生产能源化工产品、塑料型材、精细化工产品和新材料产业，在区域间形成了循环利用。



煤炭深加工产业与区域产业框架关系

6.3.2 循环经济目标

(1) 环境保护目标

烟尘控制区覆盖率均为 100%；
工业废水排放达标率均为 100%；
再生资源回用率 $\geq 95\%$ ；
工业固体废物处理率为 100%；
危险废物处理率均为 100%；
环境管理“三同时”执行率均为 100%；
噪声达标覆盖率均为 100%；

(2) 节能减排目标

园区污水零排放；
万元工业增加值水耗为 10 吨；
万元生产总值综合能耗为 1.662 吨标准煤；
工业废弃物综合利用率为 95%；

(3) 总体目标

煤炭深加工产业实施园区建设成为生态工业园区。

6.4 循环经济实施措施

6.4.1 减量化措施

(1) 煤运系统：原料及锅炉燃料用煤采用煤筒仓储存形式，减少了露天堆放造成的煤损耗和对环境的污染。

(2) 兰炭气化装置：采用国际先进的洁净煤气化技术，根据煤质特性，选择水煤浆气化炉提高了原料煤中的粉煤利用率和气化效率，废水排放量减少，能量（氧气、水蒸气）消耗降低。

(3) 酸性气体脱除装置：采用世界先进成熟的低温甲醇洗工艺，不仅能耗降低，可将 CO_2 脱至 10ppm 以下、 H_2S 脱至 0.1ppm，并可脱除有机硫及氮化物如 HCN 等。

(4) 实施锅炉余热发电再利用，设备管道加强保温节能，动力设备选型合理节电，降低能量消耗。

6.4.2 再利用措施

(1) 变换工序：气化炉产生的粗煤气进行变换反应，出变换炉的高温气体（ 440°C ）经蒸汽过热器与变换副产的中压蒸汽换热而产生过热中压蒸汽

(4.0MPa), 有效利用了废热, 减少了能源资源的需求。

(2) 甲醇合成反应工序: 甲醇合成反应为放热反应, 可副产 (2.5MPa) 蒸汽, 用来驱动蒸汽透平, 降低能耗。甲醇合成尾气含有大量的 H_2 , 分离后可作为合成原料。

(3) 合成反应产生的废水, 可作为水煤浆制备用水。

(4) 硫回收单元: 通过克劳斯硫回收工艺, 使酸性气转化为硫磺, 可作为副产品销售, 有效的降低了废气中 SO_2 的排放量。

(5) 大量采用循环冷却水以及中水回用, 节约水资源, 同时减少排污。

(6) 采用空冷技术, 节约冷却用水。

6.4.3 资源化建议措施

6.4.3.1 固体废弃物处理与回收利用方案

本规划固体废弃物主要是粉煤灰及镁渣。

(1) 粉煤灰

煤炭在锅炉中燃烧后有灰和渣两种固态残留物。随烟气从锅炉尾部排出的, 经除尘器收集下来的固体颗粒即为粉煤灰, 颗粒较大或呈块状的, 从炉膛底部收集出来的称为炉渣。粉煤灰和炉渣是燃煤发电厂和煤气化产生的固体废弃物, 堆存处理大量占地, 对环境和人体健康也有较大危害。粉煤灰的主要成分为二氧化硅和氧化铝, 次要成分为氧化钙、三氧化二铁等, 是具有综合利用价值的潜在资源, 大力开展粉煤灰综合利用, 具有显著的社会效益、环境效益和经济效益。随着内蒙古能源化工产业的发展, 燃煤发电装机容量和煤气化产能将迅速增长, 寻找粉煤灰综合利用的有效途径, 提高使用效率, 保证节约能源和保护环境, 已成为园区发展的重要课题。

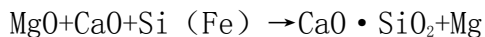
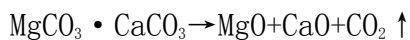
目前国内外粉煤灰的综合利用领域很宽, 较成熟的技术有百余项, 主要集中在以下八个方面: 一是水泥和混凝土; 二是结构回填材料, 如灌浆材料、筑路材料、矿井填充材料、沥青填料和稳定材料等; 三是新型建筑材料, 如人造轻材料、建筑砌块、免烧或烧结砖、墙体材料等; 四是农业化肥产品及土壤改良; 五是环境保护工程, 如肥料稳定、肥料固化、废水和废气吸收材料; 六是再生材料; 七是空心微珠用于塑料及橡胶制品的填料; 八是提取铝制品等金属材料。

我国粉煤灰的利用历史较早, 近几年利用技术发展很快, 利用量在不断增加, 但目前我国粉煤灰仍大量堆存, 总体利用率尚不足每年排放量的50%。国内粉煤灰利用仍以建材 (水泥、砌块等)、筑路、回填为主, 填料和资源化利用量很少。

我国粉煤灰综合利用水平与国际先进国家相比,存在着较大的差距,需要拓宽新的较高技术含量的应用领域。

(2) 镁渣

镁渣是金属镁厂在炼镁过程中排放的固体废弃物。生产金属镁的工艺大致如下:将白云石($\text{MgCO}_3 \cdot \text{CaCO}_3$)在回转窑中煅烧(煅烧温度为 $1150 \sim 1250^\circ\text{C}$),然后经研磨成粉后与硅铁粉(含硅75%)和萤石粉(含氟化钙95%)混合、制球(制球压力 $9.8 \sim 29.4 \text{ MPa}$,送入耐热钢还原罐内,在还原炉中以 $1190 \sim 1210^\circ\text{C}$ 的温度及 $1.33 \sim 10 \text{ Pa}$ 真空条件下还原制取粗镁,再经过熔剂精炼、铸锭、表面处理,即得到金属镁锭,剩余的残渣即为镁渣。主要反应方程式为:



从上面反应方程式可以看出,镁渣的主要成分是 CaO , SiO_2 ,此外还有未还原的 MgO 等。由于各镁厂生产条件及工艺差别,镁渣的成分并不是固定的,而是有一个波动范围。镁渣成分波动的范围: CaO 为 $40\% \sim 50\%$; SiO_2 为 $20\% \sim 30\%$; Al_2O_3 为 $2\% \sim 5\%$; MgO 为 $6\% \sim 10\%$; Fe_2O_3 约 9% 。而硅酸盐水泥熟料组成的范围: CaO 为 $62\% \sim 68\%$; SiO_2 为 $20\% \sim 24\%$; Al_2O_3 为 $4\% \sim 7\%$; $\text{MgO} < 5\%$; Fe_2O_3 为 $2.5\% \sim 6.5\%$ 。镁渣内矿物是属于介稳的高温型结构,结构中存在活性的阳离子,所以镁渣本身具有很高的水化活性,可最后生成水化硅酸钙凝胶。

根据白云石资源的品位不同,每生产 1 t 金属镁大约排出 $6 \sim 10 \text{ t}$ 左右的镁渣。由于我国金属镁生产存在生产规模小等特点,镁渣基本都是作为废物丢掉。随着镁渣的大量排放堆积,不但占用了大量的土地资源,而且镁渣随着雨水的冲淋汇入江河湖泊对农作物和周围环境造成了极大的影响,严重危及到人类的身体健康及农作物的生长。

镁渣自身具有很高的水化活性,可生成水化硅酸钙凝胶。因此,镁渣不仅可以综合利用作为胶凝材料,也可用于制备矿化剂、墙体材料、脱硫剂等产品,代替部分矿渣生产水泥,生产农业肥料等等。

本项目拟利用园区内粉煤灰及镁渣等废渣制蒸压砖和水泥,这项技术发展成熟,可消耗的废渣量大。后期可考虑发展其他废渣深加工资源化利用方案。

6.4.3.2 污水处理、水回收利用、节水技术方案

能源化工产品生产需要消耗大量的水。因此需要采用节水的工艺和设备,提高水资源循环利用率,降低水资源无效消耗。

工业区排放的污水经污水处理装置和深度处理装置处理后,回用水用于循环水或绿化水;反冲洗水用于湿煤或湿渣。清洁下水经膜生物反应器和反渗透处理后用于循环水或绿化水;处理后的浓盐水用于湿煤或湿渣。

(1) 空冷代替水冷和洗涤节水

以空冷代替水冷,工艺装置换热设备(压缩机蒸汽透平等)如果采用循环水冷却,补充水需要量较大,因此所有蒸汽透平均采用空气冷却方式,同时适当提高循环水浓缩倍数,节约大量新鲜水。洗涤节水,推广逆流漂洗、喷淋洗涤、汽水冲洗、气雾喷洗、高压水洗、振荡水洗、高效转盘等节水技术和设备,发展环境洗涤技术。推广可以减少用水的各类水洗助剂和相关化学品。

(2) 冷凝水回收利用

能源化工项目锅炉用水大约占总取水量的 50-60%。凝结水包括透平凝结水和工艺凝结水,透平凝结水回收采用过滤技术去除水中的铁锈等固体颗粒物及悬浮物,直接作为高压锅炉给水,回收率可达95%以上;工艺凝结水的水温、水质参差不齐,可以通过离子交换器处理使其达到锅炉给水的水质指标。回收蒸汽冷凝水可以在节约高品质脱盐水的同时回收利用热能。利用高温冷凝水压缩机,将高温冷凝水输送回锅炉内,回收的冷凝水具有较高的热量(70°C 左右),入炉运行可以提高锅炉效率。

(3) 废水的循环及中水回用

能源化工项目的再生水需求量大,本项目所在区域水资源相对匮乏,规划项目的工业废水处理将针对废水级别的不同,采用原位再生、集中再生和污水深度处理三种方式相结合的方法,建设湿地净化系统,实现污水“零排放”。

➤ 原位再生

在用水地点原地或附近建设废水快速处理池,将工厂排放的污染物含量低、易于净化的废水进行简单的沉淀处理后,用于厂内或附近公共设施的某些用水单元;建设水循环中转池,将经过中和后的化学水系统正洗和反洗水、循环水系统的非事故排水、后期雨水、部分试压水、设备夏季喷淋水等收集起来,临时储存并加以利用。这些原位再生水可以用于煤场作喷淋水、灰渣水力输送用水、工厂绿地浇灌。

➤ 集中再生

将园区内难以处理的废水通过管道收集起来,在较远的区域进行废水集中处理。为了防止供水管道结垢堵塞、流动不畅,宜于在二沉池之后增建双层滤料滤

池,或曝气生物滤料,以供应更加稳定的和质量更好的再生回用水。集中再生水进入湿地净化系统,污水则进入污水处理厂进行深度处理。

➤ 污水深度处理

在集中再生设施附近建设污水深度处理厂,对高浓度污水进行深度处理,如采用臭氧、 H_2O_2 和 ClO_2 氧化或与其与紫外线相结合的深度氧化技术,活性炭过滤吸附和生物氧化降解,超滤膜法分离技术等。处理之后的再生水进入湿地净化系统,留下的污泥经过脱水之后进入焚烧炉进行焚烧。

➤ 提高循环水浓缩倍数

对于现代化大型煤化工企业的循环冷却水系统,提高设计浓缩倍数对于充分利用水资源、节约用水、节约药剂、降低处理成本有很大的经济效果。

➤ 水夹点技术

国外从 20 世纪90 年代开始在石油化工企业成功地使用了水夹点技术,其核心是使水的回用量和出水中的污染物浓度达到最大,从而使新鲜水用量降到最低,达到全厂水系统的优化。可利用水夹点技术对工厂各单元的用水和排水的水质、水量进行分析,通过综合平衡,将一个工序的排水作为其他工序的进水,最大限度地实现水的串联使用和多次利用。

采用上述节水措施后,使水重复利用率可以达到85%,冷却水重复利用率超过98%。

6.4.3.3 CO_2 与 SO_2 的回收利用

(1) 二氧化碳回收利用方案

在煤炭加工转化过程中,部分碳源以二氧化碳形式排放到大气中,一方面造成资源和能源的浪费,同时二氧化碳作为温室气体对

环境造成很大影响。因此,回收利用生产过程释放出的二氧化碳对节能减排、提高资源利用率和保护环境具有重要意义。二氧化碳的回收利用主要包括二氧化碳的捕集与填埋、二氧化碳驱油、二氧化碳用于食品加工、化工品生产(包括碳酸二甲酯、降解塑料和 CO 等产品)。

我国排放到大气中的二氧化碳来源主要有发电厂(33%)、交通(24%)、取暖(13%),其他工业与能源开发等(30%)。由于各二氧化碳排放源不同,很难用单一的方法分离回收。

二氧化碳减排技术主要包括源头治理、二氧化碳填埋(Carbon Sequestration)和工业利用。

a. 源头治理

源头治理是目前比较有效的方法,可以从提高能源的利用率和使用新型洁净能源等方面着手,从源头上减少二氧化碳的排放量。

温室气体排放主要是煤炭、石油等化石燃料燃烧的产物,提高化石料的能源利用效率就等于减少了化石燃料的使用量,从而降低了二氧化碳的排放量。优化燃料供给,改进燃烧装置,提高燃烧效率;采用循环流化床燃烧技术;开发煤的多联产综合利用新技术;提高天然气、二甲醚等相对洁净燃料的使用量,减少煤炭的直接使用等,是提高化石燃料能源利用效率的主要途径。开发风能、太阳能、生物能等可再生的洁净能源,部分替代化石燃料,是从源头减少二氧化碳排放量的另一途径,具有广阔的发展前景。不过,能源结构的改变是一个

长期的过程,在我国今后相当长的时期内,燃煤仍将是主要能源来源。

b. 二氧化碳填埋

二氧化碳填埋与源头治理相结合,是降低排放、避免气候变化的有效途径,它包括二氧化碳收集与二氧化碳储存两部分。

二氧化碳收集技术致力于从使用化石燃料的煤化工企业、发电站、炼油厂及其他工业设施排放的气体中收集二氧化碳。这项技术是捕获排放出的气体,利用化学方法将二氧化碳分离出来。传统碳收集技术主要有吸收法、吸附法、膜分离法、吸收-膜分离联合法和深冷法等,这些分离回收方法各有特点,一般根据原料气和二氧化碳产品的纯度要求不同而加以选用。但从总体来看,采用现有技术建设二氧化碳收集排放装置的投资和运行费用巨大,会使煤气厂增加60%的成本,使燃煤厂增加90%的成本。欧盟已经制定目标是将收集每吨二氧化碳的成本降低至20~30欧元。

二氧化碳储存技术是使被收集的气体在深海中分解;或注入砂石或石灰石含水层、老油井和天然气井以及无法开采的煤床等地质结构。废弃的油井、天然气井、较深的煤矿和较深的地下盐水层,是二氧化碳回注和填埋的目标。

如果埋存二氧化碳持续几百甚至数千年,二氧化碳对环境产生的影响可降低到最小。未来50年到60年内,将二氧化碳“埋”入地下,可能会被作为一种减少温室效应的重要方式采用。各种不同的技术选择也将应运而生,间接利用二氧化碳并将其永久储存在地层的技术包括:将二氧化碳注入油藏提高原油采收率(二氧化碳三次采油或二氧化碳驱),将二氧化碳注入原生及附近气田增加气体采收率,将二氧化碳注入煤田增加甲烷的采收率或将二氧化碳直接注入地下水层中。

将二氧化碳注入原有油气生产装置可以提高采收率10~15%，这种已被证实的技术称为注入二氧化碳提高采收率技术。目前，在美国有33万t/d的二氧化碳注入74个提高采收率项目，大多数二氧化碳来自天然资源，部分来自燃气发电厂和氨的生产。在美国北达科他州，来源于一个大型煤气化项目的二氧化碳，经过200英里管道运输，注入Weyburn油田，注入量为5000t/d，国际能源机构（IEA）温室气体研发项目组织的一个国际项目将测定这一地区埋存的时间及埋存效果。

使用二氧化碳提高采收率不同于常规的提高采收率方法，存在生产成本的问题。对于濒于枯竭的油气田来说，随着收集二氧化碳成本的降低及提高采收率方法的进步，注入二氧化碳提高采收率技术将会给开采带来明显的经济效益。

