The Handbook of Chief Coal Mine Engineers

Volume II

煤矿总工程师技术手册

·中册·

编委会主任　赵铁锤

主　编　袁　亮

副主编　葛世荣　黄盛初　翟德元

煤炭工业出版社 · 北京

China Coal Industry Publishing House

Beijing · China

煤矿总工程师技术手册

（中　　册）

编委会主任　赵铁锤

主　编　袁　亮

副主编　葛世荣　黄盛初　翟德元

煤 炭 工 业 出 版 社

·北　京·

The Handbook of Chief Coal Mine Engineers

Vol. Ⅱ

Chairman of Committee: *Zhao Tiechui*, *Vice Minister of SAWS*
Administrator of SACMS

Leading Authors: *Yuan Liang*, *Academician of Engineering*
Ge Shirong, *Professor*
Huang Shengchu, *Ph. D*
Zhai Deyuan, *Professor*

China Coal Industry Publishing House

Beijing. China

《煤矿总工程师技术手册》编委会

主　　任　赵铁锤

副 主 任　王树鹤　付建华　彭建勋　黄　毅

委　　员　（以姓氏笔画为序）

卫修君　王　安　王　源　王思鹏　朱凤山
任润厚　刘东财　刘克功　刘纯贵　刘炯天
孙继平　纪国友　李国彪　李建新　杨景才
吴　鑫　吴永平　何学秋　张凤舞　张文山
张庆恒　张希平　张铁岗　张喜武　张瑞玺
林　冰　洪伯潜　贺天才　袁　亮　黄盛初
黄福昌　彭苏萍　葛世荣　游　浩　窦庆峰
翟德元

主　　编　袁　亮

副 主 编　葛世荣　黄盛初　翟德元

主要编写人　（以姓氏笔画为序）

万　昌　王眉林　王崇林　王德明　邓晓阳
邓喀中　左树勋　匡亚莉　朱炎铭　仲晓星
任万兴　刘　刚　刘长友　刘建华　刘树才
刘桂平　刘章现　孙亚军　李　洪　李世银
李国欣　李晓波　李意民　杨春敏　杨胜强
肖兴明　宋宏伟　张　农　张双全　张书毕
张希平　张银忠　张景松　陈更林　林在康
罗驱波　周军民　周荣福　周福宝　房孝春

	赵云锋	赵国泉	姜汉军	洪晓华	秦波涛
	都新建	钱建生	殷德银	高井祥	唐开敏
	陶有俊	陶秀祥	黄　炜	黄日恒	屠世浩
	隋旺华	蒋玉强	程德强	傅雪海	谢广元
	解京选	窦林名	廖斌琛		
统　　稿	韩可琦	黄日恒	王思鹏	张文山	王捷帆
	廖斌琛	周张庚			

主要审稿人　（以姓氏笔画为序）

于　斌	万援朝	卫　东	马光军	王　安
王米林	王雄伟	王富奇	殳廷文	方庆州
尹玉龙	邢奇生	朱亚平	朱建春	刘汉喜
刘成明	刘克功	刘彦斌	刘祥来	许宝学
孙志国	苏　顺	李　龙	李生奇	李国旗
李佩全	杨冬生	杨春稳	杨俊哲	杨晓华
杨家华	吴玉华	何学秋	张长海	张文海
张龙旗	张志军	张保连	陈东科	陈克熙
武　刚	武青林	周　霖	周凤增	周心权
周建斌	单智勇	赵开全	赵长春	赵英利
胡　剑	胡春胜	贺天才	秦斌青	徐开宇
郭小电	郭忠凯	涂晓东	黄　晖	黄　强
黄建忠	黄显华	黄福昌	彭苏萍	董荣泉
谢俊文				

编委会秘书处	王捷帆	李佩全	才庆祥	向云霞	郑发科

目　　次

（上册）第1篇　煤矿总工程师岗位职责及技术管理体系

1　总工程师岗位职责 …… 3

1.1　总工程师岗位定位 …… 3
1.2　总工程师岗位职责 …… 3
1.3　总工程师的权限 …… 4
1.4　总工程师应具备的条件 …… 4

2　技术管理综述 …… 5

2.1　技术管理内容 …… 5
2.1.1　基本建设矿井技术管理 …… 5
2.1.2　生产矿井技术管理 …… 6
2.1.3　矿井生产能力核定 …… 6
2.1.4　企业技术创新管理 …… 9
2.2　技术管理组织机构 …… 9
2.2.1　技术管理机构的形式及特点 …… 9
2.2.2　技术人员的配置及素质要求 …… 9
2.2.3　技术管理的规章制度 …… 10
2.3　技术管理的职责划分 …… 10
2.3.1　各专业技术管理部门的职责 …… 10
2.3.2　各专业部门技术管理内容 …… 11
2.3.3　各专业技术管理部门的协作要求 …… 13
2.4　技术管理运行 …… 13
2.4.1　技术管理审批程序 …… 13
2.4.2　技术文件审批权限划分 …… 14
2.5　技术资料管理 …… 14
2.5.1　矿井建设技术资料管理 …… 14
2.5.2　矿井生产资料管理 …… 14
2.5.3　矿井生产施工资料管理 …… 15

3　建设项目技术管理 …… 16

3.1　建设项目的分类 …… 16

3.2 煤炭资源探矿权、采矿权的取得 …… 16
3.2.1 探矿权申请 …… 16
3.2.2 采矿权申请 …… 18
3.3 建设项目的审批、核准或备案 …… 19
3.3.1 建设项目基本建设程序 …… 20
3.3.2 审批制项目的报批程序 …… 21
3.3.3 核准制项目的核准程序 …… 22
3.3.4 备案制项目的备案程序 …… 25
3.4 建设项目前期有关技术管理工作 …… 25
3.4.1 建设项目可行性研究报告的技术管理 …… 25
3.4.2 建设项目环境影响评价 …… 25
3.4.3 建设项目安全预评价 …… 26
3.4.4 组织编制和内部评审初步设计 …… 27
3.4.5 初步设计的报批、审批分级管理 …… 27
3.5 建设项目各专篇的技术管理 …… 27
3.5.1 建设项目安全专篇设计、审查 …… 27
3.5.2 建设项目地面建设工程消防申报 …… 29
3.5.3 建设项目节能评估报告 …… 29
3.6 新改扩建项目的经济评价 …… 30
3.6.1 新建项目的经济评价 …… 31
3.6.2 改扩建项目的经济评价 …… 33
3.7 建设项目实施阶段的技术管理 …… 34
3.7.1 施工图预算技术管理 …… 34
3.7.2 开工前技术管理 …… 36
3.7.3 建设项目招标投标技术管理 …… 36
3.7.4 合同的技术管理 …… 39
3.7.5 施工阶段工程技术管理 …… 41
3.7.6 工程监理技术管理 …… 42
3.7.7 工程结算技术管理 …… 45
3.8 建设项目的竣工移交验收 …… 47
3.8.1 验收阶段的管理 …… 47
3.8.2 安全设施及条件验收技术管理 …… 48
3.8.3 环境保护专篇验收技术管理 …… 49
3.8.4 水土保持专篇验收技术管理 …… 50
3.8.5 消防专篇验收技术管理 …… 52
3.8.6 职业卫生专篇验收技术管理 …… 52
3.8.7 工程质量认证 …… 53
3.8.8 档案管理验收 …… 54
3.8.9 项目正式竣工验收 …… 55

4　生产矿井技术管理 …… 57

4.1　采掘技术管理 …… 57
4.1.1　采掘技术管理的内容 …… 57
4.1.2　采掘技术管理的组织机构 …… 57
4.1.3　采掘技术管理的职责划分 …… 57
4.2　机电技术管理 …… 57
4.2.1　机电技术管理的内容 …… 57
4.2.2　机电技术管理的组织机构 …… 58
4.2.3　机电技术管理的职责划分 …… 58
4.3　“一通三防”技术管理 …… 59
4.3.1　“一通三防”技术管理的内容 …… 59
4.3.2　“一通三防”技术管理的组织机构 …… 59
4.3.3　“一通三防”技术管理的职责划分 …… 59
4.3.4　矿井热害 …… 60
4.4　地测及防治水技术管理 …… 60
4.4.1　地测及防治水技术管理的基本任务 …… 60
4.4.2　矿井水害防治技术管理 …… 60
4.4.3　探放水技术管理 …… 61
4.4.4　资源储量管理 …… 62
4.5　调度技术管理 …… 64
4.5.1　调度技术管理的任务及职责范围 …… 64
4.5.2　调度技术管理的权限 …… 65
4.6　洗选技术管理 …… 65
4.7　安全技术管理 …… 65
4.8　环境保护管理 …… 67
4.8.1　环保管理组织机构 …… 67
4.8.2　环保管理责任制 …… 67
4.8.3　环保管理制度 …… 67
4.8.4　污染治理技术管理 …… 68
4.8.5　放射性同位素与射线装置安全、防护管理 …… 69
4.8.6　环境监测技术管理 …… 69

5　企业技术创新管理 …… 71

5.1　企业技术创新体系 …… 71
5.1.1　企业技术创新体系机构 …… 71
5.1.2　企业技术创新体系建设 …… 72
5.1.3　研究和开发费用管理 …… 73
5.1.4　技术创新税收优惠政策 …… 74

5.1.5　企业产学研合作和对外交流 …… 75
5.2　企业技术中心建设 …… 75
5.2.1　企业技术中心的产生及特点 …… 75
5.2.2　企业技术中心的功能与定位 …… 75
5.2.3　企业技术中心的认定 …… 76
5.2.4　企业技术中心机构设置 …… 77
5.2.5　企业技术创新人才的引进和培养 …… 77
5.2.6　企业实验室建设 …… 77
5.3　企业科研项目管理 …… 78
5.3.1　国家科技计划的类型 …… 78
5.3.2　国家和省市科技计划项目管理模式 …… 79
5.3.3　企业科技项目的管理 …… 80
5.4　企业科技成果管理 …… 82
5.4.1　企业科技成果 …… 82
5.4.2　企业科技成果鉴定 …… 83
5.4.3　国家科技成果奖励 …… 84
5.4.4　省市科技成果奖励 …… 84
5.4.5　煤炭行业科技成果奖励 …… 85
5.4.6　企业内部科技成果的评审和奖励 …… 86
5.5　科技成果的转化和推广应用 …… 86
5.5.1　科技成果的转化方式 …… 86
5.5.2　国家科技成果重点推广计划 …… 87
5.5.3　省市科技成果重点推广计划 …… 87
5.5.4　企业自身科技成果的转化和推广应用 …… 87
5.6　企业知识产权管理 …… 87
5.6.1　我国知识产权的基本法律制度 …… 87
5.6.2　企业知识产权管理机构 …… 88
5.6.3　企业专利管理 …… 88
5.6.4　企业商标管理 …… 89
5.6.5　商业（技术）秘密管理与著作权的管理 …… 89
5.7　企业技术中心评价 …… 90
5.7.1　国家认定企业技术中心的评价 …… 90
5.7.2　省市认定企业技术中心的评价 …… 91
5.8　技术创新与可持续发展 …… 91
5.8.1　可持续发展理论 …… 91
5.8.2　科学开采 …… 92
5.8.3　循环经济发展模式 …… 92
5.8.4　可持续发展评价 …… 95

第2篇　煤矿地质与测量

1　煤田地质普查与勘探 …… 103

1.1　地层 …… 103
1.1.1　含煤地层 …… 103
1.1.2　地层分类 …… 104
1.1.3　地层单位 …… 104
1.1.4　地层划分与对比 …… 110
1.1.5　地质年代表 …… 112
1.2　煤田地质普查与勘探 …… 113
1.2.1　煤田地质普查与勘探的目的及煤炭资源/储量分类 …… 113
1.2.2　主要的勘探技术手段 …… 116
1.2.3　勘探阶段与任务 …… 119
1.2.4　煤田地质普查与勘探的要求 …… 121
1.3　钻探技术 …… 126
1.4　地球物理勘探技术 …… 126
1.4.1　地震勘探的基本原理 …… 127
1.4.2　岩性地震勘探 …… 134
1.4.3　电法勘探原理与方法 …… 136
1.4.4　各种电法勘探方法的特点与应用 …… 140
1.5　地球物理测井 …… 143
1.5.1　电法测井 …… 144
1.5.2　伽马法测井 …… 144
1.5.3　矿井防爆测井 …… 146
1.5.4　声测井 …… 147
1.6　煤炭资源管理 …… 149
1.6.1　煤炭资源管理的主要内容 …… 149
1.6.2　煤炭资源规划管理 …… 149
1.6.3　煤炭资源储量管理 …… 152
1.6.4　煤炭资源信息服务系统 …… 154

2　矿井地质 …… 155

2.1　构造地质 …… 155
2.1.1　岩层产状 …… 155
2.1.2　褶皱 …… 155
2.1.3　节理 …… 158
2.1.4　断层 …… 160

2.1.5 岩浆岩体构造 …… 167
2.1.6 矿井地质构造及小构造超前预测 …… 170
2.1.7 煤层厚度变化的原因 …… 176
2.2 矿井地球物理勘探 …… 177
2.2.1 矿井电阻率法 …… 177
2.2.2 矿井瞬变电磁法 …… 182
2.2.3 矿井无线电波透视法 …… 186
2.2.4 矿井地震勘探 …… 189
2.2.5 矿井物探的综合应用 …… 195
2.3 瓦斯地质 …… 198
2.3.1 瓦斯含量测试 …… 198
2.3.2 钻孔煤层瓦斯压力测试 …… 201
2.3.3 煤与瓦斯突出的测井曲线解释 …… 202
2.4 矿井地质工作与管理 …… 204
2.4.1 矿井地质观测 …… 204
2.4.2 矿井地质资料编录 …… 205
2.4.3 建井阶段的地质工作 …… 206
2.4.4 矿井生产阶段的地质工作 …… 207
2.4.5 矿井地质保障系统 …… 210