许多地下的含水层可以埋存二氧化碳，这些含水层在较深的地下且含有盐水，这些水不能作为饮用水。二氧化碳溶解在水中，部分与矿物质缓慢发生反应，形成碳酸盐，从而实现的永久埋存。适合的含水层必须有低渗透的盖层，使二氧化碳的泄漏减少到最低。挪威在北海的Sleipner气田进行了将从天然气中分离出的二氧化碳(含量达9.5%)回注到气田附近的水层中永久储存的技术试验。从1996年起，该国每年将大约100万t的二氧化碳注到气藏上方的水层，这是挪威与IEA合作的国际示范项目的一部分，这一工作将为其他注入项目的设计和运行提供理论和实践依据。同时，挪威政府第一个在世界上推行二氧化碳排放附加税收政策，对近海石油气开采中排放的二氧化碳收取每吨45美元的附加税。据报道，Sleipner气田的二氧化碳注入水层的成本大大低于二氧化碳的附加税额。此外，英国的BP、挪威的SNOHVIT气田、澳大利亚的GORGON气田等也正考虑将分离出的二氧化碳回注到气田或附近的水层中，以达到储存的目的。

另一种潜在的埋存二氧化碳的介质是不能开采的煤层。被注入合适的煤层，会有选择地替换煤层中的甲烷。尽管甲烷已经采用减压法被开采，但是采收率只有50%左右，注入二氧化碳可使更多的甲烷被采出，同时二氧化碳被吸附实现永久埋存。煤层可吸附两倍于甲烷的二氧化碳。在美国，大量的煤层甲烷已经被开采。一个在新墨西哥州提高煤层甲烷采收率的项目，超过10万t的二氧化碳分三年被注入。IEA组织的使用二氧化碳和混合氮气来提高煤层甲烷采收率（ECBM）的测试项目也已经运行，将为提高煤层甲烷采收率和二氧化碳埋存提供方法。

c. 资源化利用

二氧化碳的资源化利用是将从排放量大、浓度较高的固定排放源收集的高浓度二氧化碳作为一种工业原料使用，达到二氧化碳排放量下降的目的。

二氧化碳的物理应用领域包括: 食品级二氧化碳用于饮料、啤酒行业; 固体二氧化碳(干冰)用于食品的冷却保鲜; 超临界二氧化碳用作萃取剂、清洗剂和泡沫材料的发泡剂等; 二氧化碳的物理应用, 还有汽雾剂、环保型灭火剂等。

化学工业是二氧化碳工业应用的主要领域, 生产碳铵、尿素和水杨酸是传统的二氧化碳资源化利用途径。近几年, 二氧化碳在碳酸二甲酯、降解塑料等新型化工产品生产方面也有应用。碳酸二甲酯是公认的无毒、低污染基础化工原料, 用途广泛, 使用碳酸二甲酯为原料可生产非光气法聚碳酸酯, 市场需求量很大; 以二氧化碳为原料生产可生物降解的高分子聚合物, 具有全生物分解的性能, 在堆肥环境下, 可以全部降解成对环境无害的物质, 近年来受到国内外的广泛重视, 目前已有商业化产品问世, 主要用在丢弃型包装和医疗材料上。

不过, 世界二氧化碳化工应用的总体水平还比较低, 用量较少。每年全球化工生产所消耗的二氧化碳量约为1.2亿t, 与每年人类活动排放的二氧化碳量相比, 差距巨大。目前, 世界二氧化碳化工利用的焦点是结合烟道气的热能回收, 直接利用高温二氧化碳与氢气反应生产甲烷、二甲醚和甲醇等高价值碳氢化合物产品。受氢气来源限制, 以及具有经济性和可靠性的高温回收二氧化碳的技术和材料研发进程较慢的影响, 这种二氧化碳高价值化、能源化的发展思路, 尚未进入工业化阶段。以下是二氧化碳资源化利用项目方案。

➤ 碳酸二甲酯项目(DMC)

碳酸二甲酯(DMC)是一种符合现代“清洁工艺”要求的环保型有机化工原料, 是重要的有机合成中间体。DMC的分子结构独特($\text{CH}_3\text{O}-\text{CO}-\text{OCH}_3$), 具有羰基、甲基和羧甲氧基等活性官能团, 性能优异, 具有多种反应性能, 在生产中具有使用安全、方便、污染少、容易运输等特点, 因而该产品具有非常广泛的用途。DMC可替代剧毒的光气和硫酸二甲酯(DMS)用作羰基化剂和甲基化试剂、汽油添加剂、非光路线聚碳酸酯的原料等。随着国内外环保要求的进一步提高, 应用领域的拓展以及出口量的进一步增加。DMC被认为是一种具有发展前景的“绿色”化工产品, 由于其环保、安全的特性, DMC的应用推广日益受到重视, 尤其是将为其替代光气、DMS、MTBE以及在环保溶剂等领域中的发展提供广阔的空间。

➤ 二氧化碳降解塑料项目

利用 CO_2 生产降解塑料, 不仅可以充分将工业废气 CO_2 转化成对环境友好的可降解塑料, 而且避免了传统塑料产品对环境的二次污染。 CO_2 降解塑料是一种新型可完全降解的高附加值环保产品, 与其他降解塑料相比, 具有优良的降解与

使用性能,且价格较低。可完全降解为水和 CO_2 ,具有良好的透明性、可降解性、高阻隔性、生物兼容性等,通过塑料改性加工,可应用在注塑和挤出产品、纤维制品和吹塑制品等,能替代医药、食品和农业等领域使用的多种不可降解塑料。

➤ 食品级二氧化碳项目

建设 5 万 t/a 食品级二氧化碳项目,产品达到高纯度(99.99%),广泛适用于高级碳酸饮料、啤酒、烟丝膨化、医疗、食品保鲜、机械制造、焊接、铸造等领域。

与传统的机械冷藏相比,二氧化碳冷冻保鲜不仅不会使食品失水、风干、气化,而且节能省电,尤其适用于大型食品保鲜和粮食的低温干燥储存。目前我国东南沿海一些大型超市或冷库已开始采用二氧化碳制冷保鲜,北方的市场也已启动。随着电价的不涨、大型超市的不断增多,今后这一领域对二氧化碳的需求将会激增,预计该领域消耗比例将会提升至 10%。

(2) SO_2 回收利用方案

煤炭气化时,硫将以 H_2S 形式释放,进入大气会形成酸雨,对环境造成严重的污染。因此,发电和煤气化过程产生的 H_2S 需全部回收利用。脱硫工艺一般有干法脱硫和湿法脱硫二种。干法脱硫一般采用固体脱硫剂脱除少量硫,属精脱硫范畴,有活性炭、改性活性炭和氧化锌等方法。湿法脱硫,属气体粗脱硫范畴,一般可分为物理吸收和化学吸收二种。硫回收工艺主要有固定床催化氧化法和湿式氧化法。固定床催化氧化法主要代表是克劳斯(Claus)法,它是目前炼厂气、天然气加工副产酸性气体及其它含 H_2S 气体回收硫的主要方法。其最大的特点是:流程简单、设备少、占地少、投资省、回收硫磺纯度高。

6.4.4 节能设备选择

能源化工产品的生产过程,伴随着能量的转移和损失,因此能量的损耗和转化情况也决定于工艺的先进性和合理性。在本规划中节能具体措施包括:

采用先进成熟的干馏工艺技术建设煤炭分级利用装置,做到技术本质先进,提高效率;合成气循环压缩机、大型空压机采用蒸汽透平驱动,节省电能;换热采用高效的铝板翅式换热器,冷却尽可能采用空冷器;配套锅炉采用高效的流化床锅炉,选择隔热性能好的保温材料,减少热量损失。

6.5 土地集约利用方案

(1) 建立节约集约用地方案既要坚持科学性、系统性和可行性相统一,又要结合大型化工企业实际,合理规划,科学管理。

(2) 建立园区管理人员的教育培训。加强教育培训，拓宽培训渠道，让各个园区土地管理人员及时了解掌握国家有关土地管理的最新工作动态。同时，拓宽培训内容，加强国家相关法律法规的培训，丰富管理人员专业知识。还要注重责任心教育，使管理人员牢固树立节约用地的意识。

(3) 建设用地合理规划。在各个园区的总平面布置规划图设计中，对上下游装置的合理布局 and 大宗物料物流交通的选择应充分考虑：既要满足生产工艺流程通顺，符合安全环保的要求，又要对节约用地、保护耕地、提高土地利用率等诸多方面统筹兼顾。

(4) 园区建立施工监督检查机制。要建立项目施工用地监督检查机构，健全相关制度，按照施工用地标准，对项目使用土地实行全过程管理。

(5) 优先选用占地面积小，土地利用率高高的专利技术，建立技术创新应用机制。

(6) 建立园区存量土地整理机制。对园区存量土地要做好以下几方面工作：一是开展园区用地资源核查备案工作。二是建立健全内部使用土地宏观调控体系。

(7) 建立节地效果评价机制。要组织开展好节约集约用地的效果评价，要根据项目用地的实际情况，健全相关的节约用地标准和要求，建立相关的奖罚办法。设立监督检查机构，对报批建设项目的用地申请进行检查和核实。定期开展用地效果评价活动。

6.6 环境影响评价

(1) 废气

园区内项目产生的有害废气通过火炬燃烧、焚烧处理后高空排放，主要产物为 CO_2 、 H_2O 、 N_2 、 O_2 等，不会对建设地区大气环境造成大的危害。

锅炉烟气经过除尘、脱硫、脱硝处理，废气中的 SO_2 、烟尘、 NO_x 的排放浓度均满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 大气污染物排放浓度限值。

(2) 废水

各园内项目生产废水、初期雨水、生活污水经收集后送污水处理站进行处理后，再送回用水处理站深度处理，浓盐水采用三效蒸发处理，达到废水零排放。

(3) 固体废物

按照固体废物分类处理的原则，对固体废物进行分类妥善处理处置，预计不

会对外环境产生二次污染。

(4) 噪声

在设备的选取上尽量采用低噪声设备,在必要处设置隔声设施,如对噪声较大的电机采取减震措施,并加隔声罩,在风机进出口和蒸汽放空点加装消声器,压缩机组放在机房内,加隔音和消声器等。

噪声经隔声消音治理后,达到或低于《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008),对厂界噪声值影响较小。

6.7 生态景观规划

6.7.1 规划构思与原则

建立一种适宜本地自然生态环境,满足各园区生产以及景观需求,体现工业园区自然地域风貌特征以及人文环境,具有生命力和空间引导作用的生态景观系统,实现区域内生态工业园区景观系统的良性发展,促进区域生态系统中自然、社会、经济三方面协调、健康持续发展。

在原则上应充分利用规划区周边的自然环境,坚持生态学原则、景观异质性原则,合理的对规划区空间结构进行规划,使廊道、斑块、基质等景观要素的数量、形态及其空间分布合理,使规划区与原始区、自然区和工业园区之间的信息流、物质流与能量流循环畅通。同时挖掘其哈密地区丰富的文化历史资源,使人文特色溶入自然景观之中,为景观赋予丰富的文化内涵,达到对绿色自然及人文景观的需求,建立融入自然生态氛围中的工业园区特色景观。

6.7.2 规划内容

由于哈密地区煤炭深加工产业实施分园区进行,各园区呈分离状态,相对独立,所以景观系统规划按照各自园区的实际进行考虑和规划,其结果要达到如下效果:

(1) 以自然生态为出发点,结合生态恢复理念和环境可持续发展理念,改变扬尘和煤尘污染较重的局面。

工业园区属于草滩区地貌,园区的建设破坏了地表植被,在没有及时硬化的区域,容易就地起沙;工业园区煤堆场仅有防风抑尘网,没有覆盖,在自然风作用下,煤尘和沙尘夹杂在一起,破坏了工业园区的大气环境。

对于这一环境问题,在景观规划上,注重考虑风沙草滩区的自然条件,以自然生态修复为主,重视植物流沙的固定以及过滤污染物的作用。在植物的选择上,注意选择适合本区地貌类型的沙生植被如沙柳、臭柏、樟子松,既能吸纳污

染物，又能固沙的当地植物物种，

在植物配置过程中选择合适树种后，选择四季分明的适合沙质土壤生长的花卉形成不同季相下的多种景观。

(2) 建立并完善园区内交通系统，构建区内和区外通顺的交通网络，并通过道路绿化以及景观设置等形成整体景观效果。

根据道路和周边环境实际，总体景观设计形成“生态绿化圈，景观主轴线和多个景观节点”的格局。

(3) 以生态绿化为主，协调资源开发与生态保护关系。

工业园区煤矸石、施工平衡余土等堆放场不仅占地，破坏工业园区景观，对环境造成严重影响。景观规划中应对堆放场地进行生态绿化，结合景观改造，使之成为工业园区的一处亮丽的生态恢复自然景观。

对水源涵养区边缘，在项目设置时应尽量设置污染较小的项目，同时设置污水处理厂，实现中水回用，从而促进园区与周边生态环境系统的良性循环，达到生态、经济和社会效益的和谐发展。

(4) 景观元素的设计能够满足工业园区地域条件下的要求，成为一处可持续发展的景观，为改善生态环境的优化起到积极的作用。

工业园区规划以当地的自然环境条件作为出发点，从规划建设用地范围以外的区域切入，全局考虑，进而深入。以城市生态学为指导，以植物为主体，以“人与自然和谐相处”为目标，合理规划廊道、斑块，做到点、线、面相结合，建立多类型、多层次、多功能的绿色空间系统。同时加强对重点地段、景观视线通廊、景观节点的绿化景观形象塑造，体现工业集中区域内的自然、人文特点，突出区域作为生态型工业集中区的绿化景观特色。

7 布局及交通物流规划

7.1 布局规划

7.1.1 规划依据

《中华人民共和国城乡规划法》(2008 年)
《城市规划编制办法》(2006 年)
《城市规划编制办法实施细则》(1995 年)
《城市、镇控制性详细规划编制审批办法》(建设部第 7 号)
《中华人民共和国土地管理法》(2004 年修订)
《中华人民共和国环境保护法》(1989 年)
《中华人民共和国消防法》(修订)(2008 年)
《全国土地利用总体规划纲要(2006~2020 年)》(2008 年)
《工业项目建设用地控制指标》(国土资发【2008】24 号)
《铁路运输安全保护条例》(中华人民共和国国务院令第 430 号)
《公路安全保护条例》(中华人民共和国国务院令第 593 号)
《工业企业总平面设计规范》(GB50187-2012)
《石油化工企业设计防火规范》(GB50160-2008)
《防洪标准》(GB50201-94)
《化工企业总图运输设计规范》(GB50489-2009)
《石油化工企业卫生防护距离》(SH3093-1999)
《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)
《城市用地分类与规划建设用地标准》(GB50137-2011)
《城市防洪工程设计规范》(GB/T50805-2012)
《城市电力规划规范》(GB50293-1999)
《城市道路工程设计规范》(CJJ37-2012)
《城市用地竖向规划规范》(CJJ83-99)
《新疆伊吾县淖毛湖工业园总体规划》
《新疆哈密重工业园总体规划》
《新疆哈密三塘湖矿区总体规划》

其他相关调研资料

7.1.2 土地利用现状及评价

规划各园区拟建范围内土地主要为未利用土地,基本由戈壁、荒漠、沙丘地、

裸岩石砾地等组成。

规划各园区拟建范围不占用农田、林地、草场，不涉及征地补偿和安置费用，无搬迁人口。

规划各园区拟建范围内没有军事设施，无水源地、自然保护区、风景旅游区、名胜古迹和其他需要特别保护的敏感目标。

根据部分拟建项目的勘探结果：场地土属于中硬-坚硬场地土，建筑的场地类别为Ⅱ类。场地无液化问题。地基强度高，可作为主要建筑物天然地基持力层。适宜工程建设。

根据现有资料综合分析，规划区域交通方便、土地资源丰富、地质构造稳定，地形平坦，符合城市总体规划及各类专项规划。

在严格执行各项相关技术措施的前提下，该场地可以建设煤电煤化工园区。

7.1.3 国内外能源化工产业园布局特点

7.1.3.1 煤电化产业特点

煤电化产业属于能源重化工产业，该产业以煤炭资源为基础，对水资源、交通运输、技术管理等方面的条件要求较高，其主要特点是：

(1) 资源密集。煤电化产业主要以煤炭资源为原料，将煤炭转化为电力、油品、天然气等二次能源和化工原料，丰富的资源是产业发展的根本保障。一个年产 300 万吨煤制油工厂，即需要一个 6 亿吨以上的煤矿作资源支撑，一个较大的煤化工产业带需要百亿吨以上的煤炭资源。丰富的水资源也是转化大量的煤炭资源的保障。

(2) 资本密集。煤电化产业属于投资大，规模效应明显的产业。如煤制油项目的经济规模为 300 万吨/年，总投资达 300 亿元，一套 80 万吨的煤制烯烃项目总投资约 200 亿元。在基础化工原料生产方面，资本密集的特点更加明显。

(3) 技术密集。生产技术的提高对煤电煤化工产业降低成本、改进质量、改善环保、节能降耗起着关键的作用。煤电化产业的超临界和超超临界发电、煤制油、煤制烯烃等产业的技术含量高，近年来在煤化工领域的技术突破，使煤化工产业的竞争力不断提高。

(4) 副产物多。化工生产过程中往往有很多联产品和副产品，单一产品的化工生产企业较少。技术越先进，加工深度越深，提供的联产品越多。因此，化学工业可以有效地利用原料资源，凭借深度加工技术变废为宝，使原料综合利用不断向纵深发展，实现循环经济的发展模式。其次，煤电化生产过程也是一个能

量转化的过程, 生产装置在产业园区建设最能实现化工物质流和能量流综合利用, 能有效地减少产品成本、降低费用。

(5) 技术水平高。煤电化装置多为连续化生产, 是对操作水平要求高的工业。化工生产多属连续化操作, 这是本身性质决定的, 一是物料数量大, 二是生产介质多为有毒有害。而且化工生产常常易燃易爆, 这也要求生产过程控制水平高, 操作水平高, 要求生产装置集中布置, 有专业知识的人员操作。

(6) 环保要求严。煤电化产业是和环境保护关系紧密的工业。由于煤电化产业大量利用自然资源, 其生产过程或多或少会对环境有所影响。在化工生产中不可避免地产生大量的废气、废水和废渣, 一般化工企业的“三废”治理投资较大。在目前环保要求越来越高的情况下, 化学工业承受着越来越大的压力。煤电化产业园集约化建设模式, 能有效地提高原料的综合利用率, 有利于综合制定和实施环境治理方案, 集中处理生产排放的废水、废气和废渣, 较好地解决环境污染问题。

正是基于以上特点, 煤化工一般都采用集约型的发展模式。集约化模式可以通过企业之间的协作, 实现上下游一体化, 降低生产成本, 降低投资, 提高公用工程使用效率, 实现污染物统一处理, 降低对环境的污染。

7.1.3.2 国外能源化工产业园布局特点

世界能源产业园可分为依托资源型和临近市场型, 资源型产业依托石油、天然气、煤等资源, 市场型化工产业带一般依托便利的运输条件和附近的市场资源, 为其它产业配套。

世界能源产业园布局有以下的几大特点:

(1) 一是依托主要消费区域或资源产地, 交通运输便利, 配套设施完善, 关联产业发达, 大多数具备良好的基础设施条件。

(2) 大型化特征。装置大型化, 炼化一体化, 大公司聚集, 产业集中度高, 土地利用率高, 单位产值高, 规模效应明显。

(3) 充分发挥自身优势, 重视特色化建设。

(4) 采用一体化的建设和生产理念

世界能源产业园区, 普遍采用全方位的一体化理念, 实行项目设计一体化、产业结构一体化、管理运营一体化、公用工程一体化、环境保护一体化、物流运输一体化, 以产业链和产品链联系在一起, 形成较为完善的运行体系。

园区内不同企业之间的生产装置相邻, 上下游产品互供, 管道相连输送, 生

产规模匹配,减少了中间环节,公用工程和辅助设施集中建设,统一供应服务,使资源得到充分优化配置和合理利用。降低了运营成本,提高了收益。

(5) 管理规范高效,协作能力强

世界各大化工产业园区均有专门的管理公司,负责日常管理工作。有的管理公司还为园区提供公用工程、环保、后勤支持、设施管理等多元化服务,使企业得以将主要精力集中到业务运营上。

产业带内不同的企业有明确的产权关系,园区内信息共享,园区产业链上的各企业建立长期稳定的协作关系,共同营造互利的环境。

7.1.3.3 国内能源化工产业园布局特点

近年来,随着我国能源化学工业的蓬勃发展和产业结构调整,国内兴起了化工园区建设的热潮,一些园区也因此自发形成了产业带。

我国新型能源化工产业园的建设,主要有三大特点,一是临近市场型,随着地方经济的快速发展,化工产品市场需求广阔、较好的化工生产基础和良好的交通以及公用工程配套条件,吸引了大量的投资,地方需要合理选址,集中发展化工产业,如上海、南京等沿江、沿海化工园区;二是资源型,随着我国能源、资源供应的日趋紧张,许多有煤、油、天然气、盐等资源的地区也吸引了众多投资者的极大兴趣,地方也需要集中发展化工产业,如西部地区新规划的众多化工园区;三是搬迁型,随着我国城市建设外延的扩展,原有的一些城市周边的化工企业逐步包入了主城区,这对城市的布局和环境造成了一定影响,于是,一些发展较快的城市便提出了把化工企业迁出城区,集中发展的思路,同时这也是企业自身发展的需求。

7.1.4 总体布局方案

7.1.4.1 布局原则

(1) 符合当地城市规划和土地利用总体规划的要求,并应同邻近工业企业在生产、交通运输、动力工程、维修、综合利用及生活设施等方面相协作。

(2) 结合自然地形、地貌,考虑区域用地性质,兼顾项目的用地属性。

(3) 充分考虑防洪排涝的要求,合理组织好区内路网和对外联运系统。

(4) 就近发展原则:充分考虑矿区的地理位置,为大型煤矿就近资源转化,降低运输成本提供有利条件。

(5) 减少压矿原则:合理利用土地资源,充分利用无煤带,减少矿产资源压覆。

(6) 优先生态环境保护原则: 注重资源综合利用和环境保护, 尽量减少对周边生态和环境的影响。

(7) 严格执行国家或当地有关政策、法规。

7.1.4.2 空间布局

根据哈密地区实际情况和本次规划生产项目的特点, 产业园布局按资源型模式进行, 总体布局分为三个园区。

(1) 哈密市重工业园

哈密市重工业园位于哈密市南部, 距环城路 10 公里, 火车站 16 公里, “哈罗”公路、铁路均通过该园区, 依托大南湖矿区, 规划占地面积约 98km²。以试验项目为主, 淘汰重工业加工区落后产能, 到 2015 年规划建设煤炭分质综合利用项目规模 200 万吨/年, 煤焦油处理规模 14 万吨; 年可形成提质煤产量 115.6 万吨; 石脑油 2.94 万吨; -35 号柴油 8.12 万吨; 硫磺 0.056 万吨; 液氨 0.112 万吨; 沥青焦 2.128 万吨; 发电量 3.48 亿度。到 2020 年可建设矿井规模 11800 万吨/年, 规划建设煤炭分质综合利用项目规模 1000 万吨/年, 煤焦油处理规模 99.9 万吨/年, 年可形成提质煤产量 549.9 万吨; 石脑油 14.69 万吨; -35 号柴油 40.6 万吨; 硫磺 0.28 万吨; 液氨 0.56 万吨; 沥青焦 10.64 万吨; 发电量 17.37 亿度。现已初具规模, 已有金盛镁业、鑫涛硅业、腾翔镁制品有限公司、大陆桥铁路物流公司、合普铁路物流公司等 40 多个企业入驻。该园区距离哈密市较近, 规模不宜太大, 应以现有企业为主, 完善产业链, 规划建设综合利用项目。

(2) 伊吾县淖毛湖工业园

伊吾县淖毛湖工业园位于伊吾县北部约 70 公里处的淖毛湖镇, 靠近淖毛湖矿区, 总体规划控制用地 46.3 km², 批准规划面积 33.53 km², 目前实际用地面积 9.58 km²。规划到 2015 年规划建设煤炭分质综合利用项目规模 4500 万吨/年, 煤焦油处理规模 560 万吨/年, 年可形成提质煤产量 2475 万吨; 石脑油 117.6 万吨; -35 号柴油 324.8 万吨; 硫磺 2.4 万吨; 液氨 4.42 万吨; 沥青焦 85.12 万吨; 发电量 138.8 亿度。到 2020 年可建设矿井规模 8230 万吨/年, 规划建设煤炭分质综合利用项目规模 8000 万吨/年, 煤焦油处理规模 960 万吨/年, 年可形成提质煤产量 4200 万吨; 石脑油 201.6 万吨; -35 号柴油 556.8 万吨; 硫磺 3.84 万吨; 液氨 7.68 万吨; 沥青焦 145.9 万吨; 发电量 146.68 亿度。

该园区目前已初具规模, 已有新疆广汇新能源有限公司 120 万吨甲醇和 80 万吨二甲醚项目、新疆同顺源能源有限公司 180 万吨、哈密奇琳能源开发有限公

司 120 万吨、哈密圆润能源有限公司 120 万吨、哈密科利尔能源有限公司 160 万吨、哈密绿斯特能源有限公司 160 万吨兰炭等 20 多家企业入驻园区。

(3) 巴里坤三塘湖工业园

巴里坤三塘湖工业园位于巴里坤县北部约 80 公里处的三塘湖盆地，靠近大三塘湖区，规划占地面积 64km²。规划到 2020 年可建设矿井规模 5800 万吨/年，规划建设煤炭分质综合利用项目规模 2800 万吨/年，煤焦油处理规模 308 万吨/年，年可形成提质煤产量 1568 万吨；石脑油 64.68 万吨；-35 号柴油 178.64 万吨；硫磺 1.23 万吨；液氨 2.46 万吨；沥青焦 46.82 万吨；发电量 47.56 亿度。由于矿区较大，矿井分布较分散，矿区东西向长度约 150km。为避免原煤和提质煤大量来回倒运，同时考虑装置的经济规模和园区配套公用设施建设。三塘湖工业园拟分为两个个片区。

1) 库木苏片区

库木苏片区规划占地面积 34km²。位于汉水泉区和库木苏区之间的无煤带，靠近库木苏区井田北边界，紧邻库木苏区铁路专用线及规划的矿区道路，有利于原料煤、燃料煤的输送及化工产品的外运。

2) 石头梅片区

石头梅片区规划占地面积 30km²。位于石头梅一号井田南侧的无煤区，紧邻条湖区南部矿井铁路专用线、淖三线及三塘湖—淖毛湖、三塘湖—纸房—大红柳树峡 2 级公路，交通便利，有利于原料煤、燃料煤的输送及油品等产品的外运。。

7.1.5 土地功能分类定位

按照《哈密地区煤炭深加工产业发展规划》规划的建设项目和土地利用现状、地理位置、风向、环境保护和安全卫生、生态环境的承受能力，根据《城市用地分类与规划建设用地标准》，哈密地区煤炭深加工各工业园土地功能总体均定位主要为三类工业用地及为其配套建设的公用工程及辅助生产、仓储、运输等设施用地。

7.2 交通及物流规划

7.2.1 交通及物流现状

7.2.1.1 哈密重工业园区区域

哈密市重工业园位于哈密市南部，周边道路网络比较完善，路况较好。“哈罗”公路、铁路均通过该园区，运输件较好。

7.2.1.2 淖毛湖工业园区区域

(1) 公路

伊吾县目前主要对外通道,一是 S302 线连接 S303 线,向南经 G30 线可到乌鲁木齐,向东经 312 国道通往内地,向北可通过巴里坤县经昌吉州到达乌鲁木齐。二是淖柳公路由淖毛湖镇向东南方向可直接到达甘肃柳沟。三是淖三公路由淖毛湖镇向西可直接到达巴里坤县。

(2) 铁路

兰新铁路从淖毛湖镇南侧 200km 东西向通过。兰新铁路东与陇海铁路相连,西北和北疆铁路相接,构成了“欧亚大陆桥”在我国境内的通道,在兰州与包兰线交汇,在河口南与兰青线连接,在武威接干武线,在吐鲁番接南疆线。兰新铁路经过电气化改造及兰新铁路第二线的建成,运输能力达到近期 2 亿吨,远期 3 亿吨。

此外,规划在建铁路还有红淖三铁路、淖毛湖矿区铁路专用线、哈密三塘湖矿区石头梅区专用铁路等。

7.2.1.3 三塘湖区域

(1) 公路

1) S236 省道:该省道南起于巴里坤县城,向北途经三塘湖乡,最终止于中蒙边界口岸—老爷庙口岸,全长约 170km,沥青路面。该省道南端与省道 S303 (阜康~巴里坤~哈密)相连,其间,由南向北依次与向西通往巴里坤矿区的专用公路 Z101、三塘湖乡向东至淖毛湖镇的县道相接。根据地方公路交通设施规划,该公路巴里坤~三塘湖段计划于 2012 年开始实施改扩建,改建后的公路等级将由现在的三级提高至二级标准;三塘湖~老爷庙段远期改造成二级标准。

2) 规划新建三塘湖至大红柳峡乡公路:该公路自三塘湖乡起,沿三塘湖矿区南边界外向西延伸至咸水泉后向南偏转,途径纸坊,最终止于大红柳峡乡,全长 230km,采用公路二级标准,计划于 2012 年开工建设。此外,该公路还将自咸水泉起向西北方向延伸 120km 与 S228 省道连接。

3) 新建大长沟至东泉公路:该公路北起与三塘湖~大红柳峡乡新建二级公路相交,北起于大长沟,南至东泉,公路全长 60km,为公路二级标准。该公路北与三塘湖~大红柳峡乡的新建二级公路相接,南与改建的 Z101 公路相连。

4) 新建 S332 线三塘湖—鸣沙山公路:起点位于三塘湖乡东侧,在三淖公路 K5+300 处顺接,终点位于木垒县鸣沙山,在木垒县原始胡杨林以南 9 公里处与

通往恐龙沟的旅游资源专用公路 Z546 顺接。路线全长 191.62km, 总投资 13.08 亿元, 公路等级为二级, 路基宽度 10m, 设计行车速度 60km/h。该线沿着三塘湖矿区条湖四号井田南侧边界布设, 自东向西连接三塘湖煤田拟开发的 19 个矿井, 分别经条湖、石头梅、汉水泉、库木苏等 4 个规划井田。该公路已于 2012 年 7 月 31 日开工建设, 截至 2012 年年底, 完成投资近 5000 万元, 完成全线施工便道修建及地面清表 2 公里。2013 年, 计划完成投资 4.43 亿元, 完成近期工程(路基、桥涵作业), 实现砂石路面公路通车。

5) 新建汉水泉一大红柳峡一下涝坝公路: 该线路从汉水泉煤矿南侧一直向南沿着阔克赛尔克山东侧布设, 经别依特巴斯陶后转向西南方向在保利和翔露天煤矿东侧经过, 至博大线(X107) 里程桩 K58 处后沿着老路布设至花儿刺, 经大红柳峡、加满苏、小红柳峡, 在下涝坝乡南与 S303 相接, 该项目于 2012 年完成外业测设作业, 目前在准备进行外业验收工作。该项目的实施将与 S332 线三塘湖乡—鸣沙山公路形成纵横的公路网格。