3 水文地质 …… 215

3.1 地下水的赋存 …… 215
3.1.1 岩石中的空隙 …… 215
3.1.2 地下水的分类 …… 216
3.2 矿井水文地质工作 …… 220
3.2.1 水文地质补充调查与观测 …… 220
3.2.2 矿井水文地质补充勘探 …… 222
3.2.3 矿井水文地质基础资料和图纸 …… 223
3.3 矿井水文地质勘探 …… 223
3.3.1 水文地质钻探 …… 223
3.3.2 水文地质试验 …… 227
3.4 矿井突水预测 …… 232
3.4.1 矿井充水条件 …… 232
3.4.2 矿井水文地质类型划分 …… 241
3.4.3 矿井突水预测方法 …… 242
3.4.4 矿井涌水量计算 …… 249
3.5 矿井水情监测 …… 254
3.5.1 矿井突水的前兆现象观察与分析 …… 254
3.5.2 矿井突水监测与预警系统 …… 254

4　工程地质 …… 256

4.1　岩土工程地质性质 …… 256
4.1.1　土的分类 …… 256
4.1.2　岩石分类 …… 258
4.1.3　煤系岩体基本工程地质性质 …… 265
4.2　岩土体赋存的地应力环境 …… 269
4.2.1　地应力的分类、分布变化规律 …… 269
4.2.2　地应力场的研究方法 …… 270
4.3　工程地质勘察 …… 273
4.3.1　各勘探阶段的工程地质工作 …… 273
4.3.2　工业场地及主要建筑地基勘察技术要点 …… 274
4.3.3　井筒工程地质勘察 …… 276
4.3.4　巷道工程地质勘察 …… 277
4.3.5　开采岩层移动工程地质勘探与预计 …… 277
4.4　地质灾害危险性评估 …… 279
4.4.1　地质灾害危险性评估的依据及评估类型 …… 279
4.4.2　地质灾害危险性评估等级及工作程度要求 …… 280
4.4.3　地质灾害危险性评估报告 …… 281

5　矿区地面测量 …… 283

5.1　测量仪器与工具 …… 283
5.1.1　传统测量仪器与工具 …… 283
5.1.2　现代测量仪器 …… 285
5.2　矿区地面控制测量 …… 287
5.2.1　平面坐标及高程系统 …… 287
5.2.2　矿区平面控制测量 …… 296
5.2.3　矿区高程控制测量 …… 298
5.3　GPS 测量 …… 300
5.3.1　GPS 卫星定位的基本原理 …… 301
5.3.2　GPS 测量的应用及设计 …… 302
5.4　测量数据处理 …… 304
5.4.1　测量误差 …… 304
5.4.2　测量平差 …… 305
5.5　矿区地形测量 …… 308
5.5.1　图根控制测量 …… 309
5.5.2　成图 …… 310
5.6　近井点与井口高程基点测量 …… 312
5.6.1　近井点的设计与要求 …… 312

5.6.2　井口高程基点设计与要求 …… 313

6　矿井测量 …… 314

6.1　矿井联系测量 …… 314
6.1.1　地面连测导线测量 …… 314
6.1.2　几何定向 …… 315
6.1.3　陀螺经纬仪定向 …… 319
6.1.4　导入高程测量 …… 323
6.2　井下控制测量 …… 324
6.2.1　井下平面控制测量 …… 324
6.2.2　井下高程控制测量 …… 326
6.3　贯通测量 …… 328
6.3.1　贯通测量准备工作 …… 328
6.3.2　巷道及立井贯通测量 …… 329
6.4　采区测量 …… 334
6.4.1　采区联系测量 …… 334
6.4.2　采区次要巷道测量 …… 334
6.4.3　采煤工作面测量 …… 335
6.5　矿图 …… 335
6.5.1　矿图的分幅及应用 …… 336
6.5.2　计算机绘图 …… 337

7　矿井施工测量 …… 340

7.1　井口位置的标定 …… 340
7.1.1　井筒中心和井筒十字中线的标定 …… 340
7.1.2　井筒十字中线基点埋设要求与保护措施 …… 342
7.2　立井井筒施工测量 …… 343
7.2.1　普通法凿井施工测量 …… 343
7.2.2　特殊法凿井施工测量 …… 346
7.3　立井提升设备安装测量 …… 347
7.3.1　罐梁和罐道安装测量 …… 347
7.3.2　井架安装和井塔施工测量 …… 348
7.3.3　提升机安装测量 …… 349
7.4　井底车场和硐室施工测量 …… 350
7.4.1　马头门施工测量 …… 350
7.4.2　井底车场巷道的施工测量 …… 350
7.4.3　装载硐室施工测量 …… 351
7.5　巷道掘进中线和腰线的标定 …… 353
7.5.1　巷道中线标定 …… 353

7.5.2 巷道腰线标定 …… 353
7.5.3 激光仪指向仪在井巷施工测量中的应用 …… 354

8 地表与岩层移动观测 …… 355

8.1 地表移动观测 …… 355
8.2 岩层移动观测 …… 357

第3篇 煤矿井巷施工技术

1 井筒施工技术 …… 361

1.1 井筒普通施工技术 …… 361
1.1.1 立井井筒施工基本方法 …… 361
1.1.2 立井井筒施工作业方式 …… 363
1.1.3 立井施工机械化配套 …… 364
1.1.4 立井施工设备布置方法 …… 367
1.1.5 立井井筒装备安装方式 …… 369
1.1.6 斜井基岩段施工 …… 371
1.2 井筒冻结法施工技术 …… 374
1.2.1 井筒冻结方式 …… 374
1.2.2 冻结站建设 …… 378
1.2.3 冻结钻孔 …… 378
1.2.4 井筒掘砌施工 …… 380
1.3 井筒钻井法施工技术 …… 382
1.3.1 井筒钻进方式 …… 382
1.3.2 钻井法应考虑的因素及适用范围 …… 383
1.3.3 钻井系统 …… 383
1.3.4 钻井法施工步骤 …… 384
1.3.5 钻井泥浆 …… 386
1.3.6 测井与防纠偏 …… 391
1.3.7 钻进故障 …… 393
1.4 井筒沉井法施工技术 …… 395
1.4.1 沉井法的分类及适用条件 …… 395
1.4.2 沉井深度的增加 …… 397
1.5 井筒注浆法施工技术 …… 397
1.5.1 注浆法分类及适用条件 …… 397
1.5.2 地面预注浆 …… 397
1.5.3 工作面预注浆 …… 397
1.5.4 壁后注浆 …… 402

1.5.5 注浆材料的选择 …… 406
1.6 井筒延深施工技术 …… 407
1.6.1 井筒延深方式的选择 …… 407
1.6.2 井筒延深方式 …… 408
1.6.3 延深井筒的保护设施 …… 409

2 巷道施工技术 …… 410

2.1 水平巷道施工技术 …… 410
2.1.1 巷道定向与钻眼 …… 410
2.1.2 装药爆破 …… 411
2.1.3 通风防尘 …… 411
2.1.4 装岩与运输 …… 414
2.1.5 巷道支护 …… 419
2.2 倾斜巷道施工技术 …… 423
2.3 巷道快速施工技术 …… 426
2.3.1 平巷施工机械化配套原则 …… 426
2.3.2 岩巷施工机械化作业线配套 …… 427

3 硐室、煤仓和交岔点施工技术 …… 431

3.1 硐室施工 …… 431
3.1.1 硐室施工方法 …… 431
3.1.2 与井筒相连硐室的施工方法 …… 434
3.2 煤仓施工 …… 437
3.2.1 反井钻机施工煤仓 …… 437
3.2.2 深孔掏槽爆破法 …… 441
3.3 交岔点施工 …… 443
3.3.1 交岔点类型 …… 443
3.3.2 交岔点工程量及材料消耗 …… 444
3.3.3 交岔点施工方法 …… 445

4 井巷破岩技术 …… 446

4.1 掘进机破岩 …… 446
4.1.1 全断面掘进机破岩 …… 447
4.1.2 部分断面掘进机破岩 …… 449
4.1.3 重型悬臂式掘进机破岩 …… 450
4.2 巷道爆破破岩 …… 450
4.2.1 钻眼爆破要求 …… 450
4.2.2 钻眼与爆破器材 …… 451
4.2.3 爆破参数 …… 452

4.2.4 炮眼布置 …… 455
4.2.5 装药结构与起爆 …… 457
4.2.6 爆破说明书及爆破图表 …… 459
4.3 井筒爆破破岩 …… 459
4.3.1 钻眼工作 …… 459
4.3.2 爆破工作 …… 460

5 井巷支护技术 …… 463

5.1 井筒支护结构与设计 …… 463
5.1.1 井壁结构 …… 463
5.1.2 井壁厚度的确定 …… 464
5.2 巷道支护结构与设计 …… 465
5.2.1 锚杆支护 …… 465
5.2.2 喷射混凝土支护 …… 465
5.2.3 石材整体支护 …… 467
5.2.4 联合支护 …… 467
5.3 交岔点支护结构与设计 …… 470
5.3.1 交岔点支护的一般原则 …… 470
5.3.2 现浇整体混凝土支护 …… 470
5.3.3 锚杆及其组合支护 …… 471
5.4 支护质量监测与检测 …… 472
5.4.1 围岩深部位移监测 …… 472
5.4.2 顶板离层监测 …… 473
5.4.3 锚杆支护质量检测 …… 473
5.4.4 喷射混凝土质量检测 …… 474
5.4.5 围岩松动圈测试 …… 474
5.5 软岩支护技术 …… 475
5.5.1 软岩巷道的变形特征 …… 475
5.5.2 软岩巷道支护关键工艺 …… 475
5.5.3 软岩巷道的主要支护形式 …… 476
5.5.4 软岩巷道治理的要点 …… 479

6 井巷施工设施设备 …… 483

6.1 井筒专用施工设施 …… 483
6.1.1 凿井井架 …… 484
6.1.2 天轮平台 …… 484
6.1.3 卸矸台 …… 485
6.1.4 封口盘与保护盘 …… 487
6.1.5 吊盘 …… 487

6.1.6 安全梯 …… 488
6.2 井筒专用施工设备 …… 488
6.2.1 提升机、凿井绞车 …… 489
6.2.2 提升容器 …… 491
6.2.3 装岩设备 …… 491
6.2.4 砌壁金属模板 …… 491
6.2.5 吊泵 …… 491
6.2.6 伞形钻架 …… 491
6.2.7 钻井机 …… 493
6.3 井筒、巷道和硐室施工设备 …… 499
6.3.1 钻眼设备 …… 499
6.3.2 通风设备 …… 500
6.3.3 装岩机 …… 502
6.3.4 运输设备 …… 506
6.3.5 喷射混凝土机具 …… 507
6.3.6 锚杆施工机具 …… 511
6.3.7 反井钻机 …… 515
6.3.8 巷道掘进机 …… 516

7 建井施工组织 …… 522

7.1 建井施工准备 …… 522
7.1.1 建井施工准备内容 …… 522
7.1.2 建井施工总平面布置 …… 523
7.1.3 加快建井准备工作的措施 …… 524
7.2 建井施工组织主要内容 …… 525
7.2.1 矿井施工方案 …… 525
7.2.2 井筒施工顺序 …… 525
7.2.3 井巷过渡期的改装 …… 526
7.3 井底车场施工安排 …… 529
7.3.1 井底车场巷道施工安排 …… 529
7.3.2 井底车场硐室施工安排 …… 529
7.4 采区巷道施工安排 …… 530

第4篇 矿井开拓与开采

1 矿井开拓与准备 …… 533

1.1 矿井开拓 …… 533
1.1.1 立井开拓 …… 533

1.1.2　斜井开拓 …… 534
1.1.3　平硐开拓 …… 536
1.1.4　综合开拓 …… 537
1.1.5　井底车场及其布置 …… 550
1.1.6　特殊条件下的矿井开拓 …… 556
1.2　矿井开拓延深和技术改造 …… 563
1.2.1　矿井开拓延深方式 …… 563
1.2.2　矿井技术改造与改扩建 …… 565
1.3　采区、带区准备 …… 568
1.3.1　准备方式分类 …… 568
1.3.2　准备巷道布置及参数分析 …… 575
1.3.3　井田内条带式准备特点 …… 581

2　采煤工艺与方法 …… 582

2.1　采煤方法的分类 …… 582
2.2　单一长壁采煤工艺 …… 583
2.2.1　爆破采煤工艺 …… 583
2.2.2　普通机械化采煤工艺 …… 586
2.2.3　综合机械化采煤工艺 …… 591
2.2.4　薄煤层、大倾角、大采高综采工艺 …… 598
2.2.5　综采放顶煤工艺 …… 607
2.3　短壁采煤法 …… 612
2.3.1　短壁采煤法的基本特点及使用条件 …… 612
2.3.2　柱式体系采煤方法 …… 614
2.4　急倾斜煤层采煤方法 …… 625
2.4.1　急倾斜煤层走向长壁采煤法 …… 625
2.4.2　伪倾斜柔性掩护支架采煤法 …… 626
2.5　采煤方法的选择 …… 629
2.5.1　选择采煤方法的原则 …… 629
2.5.2　采煤方法选择的影响因素 …… 629
2.6　综采工作面技术管理 …… 629
2.6.1　工作面过断层地质构造 …… 629
2.6.2　综采工作面调斜与旋转 …… 632
2.6.3　综采工作面搬迁 …… 635
2.6.4　采煤工作面作业规程编制 …… 642

3　矿山压力与控制 …… 644

3.1　采场矿山压力及控制 …… 644
3.1.1　长壁工作面矿山压力显现规律 …… 644

3.1.2　长壁工作面围岩控制 …… 651
3.1.3　厚煤层长壁综放工作面矿山压力及控制 …… 679
3.1.4　厚煤层大采高长壁工作面矿山压力及控制 …… 683
3.1.5　浅埋煤层长壁工作面矿山压力及控制 …… 689
3.1.6　短壁工作面矿山压力及控制 …… 695
3.1.7　采场岩层移动与控制 …… 703
3.2　采准巷道矿压规律及其控制 …… 710
3.2.1　采准巷道围岩应力及变形规律 …… 710
3.2.2　无煤柱护巷与煤柱护巷的矿压规律 …… 716
3.2.3　支承压力在煤层底板中的传播与采准巷道布置 …… 723
3.2.4　采准巷道矿压控制技术 …… 729
3.2.5　采准巷道矿压的观测与监控 …… 747