(2) 铁路

目前, 该区域没有铁路通达, 仅在天山以南有一条国铁营运线路—兰新线。在矿区附近及其哈密境内有几条在建和规划铁路。

1) 兰新线

兰新线兰乌段(兰州西至乌鲁木齐西)从天山南侧的哈密市以东西向经过。目前, 兰乌段铁路正在分段实施扩能改造, 改造完成后, 将成为疆煤外运的一条“主通道”。

2) 兰新铁路第二双线新建项目

为落实西部大开发战略, 提高陆桥铁路通道运输能力和运输质量, 保障国家能源安全, 国家于 2009 年开工建设兰新第二双线项目, 计划 2013 年建成。

该铁路平面位置走向: 东起甘肃省省会兰州市, 途经青海省民和县、乐都县、平安县、西宁市, 之后折向北经大通县、门源县, 穿越祁连山山脉进入甘肃省河西走廊, 向西经民乐县、张掖市、临泽县、酒泉市、嘉峪关市、玉门市以及新疆维吾尔自治区哈密市、鄯善县、吐鲁番市, 终点抵达新疆维吾尔自治区首府乌鲁木齐市, 线路正线全长为 1845km。该线在哈密地区内线路段长约 360km。

3) 哈密货车南环线新建项目

该项目自兰新铁路 K1309+584 处引出, 向西经新建的哈密东站、哈密南站后折向北接入火石泉站。

4) 哈罗线(哈密至罗布泊)

哈罗铁路位于新疆哈密地区和巴音郭楞蒙古自治州境内,全长约 370km。该线自既有兰新线哈密站东端的红光站接轨,向西南先后经规划的哈密工业园区、大南湖煤田西缘,伴行哈密-罗布泊公路东侧,最终至线路终点罗布泊镇罗中区。

5) 哈额线(哈密至额济纳,即“北翼”铁路)

该线为“十二五”规划建设项目,位于内蒙古自治区西北部、甘肃省北部、新疆哈密地区境内。线路自临策线的额济纳车站引出后,利用临策线至预留车站川地托,线路东端在川地托车站接轨后,跨过嘉策铁路,向西北方向行进,经过内蒙古自治区额济纳旗的黑鹰山矿区、甘肃省肃北蒙古自治县的马鬃山矿区、新疆哈密市的吐哈煤田,西端与哈密枢纽南环线哈密东站接轨,利用哈密枢纽南环线引入哈密车站。

该线建成后,东接既有的临策线,并通过包兰线、京包线、大秦线等铁路线与华北、东北铁路网联通,并可抵达我国最大的煤炭离岸港口——秦皇岛港。届时,将大大缩短我国华北、东北、内蒙与新疆的铁路运输距离,且可与兰新铁路合理分工,大幅提高通道铁路运输能力,能够为新疆人员物资对外交流及沿线矿产资源开发利用提高强大运力支撑,对促进区域经济又好又快发展具有十分重要的意义。

6) 红淖线(红柳河~淖毛湖)

红淖线是一条规划建设的煤炭开发铁路,起自兰新线红柳河站,终点是淖毛湖站。

7) 淖三线(淖毛湖~三塘湖)

该线为规划建设的资源开发铁路,目前已经完成预可研设计。线路东起红淖线淖毛湖站,沿淖毛湖矿区南井田边界外西行,途经三塘湖乡北侧,至三塘湖西站止。

7.2.2 交通及物流规划

7.2.2.1 规划目标

交通运输规划目标与产业规划相适应,以主要交通干线为接点,因地制宜,合理规划产业带内物流运输系统和对外交通运输网络,形成物流顺畅、交通便捷、安全实用的高效物流体系。

7.2.2.2 规划原则

(1) 在经济、合理的条件下,从长远利益出发,统筹考虑,分期发展运输

设施。在确定交通运输方案时,要总体考虑,使基地的工业发展规划与交通运输设置相适应。

(2) 合理设置对外交通设施,与各片区用地的布局紧密结合,密切产业带对外交通设施与产业带内道路系统的衔接,提高产业带交通的综合效率。

(3) 充分发挥道路骨架网络功能,使货流畅通、人流有序,满足货流、人流、施工、生产、维修和消防等要求。

(4) 大宗原料和成品的区内运输以机械化运输(管道运输和皮带运输机)为主,道路短途倒运为辅的原则。

(5) 在道路规划中处理好局部与整体的关系,并与用地规划、绿地系统、管线工程等专项规划结合。

(6) 妥善处理地下管线与地上设施的关系。一次规划,分期实施,避免反复开挖修复造成的浪费。

7.2.2.3 区域交通设施规划

哈密地区 2014 年基础设施现代化建设工作重点是加快推进交通基础设施现代化建设,为地区经济社会快速发展提供支撑和保障

(1) 加快国省公路大通道建设

加快推进公路运输大通道建设,努力提高区域国省公路等级和里程,特别是努力增加区域高速公路通车里程,重点抓好国道 G7 线、东天山隧道、G335 线、G575 线和 G331 线等高速公路项目建设。2014 年重点实施好 S303 线公路改造项目;S328 大南湖至 G30 公路新建项目;S302 线改建(起点为哈密市,终点至伊吾县;S302 线改建项目(起点为口门子,终点至伊吾县)。加快“四横三纵”公路网建设,解决哈密地区交通运输“瓶颈”和运输大通道问题,形成以高速公路为骨架,国省干线公路为基础,快速高效,布局合理,保障有力的现代化公路交通运输大通道。

(2) 加快资源富集区资源公路建设

按照哈密地区提出的资源开发走外围的思路,以外围资源富集区为重点,加快构建连接各资源富集区的外围资源公路交通圈。重点推进 G331 线(甘肃红石山——淖毛湖镇——巴里坤县姜库都克)、咸水泉—下涝坝公路、S238 线(下涝坝—红山口)、红台—S328 线公路、烟墩—淖毛湖镇、磁海—土屋铜矿公路、东盐湖—沙泉子公路、大南湖煤矿—甘肃省敦煌公路等资源公路建设,外围构建起辐射“四大基地”、“九大产业”的快速、安全、高效环形资源运输大动脉,为资源大

开发、大建设提供了重要交通支撑。

(3) 协调推进铁路建设

重点抓好哈密区域内铁路路网规划的审查、上报工作，协调推进红淖三铁路、将军庙—三塘湖—淖毛湖—额济纳铁路加快建设，做好哈密—额济纳、哈罗铁路巴特站—兰新铁路烟墩站企业铁路专用线、沙尔湖—大南湖—敦煌等规划铁路项目前期工作，力争早日立项、早日开工建设。

(4) 协调推进航空基础设施建设

加快推进哈密机场飞行区的改扩建工程和做好大河机场前期工作，力争哈密机场飞行区的改扩建工程 2014 年早日开工建设。

7.2.2.4 对外交通连接

哈密交通运输网络纵横交错，以 312 国道为主干线的区内公路网四通八达，兰新铁路复线横贯其中，跨跃哈密的第二条欧亚大陆桥可与独联体诸国、欧洲、西亚发展贸易往来。哈密机场已经恢复通航。哈密正在向集公路、铁路、航空为一体的全方位、立体化现代交通枢纽城市迈进。

哈密地区交通运输主框架已经形成，各个区域交通运输网络规划比较详细，所以各工业园区、各片区只要做好内部交通体系，建设园区与周边公路、铁路网络的联络线即可满足园区施工、生产、消防和生活交通运输需求。

7.2.3 物流管理

对于有着不同功能的工业园来说，生产物流是现代生产的重要组成部分。围绕着上下游产品的储存和运输，物流系统要完成物资的计划、管理、检验、包装、配送、信息传输和载体回收等全过程。园区从原料的运输、基础产品的生产、配送至下游产品的产出，各功能区之间的产品、副产品的流动都需要一个庞大的物流系统来支撑，在物流系统中要结合物体的形态、性质、数量以及人力需求、作业时序、作业流程等需求，制定出包括设备、设施、信息系统等的物流系统规划。

各园区建立物流信息处理中心，服务于园区的运输，包括原材料进货储存、产品仓储、产品运输、销售等。建设统一的物流信息处理平台，整合信息流、资金流和物流，将整个供应链中的各企业进行协同和连接，对整个供应链进行管理，为企业提供服务。

8 煤炭分级分质综合利用产业现状及准入政策

8.1 产业技术现状及进展

8.1.1 技术概况

煤炭分级分质综合利用产业是煤炭深加工产业中的重要内容,也是哈密地区重点发展的产业方向,其核心技术为煤的低温热解。煤热解工艺方法和类型很多,按加热方式分有外热式、内热式和内外热结合式;按煤料的形态分有块煤、型煤与粉煤三种;按供热介质不同又有气体热载体和固体热载体二种;按煤的运动状态又分为固定床、移动床、流化床和气流床等。

国内外煤热解工艺很多,国外主要技术包括:德国的LR工艺、德国的LS工艺、美国的LFC工艺、美国的Toscoal工艺、澳大利亚的流化床快速热解工艺、俄罗斯3TX(ETCH)-175工艺等。在国内,近年来煤炭热解技术也得到了快速发展,主要包括煤科院多段回转炉工艺、大连理工固体热载体DG工艺、中科院油把头BT工艺、内热式方形炉、其它工艺等。

(1) Lurgi-Ruhrgas低温热解工艺

Lurgi-Ruhrgas工艺是德国的Lurgi GmbH和美国的Ruhrgas AG两公司联合开发的一种有多种用途的固体热载体内热式传热的典型工艺,处理原料包括煤、油页岩、油砂和液体烃类。Lurgi-Ruhrgas工艺流程简图见图8.1-2。首先将初步预热的小块原料煤同来自分离器的热半焦在干馏器内混合,发生热分解反应,然后落入干馏器内,停留一定时间,完成热分解,从干馏器出来的半焦进入提升管底部,由热空气提送,同时在提升管中烧除其中的残碳,使温度升高,然后进入分离器内进行气固分离,半焦再返回干馏器,如此循环。从干馏器逸出的挥发物,经除尘、冷凝、回收焦油后,得到热值较高的煤气。

该技术工艺流程主要是由提升管、热载体收集槽、螺旋式混合器和干馏反应器组成的循环系统,双螺旋式混合器是它的核心设备。

Lurgi-Ruhrgas工艺的优点:①产油率高;②能耗较低;③设备结构较简单。

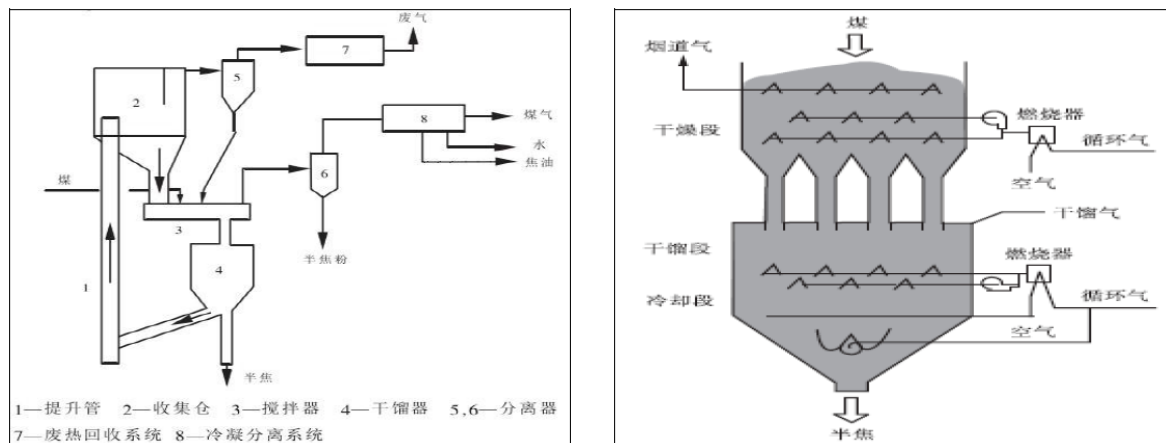


图8.1-1 Lurgi-Ruhrgas流程简图

图8.1-2 德国Lurgi-Spuelgas流程简图

(2) Lurgi-Spuelgas低温热解工艺 (又称鲁奇三段炉工艺)

德国Lurgi GmbH公司开发的Lurgi-Spuelgas低温热解工艺法是工业上已采用的典型内热式气体热载体工艺。其工艺是：低阶煤或由褐煤压制成的型煤（约25~60mm）由上至下移动，与燃烧气逆流直接接触受热。当炉顶进料水分约15%时，在干燥段可脱除至1.0%以下，逆流而上约250℃的热气体则冷至80℃~100℃，干燥后原料在干馏段被600℃~700℃不含氧的燃烧气加热至约500℃，发生热分解，热气体冷至约250℃，生成的半焦进入冷却段被冷气体冷却，半焦排出后再进一步用水和空气冷却，从干馏段逸出的挥发物经过冷凝、冷却等步骤，得到焦油和热解水。

(3) 美国LFC工艺

LFC热解提质工艺由美国SGI公司1987年研发（随后壳牌矿业公司（SMC）加入共同研发），现为MR&E, Ltd. 公司拥有。LFC热解提质工艺是以低阶煤提质为目的，生产液体燃料和固体燃料。LFC热解提质工艺见图4。

本工艺采用怀俄明州的怀俄达克次烟煤为原料，将煤筛分成3-50mm，由给煤机将煤加入到装置的上部，并进入干燥炉。在干燥炉和热解炉中，有一个细格子的转鼓，将上部落下来的煤与下部吹上来的循环加热气体形成对流并进行混合。对于干燥炉内的温度和停留时间进行调节，以仅脱出原料水分。干燥后的煤进入反应炉里，并在这里约540℃下热解。根据生成物的特性，对加热速度和时间进行控制。离开反应炉后在卧式回转窑里被急冷的半焦进到贮存容器里。这种半焦易产生粉尘，而且易吸附水分。为此，SMC公司开发MK添加剂，可以防止粉尘飞扬和吸附水分。

采用该工艺的项目有：大唐华银东乌褐煤干燥示范装置项目。年处理褐煤 30 万吨，已备案，总投资 3.44 亿元。

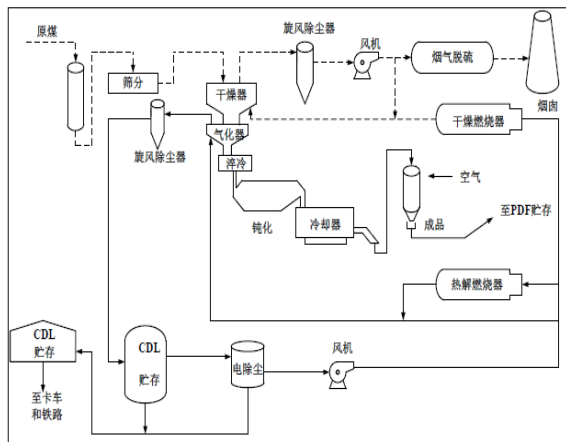


图8.1-3 LFC 工艺流程示意图

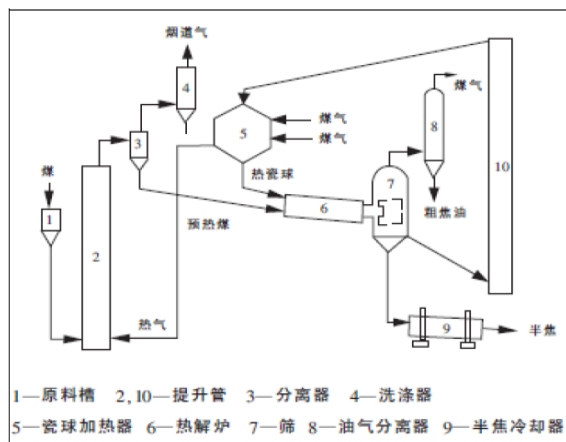


图8.1-4 美国Toscoal 热解工艺流程

主要流程：粉碎好的干煤在提升管内用来自瓷球加热器的热烟道气预热，预热煤在热解转炉中和热瓷球接触，受热并发生分解，产生半焦和烃蒸汽，半焦在回转筛中与瓷球分离并排出，瓷球与半焦分离后进入提升管被提升、加热，加热器燃料为该工艺自产的煤气或燃料油，热瓷球加热后循环使用。

(5) 澳大利亚流化床快速热解工艺

澳大利亚联邦科学与工业研究院(CSIRO)自上世纪70年代开始研究开发了流化床快速热解工艺,见图6。煤粉用氮气从加煤器通过管道喷入流化床热反应器,反应器床层由0.3~1mm大小的砂粒组成,液化石油气和空气燃烧形成的烟气和电加热器预热的氮气通过反应器底部的分布板进入流化床,煤粉在热解反应器中快速热解(停留时间小于0.5s),离开反应器的气体通过温度约350℃的高效旋风分离器使大量半焦分离出来,气体则经过冷却器进入约80℃的电捕焦油器,分离出焦油并收集。我国中科院过程所研发的喷动-载流床工艺与之类似。

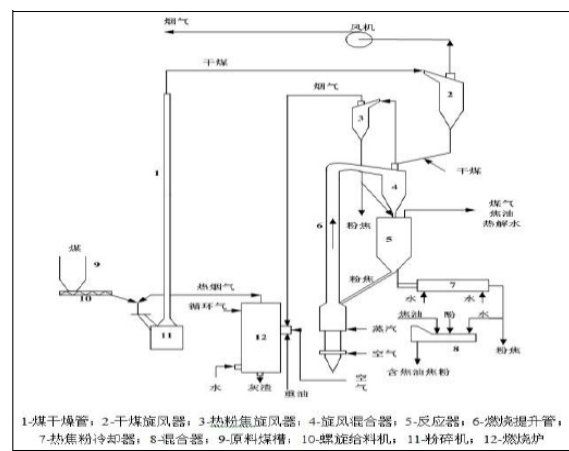
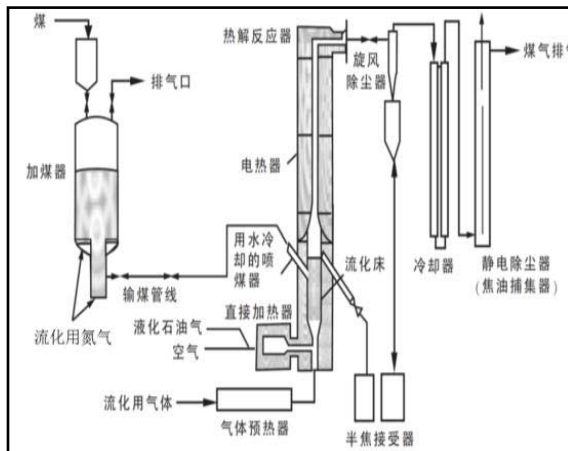


图8.1-5澳大利亚流化床快速热解装置 图8.1-6 3TX(ETCH)-175 工艺

(6) 俄罗斯3TX(ETCH)-175 工艺

3TX(ETCH)-175 工艺是由俄罗斯开发的固体热载体粉煤干馏技术。建有处理能力为4t/h 和6t/h 煤的中试装置。4t/h的中试装置建在加里宁。在中试装置上进行了多灰、多硫煤、褐煤及泥煤试验。在克拉斯诺雅尔建成了每小时处理175t煤的3TX-175(即ETCH-175)工业化装置。

褐煤经破碎后,用烟道气干燥。干燥粉煤再在气流式预热器中预热。预热的粉煤与固体热载体相混合,达到干馏温度进行干馏。热解室中析出的油、煤气经除尘后冷凝分离,得到焦油、轻质油和煤气。装置系统中生成的多余的半焦从热解室排出,回收热量后作为电站燃料。装置能量(考虑电、蒸汽及产品净化能耗)效率为83-87%。干馏产品也用于其他方面,0-0.05mm 的半焦细粉(代替工业炭黑作为橡胶制品及热塑性塑料的填充剂);0.05-0.25mm 的炭粉,热值27.24MJ/kg,作为电站、高炉和其他炉子燃料,试验结果表明,用此燃料每吨生铁消耗的冶金焦可以降低20kg或更多;大于0.25mm 的细粒半焦,用来净化电站和其他工厂的含油废水,以代替昂贵的吸附剂,试验表明,这种半焦在上述废水

处理中是一种良好的吸附剂。煤气热值为 $20.95\text{MJ}/\text{m}^3$ ，作为能源、家用和化学原料。焦油分离得到燃料油(汽油、柴油)、筑路沥青、浸渍油、酚及同系物(包括酚、甲酚、二甲苯酚、邻苯二酚、间苯二酚、萘酚)、吡啶碱，还有一些芳香族碳氢化合物及其他物质。

(7) 中国多段回转炉工艺

多段回转炉工艺是中国煤炭科学研究总院北京煤化所开发的低变质煤热解工艺，该工艺分类特征是低(中)温热解—中速加热—外热式—隔绝空气—常压。多段回转炉工艺对原料煤的适宜粒度要求是 $6\sim 30\text{mm}$ 。热解加热炉既可使用固体燃料，又可使用气体燃料，或二者同时燃用。当使用低热值煤气加热时，发热量较高的热解煤气经净化后可外供作民用或工业燃气。由于煤在热解前干燥并脱除了大部分水分，大大减少了酚水量，少量的酚水与净水掺合后作为熄灭半焦用水，从而使耗资较大的废水处理系统大为简化。多段回转炉热解工艺规模为 $60\text{t}/\text{d}$ ，达到工业试验规模。煤料在热解炉中最终热解温度约为 750°C 时，半焦产率为湿原料煤的 42.3% ，是干热解煤(送入热解炉的干煤)的 69.3% ，产油率为干热解煤的 2.5% ，约为该煤葛一金焦油产率的 44% 。该工艺的主要目标是制备优质半焦。

多段回转炉工艺是中国煤炭科学研究总院北京煤化工分院开发的低变质煤热解工艺。其流程(图8)是将粒度为 $6\sim 30\text{mm}$ 的褐煤在回转干燥器中干燥后进入外热式回转热解炉中低温热解，所得半焦在冷却回转炉中用水冷却熄焦后得到提质半焦产品，由热解炉排出的热解气体进一步处理利用。

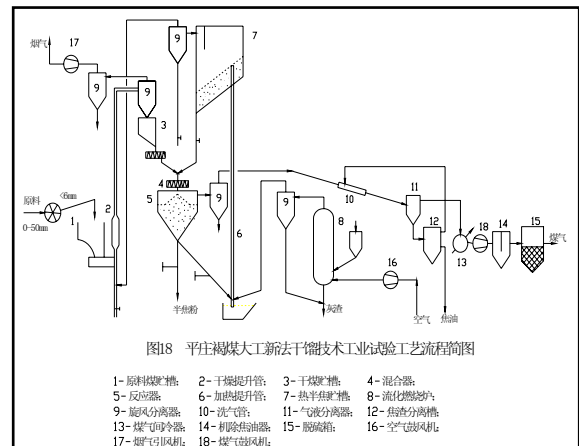
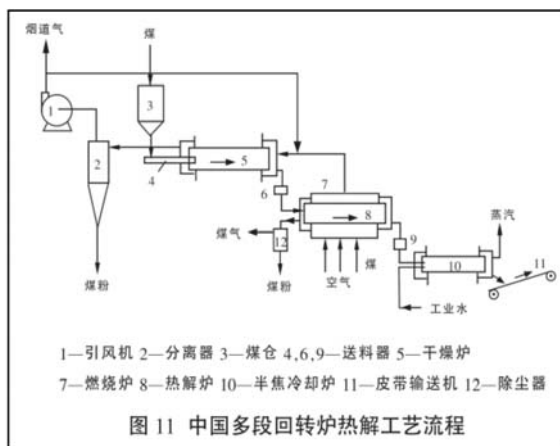


图8. 1-7中国多段回转炉热解工艺流程

图8. 1-8 DG煤固体热载体流程

(8) 中国的DG 工艺

中国的DG 工艺(也称煤固体热载体法快速热解技术)是由大连理工大学开发。DG 工艺是将煤通过与热的载体(热解后的热焦)快速混合加热使煤热解(干

馏)得到低温焦油、煤气和半焦的技术。DG 工艺应用于褐煤的低温干馏过程称为大工法褐煤热解提质技术。图9 为日处理150 吨平庄褐煤固体热载体干馏新技术工业试验工艺流程图。包括脉冲气流干燥预热、热烟气发生系统、热载体提升循环和混合热解。

DG 工艺特点: 1) 油收率高。油收率达到铝甑干馏含油率值的75%-90%, 油收率高是快速热解的特点; 2) 原料利用率高, 可达100%。理论上, 煤都可以处理成的粉粒原料; 与使用块煤的工艺比较, 直接使用粉粒状原料煤, 成本降低; 3) 可有效处理易热粉碎原料, 对处理易碎的褐煤尤其有利; 4) 可与多个过程实现多联产。可以与煤炭发电配套, 可以与煤焦油加氢配套, 也可以与煤气化配套等; 5) 油质量好, 凝点低、粘度低, 有利于深加工; 6) 半焦发热量高; 与原煤相比, 单位热量半焦的硫含量降低20%-40%, 有利于节能减排; 褐煤半焦可制成水煤浆, 可用于水煤浆气化。7) 产品煤气热值高; 可用于转化制氢或合成气; 8) 生产过程耗水量少; 废水量少, SO_2 和 NO_x 排放量少。

(9) 中国的BT 工艺

煤炭的BT 工艺(拔头工艺)是在煤炭发电燃烧之前经过快速热解、快速分离和快速冷却, 提取出焦油和煤气, 剩余固体产品(半焦)发电。该工艺属于煤电化多联产工艺。中科院过程研究所开发了“煤拔头——煤炭综合利用新工艺”, 完成了小试, 取得了技术路线、工艺特点、关键技术和工艺参数实验室阶段的研究成果。

该工艺由下行床与循环流化床的耦合实现。煤粉从下行床的顶部加入, 与来自提升管的循环热会强烈混合升温, 在常压、较低温度(550-700℃)、无氢气、无催化剂的条件下, 实现快速热解。生成的气相产品在下行管的底部通过快速分离器分离后, 进入急冷器进行快速冷却, 最终得到液体产品。

煤拔头技术的工艺特点是: 条件温和, 工艺简单, 在常压与中温条件下从煤中提取煤焦油; 系统集成, 使目前国际循环流化床的快速床与下行床有机结合应用在一起; 能够最优地转化提取煤中有效组分, 实现高价值产品的加工。关键技术体现在快速热解、快速分离与快速冷却三方面, 提高热解温度、加热速率, 降低停留时间, 实现液体产品的轻质化与气固快速分离。

中科院过程研究所在完成8kg/h 实验室实验基础上, 与哈尔滨工业大学能源科学与工程学院进行中试合作, 在设备制造方面与哈尔滨红光锅炉集团进行合作进行35t/h 循环流化床配套“煤拔头——煤炭综合利用新工艺”开发。

此外浙江大学、中科院山西煤化所等，也开展了研究类似的工艺开发，取得了中间试验或工业试验的成功。

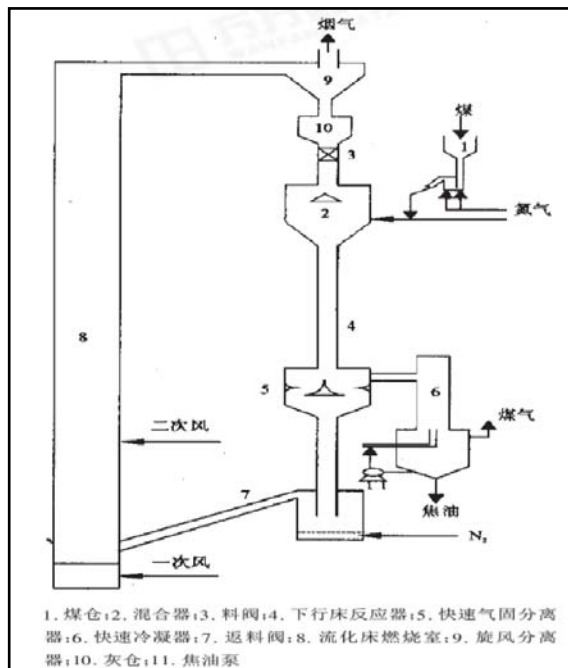


图8.1-9 BT 工艺流程

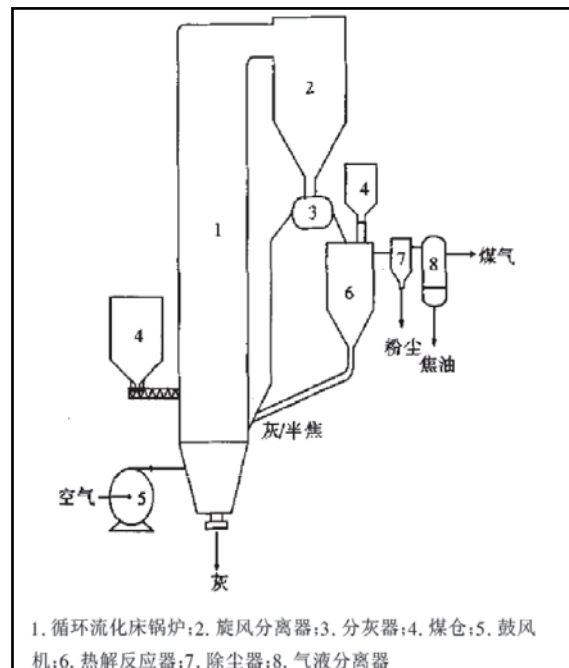


图8.1-10 西煤化所煤热解多联产工艺流程

(10) 中国神华模块化固体热载体热解工艺

神华煤制油化工研究院正在开发的低阶煤热解工艺。将褐煤破碎至0~30mm，经过双套桶回转干燥器干燥后，与半焦加热窑来的高温半焦混合，在移动床热解器内热解。该工艺为固体热载体加热方式，宽粒度入料，热态除尘。目前正在进行6000吨/年中试研究。

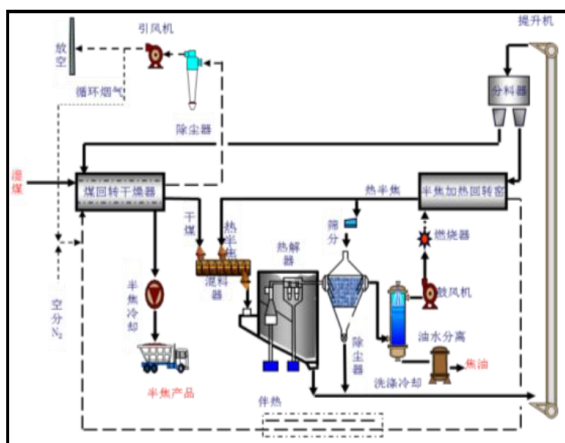


图8.1-11 中国神华模块化热解工艺

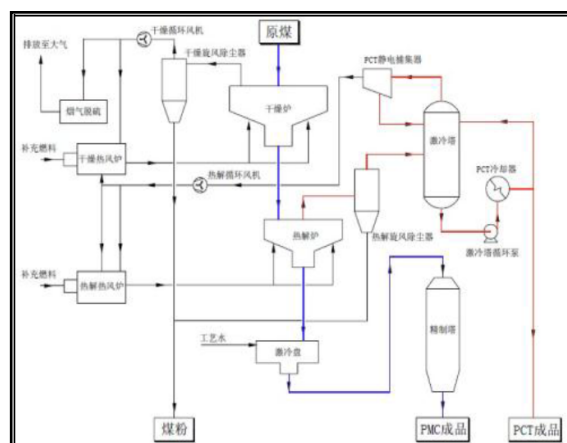


图8.1-12 大唐华银LCC工艺

(11) LCC工艺

LCC 工艺是在 LFC 工艺的基础上改进的, 流程简图, 见图 13。原料褐煤经破碎筛分后送入干燥炉中, 被来自干燥热风炉的热气流加热脱除水分, 离开干燥炉的固体被直接送入热解炉, 用来自热解热风炉的热循环气流加热, 几乎所有剩余的水分均被脱除, 并发生了轻度热解反应, 煤中挥发性气体被释放出来。离开热解炉后的固体进入激冷盘中被工艺水迅速冷却并终止热解反应, 然后输送至精制塔, 预冷却后与增湿空气发生氧化和水合反应, 经精制处理后, 固体产品 PMC 的活性降低, 性质稳定、不易自燃, 最后输送并贮存。