4　综合机械化掘进装备 …… 754

4.1　综掘设备配套与掘进机选型原则 …… 754
4.1.1　综掘设备配套原则 …… 754
4.1.2　悬臂式掘进机选型原则 …… 755
4.2　煤和半煤岩巷道掘进装备 …… 756
4.2.1　悬臂式掘进机类型及技术参数 …… 756
4.2.2　煤巷掘进机及配套作业线 …… 759
4.2.3　半煤岩巷道掘进机及配套作业线 …… 763
4.2.4　掘进机的使用及维护 …… 764
4.3　全岩巷道掘进设备 …… 770
4.3.1　全断面掘进机 …… 770
4.3.2　挖掘装载机 …… 770
4.3.3　重型悬臂式掘进机破岩及作业线实例 …… 774
4.4　综掘锚杆支护装备 …… 776
4.4.1　机载临时支护 …… 776
4.4.2　锚杆钻机 …… 778

5　综合机械化采煤装备 …… 787

5.1　综采设备选型原则 …… 787
5.1.1　采煤机选型原则 …… 787
5.1.2　液压支架的选型原则 …… 788
5.1.3　刮板输送机的选型原则 …… 788
5.1.4　综采“三机”配套选型原则 …… 789
5.2　中厚煤层及厚煤层综采设备 …… 791
5.2.1　中厚煤层电牵引滚筒采煤机 …… 791
5.2.2　厚煤层电牵引采煤机 …… 794

5.2.3　中厚及厚煤层液压支架 …… 802
5.2.4　刮板输送机 …… 813
5.2.5　中厚煤层“三机”配套实例 …… 813
5.3　放顶煤综采设备 …… 821
5.3.1　放顶煤可行性分析 …… 821
5.3.2　放顶煤主要设备选型 …… 821
5.3.3　综放工作面设备总体配套实例 …… 829
5.4　短壁综采设备 …… 830
5.4.1　短壁工作面适用条件与设备选型 …… 831
5.4.2　连续采煤机系统 …… 831
5.4.3　短壁滚筒采煤机 …… 837
5.4.4　短壁滚筒采煤机的应用实例 …… 841
5.5　薄煤层综采设备 …… 842
5.5.1　薄煤层滚筒采煤机及其设备配套 …… 842
5.5.2　刨煤机及其设备配套 …… 846
5.5.3　螺旋钻机及其配套 …… 855

6　开采沉陷及三下采煤技术 …… 860

6.1　开采沉陷规律 …… 860
6.1.1　采动岩体变形破坏规律 …… 860
6.1.2　覆岩移动变形 …… 864
6.1.3　覆岩破坏 …… 866
6.1.4　地表移动变形及破坏 …… 866
6.1.5　地质采矿因素对覆岩及地表移动破坏的影响 …… 882
6.2　开采沉陷预计 …… 888
6.2.1　概率积分法基本原理 …… 888
6.2.2　运用概率积分法进行开采沉陷预计 …… 888
6.3　“三下一上”采煤技术 …… 890
6.3.1　矿山开采沉陷控制技术 …… 890
6.3.2　建筑物下采煤技术 …… 898
6.3.3　线性构筑物下采煤技术 …… 900
6.3.4　水体下（上）采煤技术 …… 902
6.4　固体充填采煤技术 …… 908
6.4.1　固体充填采煤技术现状 …… 908
6.4.2　掘巷充填采煤技术 …… 908
6.4.3　长壁普采（或炮采）充填采煤技术 …… 911
6.4.4　长壁综采充填采煤技术 …… 913

(中册)

第5篇　矿井瓦斯抽采与煤层气开发利用

1　煤层气资源及开发 …… 921

1.1　煤层气资源 …… 921
1.1.1　煤层气资源量 …… 921
1.1.2　煤层气资源分布特征 …… 922
1.1.3　煤层气资源量计算 …… 924
1.2　国内外煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用现状 …… 927
1.2.1　国外煤层气（煤矿瓦斯）开发利用状况 …… 927
1.2.2　国内煤层气（煤矿瓦斯）开发利用现状 …… 928
1.3　煤层气资源开发前景 …… 931
1.3.1　煤层气开发效益 …… 931
1.3.2　煤层气开发影响因素 …… 931

2　煤矿井下瓦斯抽采技术 …… 934

2.1　本煤层瓦斯抽采技术 …… 934
2.1.1　本煤层瓦斯抽采的可行性 …… 934
2.1.2　本煤层瓦斯抽采方法的选择 …… 934
2.1.3　钻孔法预抽本煤层瓦斯 …… 934
2.1.4　边采（掘）边抽本煤层瓦斯 …… 935
2.1.5　深孔预裂控制爆破强化抽瓦斯方法 …… 935
2.1.6　水力割裂强化抽采瓦斯技术及其强化抽采工艺设计 …… 936
2.1.7　井下水力破裂法抽采瓦斯 …… 937
2.1.8　水力空穴法抽采瓦斯 …… 938
2.1.9　交叉钻孔抽采本煤层瓦斯技术 …… 938
2.2　邻近层卸压瓦斯抽采技术 …… 939
2.2.1　邻近层瓦斯抽采参数的确定 …… 939
2.2.2　邻近层瓦斯抽采方法 …… 940
2.2.3　邻近层瓦斯抽采的效果分析 …… 943
2.3　采空区卸压瓦斯抽采技术 …… 943
2.4　特殊条件卸压瓦斯抽采技术 …… 945
2.5　煤巷掘进工作面瓦斯抽采技术 …… 946

3　煤与瓦斯共采 …… 947

3.1　卸压开采及关键层理论 …… 947
3.1.1　卸压开采覆岩移动及分布形态特征 …… 947
3.1.2　主关键层对卸压高度的影响 …… 948

3.2　保护层（卸压层）开采 …… 950
3.2.1　保护层采动作用的基本规律 …… 950
3.2.2　保护层保护范围的确定 …… 951
3.2.3　保护层作用机理 …… 951
3.2.4　首采保护层的确定原则 …… 951
3.2.5　保护层开采应用条件及注意事项 …… 952
3.3　保护层的瓦斯治理及开采期间的瓦斯抽采 …… 952
3.3.1　保护层区域性预抽瓦斯治理技术 …… 952
3.3.2　保护层开采期间的瓦斯抽采 …… 953
3.3.3　卸压瓦斯抽采 …… 953
3.4　煤与瓦斯共采技术体系 …… 954
3.5　煤与瓦斯共采技术模式 …… 954
3.5.1　淮南矿区模式 …… 954
3.5.2　阳泉矿区模式 …… 956
3.5.3　晋城矿区模式 …… 958

4　瓦斯抽采系统 …… 961

4.1　矿井瓦斯量、可抽瓦斯量、瓦斯抽采率、年抽采量及抽采年限 …… 961
4.2　瓦斯抽采系统工程设计的一般规定 …… 961
4.3　地面永久瓦斯抽采系统工程设计内容 …… 962
4.4　井下移动瓦斯抽采系统 …… 962
4.5　抽采管路系统 …… 963
4.6　抽采设备及抽采站 …… 964
4.7　瓦斯抽采参数的监测、监控 …… 965

5　煤层气开发技术 …… 966

5.1　煤层气开发井网布置 …… 966
5.1.1　国内外煤层气开发井网 …… 966
5.1.2　开发井网部署的影响因素 …… 966
5.1.3　开发井网的要素与方法 …… 967
5.2　煤层气钻井技术 …… 970
5.2.1　钻前工程 …… 970
5.2.2　钻进 …… 970
5.2.3　钻井液 …… 974
5.2.4　井控技术 …… 975
5.2.5　钻井设计 …… 976
5.2.6　欠平衡钻井技术 …… 977
5.3　煤层气试井技术 …… 977
5.3.1　试井类型 …… 977

5.3.2　试井方法的选择 …… 979
5.3.3　试井获取的参数 …… 980
5.4　煤层气井固井、完井及射孔技术 …… 980
5.4.1　煤层气井固井工艺 …… 981
5.4.2　煤层气井完井方式及适应性 …… 982
5.4.3　煤层气井射孔工艺 …… 984
5.5　煤层气增产技术 …… 985
5.5.1　压裂增产工艺 …… 985
5.5.2　多分支水平井技术及适应性 …… 988
5.5.3　气体注入驱替技术 …… 991
5.6　煤层气排采工艺 …… 993
5.6.1　煤层气排采设备 …… 993
5.6.2　排采工艺流程 …… 996
5.6.3　排采工作制度与排采控制 …… 998
5.6.4　煤层气井生产动态监测监控 …… 998

6　煤层气（煤矿瓦斯）的综合利用 …… 1001

6.1　民用和工业燃气 …… 1001
6.2　煤层气（煤矿瓦斯）发电 …… 1002
6.2.1　我国煤层气（煤矿瓦斯）发电现状 …… 1003
6.2.2　煤层气（煤矿瓦斯）发电装机形式的选择 …… 1003
6.2.3　余热利用与热电冷联供 …… 1004
6.3　煤层气（煤矿瓦斯）利用新技术 …… 1005
6.3.1　煤层气（煤矿瓦斯）液化 …… 1005
6.3.2　煤层气（煤矿瓦斯）用于化工原料 …… 1006
6.3.3　低浓度瓦斯的输送和发电利用 …… 1007
6.3.4　通风瓦斯（VAM）利用 …… 1010
6.4　煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目开发 …… 1013
6.4.1　煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的识别 …… 1014
6.4.2　煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目设计 …… 1015
6.4.3　煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的国内申请 …… 1015
6.4.4　煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的审定 …… 1015
6.4.5　煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的注册 …… 1015
6.4.6　煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的实施 …… 1016

7　煤层气（煤矿瓦斯）抽采的法律法规 …… 1018

7.1　瓦斯抽采有关规定 …… 1018
7.1.1　基本规定 …… 1018
7.1.2　抽采方法选择及专用瓦斯抽放巷道和钻孔的规定 …… 1018

7.1.3 瓦斯抽放及其管理的规定 …… 1019
7.1.4 有关“瓦斯利用”规定 …… 1020
7.1.5 有关“瓦斯抽采指标”的规定 …… 1020
7.1.6 其他规定 …… 1020
7.2 煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的管理规定及鼓励优惠政策 …… 1020
7.2.1 宏观政策 …… 1020
7.2.2 管理政策 …… 1021
7.2.3 补助及税收优惠政策 …… 1021
7.2.4 其他政策 …… 1022

附录 …… 1023

附录A 瓦斯抽采基础参数测算 …… 1023
附录B 瓦斯抽采方法类别及抽采率 …… 1025
附录C 瓦斯抽采参数监控系统 …… 1026
附录D 瓦斯抽采工程设计 …… 1027

第6篇 矿 井 通 风

1 矿井通风基础 …… 1031

1.1 矿井空气 …… 1031
1.1.1 矿内空气的主要成分 …… 1031
1.1.2 矿内空气中有毒有害气体 …… 1032
1.1.3 矿井气候 …… 1034
1.2 矿井风流能量及能量方程 …… 1037
1.2.1 风流能量 …… 1037
1.2.2 通风能量方程 …… 1038
1.3 通风阻力 …… 1039
1.3.1 风流的流动状态 …… 1039
1.3.2 摩擦阻力 …… 1040
1.3.3 局部阻力 …… 1046
1.3.4 通风阻力定律和特性 …… 1047
1.3.5 通风阻力测定 …… 1051
1.4 通风网络风量分配与调节 …… 1052
1.4.1 通风网络风量分配 …… 1052
1.4.2 通风网络风量调节 …… 1059

2 通风动力 …… 1064

2.1 机械通风 …… 1064

2.1.1 抽出式通风 …… 1064
2.1.2 压入式通风 …… 1065
2.1.3 抽压混合式通风 …… 1065
2.2 通风机的类型 …… 1066
2.2.1 离心式通风机 …… 1066
2.2.2 轴流式通风机 …… 1068
2.2.3 对旋式通风机 …… 1071
2.2.4 离心式与轴流式通风机的比较 …… 1072
2.3 主要通风机技术管理及安全措施 …… 1073
2.3.1 矿井主要通风机性能测定 …… 1073
2.3.2 矿井主要通风机安全规定及措施 …… 1076

3 矿井通风系统 …… 1078

3.1 生产矿井通风系统 …… 1078
3.1.1 中央式通风系统 …… 1078
3.1.2 对角式通风系统 …… 1079
3.1.3 区域式通风系统 …… 1080
3.1.4 混合式通风系统 …… 1081
3.2 立井井筒施工通风系统 …… 1081
3.3 矿井反风 …… 1083
3.3.1 矿井反风技术及适用条件 …… 1083
3.3.2 矿井反风装置及反风方式 …… 1084
3.3.3 矿井反风演习方案 …… 1086
3.4 矿井通风系统设计 …… 1096
3.4.1 矿井通风系统的拟定 …… 1097
3.4.2 矿井风量的计算和分配 …… 1097
3.4.3 矿井通风阻力计算 …… 1105
3.4.4 矿井通风设备选型 …… 1106

4 采区及工作面通风系统 …… 1113

4.1 采区通风系统 …… 1113
4.1.1 采区通风的基本要求 …… 1113
4.1.2 两条上山通风 …… 1115
4.1.3 三条上山通风 …… 1115
4.1.4 多条上山通风 …… 1115
4.1.5 下山采区通风 …… 1115
4.1.6 近距离煤层采区通风 …… 1116
4.1.7 倾斜长壁采煤法采区通风 …… 1118
4.2 采煤工作面通风方式 …… 1120

4.2.1 U型通风方式 …… 1120
4.2.2 W型通风方式 …… 1120
4.2.3 Y型通风方式 …… 1121
4.2.4 U+L型通风方式 …… 1121
4.2.5 Z型通风方式 …… 1122
4.3 通风构筑物 …… 1122
4.3.1 风门 …… 1122
4.3.2 密闭 …… 1123
4.3.3 风桥 …… 1124
4.3.4 通风设施的可靠性 …… 1126
4.4 提高矿井有效风量 …… 1126

5 局部通风 …… 1127

5.1 局部通风方法 …… 1127
5.1.1 压入式通风 …… 1127
5.1.2 抽出式通风 …… 1127
5.1.3 压入式和抽出式通风的比较 …… 1127
5.1.4 混合式通风 …… 1128
5.2 长距离掘进通风 …… 1130
5.3 局部通风装备 …… 1132
5.3.1 局部通风机 …… 1132
5.3.2 风筒 …… 1134
5.4 局部通风技术管理及安全措施 …… 1134
5.4.1 局部通风技术管理 …… 1134
5.4.2 局部通风安全措施 …… 1136

第7篇 矿井提升与运输

1 矿井提升与运输系统 …… 1141

1.1 矿井提升分类 …… 1141
1.2 矿井运输的分类与应用 …… 1141
1.3 矿井提升与运输设备发展概况 …… 1144

2 矿井提升技术及装备 …… 1146

2.1 矿井提升机结构及选型 …… 1146
2.1.1 缠绕式提升机 …… 1146
2.1.2 摩擦式提升机 …… 1153
2.1.3 提升机参数计算及设备选型 …… 1160

2.2　提升容器及辅助装置 …… 1164
2.2.1　箕斗 …… 1164
2.2.2　罐笼 …… 1170
2.2.3　提升容器的附属设备 …… 1173
2.2.4　罐笼防坠器 …… 1178
2.2.5　箕斗装载设备 …… 1179
2.2.6　箕斗卸载设备 …… 1182
2.2.7　罐笼承接装置 …… 1184
2.2.8　安全门及推车装置 …… 1185
2.3　提升钢丝绳的选型计算 …… 1187
2.3.1　提升钢丝绳的结构与分类 …… 1187
2.3.2　提升钢丝绳选型 …… 1190
2.3.3　提升钢丝绳的检查和检验 …… 1197
2.4　提升系统的空间布局设计 …… 1199
2.4.1　落地缠绕式提升机与井筒位置计算 …… 1199
2.4.2　塔式多绳摩擦提升机的空间布局设计 …… 1202
2.5　矿井提升机制动系统 …… 1202
2.5.1　盘式制动器 …… 1204
2.5.2　盘式制动器液压站 …… 1205
2.5.3　制动装置参数的计算 …… 1211
2.6　矿井提升控制系统 …… 1213
2.6.1　提升机的电力拖动分类和选择 …… 1213
2.6.2　提升机直流拖动控制 …… 1217
2.6.3　提升机交流拖动控制 …… 1220
2.6.4　提升机的综合自动化控制 …… 1228
2.7　提升机技术性能测试 …… 1229
2.7.1　机电控制系统测试 …… 1230
2.7.2　制动系统测试 …… 1231
2.7.3　井筒井架系统检测 …… 1232
2.8　矿井提升安全设备 …… 1233
2.8.1　过卷过放缓冲装置 …… 1233
2.8.2　制动器失效保护装置 …… 1235
2.8.3　摩擦提升滑动监控装置 …… 1236
2.8.4　提升载荷在线监测装置 …… 1236
2.8.5　提升状态监护装置 …… 1236
2.8.6　钢丝绳探伤检测装置 …… 1237
2.9　矿井提升能力增大改造途径 …… 1238
2.9.1　提高一次提升量 …… 1238
2.9.2　缩短一次提升循环时间 …… 1238

3　矿井运输技术与装备 …… 1240

3.1　矿井运输方式选择 …… 1240
3.1.1　主运输方式选择 …… 1240
3.1.2　辅助运输方式选择 …… 1241
3.2　矿井主要运输方式及设备 …… 1241
3.2.1　采区主要运输方式及设备 …… 1241
3.2.2　大巷主要运输方式及设备 …… 1254
3.3　辅助运输方式及设备 …… 1256
3.3.1　轨道运输 …… 1256
3.3.2　绞车运输 …… 1269
3.3.3　架空运输 …… 1277
3.3.4　无轨辅助运输 …… 1282
3.4　矿井运输设备的安全保护装置 …… 1292
3.4.1　刮板输送机的软启动设备 …… 1292
3.4.2　带式输送机的软启动设备 …… 1295
3.4.3　带式输送机的安全保护装置 …… 1301
3.5　矿井运输系统改造与优化 …… 1305
3.5.1　运输方式的选择依据 …… 1305
3.5.2　运输系统技术装备的优化配置 …… 1306
3.6　矿井运输设备的常见故障与预防措施 …… 1306
3.6.1　刮板输送机的常见故障与预防措施 …… 1306
3.6.2　带式输送机的常见故障与预防措施 …… 1308
3.6.3　机车运输的常见故障与预防措施 …… 1309

附录 …… 1311

附录A　提升系统相关标准及规范 …… 1311
附录B　运输系统相关标准及规范 …… 1313

第8篇　矿井供电、排水、压气

1　矿井供电 …… 1321

1.1　矿井供电系统 …… 1321
1.1.1　供电电源及供电电压 …… 1321
1.1.2　负荷分级及供电要求 …… 1322
1.1.3　变电所常用主接线形式 …… 1323
1.1.4　中性点接地方式 …… 1325
1.1.5　节能与降耗 …… 1329

1.1.6　电网监控系统 …… 1331
1.1.7　数字化变电站 …… 1334
1.2　矿井供电常用计算 …… 1337
1.2.1　负荷计算 …… 1337
1.2.2　短路计算 …… 1346
1.2.3　电容电流估算 …… 1378
1.3　矿井地面供电 …… 1380
1.3.1　地面供电系统 …… 1380
1.3.2　地面供电设备 …… 1383
1.3.3　继电保护 …… 1465
1.3.4　自动装置 …… 1486
1.3.5　无功补偿与谐波治理 …… 1489
1.3.6　电容电流危害与治理 …… 1506
1.3.7　过电压及其防护 …… 1509
1.4　矿井井下供电 …… 1545
1.4.1　井下供电系统 …… 1545
1.4.2　井下供电设备 …… 1557
1.4.3　井下继电保护 …… 1579
1.4.4　井下保护设备功能要求 …… 1587
1.4.5　保护接地 …… 1588
1.4.6　三专两闭锁 …… 1593
1.4.7　杂散电流的危害与防治 …… 1594
附录A　矿井供电标准及规范 …… 1597
附录B　特殊环境条件下的修正 …… 1599

2　矿井排水 …… 1604

2.1　矿井排水技术与设备 …… 1604
2.1.1　井下涌水 …… 1604
2.1.2　井下排水系统 …… 1605
2.1.3　矿井排水方式 …… 1606
2.1.4　矿井排水设备 …… 1606
2.1.5　国内外矿井排水设备对比 …… 1611
2.2　矿井排水设备运行工况 …… 1611
2.2.1　排水管路及其特性 …… 1611
2.2.2　水泵实际特性及工况 …… 1613
2.2.3　水泵正常工作及工况点 …… 1614
2.2.4　水泵联合运行 …… 1614
2.2.5　泵的调节 …… 1616
2.2.6　矿井排水系统的工作（启动与停止） …… 1620

2.2.7 矿井排水系统维护 …… 1623
2.2.8 常见故障及处理方法 …… 1624
2.2.9 矿井排水系统测试 …… 1626
2.2.10 矿井排水的信息化管理 …… 1633
2.3 矿井排水系统的设计 …… 1636
2.3.1 矿井排水方案 …… 1636
2.3.2 水泵的选择设计 …… 1636
2.3.3 管路的选择设计 …… 1638
2.3.4 排水设备工况点的确定及校核计算 …… 1639
2.3.5 矿井排水设施的设计 …… 1641
2.3.6 矿井排水系统设计案例 …… 1641

3 矿井压气 …… 1647

3.1 空压机类型、技术参数和工作原理 …… 1647
3.1.1 空压机的分类 …… 1647
3.1.2 空压机的主要技术参数 …… 1649
3.1.3 容积式压缩机的工作原理 …… 1651
3.1.4 螺杆式压缩机 …… 1653
3.1.5 煤矿常用空压机 …… 1659
3.1.6 离心式空压机 …… 1662
3.1.7 空压机的优缺点比较 …… 1662
3.1.8 空压机的选型及配置 …… 1662
3.2 空压机的调节及维护 …… 1663
3.2.1 排气量的调节 …… 1663
3.2.2 压缩机的维护保养 …… 1664
3.2.3 活塞式空压机常见故障及其处理方法 …… 1666
3.2.4 螺杆式空压机常见故障及其处理方法 …… 1669
3.3 空气压缩机安全检测检验 …… 1671
3.3.1 空气压缩机安全检测检验的主要技术依据 …… 1672
3.3.2 空气压缩机的排气量测量 …… 1672
3.3.3 空气压缩机的性能试验 …… 1674
3.3.4 噪声的测量 …… 1675
3.3.5 振动的测量 …… 1676
3.4 空压机的监测监控 …… 1679
3.4.1 压缩机控制系统 …… 1680
3.4.2 螺杆式空压机的监测监控与故障诊断 …… 1680
3.4.3 往复压缩机的状态监测与故障诊断 …… 1681
3.5 压气系统及设备选型计算 …… 1683
3.5.1 压气系统 …… 1683

3.5.2　压气设备选型 …… 1684
3.5.3　压气自救系统设计 …… 1692

（下册）

第9篇　矿井灾害防治

1　水害防治 …… 1697

1.1　水害类型及其防治 …… 1698
1.1.1　地表水害及防治 …… 1698
1.1.2　冲积层水害及防治 …… 1698
1.1.3　煤层顶、底板砂岩水害及防治 …… 1699
1.1.4　煤层顶、底板薄层灰岩水害及防治 …… 1699
1.1.5　厚层石灰岩岩溶水水害及防治 …… 1699
1.1.6　岩溶陷落柱水害及防治 …… 1700
1.1.7　断层水害及防治 …… 1700
1.1.8　钻孔水害及防治 …… 1700
1.1.9　老窑（空）水害及防治 …… 1701
1.2　水害防治技术 …… 1701
1.2.1　水文条件探查技术 …… 1701
1.2.2　探放水 …… 1704
1.2.3　疏水降压技术 …… 1707
1.2.4　煤层底板含水层注浆改造技术 …… 1709
1.2.5　注浆堵水技术 …… 1713
1.2.6　隔离设施 …… 1715
1.2.7　防水煤（岩）柱留设 …… 1717
1.3　水害事故应急措施与事故案例 …… 1723
1.3.1　水害事故应急措施 …… 1723
1.3.2　水害事故案例 …… 1726

2　火灾防治 …… 1731

2.1　矿井火灾类型及特征 …… 1731
2.1.1　外源火灾及其特征 …… 1731
2.1.2　自燃火灾及其特征 …… 1731
2.2　煤层自燃防灭火技术 …… 1731
2.2.1　煤炭自燃征兆 …… 1731
2.2.2　自燃隐患预测预报技术 …… 1731
2.2.3　通风、均压防灭火技术 …… 1740
2.2.4　注浆防灭火技术 …… 1747

2.2.5　阻化防灭火技术 …… 1749
2.2.6　漏风检测及充填堵漏防灭火技术 …… 1756
2.2.7　氮气和二氧化碳防灭火技术 …… 1764
2.2.8　三相泡沫防灭火技术 …… 1768
2.2.9　发火区域判定技术 …… 1771
2.2.10　火区管理与启封 …… 1773
2.3　通风防灭火管理 …… 1777
2.3.1　通风防灭火管理 …… 1777
2.3.2　防灭火措施的制定原则 …… 1780
2.4　外因火灾防灭火技术 …… 1781
2.4.1　矿井外因火灾的预防 …… 1781
2.4.2　矿井外因火灾的灭火技术 …… 1785
2.4.3　带式输送机火灾的防治 …… 1793
2.5　矿井火灾事故应急救援预案及事故案例 …… 1796
2.5.1　矿井火灾事故应急救援预案 …… 1796
2.5.2　火灾事故案例 …… 1801

3　顶板事故与冲击地压灾害防治 …… 1808

3.1　采场顶板事故及预防 …… 1808
3.1.1　采场顶板事故分类及预防 …… 1808
3.1.2　预防冒顶事故的采场控顶设计 …… 1826
3.1.3　顶板支护质量与动态监测 …… 1831
3.2　巷道顶板事故及预防 …… 1836
3.2.1　棚式支护巷道顶板事故及预防 …… 1836
3.2.2　锚杆支护巷道顶板事故及预防 …… 1844
3.3　冲击地压灾害控制 …… 1851
3.3.1　冲击地压现象、特点及分类 …… 1851
3.3.2　冲击地压预测及危险性评价 …… 1853
3.3.3　冲击地压防治 …… 1870
3.3.4　矿震事故案例 …… 1882
附录　矿压观测与支护质量监测技术示范（实例） …… 1884

4　瓦斯管理、煤与瓦斯突出防治 …… 1905

4.1　矿井瓦斯及其管理 …… 1905
4.1.1　矿井瓦斯管理主要制度 …… 1905
4.1.2　矿井瓦斯检查及管理 …… 1905
4.1.3　井下工作地点瓦斯浓度极限处理 …… 1908
4.1.4　瓦斯超限的追查处理 …… 1908
4.1.5　瓦斯积聚超限的排放管理 …… 1909