LCC 技术示范装置位于内蒙古锡林浩特地区, 于 2009 年 6 月正式开工建设, 2011 年 5 月 3 日开始进入分系统调试, 6 月 1 日生产出第一批合格半焦, 调试中, LCC 装置实现了不同负荷点的稳定运行, 完全打通了 LCC 工艺流程, 工艺产品煤焦油产率达 3.48%, 半焦产率 50%左右, 各项性能指标全面达到或超过设计要求, 具备了大规模推广应用的各项条件。

(12) 柯林斯达带式炉气体热载体热解工艺

柯林斯达带式炉热解工艺实际上是内热式气体热载体热解工艺, 但是炉型结构与立式炉等有较大差异, 并且在成熟度、环保措施以及焦粉的处理都具有一些特点。属于内热式—低温—中速—气体热载体干馏工艺。带式炉为现代新型水平连续式煤炭加工设备, 炉内采用耐热金属带煤料输送。在长度方向上, 按工艺分为干燥段、炭化段和冷却段。在干燥段, 由燃褐煤热风炉提供烟气加热, 工作温度在 300℃左右, 煤料完成干燥后继而进入炭化段。炭化提质时, 温度升至 500℃—600℃, 褐煤受热分解, 析出部分挥发份, 得到高热值褐煤半焦产品和焦油副产品, 净化后的煤气供带式炉自用。

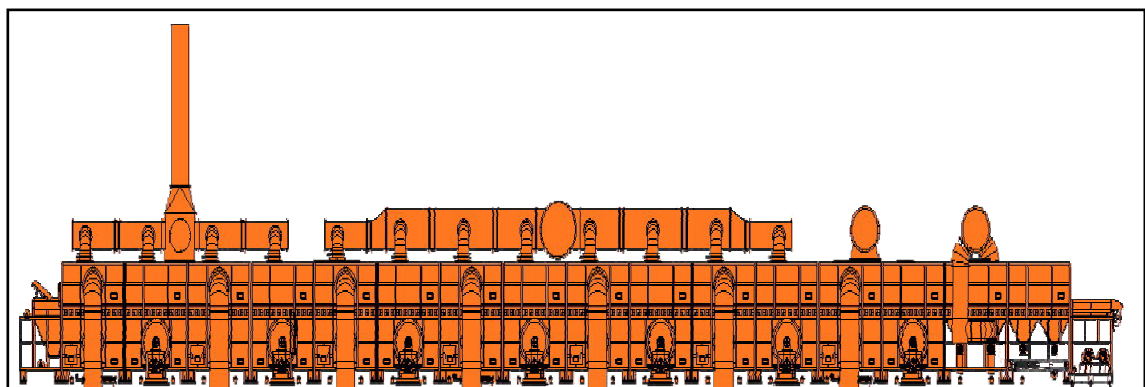


图 8.1-12 柯林斯达带式炉热解工艺简图

(13) 浙江大学开发的热电、气、焦油多联产工艺

上世纪 90 年代, 浙江大学仿照前苏联 ETCH 技术开发了粉煤干馏多联产工艺, 对煤热解实现焦油、热、电、气、冷多联产装置开发, 并在淮南化工总厂建立了示范性生产装置, 浙江大学在完成 1MW 循环流化床热电气焦油多联产实验装置的试验基础上, 双方合作在淮南矿业集团新庄孜电厂将 1 台 75t/h 循环流化床锅炉改造为 12MW 循环流化床热电气焦油多联产中试装置。该装置是利用循环流化床高温循环灰作为热载体来热解原煤, 产生焦油、煤气和半焦, 半焦再送回锅炉燃烧发电和供热, 燃烧后的灰渣可制水泥或建筑材料。经煤气净化系统回收的焦油可直接销售或进一步深加工提取高附加值产品; 净化后的煤气部分回送气化炉作为流化介质, 其余送燃烧发电。

主要工艺流程: 该装置的气化室为常压流化床, 用水蒸汽和再循环煤气作气化剂, 运行温度为 $650\sim 750^{\circ}\text{C}$, 燃料经给料机给入气化室, 首先受热裂解, 析出高热值挥发份, 半焦中部分碳和气化剂反应形成水煤气, 气化吸热由燃烧室的高温循环物料来提供, 气化后半焦随循环物料送入燃烧室燃烬, 燃烧室为循环流化床, 空气鼓风, 运行温度为 $850\sim 900^{\circ}\text{C}$, 燃用气化室来的半焦, 产生热量, 产生水蒸汽和加热从气化炉来的低温循环物料变成高温物料再送至气化室提供气化吸热, 从气化炉出来的高温煤气, 经煤气冷却器冷却, 净化器净化, 除去灰、焦油、水后变成净煤气输出供民用或合成二甲醚等化工产品, 在净化过程中可回收优质焦油、苯、酚等。从燃烧室出来的高温烟气经烟气冷却器冷却、除尘器除尘后排入大气。由燃烧炉产生的蒸汽可供汽轮机发电、供热以及用作溴化锂制冷和空调。煤的气化和燃烧采用流化床, 如此产生的煤灰具有良好的活性, 可以生产优质建材, 包括水泥、砖瓦等。

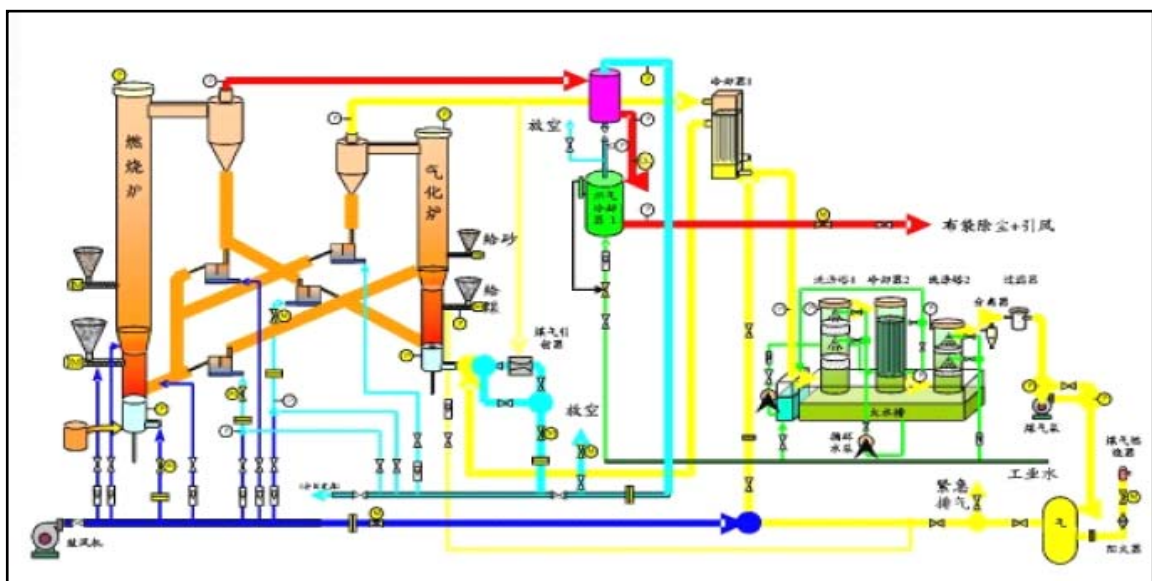


图 8.1-13 浙江大学开发的热电、气、焦油多联产工艺

(13) 北京神雾热解工艺

北京神雾环境能源科技公司开发的旋转床式干馏炉是一种环形炉，炉墙、炉顶及燃烧装置固定不动，环形炉底转，炉底装载原料。经过破碎和烘干的煤炭块料，在装料装置作用下依次经过预热段、和各反应段，最终被加热到 500℃ 左右并完成干馏反应。采用蓄热式辐射管对物料进行加热，燃烧产物完全与炉膛内的气氛隔绝，可以减小后续处理装置的规格，分离后的气体可保有较高的品质。炉内热气强制循环对流，炉床上的物料两面快速受热，既提高了传热强度又使物料加热温度均匀性更好。干馏挥发出的油气从炉膛的多个排出口排出，汇集后送往油气分离系统进行处理。干馏后残留的半焦由出料装置卸出炉外，进入干法熄焦冷却装置进行冷却。热交换后的热烟气作为原料煤烘干或生产蒸汽的热源。从油水分离罐分离出的高浓度污水送入污水焚烧系统焚烧或生化处理后作为制作水焦浆的用水。

神雾公司于 2010 年 3 月在公司的节能与低碳技术研究院建成了一座年处理褐煤 3 万吨的蓄热式旋转床低温干馏炉，该实验装置采用开放式的运行机制，目前已经完成不同地区多品种褐煤、油页岩的干馏试验任务。

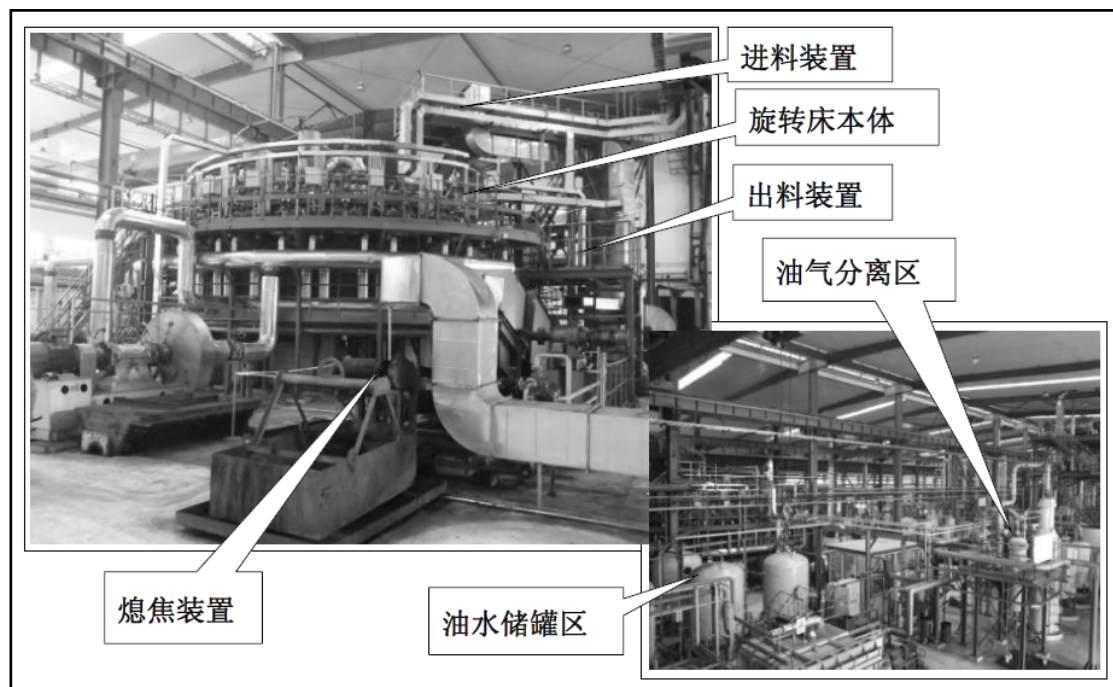


图 8.1-13 北京神雾热解工艺主装置图

(13) 外热式回转炉工艺

外热式回转炉技术广泛用于冶金、氟化工等许多领域，应用于煤炭干馏热解装置的主要技术的主要优势包括：

- 1) 原料的适用范围广：根据产品最终用途，外热式回转炉可以处理 40mm 以下的原煤，包括 8mm 以下末煤。
- 2) 焦油产率高、质量好，所产焦油轻质组分高，质量优于传统内热式炉所产低温焦油，由于加热终温及温升速度可控性好，焦油产率比内热式高 10～15%。
- 3) 工艺装置操作灵活、弹性大，可根据不同的市场要求即时调整工艺参数改变产品品质。
- 4) 煤气纯净、热值高：由于采用外热式工艺，煤气未混入惰性气体，提高了煤气的热值，且成分稳定，适宜作为工业和民用燃料。
- 5) 半焦水分低：由于采用连续干法熄焦，可将产品水分控制在“零”。提高了半焦的质量，节约能源，减少了有害气体及工业污水的生成，减少了相应的治理装置及费用。
- 6) 装置产能大：单台套装置可以实现 50-100 万吨/年以上。

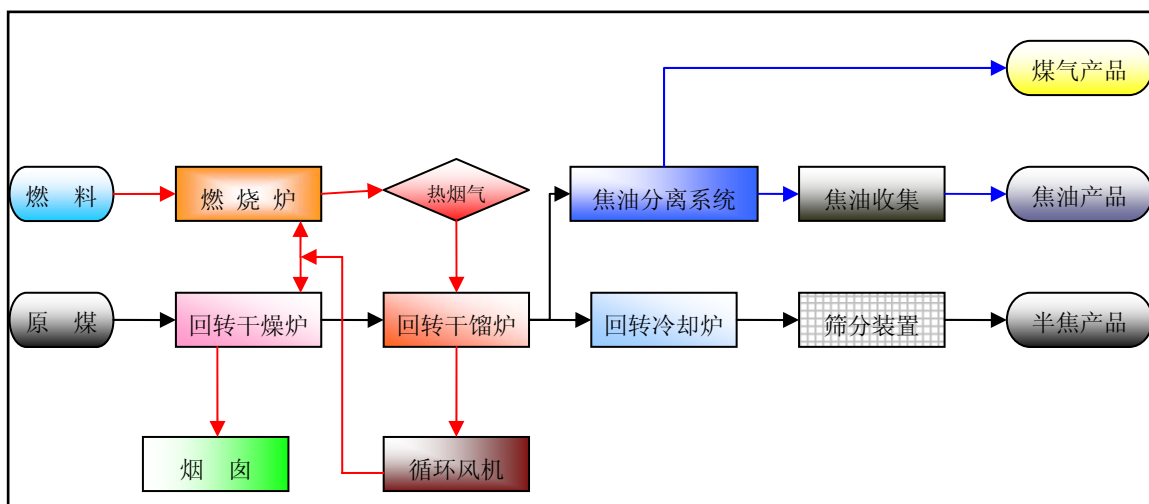


图 8.1-14 外热式回转炉工艺流程图

外热式回转炉技术广泛用于冶金、氟化工等许多领域，本身技术成熟，在煤干馏领域的应用也已经取得了较大进展，主要包括陕煤天元 20 万吨/年中试装置、三瑞实业 450 kg/h 的外热式回转炉低温干馏工艺试验系统。



图 8.1-15 现场装置图

8.1.2 发展趋势

(1) 原料粉煤化，装置大型化

现有的低温干馏技术，如中国陕北普遍采用的方型炉，原料煤均需块煤巧一。而机械化采煤的块煤率大多为一，大量粉煤资源无法有效利用，如何充分利用粉煤资源将是低温干馏技术开发今后努力的方向。正在进行工程示范的大连理工大学新法干馏技术、浙江大学的多联技术以及陕西华祥能源科技集团有限公司的粉煤流化床气固热解技术很好地解决了这一问题。

另外，现有低温干馏装置分散且规模小，单炉年生产能力 5-7.5 万，甚至更小。浙江大学的多联技术，其淮南矿业集团的多联产装置年处理煤量约 7 万，大连理工大学正在陕北建设的新法干馏工程示范项目，其单炉年处理能力为 60 万。上述各干馏技术在生产规模上还都有进一步提升的空，经过努力，单炉提高至百万级规模是有可能的，届时将形成高效的产业化规模。

(2) 提高油收率，改善油品质

在低温条件下，热解时间愈短，焦油的收率就愈高。而高温条件下，热解时间增加、焦油收率降低、气体收率增加。因此，为提高焦油的收率，热解应在低温下快速进行。如何提高焦油的收率则成为新一代技术开发的重点。为达到这一目标，多年来，各国提出了多种方法，如加瑞特研究与开发公司开发的西方热解法、美国公司的法以及近期国外开发的快速加氢热解法煤转化技术。与传统的热解技术相比，由于氢的介入，液态物产率高达巧一，其中轻质组分又占其中的主要部分。此外，技术的产气率高，其中甲烷的产率高，由此可获得高热值煤气。

鉴于快速加氢热解的优越性，发达工业国家正积极推进的研究工作。中国相关季卿院所也正在进行的实验研究，并取得了理想的研究成果。

(3) 实现多联产, 提高能源转化效率

现有干馏装置的产业模式大多停留在煤干馏一半焦一焦油一煤气阶段, 半焦、焦油作为初级产品简单出售, 煤气放空或燃烧, 属于短期、粗放式的生产方式, 能源转化效率低。实现煤低温干馏的热、电、气、油、化学品等的多联产系统, 提高半焦、煤气、焦油深加工利用率, 将真正做到煤的清洁、高效、环保利用。

8.2 产业准入政策

哈密地区对煤炭分级分质综合利用产业给予大力支持, 在实施过程中, 坚持后发优势, 保持技术的先进性、适用性, 确保项目建设成为效益良好、环境友好、资源节约、规模合理的新型煤炭深加工项目, 对项目的招商引资和落地建设要设定进入政策, 主要包括环保指标、节水指标、能耗指标、技术要求等。

8.2.1 环保指标

(1) 项目废物排放必须符合国家规定排放标准和哈密地区环保部门确定的标准, 项目在实施前必须进行环境影响评价, 并通过论证批复, 不得在环评批复前进行项目的施工。

(2) 项目要建设脱硫系统, 防止对大气污染;

(3) 同步建设工业污水处理系统, 污水处理率达到 100%, 回用率不低于 75% (淖毛湖煤全水份 20% 以上, 预计吨煤回收水 0.15m^3);

(4) 固体污染物应优先采用回收技术进行分类回收, 无法回收的应采取无害化处理, 或交由有资质的污染物处理单位集中处理;

(5) 厂区绿化面积不低于 15%。当厂区内绿化面积不足是从厂区外自然环境中补足。

(6) 原料及成品必须采用全封闭系统或袋装、集装存储方式, 并有先进的除尘和通风装置, 防止二次污染;

8.2.2 节水指标

执行严格用水政策, 珍惜用水, 采用水权置换等方式精细化管理水资源, 确保工业用水效益最大化。

(1) 全工艺应采用空气冷却方式进行冷却, 低温热解熄焦方式应采用干法熄焦, 包括使用惰性气体、蒸气和水雾等方式, 以降低能耗和水耗; 焦油回收方式推荐采用油洗等回收方式。

(2) 低温热解工艺, 吨焦水消耗 $\leq 0.07\text{m}^3$ (折合处理吨煤水消耗 $\leq 0.04\text{m}^3$);

(3) 煤焦油深加工工艺, 吨焦油水消耗 $\leq 1.7\text{m}^3$;

(4) 尾气燃气轮发电, 每千千瓦装机年水耗 $\leq 15\text{m}^3$;

(5) 综合考虑, 项目每处理一吨原煤的全部水资源消耗应 ≤ 0.3 吨水 (不包括原煤自身含水)。

8.2.3 能耗指标

根据国家相关的能耗标准和哈密地区节能指标要求, 对项目进行节能评估和评审, 使得项目的能源转化率和能源利用效率达到国家先进值

(1) 推荐采用先进煤干馏技术, 提高煤气中有效成份 (即氢气、一氧化碳、甲烷、 C_2+C_3) 成份;

(2) 低温热解装置焦油回收率不低于 80% (按葛金实验数据);

(3) 低温热解装置能源转换效率不低于 85%;

(4) 实施循环经济, 煤气必须综合利用。

8.2.4 技术要求

(1) 为保障规模化生产, 除实验项目外原煤处理装置规模原则不小于 500 万吨/年, 且单套装置符合国家产业政策规定, 鼓励实施单系列 100 万吨以上规模装置。

(2) 焦油深加工单套装置原则不低于 40 万吨/年;

(3) 在原料配比上, 推荐采用粉煤和混煤为原料的生产装置, 低温热解粒煤 ($<20\text{ mm}$) 和块煤处理规模原则应与煤矿生产的块煤和沫煤比例相匹配, 或沫煤处理比例原则不得低于 70%。

(4) 试验示范性装置禁止采用落后工艺, 水耗、能耗不高于规定技术标准, 环保符合规定标准, 煤焦油转化率不低于 95%。并与甲级煤化工设计研发资质的设计院或研究院联合开发, 以降低其风险性。

(5) 选择的热解工艺装置、煤焦油加工装置应与具有甲级设计资质的设计院或研究院联合开发, 以降低其风险性, 其煤焦油加工装置应在同类规模装置中应用不少于 1 年;

(6) 煤焦油加工装置应采用先进工艺, 煤焦油转化率不低于 85%, 产品质量符合国家产业政策标准;

(7) 项目建设必须进入哈密地区行署设定的工业园区或集中区。

8.3 产业升级改造

目前,哈密地区在建和已经建设的煤炭分级分质综合利用项目,总产能规模 1000 万吨,目前技术主要是内燃内热式方形炉干馏技术,技术方主要包括神木三江、陕西冶金院、辽宁鞍山院、西安汇华联科等。

该技术有着工艺成熟、工业运行经验丰富、炉型简单、投资少等特点,但是也有着以下主要问题:

- (1) 焦油收率较低,通常为焦油含量的 60%左右;
- (2) 煤气质量差,煤气中有效气含量不到 50%,不利于综合利用;
- (3) 煤气热值低,由于其中氮气含量达到 40-47%以上,气体热值约为 1600-1800kcal/Nm³,只能作为燃料使用;
- (4) 采用水封出焦方式,炽热的焦炭与水直接接触,产生大量的废气、废水;
- (5) 采用煤气与空气燃烧产生的热量直接烘干从刮焦槽中刮出的半焦,不但浪费一部分煤气和水资源,同时煤气燃烧、直接喷吹半焦还会产生大量的废气和尘埃;
- (6) 采用气体热载体方式干馏原煤,必须保证原煤的块度,否则会让炉内热气体无法顺利通过煤层,导致大量优质的粉煤、小粒煤无法转化利用,同时,由于开采方式导致的块煤率下降使得原料煤供应不足。

由于技术原理限制,其使用块煤进料、煤气质量等问题均没有办法解决,从技术改造和产业升级的角度考虑,主要技改方向放在循环利用、资源节约和环境保护等方面。

(1) 煤气必须进行综合利用

哈密地区部分热解装置对煤气没有利用,采用了直排或者是点天灯方式处理,不但浪费了资源,而且污染环境。内燃内热式方形炉干馏技术存在煤气质量差、热值低等特点,煤气在综合利用方面存在一定的难度,通常采用气体净化后作为燃料进行利用,包括燃气发电、煅烧金属镁等,实现资源的综合利用和附加值提高。

(2) 改水捞焦为干法熄焦

干法熄焦是在密闭系统内完成熄焦过程,与通常湿熄焦相比,可基本消除酚、HCN、H₂S、NH₃的排放,减少焦尘排放,且节省熄焦用水。

目前干法熄焦在焦炭行业已经大面积开展使用,在低温干馏热解装置中的叶有工业化使用。

(3) 增加环保措施

为改变装置对环境的影响，应增加环境保护措施，包括污水处理、酚氨回收、脱硫措施、煤运和出焦系统的风尘装置等设施。

(4) 项目向园区和集中区迁移

对于没有在园区或工业集中区的项目，要通过搬迁改建和技术升级改造，向园区或工业集中区集中，共享基础设施和公共服务平台，便于实施循环经济，实现资源的综合利用，政府对项目污染物排放的监控和管理。

9 规划效果分析

9.1 规划概况分析

通过对哈密地区现有产业的梳理,规划建设一批规模适中、产品附加值高、产业链长、配套设施完善、辐射能力强的煤炭深加工项目,并配套建设装备制造、现代服务业等,使哈密地区成为新疆成乃至全国的重要的成品油生产基地和煤炭分质综合利用示范基地。

整个哈密地区产业体系形成以煤炭分级分质多联产综合利用和半焦深加工利用为特色,产品以能源产品(石油、液化天然气)为主,以气和电为辅,同时发展现代煤化工生产精细化工产品并进行新材料、材料加工等产业。主要产品包括半焦、液化天然气、油品、PET、电力、金属镁、铁合金及铁合金制品。

规划无论从占用土地、运输规模、环境容量、人才潜力、煤、水、电资源利用、发展地方经济等多方面因素考虑,尽可能做到产业布局合理,项目规模适当、资源高效利用,健康协调发展。

本规划的主要生产装置规模和产品产量见表 9.1-1。

表 9.1-1 主要生产装置规模和产品产量表

序号	项目	单位	近期	中期	远期	合计	备注
一	装置规模						
1	煤干馏	万 t/a	3310	4130	2020	9460	
2	焦油加氢	万 t/a	590	745	235	1570	
3	煤制天然气	亿 Nm ³ /a			80	80	
4	焦炉煤气制天然气	亿 Nm ³ /a	15				
5	煤制油	万 t/a	50	10	1000	1060	
6	金属镁	万 t/a	6.5	25	5	36.5	
7	硅铁	万 t/a	5	150			
8	铁合金	万 t/a		100			
9	蒸压砖	亿块/a		1			
10	水泥	万 t/a		100			
11	降解塑料	万 t/a		4			
12	食品级 CO ₂	万 t/a		5			
13	MTP	万 t/a			50	50	
14	PP	万 t/a			50	50	

序号	项目	单位	近期	中期	远期	合计	备注
15	MTA	万 t/a			100	100	
16	PX	万 t/a			90	90	
18	PTA	万 t/a			120	120	
19	PET	万 t/a			120	120	
二	产品方案						
1	半焦	万 t/a	2405	2364	2020		
2	煤气	亿 Nm ³ /a	263	153.53	42.57		
3	LNG	亿 Nm ³ /a	15		87.84		
4	LPG	亿 Nm ³ /a	1.77		35.4		
5	石脑油	万 t/a	78.01	86.8	288.1		
6	柴油	万 t/a	420.9	485.8	1013.4		
7	液氨	万 t/a	6.55	8.25	7.13		
8	硫磺	万 t/a	0.83	0.93	4.92		
9	粗酚	万 t/a			5.66		
10	特种蜡	万 t/a	0.5	0.1	10		
11	蒸压砖	万块/a		1.25			
12	水泥	万 t/a		100			
13	降解塑料	万 t/a		4			
14	食品级二氧化碳	万 t/a		5			

9.2 资源利用分析

哈密地区建设千万吨级油品基地需要大量的资源投入，比如煤炭、水资源、供电、人员等，主要投入情况如下：

表9.2-1 配套资源量表

序号	名称	消耗				
		水	电	原煤	占地	定员
		亿 m ³ /年	MW/年	万吨/年	公顷	人
一	哈密市					
1	近期	0.2	391	2000	185	3340
2	中期	0.29	1013	1400	835	8000
小计		0.49	1404	3400	1020	11340
二	巴里坤县					

1	近期	0.15	597	2000	240	2150
2	中期	0.04	490	1800	240	2156
3	远期	1.76	6253	7320	1000	8196
小计		1.95	7340	11120	1480	12502
三	伊吾县					
1	近期	0.14	1150	2300	300	1600
2	中期	0.14	1348	4695	350	2450
3	远期	1.8	7534	4000	280	3500
小计		2.08	10032	10995	930	7550
合计		4.52	18776	25515	3430	31392

(1) 在原材料方面, 园区主要消耗煤炭资源, 到中期末年消耗原料煤量约 1.4 亿吨。

(2) 在水资源方面, 园区到中期末年总耗水量约为 0.96 亿 Nm^3 (不含已建项目), 哈密地区现有水利设施基本能够满足项目需求。远期需要量为 4.52 亿 Nm^3 , 哈密地区水资源约束显著, 所以在规划项目的同时以节水为主, 并考虑远期从外部调水, 从而解决哈密地区水资源约束的问题。

(3) 在人力资源方面, 园区到中期末直接就业人口在 3 万多人, 为区域内劳动力的就业问题提供了强有力的保障。

9.3 投资及效益分析

对哈密地区所规划设项目的主要投资及效益情况进行匡算如下表。

表 9.3-1 产业园项目主要投资及效益情况表 (单位: 亿元)

序号	名称	总投资	销售收入	利税	利润
一	哈密市				
1	近期	120.13	333.93	66.79	36.57
2	中期	209.64	446.42	89.28	48.95
小计		329.77	780.35	156.07	85.52
二	巴里坤县				
1	近期	165.23	387.26	77.45	45.52
2	中期	218.31	601.56	120.31	65.23
3	远期	1750.23	1517.93	302.22	197.96
小计		2133.77	2506.75	499.98	308.71
三	伊吾县				

1	近期	181.41	188.05	37.61	27.27
2	中期	271.50	264.95	52.99	39.55
3	远期	226.60	151.42	30.28	21.77
小计		679.51	604.42	120.88	88.59
合计		3143.05	3891.52	776.93	482.59

哈密市到远期末总投资约 329.77 亿元，年销售收入 780.35 亿元，年均利税 156.07 亿元，年均利润 85.52 亿元。

巴里坤县到远期末总投资约 2133.77 亿元，年销售收入 2506.75 亿元，年均利税 499.98 亿元，年均利润 308.71 亿元。

伊吾县到远期末总投资约 679.51 亿元，年销售收入 604.42 亿元，年均利税 120.88 亿元，年均利润 88.59 亿元。

整个哈密地区到远期末项目全部建设共需约 3143.05 亿元，年销售收入 3891.52 亿元，年均利税 776.93 亿元，年均利润 482.82 亿元。

9.4 社会效益评价

(1) 有利于推动产业结构升级，带动区域经济的发展。

通过本规划项目产业链的建设、延伸和拓展，可整合周边资源，实现资源综合利用。同时可以为区域经济的发展提供更多必需的化工产品，从而带动相关产业的快速发展，有利于该地区产业结构的优化升级，增强产业竞争能力。同时作为国民经济基础产业的化学工业对区域经济将有明显的带动作用，并为全国及周边地区的汽车、机械、轻工、纺织、医药、建筑、电子等相关行业提供大量优质的、有竞争力的原材料，将充分体现化学工业对相关行业的带动作用，实现化学工业和相关行业互相促进，共同发展。还可直接带动建筑、物流运输、商业贸易等行业的发展，使区域内的第三产业不断壮大。

项目的建设将极大提高哈密地区国民经济地位，促进区域工业结构升级，为实现跨越式发展做出贡献。

(2) 促进周边地区经济和社会的和谐发展

本规划项目的建设可提供大量的就业机会，改善就业状况，促进区域城市化进程。根据国内大型化工基地的开发经验和统计数据，就业岗位密度为314人/平方公里建设用地。本规划项目将直接创造近8000个就业岗位，相关产业的发展将间接产生约10000多个就业岗位。从而推动该地区人民生活水平和质量的提高，推动区域经济和社会的和谐发展。

规划产业除了需要大量资金，还是一个技术密集型的行业，化工企业的成功

离不开教育和科技,化工基地的发展将促进该地区的文化、教育、卫生事业的发展,促进科技进步。

本规划项目的建设,将有利于地方政府改善文化、教育、卫生、基础设施等,带动当地其它行业的发展,从而又增加居民就业,增加居民收入,使当地居民生活水平得到较大的改善,提高当地居民生活质量,更有利于构建和谐的社会环境。

本规划项目的建设,将增加地方政府财政收入,将全面促进哈密地区一市两县区域经济、文化和基础设施的发展,实现地方政府的规划和目标;促进相关工业、行业得到发展,增加企业利润来源,提高盈利能力和竞争力。