4.1.6　瓦斯超限事故的汇报统计管理 …… 1910
4.1.7　盲巷瓦斯管理 …… 1910
4.1.8　巷道贯通时的瓦斯管理 …… 1911
4.1.9　瓦斯监控装备使用、管理的有关规定 …… 1912
4.1.10　技术资料管理 …… 1924
4.2　瓦斯事故的类型与特征 …… 1953
4.2.1　瓦斯燃烧 …… 1953
4.2.2　瓦斯窒息 …… 1953
4.2.3　瓦斯喷出 …… 1953
4.2.4　瓦斯爆炸 …… 1954
4.2.5　煤与瓦斯突出 …… 1956
4.3　一般瓦斯事故的预防和处理 …… 1961
4.3.1　瓦斯积聚、超限的预防和处理 …… 1961
4.3.2　瓦斯燃烧事故的预防和处理 …… 1968
4.3.3　瓦斯窒息事故的预防和处理 …… 1970
4.3.4　瓦斯喷出事故的预防和处理 …… 1971
4.4　瓦斯爆炸事故的抢险救灾 …… 1972
4.4.1　灾情汇报及救灾程序 …… 1972
4.4.2　抢险过程中注意事项 …… 1972
4.5　煤与瓦斯突出事故的预防和应急救援 …… 1974
4.5.1　煤与瓦斯突出危险性预测预报及效果检验 …… 1974
4.5.2　区域防突措施 …… 1985
4.5.3　局部防突措施 …… 1987
4.5.4　安全防护措施 …… 1999
4.5.5　煤与瓦斯突出事故应急救援预案 …… 2003

5　矿井热害防治 …… 2007

5.1　矿井热害 …… 2007
5.1.1　矿井高温危害 …… 2007
5.1.2　国内外煤矿热害防治现状及发展 …… 2008
5.1.3　矿井热害防治相关法规 …… 2008
5.2　矿内热源 …… 2009
5.2.1　地面大气气候对矿内气温的影响 …… 2009
5.2.2　地热 …… 2009
5.2.3　机电设备散热 …… 2010
5.2.4　其他热源 …… 2011
5.3　矿井热害治理技术 …… 2011
5.3.1　非人工制冷降温技术 …… 2012
5.3.2　人工制冷降温技术 …… 2014

5.4　热害防治其他技术措施 …… 2033
5.4.1　矿井热水治理措施 …… 2033
5.4.2　个体防护 …… 2033
5.4.3　设置风障和挡风墙 …… 2034
5.4.4　煤壁注水预冷煤层 …… 2034

6　矿井粉尘防治 …… 2035

6.1　矿井粉尘及其危害 …… 2035
6.1.1　矿尘的产生及其影响因素 …… 2035
6.1.2　矿尘的危害 …… 2037
6.2　煤尘爆炸及其防治 …… 2038
6.2.1　煤尘爆炸 …… 2038
6.2.2　预防煤尘爆炸的措施 …… 2043
6.2.3　隔绝煤尘爆炸传播的措施 …… 2045
6.3　矿井综合防尘技术 …… 2046
6.3.1　煤层注水 …… 2046
6.3.2　湿式作业 …… 2055
6.3.3　喷雾降尘 …… 2055
6.3.4　净化风流 …… 2061
6.3.5　通风排尘 …… 2068
6.3.6　个体防护 …… 2069
6.3.7　其他防尘技术 …… 2070
6.4　矿尘的监测 …… 2073
6.4.1　矿尘浓度测定 …… 2074
6.4.2　分散度测定 …… 2077
6.4.3　游离 SiO_2 含量测定 …… 2077
6.5　煤矿防尘管理 …… 2078
6.5.1　煤矿防尘组织管理 …… 2078
6.5.2　煤矿防尘安全技术管理 …… 2079

第10篇　洗　选　加　工

1　煤炭分类与产品质量要求 …… 2085

1.1　中国煤炭分类及各类煤的特点和用途 …… 2085
1.2　不同用途对煤炭质量的要求 …… 2087
1.2.1　炼焦用煤的质量要求 …… 2087
1.2.2　发电用煤的质量要求 …… 2088
1.2.3　气化用煤的质量要求 …… 2089

1.2.4　直接液化用煤的质量要求 …… 2092
1.2.5　烧制水泥用煤的质量要求 …… 2092
1.2.6　高炉喷吹用煤的质量要求 …… 2092
1.2.7　制造活性炭用煤的质量要求 …… 2093
1.2.8　烧结铁矿石用无烟煤的技术要求 …… 2093
1.2.9　生产电石用无烟煤的技术要求 …… 2093
1.3　煤炭产品分类与质量要求 …… 2093
1.3.1　煤炭产品分类 …… 2093
1.3.2　煤炭产品的质量等级 …… 2095

2　筛分与破碎 …… 2098

2.1　筛分 …… 2098
2.1.1　筛分试验 …… 2098
2.1.2　粒度特性曲线 …… 2098
2.1.3　筛分效果评定 …… 2100
2.1.4　筛分机械 …… 2100
2.2　破碎 …… 2112
2.2.1　齿辊破碎机 …… 2113
2.2.2　锤式破碎机 …… 2116
2.2.3　反击式破碎机 …… 2116
2.2.4　强力分级破碎机 …… 2116

3　选煤工艺与设备 …… 2123

3.1　重介质选煤 …… 2123
3.1.1　重介质选煤的基本原理 …… 2123
3.1.2　重介质悬浮液 …… 2125
3.1.3　重介质分选机 …… 2127
3.1.4　重介质旋流器 …… 2136
3.1.5　重悬浮液的回收与净化系统 …… 2140
3.1.6　悬浮液密度的自动控制 …… 2142
3.2　跳汰选煤 …… 2143
3.2.1　筛侧空气室跳汰机（鲍姆式跳汰机） …… 2144
3.2.2　筛下空气室跳汰机 …… 2145
3.2.3　动筛跳汰机 …… 2149
3.2.4　国外典型跳汰机简介 …… 2152
3.3　浮游选煤 …… 2155
3.3.1　煤泥的可浮性 …… 2155
3.3.2　浮选药剂 …… 2156
3.3.3　浮选机及辅助设备 …… 2162

3.3.4　浮选过程的影响因素 …… 2191
3.3.5　浮选流程 …… 2196
3.3.6　浮选效果的评定 …… 2198
3.4　粗煤泥分选 …… 2200
3.4.1　干扰床选煤 …… 2201
3.4.2　煤泥重介质分选 …… 2203
3.4.3　螺旋分选机选煤 …… 2205
3.5　其他选煤方法 …… 2206
3.5.1　干法选煤 …… 2206
3.5.2　螺旋滚筒选煤 …… 2212
3.5.3　摇床选煤 …… 2214
3.5.4　溜槽选煤 …… 2219
3.6　重选生产工艺 …… 2220
3.6.1　炼焦煤选煤典型重选工艺 …… 2221
3.6.2　动力煤选煤典型重选工艺 …… 2224

4　选煤产品脱水与干燥 …… 2228

4.1　选煤产品脱水方法分类 …… 2228
4.2　粗颗粒物料的脱水 …… 2228
4.2.1　脱水筛 …… 2228
4.2.2　离心脱水机 …… 2229
4.3　细颗粒物料的脱水 …… 2233
4.3.1　沉降式离心脱水机 …… 2233
4.3.2　沉降过滤式离心脱水机 …… 2235
4.3.3　压滤机 …… 2235
4.4　热力干燥 …… 2241
4.4.1　滚筒干燥机 …… 2241
4.4.2　管式干燥机 …… 2243
4.4.3　沸腾床层干燥机 …… 2244

5　选煤厂煤泥水处理 …… 2246

5.1　煤泥水体系的主要性质及测定 …… 2246
5.1.1　煤泥水浓度 …… 2246
5.1.2　煤泥水黏度 …… 2247
5.1.3　煤泥水酸、碱度以及硬度的影响 …… 2248
5.1.4　煤泥水的沉降特性 …… 2249
5.1.5　煤泥的矿物组成 …… 2249
5.2　水力分级 …… 2250
5.2.1　水力分级原理 …… 2250

5.2.2　水力分级设施与设备 …… 2251
5.2.3　水力分级设备的工作指标和影响因素 …… 2254
5.2.4　水力分级设备工艺效果评定指标及方法 …… 2255
5.3　浓缩澄清 …… 2256
5.3.1　工作原理 …… 2256
5.3.2　浓缩澄清设施与设备 …… 2257
5.3.3　澄清浓缩设备的工作指标和影响因素 …… 2261
5.3.4　浓缩设备工艺效果评定指标及方法 …… 2262
5.4　煤泥絮凝 …… 2263
5.5　煤泥水系统 …… 2264
5.5.1　煤泥水流程 …… 2264
5.5.2　煤泥水管理 …… 2266

6　选煤厂噪声与粉尘防治 …… 2268

6.1　选煤厂噪声防治 …… 2268
6.1.1　选煤厂噪声来源及分类 …… 2268
6.1.2　选煤厂噪声控制 …… 2271
6.1.3　选煤厂主要设备的噪声分析与治理措施 …… 2275
6.2　选煤厂粉尘治理 …… 2283
6.2.1　选煤厂粉尘来源 …… 2283
6.2.2　选煤厂粉尘特点 …… 2283
6.2.3　除尘方法与设备 …… 2284
6.2.4　选煤厂生产过程中的防尘措施 …… 2288

7　煤炭储存与装卸 …… 2290

7.1　煤炭储存 …… 2290
7.1.1　功能分类及适用范围 …… 2290
7.1.2　工艺系统及设备设施 …… 2290
7.1.3　标准规范的相关规定 …… 2299
7.2　煤炭装卸 …… 2300
7.2.1　卸煤与受煤 …… 2300
7.2.2　装车系统的工艺布置 …… 2307
7.2.3　产品装车仓与装车系统的布置 …… 2307

第 11 篇　煤矿信息化技术

1　信息化建设概述 …… 2313

1.1　信息化建设历程与发展趋势 …… 2313

1.2　信息化支持企业核心战略 …… 2314
1.2.1　企业集团管控模式 …… 2314
1.2.2　企业整体信息化需求模型 …… 2314
1.3　企业信息化目标 …… 2317
1.3.1　总体目标 …… 2317
1.3.2　现实目标 …… 2318
1.4　企业信息化总体架构 …… 2318
1.5　信息化的组织保障体系 …… 2320
1.6　信息化风险分析 …… 2321
1.6.1　外部风险分析 …… 2321
1.6.2　内部风险分析 …… 2321

2　信息传输技术 …… 2323

2.1　调度通信及网络化调度电话 …… 2323
2.1.1　数字程控调度通信系统 …… 2323
2.1.2　网络调度通信系统 …… 2325
2.1.3　扩音电话系统 …… 2327
2.2　矿用无线/移动通信系统 …… 2328
2.2.1　漏泄通信系统 …… 2329
2.2.2　PHS 小灵通移动通信系统 …… 2330
2.2.3　CDMA 移动通信系统 …… 2332
2.2.4　Wi－Fi 移动通信系统 …… 2333
2.2.5　现有的无线通信系统主要产品对比 …… 2336
2.3　井下救灾透地通信与生命探测 …… 2336
2.3.1　井下救灾透地通信 …… 2336
2.3.2　井下生命探测技术与研究现状 …… 2339
2.4　工业现场总线 …… 2340
2.4.1　现场总线简介 …… 2340
2.4.2　现场总线的特点 …… 2341
2.4.3　现场总线在煤矿应用的基本要求与局限 …… 2342
2.5　综合信息网络技术 …… 2343
2.5.1　基于工业以太网技术煤矿综合业务传输网络平台 …… 2344
2.5.2　基于 GEPON 的环网系统 …… 2347
2.5.3　MCTP 矿用本安型多通道工业以太网 …… 2349
2.5.4　工业以太网、MCTP 和 GEPON 3 种技术的比较 …… 2351

3　生产自动化系统 …… 2353

3.1　生产自动化系统目标及架构 …… 2353
3.1.1　系统目标 …… 2353

3.1.2　综合自动化的系统架构及基本内容 …… 2353
3.1.3　综合自动化效益 …… 2354
3.2　主、副井提升监控系统 …… 2355
3.2.1　系统需求 …… 2355
3.2.2　系统构成和方案 …… 2355
3.2.3　系统功能 …… 2355
3.3　采煤工作面工况监控系统 …… 2356
3.3.1　系统需求 …… 2356
3.3.2　支架液压监测和电控系统 …… 2356
3.3.3　电牵引采煤机控制系统 …… 2358
3.3.4　工作面设备顺序控制系统 …… 2360
3.4　井下供电自动化系统 …… 2360
3.4.1　系统需求 …… 2360
3.4.2　系统构成和方案 …… 2361
3.4.3　系统功能 …… 2362
3.5　井下主排水自动化系统 …… 2363
3.5.1　系统需求 …… 2363
3.5.2　系统构成和方案 …… 2363
3.5.3　系统功能 …… 2363
3.6　井下带式输送机集控系统 …… 2365
3.6.1　系统需求 …… 2365
3.6.2　系统构成和方案 …… 2365
3.6.3　系统功能 …… 2367
3.7　辅助运输综合监控系统 …… 2368
3.7.1　机车运输综合监控系统 …… 2368
3.7.2　无轨胶轮车运输综合监控系统 …… 2371
3.8　计算机自动化配煤装车系统 …… 2373
3.8.1　需求分析 …… 2373
3.8.2　系统构成和方案 …… 2373
3.8.3　系统功能 …… 2375
3.9　主要通风机在线监测系统 …… 2376
3.9.1　主要通风机在线监测系统组成 …… 2376
3.9.2　在线监测系统功能 …… 2376
3.10　压风机监控系统 …… 2378
3.10.1　压风机监控系统的组成结构 …… 2378
3.10.2　功能简介 …… 2378
3.10.3　系统与综合自动化平台的接入 …… 2379
3.11　生产自动化系统接入 …… 2379
3.11.1　几种标准通用的数据交互方式 …… 2379

3.11.2　自动化子系统接入方式 …… 2380

4　生产安全监控系统 …… 2383

4.1　安全监控系统 …… 2383
4.1.1　分类 …… 2383
4.1.2　关键技术 …… 2383
4.1.3　主要功能 …… 2386
4.1.4　现状及未来发展趋势 …… 2387
4.2　瓦斯抽放计量监控系统 …… 2387
4.2.1　系统组成 …… 2387
4.2.2　主要功能 …… 2389
4.2.3　关键参数监测传感器 …… 2389
4.3　矿井火灾束管监测系统 …… 2390
4.3.1　系统组成 …… 2391
4.3.2　系统工作原理及布点方案 …… 2391
4.4　顶板动态监测系统 …… 2392
4.4.1　系统结构与功能 …… 2392
4.4.2　主要技术指标 …… 2395
4.4.3　典型方案 …… 2395
4.5　矿井人员定位系统 …… 2396
4.5.1　系统特点 …… 2397
4.5.2　系统组成及连接方式 …… 2397
4.5.3　主要功能 …… 2399
4.6　数字视频监控系统 …… 2400
4.6.1　数字视频编码技术 …… 2401
4.6.2　数字视频网络传输技术 …… 2401
4.6.3　煤矿数字视频监控系统典型应用 …… 2403
4.7　井下斜巷绞车轨道运输远程安全综合监控系统 …… 2408
4.7.1　关键技术 …… 2408
4.7.2　主要功能 …… 2408
4.7.3　总体结构 …… 2408
4.7.4　技术实现 …… 2408

5　煤炭企业管理信息化 …… 2413

5.1　煤炭企业综合信息支撑平台 …… 2413
5.1.1　综合信息统一网络平台 …… 2413
5.1.2　网络管理与安全 …… 2415
5.1.3　企业数据中心系统 …… 2417
5.1.4　其他辅助系统 …… 2420

5.2　综合信息应用平台 …… 2421
5.2.1　基于 GIS 的生产技术管理系统 …… 2421
5.2.2　安全生产调度指挥应用系统 …… 2426
5.2.3　经营管理信息系统（ERP 系统） …… 2430
5.2.4　综合办公系统 …… 2442
5.2.5　煤矿安全生产调度决策支持系统 …… 2446
5.3　安全生产调度控制指挥中心 …… 2449
5.3.1　指挥中心总体目标及原则 …… 2449
5.3.2　调度控制指挥中心的功能定位 …… 2449

第 12 篇　矿区生态环境保护

1　生态环境问题 …… 2453

1.1　国内外矿区环境现状 …… 2453
1.1.1　国外矿区环境现状 …… 2453
1.1.2　我国矿区环境现状 …… 2454
1.2　开采对生态环境的影响 …… 2454
1.2.1　地表塌陷 …… 2455
1.2.2　煤矸石排放 …… 2455
1.2.3　矿井废水排放 …… 2456
1.2.4　地下水资源破坏 …… 2456
1.2.5　大气污染 …… 2456
1.3　我国煤矿环境保护的相关政策、法规和标准 …… 2457
1.3.1　防治环境污染的政策、法规和标准 …… 2457
1.3.2　自然资源保护政策 …… 2458
1.3.3　清洁生产的政策与法规 …… 2458

2　生态环境治理与资源综合利用 …… 2459

2.1　矿区生态环境规划 …… 2459
2.1.1　矿区生态修复规划的意义 …… 2459
2.1.2　矿区生态规划原则 …… 2459
2.1.3　矿区生态规划的目标 …… 2459
2.1.4　矿区生态规划的内容 …… 2460
2.1.5　矿区生态规划的方法 …… 2460
2.1.6　矿区环境保护 …… 2460
2.2　矿井水的污染治理、净化回收利用技术 …… 2461
2.2.1　矿井水分类及水质特征 …… 2461
2.2.2　国内外矿井水利用概况 …… 2462

2.2.3 矿井水资源化技术 …… 2464
2.3 煤矸石的综合利用技术 …… 2472
2.3.1 煤矸石的组成 …… 2472
2.3.2 煤矸石的性质 …… 2473
2.3.3 国内外煤矸石综合利用技术概述 …… 2475
2.3.4 煤矸石常见综合利用技术 …… 2476
2.4 瓦斯回收利用技术 …… 2481
2.4.1 瓦斯组成 …… 2482
2.4.2 国内外瓦斯利用发展状况 …… 2482
2.4.3 瓦斯主要用途 …… 2482
2.4.4 瓦斯发电技术分析 …… 2483
2.4.5 矿井污风瓦斯利用 …… 2485
2.5 塌陷土地治理 …… 2486
2.5.1 我国塌陷区的破坏现状 …… 2486
2.5.2 国内外煤矿塌陷区土地复垦研究状况 …… 2487
2.5.3 我国土地复垦的法律法规 …… 2488
2.5.4 矿区土地复垦的原则 …… 2489
2.5.5 采煤塌陷土地复垦的综合治理技术 …… 2489
2.6 矸石山绿化 …… 2491
2.6.1 矸石山绿化现状及研究对策 …… 2491
2.6.2 煤矸石山绿化方法 …… 2492

3 矿区生态环境保护实例 …… 2493

3.1 创新理念 …… 2493
3.1.1 创新资源环境理念 …… 2493
3.1.2 创新技术理念 …… 2494
3.2 治理“三废一沉” …… 2494
3.3 保护资源 …… 2494
3.4 修复生态环境 …… 2494
3.5 绿色工程建设 …… 2495
3.6 改造棚户区 …… 2495
3.7 推进地企统筹 …… 2495
3.8 积极倡导建设淮南平原水库 …… 2495

参考文献 …… 2497

第 5 篇

矿井瓦斯抽采与煤层气开发利用

主　编　杨胜强
副主编　傅雪海　黄　炜　周荣福　廖斌琛　赵国泉

1 煤层气资源及开发

煤层气（煤矿瓦斯）是指赋存在煤层中以甲烷为主要成分、以吸附在煤基质颗粒表面为主并部分游离于煤孔隙中或溶解于煤层水中的气体。煤层气是未受地面打钻抽采采动影响赋存在煤层中的烃类甲烷气体（浓度一般为95% ~98%）。煤矿瓦斯是伴随煤矿生产从煤层中解吸出来逸散到生产空间的烃类甲烷气体和空气混合体的总称（浓度一般为1% ~80%）。两者的区别主要是抽采方式的不同。另外，作为资源概念时统称为煤层气。

1.1 煤层气资源

煤层是煤层气的生成层，又是煤层气的储集层，因此煤层气是典型的自生自储式非常规气藏。煤储层具有双重孔隙结构，它的储气机理及气体在煤储层中的运移方式均明显区别于常规天然气储层。

1.1.1 煤层气资源量

“十五”期间，国土资源部、国家发改委与财政部联合组织重大项目，开展“新一轮全国油气资源评价”，评价结果表明，我国埋深2000m以浅的煤层气地质资源量为$36.81\times10^{12}m^3$，超过了天然气的地质资源量（$35\times10^{12}m^3$）；埋深1500m以浅的煤层气可采资源量$10.87\times10^{12}m^3$，是天然气可采资源量的1/2。此次评价增加了褐煤区的煤层气资源量。东北的二连、海拉尔、伊兰等盆地，西北的准噶尔和吐哈盆地褐煤资源都非常丰富。评价依据煤层内所含气体的成分确定风化带的深度，与以往评价时将煤层气资源计算的上限——风化带统一定在煤层埋深某一深度（多为300m）相比，资源量计算边界的确定方法更为合理。本轮资源评价的评价层次包括大区、含气盆地（群）、含气区带与计算单元，首先评价出计算单元的资源量，然后汇总得到含气区带、含气盆地的煤层气资源量，进一步汇总得到大区、全国的煤层气资源量。历次全国煤层气资源量估算值见表5-1-1。

表5-1-1 历次全国煤层气资源量估算值

评价机构	年份	资源量/m^3	说明
地矿部石油地质所	1985	17.93×10^{12}	
焦作矿业学院	1987	31.92×10^{12}	全国所有可采煤层
煤炭科学研究总院西安分院、淮南矿业学院、中国矿业大学	1990	32.15×10^{12}	全国所有可采煤层
煤炭科学研究总院西安分院	1991	$(30.00\sim35.00)\times10^{12}$	未包括褐煤及藏粤闽台地区的煤层
地矿部石油地质大队	1992	36.30×10^{12}	可采资源量为$18.15\times10^{12}m^3$

表5-1-1（续）

评价机构	年份	资源量/m^3	说　明
中国煤田地质总局	1999	14.34×10^{12}	含气量大于4m^3/t、埋藏2000m以浅的可采煤层
中国石油勘探开发研究院廊坊分院	1999	25.00×10^{12}	未包括褐煤
中联煤层气有限责任公司	2000	31.46×10^{12}	未包括褐煤及藏粤闽台地区的煤层
中国石油大学	2006	36.81×10^{12}	增加了褐煤区的煤层气资源量

1.1.2　煤层气资源分布特征

“新一轮全国煤层气资源评价”对全国陆地上42个主要含煤盆地（群）、121个含气区带进行了评价，同时筛选评价了22个重点煤矿矿区煤层气资源。煤层气资源在盆地、层系、深度、地理环境和资源类别上有以下分布特点。

（1）煤层气资源集中分布在大盆地。大型盆地煤层气地质资源量为$30.97\times10^{12}m^3$，占总地质储量的84.13%，煤层气资源盆地分布情况如图5-1-1所示。地质资源量大于$1\times10^{12}m^3$的大型含气盆地（群）有鄂尔多斯、沁水、准噶尔、滇东黔西、二连、吐哈、塔里木、天山和海拉尔盆地（群）共9个，其地质资源量总和为$30.969949\times10^{12}m^3$，可采资源量为$9.322658\times10^{12}m^3$，分别占全国的84.13%和85.76%，是煤层气资源分布的主体。我国九大含气盆地（群）地质资源量分布如图5-1-2所示。

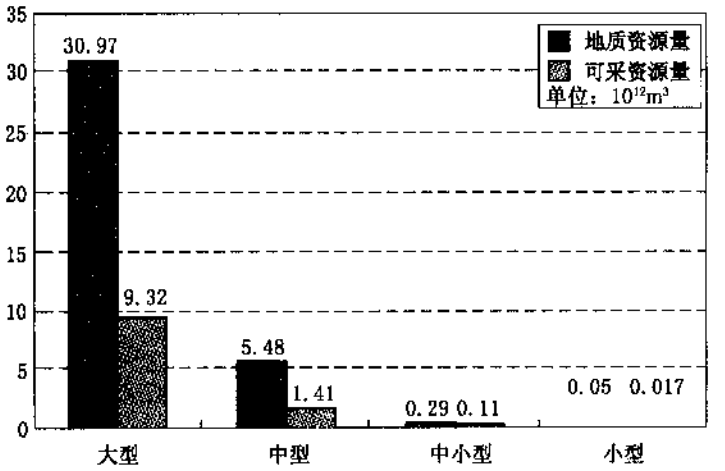


图5-1-1　煤层气资源盆地分布情况

（2）煤层气资源层系分布以古生界石炭系、二叠系和中生界三叠系、侏罗系、白垩系煤层气为主，新生界煤层气资源较少。其中，中生界煤层气地质资源量为$20.51\times10^{12}m^3$，可采资源量为$6.16\times10^{12}m^3$，分别占全国的55.72%和56.66%，煤层气资源层系分布如图5-1-3所示。

（3）埋深小于1000m的煤层气地质资源量为$14.27\times10^{12}m^3$，可采资源量为6.27×

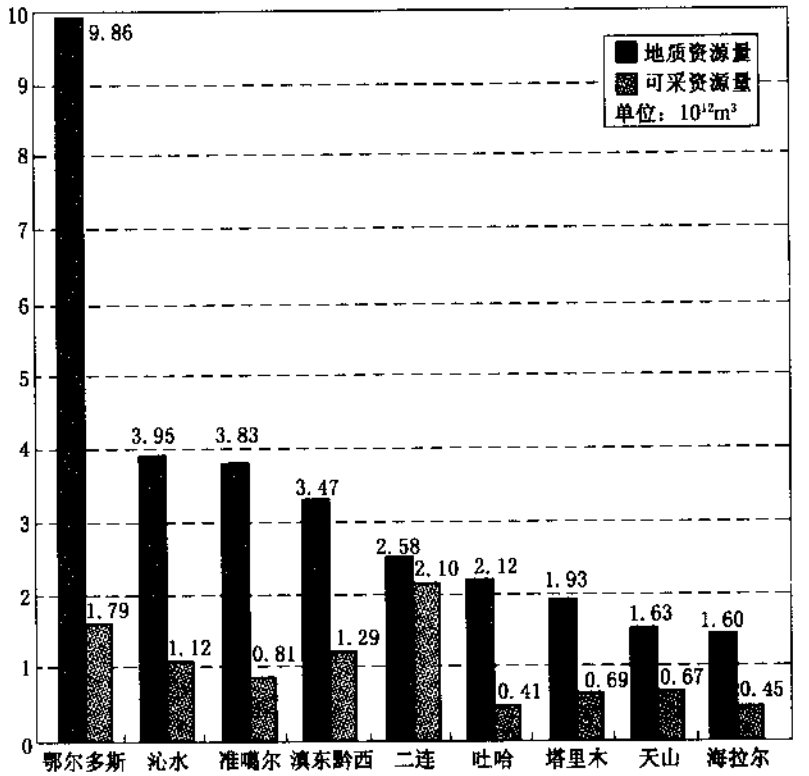


图 5-1-2 九大含气盆地（群）地质资源量分布

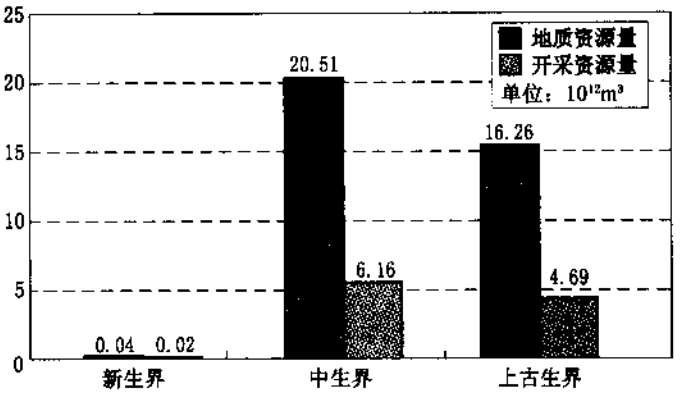


图 5-1-3 煤层气资源层系分布

$10^{12}m^3$，分别占全国的 38.77% 和 57.69%，埋藏较浅的煤层气资源开采条件较有利，煤层气资源深度分布如图 5-1-4 所示。

（4）煤层气资源分布的地表环境以丘陵、山地和黄土塬为主。丘陵和山地的煤层气地质资源量分别为 $12.28\times10^{12}m^3$ 和 $6.32\times10^{12}m^3$，占全国的 33.35% 和 17.17%；可采资