(3) 促进经济 and 环境的和谐发展

化工项目的建设将带来一定的环境保护和安全风险,反过来也可以促进安全和环保基础设施的建设,在建设和生产中,只要采取完善措施,可保证环境和经济和谐发展。

本规划遵循循环经济理念,在产品之间、产业链之间进行有机衔接,并对基地内和周边企业的副产品进行综合利用,最大限度地提高资源利用效率。规划项目均采用国内外先进的清洁生产工艺,具有物耗、能耗和水耗低的特点。充分考虑了项目的绿色环保,发展环境友好型项目。真正实现“把打造绿色品牌与创造绿色环境统一起来,把实现经济效益与社会效益统一起来,把实现经济与环境的协调发展统一起来”的基本理念。

(4) 有利于进一步改善投资环境

本规划项目的发展还将进一步改善地区投资环境,变政策招商为资源招商,提高引进境内外资金的水平 and 质量,为外资企业和民营经济提供广阔的发展空间和平台。

由于本项目的建设,促使地方政府加快基础设施建设的步伐,如公路,管网、公用工程、污水处理等,也将带动社会服务包括宾馆、餐饮、娱乐等设施的建设,满足当地居民和项目建设的需要。本项目的建设将促进当地的城镇化和现代化建设进程。

9.5 环保效益评价

本规划通过物质集成、技术集成、能量集成、产品集成,根据产业的特点,大力实施循环经济,从源头实施节能减排,将废固、废气和废水进行回收利用,坚持实行严格的水资源节约政策,对污水进行深度处理并回收利用,降低水源消耗。园区消耗气化灰渣115万吨,综合利用副产温室气体二氧化碳11.44万吨,具

有较好的环保效果。

9.6 生态效益评价

(1) 以自然生态为出发点, 结合生态恢复理念和环境可持续发展理念, 改变扬尘和煤尘污染较重的局面。

工业园区属于风沙草滩区地貌, 在自然风作用下, 煤尘和沙尘夹杂在一起, 破坏了工业园区的大气环境。本规划在景观规划上, 注重考虑风沙草滩区的自然条件, 以自然生态修复为主, 重视植物流沙的固定以及过滤污染物的作用。在植物的选择上, 注意选择适合本区地貌类型的沙生植被如沙柳、臭柏、樟子松, 既能吸纳污染物, 又能固沙的当地植物物种,

在植物配置过程中选择合适树种后, 选择四季分明的适合沙质土壤生长的花卉形成不同季相下的多种景观。

(2) 建立并完善园区内交通系统, 构建区内和区外通顺的交通网络, 并通过道路绿化以及景观设置等形成整体景观效果。

根据道路和周边环境实际, 总体景观设计形成“生态绿化圈, 景观主轴线和多个景观节点”的格局。

(3) 以资源综合利用和循环经济发展模式为目标, 协调资源开发与生态保护关系。

本园区以煤炭分级分质综合利用为中心, 利用中煤和煤气为燃料建设园区热电中心, 以温室气体二氧化碳为原料建设碳酸二甲酯、可降解塑料和食品级二氧化碳等生产装置, 以气化灰渣和锅炉粉煤灰为原料, 建设水泥、蒸压砖等生产装置。项目年回收煤泥及中煤400万吨, 利用废渣150万吨, 利用二氧化碳10万吨。

在项目设置时实施节水型项目, 同时设置污水处理厂, 实现中水回用, 从而促进园区与周边生态环境系统的良性循环, 达到生态、经济和社会效益的和谐发展。

(4) 景观元素的设计能够满足园区地域条件下要求, 成为一处可持续发展的景观, 为改善生态环境的优化起到积极的作用。

工业园区规划以当地的自然环境条件作为出发点, 从规划建设用地范围以外的区域切入, 全局考虑, 进而深入。以城市生态学为指导, 以植物为主体, 以“人与自然和谐相处”为目标, 合理规划廊道、斑块, 做到点、线、面相结合, 建立多类型、多层次、多功能的绿色空间系统。同时加强对重点地段、景观视线通廊、景观节点的绿化景观形象塑造, 体现工业集中区域内的自然、人文特点, 突出区

域作为生态型工业集中区的绿化景观特色。

10 规划实施及建议

10.1 实施制约因素

10.1.1 园区用地建设控制

(1) 园区总体规划的土地使用布局,是在总体布局规划思想指导下,落实各类用地在地域上相对位置和范围,不具体规定用地边界。在控制性详细规划及总平面设计阶段的用地布局确定的用地边界,才是建设的重要依据。

(2) 进入产业园区的项目,应符合该区块的土地使用性质要求。对规划使用性质的调整,必须经过管理部门通过法定程序进行,并报规划批准部门审批。

(3) 在产业园区内的土地,应根据规划陆续启动建设,不得进行任何违犯规划的建设。

(4) 在产业园区规划的地块内土地上现有的居民、学校等,应按土地征用计划陆续搬迁。

10.1.2 产业园区用地周边环境控制

(1) 在区块边界规划的安全卫生防护距离内不准再建居民点、民居、学校、机关单位、厂矿企业等。

(2) 在区块边界规划的安全卫生防护距离内的现有民居、学校等,应按计划进行搬迁。搬迁计划应与规划园区建设进度同步。

(3) 安全卫生防护距离内的土地、林木等应得到保护。

(4) 规划园区的绿化带应尽快建设,并立法保护,以保证不在规划绿化带范围内建设任何构筑物。

(5) 合理开采矿产资源,划定开采边界,预防无序开发导致生态环境的破坏。禁止在规划园区内采煤,预防采空塌陷和诱发塌陷、滑坡、泥石流等地质灾害的严重后果。

10.1.3 环境容量控制

(1) 规划区各项目的环境容量指标要通过市场交易的方式获得,因此应加大环保处理力度。

(2) 规划区的地形和地势不利于污染物的扩散,容易形成聚集区,对于环境保护方面要求考虑得更全面,环保设施投资较大。

10.1.4 规划实施风险控制

在规划实施过程中,会出现各种不确定的情况,对规划的实施效果和目标产生影响,主要的风险因素包括:

(1) 政策风险: 国家产业政策、区域政策和财政政策等出现重大改变, 从而对规划的项目实施产生影响。

(2) 经济风险: 国家宏观经济出现波动, 经济增长预期下降, 对项目的实施产生影响。

(3) 技术风险: 出现重大技术进步和技术更新, 使得规划项目的技术落后而缺乏竞争力。

(4) 资源风险: 包括水资源、煤炭资源、油气资源等的储量和配置等存在不确定因素而对规划实施结果产生影响。

(5) 安全和环保风险: 规划实施过程中出现重大的安全事件和环境污染事件, 从而对规划的实施造成影响。

(6) 其他风险因素

针对以上明示的和隐含的风险因素, 要加强风险分析和研究, 采取风险自担、风险规避等对策, 降低各种不确定因素对项目目标的实施产生影响。对策包括: 加强国家产业政策和经济政策的研究, 使得规划的实施符合国家最新政策要求; 跟踪技术进展, 在项目的建设采取最新的技术; 提高资源利用率, 实施循环经济, 减少煤炭、油气、水、电力、土地等资源的消耗; 在规划实施过程中, 坚持环境保护、安全卫生、防灾减灾等相关政策实施和评价, 把相关风险降到最低。

10.2 保障措施

10.2.1 强化组织领导。

地区各有关部门、单位要充分认识到加快推进煤炭综合开发利用是地区实施优势资源转换提升战略的重要举措, 也是实现地区经济跨越式发展的支撑和保障, 根据各自工作职责, 切实做好煤炭综合开发利用项目协调工作, 确保地区确定的重点煤炭综合开发利用项目顺利推进, 早日建成投运, 为地区经济的又好又快发展做出贡献。

10.2.2 完善工作体制与机制。

加强部门之间的协作配合, 为园区建设和产业发展提供良好服务, 创造良好环境。结合园区规划建设, 认真研究整合发改、经信、煤炭等部门的管理职能, 形成责权统一、分工合理、运转流畅的能源化工产业调控服务和协调管理体系。进一步加快企业整合步伐, 鼓励通过入股投资、资产收购等方式, 吸引大企业集团参与整合部分中小企业, 引导和推动现有骨干企业进一步完善法人治理结构, 建立现代企业制度, 不断提高企业的市场竞争力。

10.2.3 加快园区基础设施建设, 努力创优发展环境。

围绕煤炭综合开发利用产业布局规划, 要尽快制定并完善水、电、路等基础设施建设规划, 积极采取多种模式, 高起点、高水平、高效益加快铁路、公路、水利等基础设施建设, 为煤炭综合开发利用基地建设奠定强有力的基础保障。按照“统一规划、分步实施、集中管理、资源共享”的方针, 采用投资主体多元化的方式, 加快地区工业园区和集中区基础设施与配套条件建设步伐, 为项目入驻提供便利条件。进一步培育和开发服务市场, 建立和完善管理咨询、中介服务等发展平台, 构建多主体、多层次、全方位的社会化服务体系。

在必要时, 可以通过成立工业园区建设公司, 负责园区的基础设施和供用工程设施建设, 对园区公用工程设施和基础设施进行建设和施工, 包括道路、土地平整、水源、污水处理、服务中心等。

10.2.4 妥善安置移民, 加强社会稳定风险防范。

不断完善失地农民的社会保障制度, 积极探索将失地农民纳入社会保障的有效途径。积极探索用“土地换就业”有效方法和途径, 切实加大农民谋生就业技能培训, 积极转化农民身份, 培养一批适合园区建设的技术型产业工人, 使失地农民得到及时合理的安置, 促进就业与社会公平。

国家发改委 2012 年 8 月 16 日下发了《国家发改委重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法的通知》(发改投资(2012)2492), 对生产建设和固定资产投资领域的社会稳定风险提到了新的高度。园区在建设过程中, 要加强社会稳定风险的分析和防范。

10.2.5 加强项目准入管理, 提升园区产业结构

对于入园企业, 要按照产业准入政策, 评价项目指标, 包括装置规模、产业方向、生态环境、产品水耗、能耗及资源综合利用指标等方面, 限制低水平、高能耗、高污染的项目进入园区, 提升园区产业结构, 提高资源利用率, 形成环境友好、资源节约、生态环保的可持续发展园区。

园区严格执行国家的相关法律和法规, 确保进入园区的各企业的产品符合国家的产业政策和行业政策, 装置规模符合国家的行业准入条件, 产品具有一定的竞争力, 符合基地和园区的发展方向。

严格执行国家的相关环境保护和生态保护政策, 确保所有进入园区的项目的排放标准和排放总量满足经过评审的区域环评的要求。实施严格的环境保护政策, 工业固体废弃物处置达标率和污水处理达标率达到 100%。

10.2.6 强化技术创新和新技术推广

鼓励企业加快技术改造和技术创新,加快推进技术中心建设,加强产学研联合,加大研发投入力度,引进消化吸收和再创新,积极研究开发新技术、新产品、新工艺,特别是节能、节水、资源节约和煤炭分级分质多联产综合新技术。坚持用高新技术和先进实用技术改造提升传统产业,全面提高企业装备水平,增强市场竞争力。努力实施精品名牌战略,培育名牌优势产品。

10.2.7 政策鼓励

对符合产业政策项目,要落实政策支持,包括土地政策、金融政策和税收政策等方面的支持。

土地政策: 土地利用年度计划指标安排向煤炭分质综合利用产业适当倾斜,增加年度新增建设用地指标和占用荒山、沙地、戈壁等未利用地指标,优先安排煤炭分质综合利用产业发展用地指标。根据《国务院关于深化改革严格土地管理的决定》(国发[2004]28号)、《全国工业用地出让最低价标准》(国土资发[2006]307号)、国土资源部《关于调整工业用地出让最低价标准实施政策通知》(国土资源发[2009]56号)、自治区《关于调整工业项目使用国有未利用土地出让最低价的通知》(新国土发[2008]233号)有关规定,哈密市的工业项目用地出让价格按照60元/平方米的标准执行;巴里坤县、伊吾县的工业项目用地出让价格按照30元/平方米的标准执行。

金融政策: 为进一步加快推进哈密煤炭分质综合利用产业的发展,尽快建成千万吨级的成品油生产基地,加大对煤炭分质综合利用产业信贷投方力度。一是加大对煤炭分质综合利用建设项目和新建企业的信贷支持力度,突破银行经营年限的限制,及时进行信用等级评定,对已列入规划的项目,要积极参与立项,做好重点项目对接,合理安排贷款计划,加快贷款投放进度;二是哈密市商业银行、天山村镇银行等地方银行与政策性担保公司合作形成合力,增强对煤炭分质综合利用基地建设项目和新建企业的信贷支持。

税收政策: 企业可暂按《产业结构调整指导目录(2005年版)》、《产业结构调整指导目录(2011年版)》、《外商投资产业指导目录(2007年修订)》和《中西部地区优势产业目录(2008年修订)》的范围,经税务机关确认后,其企业所得税按照15%税率缴纳。待《西部地区鼓励类产业目录》公布后,已按15%税率进行企业所得税汇算清缴的企业,若不符合新《目录》的,可在履行相关程序后,按税法规定的适用税率重新计算申报。

10.3 实施建议

10.3.1 生态园区建设

(1) 按照《中华人民共和国环境影响评价法》(2003年9月1日起实施)对产业园区进行环境影响评价(包括生态环境的影响);

(2) 对规划范围内进行地质灾害危险性评估。

(3) 对园区规划所依托的“自然资源”(含矿产资源、水资源)进行可持续发展影响评价。

(4) 按照《中华人民共和国水土保持法》，编制规划区“开发区建设项目水土保持方案”。

(5) 为了项目尽快实施，尽快进行规划区控制性详细规划，为项目的早日落地实施创造条件。

(6) 尽快进行产业园区水源及输水管道选址及实施工作，采用市场化运作，保障园区发展的水资源供应。

(7) 加强与《哈密地区环境功能区划(2011-2025)》等规划的衔接工作，做好区域生态建设。

10.2.2 招商引资

(1) 创造良好的投资环境，制定优惠的投资政策，面向国内外大企业、大集团，加大招商引资力度。

(2) 进一步完善对外商投资企业的管理和服 务，加大对外商投资企业的金融支持力度。

(3) 重大建设项目用地，由项目所在地政府统一代征，优惠提供。同时吸引中、小企业，多种所有制经济为大企业、大项目协作配套。

(4) 改善投资环境中存在的制约因素，建立完善的市场经济法律体系、简化投资管理、拓宽投资领域、扩大投资方式，形成投资主体多元化、合作方式多元化。

(5) 制定资源开发与资源转化挂钩政策，鼓励国内外大型企业开发利用优质资源向能源化工转化。

10.3.3 重视项目工作

(1) 产业园区项目的引进，要充分体现“现代化、世界级、一流”的要求，对每个项目都要认真对待，科学评估，从整体上、环保上、产业园区长远发展上，对项目的设置、安排进行审慎地考虑。

(2) 项目的设置要考虑区域内水资源的承受能力、矿产资源的合理利用、产品链的衔接、企业之间的联合，从整体上提高资源的利用程度。

(3) 推进大型龙头项目和示范项目建设。大型龙头项目和示范项目建设对推动哈密地区产业的发展步伐具有重要作用。在近中期期间，建议重点抓好一批建设条件落实、具有标志性的大项目建设。对于其他规划项目，应抓紧规划编制和项目报批的准备工作。

(4) 引进项目要从新疆自治区和西部大开发的大环境出发，发挥区域资源、人才、科技等比较优势，以自身的吸引力和竞争力，引进世界先进的能源化工产业，提高区域整体化工产业水平。

(5) 利用外资关键在于项目。没有好的项目，就很难谈上利用外资。为此，要重视研究论证，搞好项目前期论证和已有项目的评估。

(6) 根据园区的实际情况，建议分期实施与空间布局开发相结合。

10.3.4 重视人才

能源化工企业属人才密集型企业，需要大量的化工工艺、自动化仪表、计算机、机械设备、电气通信、网络工程、公用工程、土木建筑、金融贸易、财会经济、法律、管理等人才。要培植浓厚的“崇尚科学、勇于创新、爱惜人才、以人为本”的文化氛围，以充分的信任和优厚的物质待遇吸引省内外的科技人才。