源量分别为 $3.86\times10^{12}m^3$ 和 $3.13\times10^{12}m^3$，占全国的 35.54% 和 28.75%。煤层气资源地理环境分布如图 5-1-5 所示。

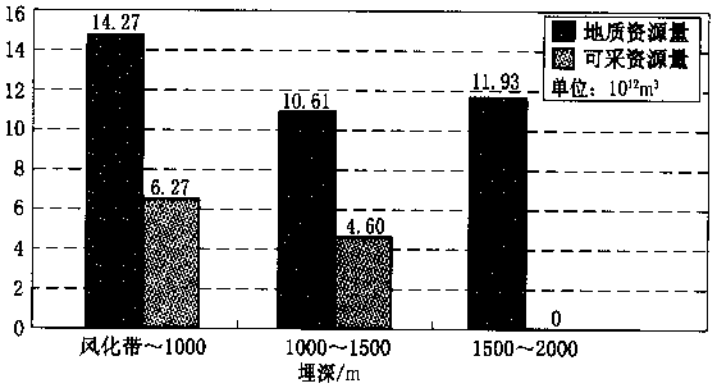


图 5-1-4 煤层气资源深度分布

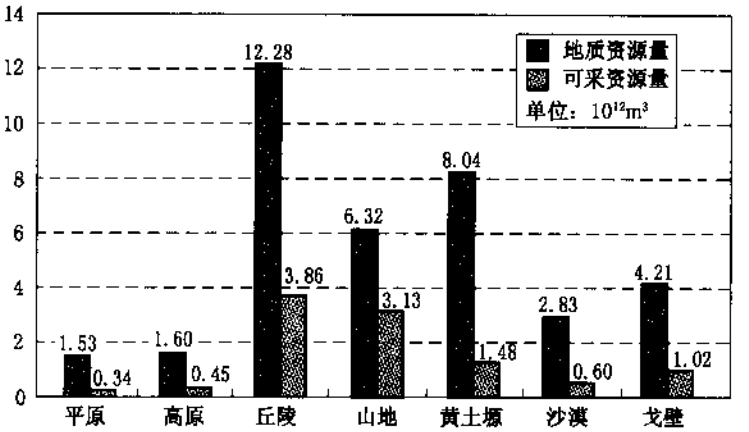


图 5-1-5 煤层气资源地理环境分布

1.1.3 煤层气资源量计算

煤层气资源量是指根据一定的勘探方法和工程依据计算出来的煤层中甲烷的数量。在地层状态下赋存于具有明确计算边界煤层中的煤层气资源量，称为煤层气地质储量。其中，在现行经济、技术条件下预期可最终采出的煤层气数量称为煤层气可采资源量。

1.1.3.1 煤层气资源量/储量分类分级

根据国土资源部 2002 年颁布的《煤层气资源/储量规范》（DZ/T0216—2002），煤层气资源量/储量根据经济可行性和地质认识程度，分为三类三级。

根据经济可行性，煤层气资源量/储量分为经济的、次经济的和内蕴经济的三类。经济煤层气资源量/储量是指在当时的市场经济条件下，生产和销售煤层气在技术上可行，经济上合理，地质上可靠，并且整个经营活动能够满足投资回报的要求。次经济煤层气资

源量/储量是在当时的市场经济条件下，生产和销售煤层气活动暂时没有经济效益，但在经济环境改变或政府给予扶持政策的条件下，可以转变为经济的。内蕴经济煤层气资源量/储量是在当时的市场经济条件下，由于不确定因素多，尚无法判断生产和销售煤层气的经济效益，也包括当前无法判定经济属性的部分。

基于地质认识程度，煤层气资源量/储量分为推测的、预测的、控制的、探明的四级。推测资源量/储量仅靠其他矿产勘探成果综合分析获得，缺乏参数井和试验井资料的支持，可靠程度极低。预测资源量/储量是在初步认识煤层气资源分布规律和气田典型地质条件煤层参数的基础上获得，但没有排采试验，资源量可靠程度很低。控制资源量/储量是在基本查明煤层气地质特征基础上获得的，开采技术条件基本得到控制，并通过单井试验和煤层数值模拟对单井产能情况有所了解，但由于参数井和生产试验井数量有限，资源量可靠程度不高。探明资源量/储量的可靠程度很高，煤层气地质条件和开采技术条件已经查明，可靠性和经济性得到小井网、单井试验或开发井网的证实。

煤层气储量计算以单井产量下限为起算标准。煤层气井产气量达到产量下限的地区才可以计算探明储量。单井平均产量下限值及各级储量勘查程度、认识程度应达到储量计算的基本要求（DZ/T0216—2002）。

1.1.3.2 煤层气资源量/储量计算方法

煤层气储量计算单元在平面上一般称区块，面积很大的区块可细分为井块（或井区），同一区块应具有基本相同或相似的构造条件、储气条件等；纵向上一般以单一煤层为计算单元，煤层相对集中的煤层组可合并计算单元，煤层风化带以浅的煤储层中不计算储量。

储量计算单元的边界，最好由查明的煤层气藏的各类地质边界，如断层、地层变化（变薄、尖灭、剥蚀、变质等）、含气量下限、煤层净厚下限（0.5～0.8m）等确定（对煤层组的情况可根据实际条件做适当调整）；若未查明地质边界，主要由达到产量下限值的煤层气井圈定，也可由矿权区边界、自然地理边界或人为储量计算线等圈定。煤层含气量下限值见表5－1－2，也可根据具体条件（如煤层厚度不同时）进行调整。

表5－1－2 煤层含气量下限值

煤层类型	变质程度 $R_{o,max}$/%	空气干燥基含气量
褐煤—长焰煤	<0.7	1
气煤—瘦煤	0.7～1.9	4
贫煤—无烟煤	>1.9	8

煤层气储量计算可分为地质储量计算和可采储量计算。地质储量计算采用的方法通常有类比法和体积法，可采储量计算采用数值模拟法、产量递减法和采收率计算法。

1. 地质储量计算

（1）类比法。类比法主要利用与已开发煤层气田（或相似储层）的相关关系计算储量。计算时要绘制出已开发区生产特性和储量相关关系的典型曲线，求得计算区可类比的储量参数，再配合其他方法进行储量计算。类比法可用于预测地质储量的计算。

（2）体积法。体积法是煤层气地质储量计算的基本方法，适用于各个级别煤层气地

质储量的计算。体积法的精度取决于对气藏地质条件和储层条件的认识，也取决于有关参数的精度和数值。

体积法的计算公式为

$$G_i = 0.01AhDC_{ad} \tag{5-1-1}$$

或

$$G_i = 0.01AhD_{daf}C_{daf} \tag{5-1-2}$$

式中　G_i——煤层气地质储量，$10^8 m^3$；

A——煤层含气面积，km^2；

h——煤层净厚度，m；

D——煤的空气干燥基质量密度，t/m^3；

C_{ad}——煤的空气干燥基含气量，m^3/t；

D_{daf}——煤的干燥无灰基质量密度，t/m^3；

C_{daf}——煤的干燥无灰基含气量，m^3/t。

2. 可采储量计算

1）数值模拟法

该法利用计算机专用软件（数值模拟器）对已获得的储层参数和早期的生产数据（或试采数据）进行拟合匹配，最后获取气井的预计生产曲线和可采储量。

利用数值模拟法计算开采储量应注意：

（1）选用的数值模拟器必须能够模拟煤储层的独特双孔隙特征和气、水两相流体的三种流动方式（解吸、扩散和渗流）及其相互作用过程，以及煤体岩石力学性质和力学表现等。

（2）储层描述应该包括基础地质、储层物性、储层流体及生产动态等四个方面的参数，通过对这些参数的描述建立储层地质模型用于产能预测。

（3）利用储层模拟工具对所获得的储层地质和工程参数进行计算，将计算所得气、水产量及压力值与气井实际产量值和实测压力值进行历史拟合。当模拟的气、水产量动态与气井实际生产动态相匹配时，即可建立气藏模型获得产气量曲线，预测未来的气体产量并获得最终的煤层气可采储量。

根据资料的掌握程度和计算精度，储层模拟法的计算结果可作为控制可采储量和探明可采储量。

2）产量递减法

产量递减法是通过研究煤层气井的产气规律、分析气井的生产特性和历史资料来预测储量，一般是在煤层气井经历了产气高峰并开始稳产或出现递减后，利用产量递减曲线的斜率对未来产量进行计算。

产量递减法适用条件：①所选生产曲线具有气藏产气潜能的典型代表意义；②可以明确界定气井的产气面积；③产量—时间曲线在产气高峰后至少有半年以上稳定的气产量递减曲线斜率值；④必须有效排除非地质原因造成的产量变化对递减曲线斜率值判定的影响。

产量递减法可以用于探明可采储量的计算，并可以配合体积法和储层模拟法一起提高储量计算精度。

3）采收率计算法

用采收率计算煤层气可采储量的公式为

$$G_r = C_i R_f \tag{5-1-3}$$

式中 G_r——煤层气可采储量，$10^8 m^3$；

G_i——煤层气地质储量，$10^8 m^3$；

R_f——煤层气采收率，%。

煤层气采收率 R_f 的计算方法有如下几种：

（1）类比法。根据与已开发气田或邻近气田的地质参数和工程参数进行类比得出。此法只能用于预测可采储量计算。

（2）储层模拟法。此法即在储层模拟产能曲线上直接计算，可用于控制可采储量和探明可采储量的计算。

$$R_f = G_{PL}/G_{iw} \tag{5-1-4}$$

式中 G_{PL}——气井累计气体产量，$10^8 m^3$；

G_{iw}——井控范围内的地质储量，$10^8 m^3$。

（3）等温吸附曲线法。此法即在等温吸附曲线上通过废弃压力计算，只能用于预测可采储量的计算，也可以作为控制可采储量计算的参考。

$$R_f = (C_{gi} - C_{ga})/C_{gi} \tag{5-1-5}$$

式中 C_{gi}——原始储层条件下的煤层气含量，m^3/t；

C_{ga}——废弃压力条件下的煤层气含量，m^3/t。

（4）产量递减法。此法即在已获得稳定递减斜率的产量递减曲线上直接计算，可用于探明可采储量的计算。

$$R_f = G_{PL}/G_{iw} \tag{5-1-6}$$

式中 G_{PL}——气井累计气体产量，$10^8 m^3$；

G_{iw}——井控范围内的地质储量，$10^8 m^3$。

煤层气资源量/储量计算中参数的选用和取值应按煤层气资源量/储量规范选取。

1.2 国内外煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用现状

1.2.1 国外煤层气（煤矿瓦斯）开发利用状况

煤层气是煤层本身自生自储式的非常规天然气，世界上有 74 个国家蕴藏着煤层气资源。其中俄罗斯、加拿大、中国、美国和澳大利亚的煤层气资源量均超过 $10 \times 10^{12} m^3$。国际能源机构（IEA）的资料显示，目前全世界每年因煤炭开采而直接向大气中排放的煤层气达（3.15～5.40）$\times 10^{14} m^3$，既是能源的极大浪费，又对环境造成严重破坏，世界主要产煤国家的煤层气资源见表 5-1-3。

目前，世界主要产煤国都十分重视开发煤层气。井下打长孔抽放瓦斯是常规技术，也是控制煤矿瓦斯事故的有效措施。但由于受井下条件限制，井下瓦斯抽放一般规模较小，技术上几十年没有新的突破。

美国利用现有技术每天煤层气产量达到 $0.6 \times 10^8 m^3$，产量的 80% 由圣胡安盆地生产，15% 由黑勇士盆地生产。加拿大煤层气产业发展也比较迅猛。澳大利亚是世界煤层气开发最活跃的地区之一，2005 年超过 $3.0 \times 10^9 m^3$。澳大利亚的煤层气资源主要分布在悉尼煤田和鲍恩煤田。鲍恩煤田煤层气井产气量都很高，其中 2 号井的产气量最高达 $7.08 \times 10^4 m^3/d$。

表5-1-3　世界主要产煤国家的煤层气资源（埋深2000m以浅）

国家名称	煤层气资源/m^3	国家名称	煤层气资源/m^3
俄罗斯	$(17\sim113)\times10^{12}$	波兰	2.8×10^{12}
加拿大	$(5.6\sim76)\times10^{12}$	英国	1.6×10^{12}
中国	31.46×10^{12}*	乌克兰	1.6×10^{12}
美国	$(11.3\sim19)\times10^{12}$	哈萨克斯坦	1.1×10^{12}
澳大利亚	$(8.4\sim14)\times10^{12}$	印度	0.8×10^{12}
德国	2.8×10^{12}	南非	0.8×10^{12}

*《全国煤层气资源评价报告》，中联煤层气有限责任公司，2000年。

英国煤层气开发重点也已转入地面开发。德国主要采用井下长孔抽放煤层气。俄罗斯主要采用采前预抽和采空区封闭抽放两种方式抽放煤层气，本层抽放抽出率为20%～40%，而邻近层抽放抽出率达40%～70%。

煤层气开发推动了煤层气利用市场的发展。美国有完善的天然气管道系统，生产的煤层气直接进入天然气管道进行销售。波兰雷布尼克矿区也已建立起管道系统，连接9座煤矿。近年来，煤层气发电发展很快。英国有8座煤矿安装了煤层气发电机组，其中哈华斯煤矿的联合循环发电厂装机容量为15MW。澳大利亚BHP公司在阿平和陶尔煤矿一共安装了94台煤层气发电机组，每台发电能力为1000kW。德国胡戈煤矿安装的煤层气发电机组功率为6500kW，年发电量为4800kW·h。

煤层气在其他应用领域的研究试验也已取得新进展，包括将煤层气加压液化作为汽车燃料，或用于生产合成氨、甲醛和炭黑等。

1.2.2　国内煤层气（煤矿瓦斯）开发利用现状

1. 煤矿瓦斯抽采现状

早在20世纪50年代，我国就开始了煤矿瓦斯的井下抽采，特别是最近几年，煤矿瓦斯抽采利用更是发展迅速。图5-1-6为1994—2008年中国煤矿瓦斯抽采量变化情况。

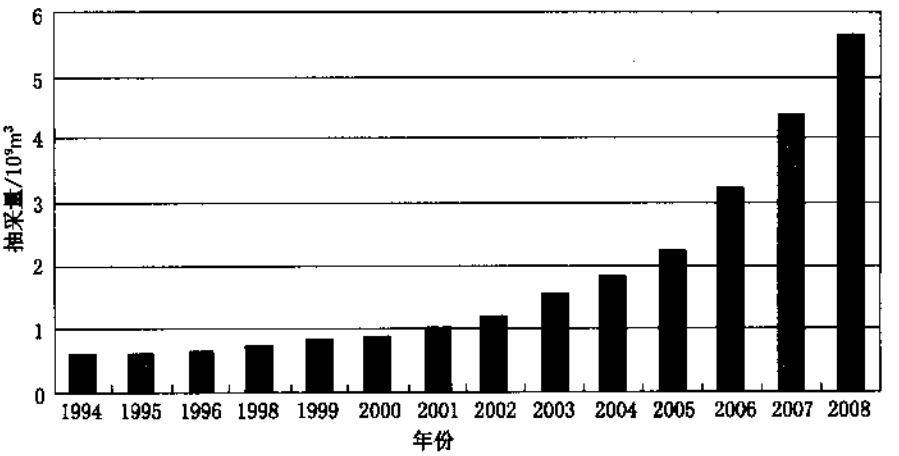


图5-1-6　1994—2008年中国煤矿瓦斯抽采量

如图5-1-6所示，2008年我国煤矿瓦斯抽采量达到$5.67\times10^9m^3$，是1994年抽采量的10倍。特别是2005年以来，瓦斯抽采出现跨越式发展，2005—2007年，瓦斯抽采量翻了一番。

2008年，全国煤矿瓦斯抽采量为$5.67\times10^9m^3$，利用量为$1.72\times10^9m^3$。其中山西、辽宁、安徽、河南、贵州、重庆、黑龙江7个省（市）瓦斯抽采量超过$2\times10^8m^3$（图5-1-7）。山西省抽采量更是达到$2.46\times10^9m^3$，占全国抽采量的43.4%。

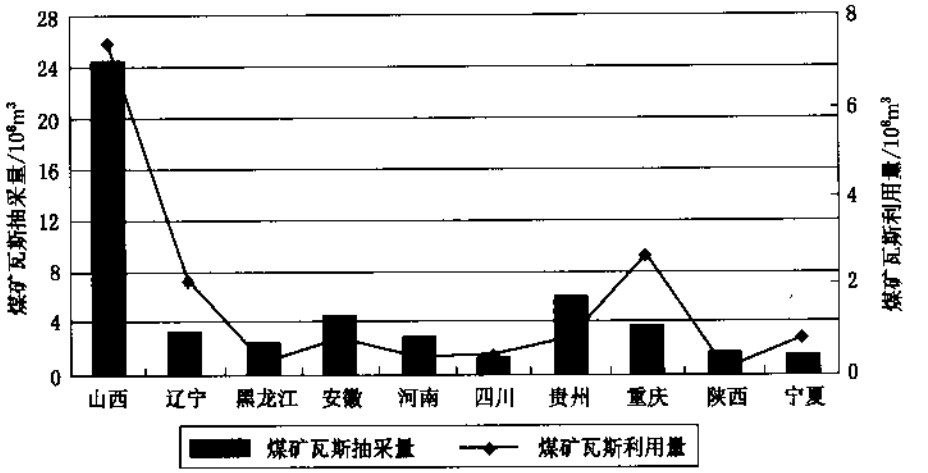


图5-1-7 2008年我国煤矿瓦斯抽采量和利用量排名前十的省区

2. 煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用现状

经过十余年发展，中国煤层气地面开发取得了重大突破。2008年，全国建成地面煤层气产能$2.0\times10^9m^3$，煤层气产量约$5\times10^8m^3$。截至2008年，共钻探各类煤层气井约3400口（图5-1-8），获得探明储量$1.340\times10^{11}m^3$。目前国内煤层气地面开发最好的单

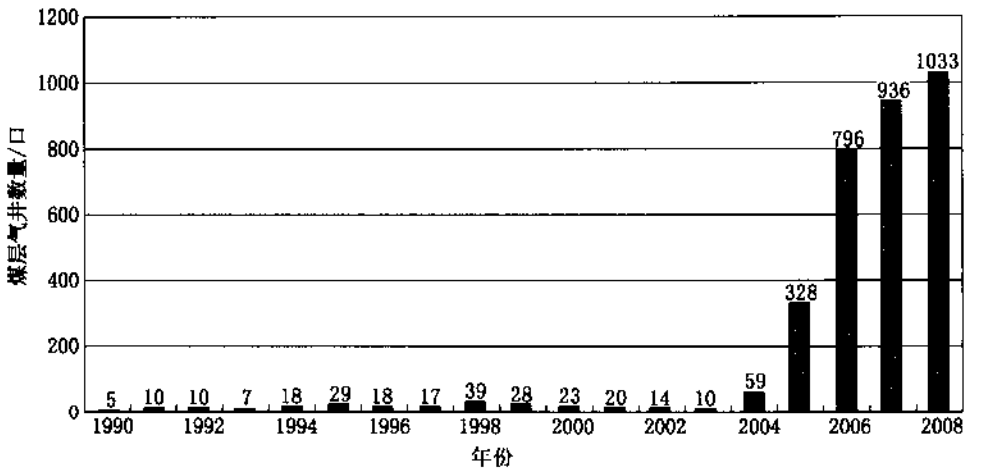


图5-1-8 1990—2008年我国地面煤层气井数量

位是山西晋城无烟煤矿业集团，该公司在地面开发技术上率先取得重大成功，拥有地面煤层气井 1453 口，占全国的 42.7%，2008 年煤层气产量达 $3.76\times10^{8}m^{3}$，约占全国产量的 75%。

根据《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十一五”规划》，“十一五”期间国家重点建设沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业化基地，规划建设 10 条主要煤层气输气管道。2006 年以来，经过三年多的勘探开发，沁水盆地已是我国煤层气勘探开发投入工程量最大、研究程度最高、产量最高、最有潜力的盆地，沁水盆地南部煤层气已率先进入规模化商业性开发阶段。目前，沁水盆地已探明地质储量总计 $1.3618\times10^{11}m^{3}$，盆地南部已钻井 2500 多口，建成潘庄—晋城 45.2km 的输气管道 1 条，年输送能力为 $1.0\times10^{6}m^{3}$。截至 2008 年底，鄂尔多斯盆地内已施工 100 多口煤层气井。

目前，我国煤层气地面垂直井钻井技术比较成熟，已在许多不同地质构造盆地内取得成功。该技术具有效率高、钻井周期短、施工成本低、对储层伤害少等特点。

随着煤矿瓦斯抽采量的迅速增加，我国煤矿瓦斯利用量也快速增长。图 5－1－9 为 1998—2008 年中国煤矿瓦斯利用量和利用率情况，如图所示，2005 年煤矿瓦斯利用量为 $8.0\times10^{8}m^{3}$，2008 年利用量达到 $1.72\times10^{9}m^{3}$，利用量增长了一倍多。目前，煤层气（煤矿瓦斯）主要用于民用、发电和汽车燃料等。但是从图 5－1－9 也可以看出，随着煤矿瓦斯抽采量的增加，瓦斯利用率却逐渐下降，2008 年的瓦斯利用率约为 30%。出现这种情况，最主要的原因就是我国煤层气（煤矿瓦斯）产业体系尚不完善，上游（开发）、中游（集输）、下游（利用）发展不协调，上游抽采出的煤层气（煤矿瓦斯）缺少有效利用方式或与之相配套的长输管线。另外一个原因是我国煤层气资源赋存条件复杂，煤层渗透率较低，抽采出的煤矿瓦斯中低浓度瓦斯（<30%）占很大比例，而目前低浓度瓦斯缺少有效利用方式而被直接排放到大气中，导致瓦斯利用率下降。

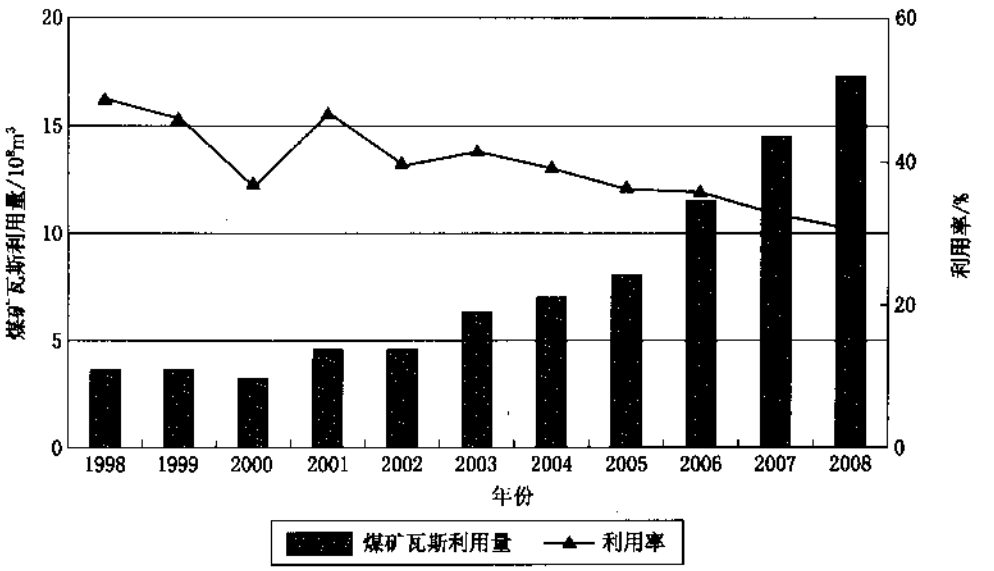


图 5－1－9　1998—2008 年中国煤矿瓦斯利用量和利用率

1.3 煤层气资源开发前景

1.3.1 煤层气开发效益

1. 能源效益

煤层气是一种洁净、方便、廉价的能源，是一种高热值的非常规天然气，还是优质化工原料。煤层气发热量为（33.5～37.3）×10^6J/m^3，综合考虑热值和热效率，250m^3煤层气即可替代1t标准煤，产生的CO_2仅为煤燃烧的1/2，而且无渣、无尘，不产生SO_2。煤层气甲烷浓度一般为95%～98%，符合管道运输天然气的标准。煤层气可以与天然气同输同用，这为煤层气产业发展提供了巨大空间。

2. 安全效益

我国煤矿瓦斯地质条件复杂，高瓦斯和煤与瓦斯突出矿井多，每年瓦斯事故死亡人数占煤矿死亡总人数的比例较大，瓦斯事故仍然是煤矿的第一杀手，煤矿特别重大事故绝大部分是瓦斯事故。抽放煤层气是减少瓦斯涌出量、防止瓦斯爆炸和突出事故的根本性措施。

3. 环境效益

以前在煤炭开采过程中煤层气作为有害气体大部分被排向大气，除危害煤矿安全生产之外，对环境的影响也越来越大。

采用技术上先进、经济上合理的方法，将煤层中的甲烷抽取出来加以利用，这样既能减少对环境的污染，又能降低煤层中的甲烷含量，从根本上消除矿井瓦斯的灾害和隐患，同时获得廉价的能源供应。因此开发利用煤层气能将保护环境、防治矿井瓦斯灾害、优质能源供应三方面有机地结合起来，取得一举三得的效果。这一方针已在美国、澳大利亚等国获得成功，并取得了明显的经济效益，同时形成了一个新的工业门类——煤层气工业。但相对于石油天然气，国内外煤层气开发还处于初期探索阶段，理论和技术还不完善。

1.3.2 煤层气开发影响因素

煤层气资源开发受地质条件、储层条件、资源和开发规模条件、经济地理和市场条件等多种因素制约。

1. 地质条件

我国地质条件复杂，地质构造运动频繁，煤盆地的后期改造强烈。构造形态复杂多样，煤及其共生的煤层气资源赋存地质条件复杂，直接制约着煤层气的开发。

（1）东北赋煤区。东北赋煤区断裂构造发育，煤层气逸散严重，含气饱和度低。现代构造应力场以拉张应力为主，总体上对煤层气的保存不利，但对煤层气的开采有利。该区部分上覆地层厚度较大或煤层气封盖条件较好的地区可以作为煤层气开发的有利区。

（2）华北赋煤区。吕梁山以西的鄂尔多斯内陆盆地及吕梁山与太行山之间的山西地块（包括沁水盆地），煤层气赋存条件好，经受后期构造活动的破坏较小，具有有利煤层气开发的构造条件。太行山以东华北平原，新生代期间断陷盆地十分发育，以裂陷伸展为主，岩浆活动强烈，构造运动以断块差异升降为主，并形成伸展型滑覆构造，构成对煤层气开发不利的地质条件。

（3）西北赋煤区。西北塔里木板块、准噶尔地块及伊犁地块在早—中侏罗世期间连

成一个巨型内陆湖盆，形成一套河流—湖泊相含煤沉积，煤层气地质条件较好。始新世以来的造山运动使得西北赋煤区遭受挤压变形，盆地边缘构造复杂。准噶尔地块是南北两侧挤压应力消逝的地带，构造稳定，具有有利的煤层气开发条件。

（4）华南赋煤区。扬子地台区较为稳定而聚煤作用相对较强，后期变形则较微弱，煤层气资源丰富。但由于印度板块的挤压和菲律宾、太平洋板块向西的俯冲，该区现代应力集中。华南褶皱带基底不稳而聚煤作用相对较弱，且位于欧亚板块与西太平洋古陆碰撞的前锋，印支运动以来，构造变形及岩浆活动十分强烈，煤层气资源开发条件较差。

（5）滇藏赋煤区。滇藏赋煤区的主体为青藏高原，聚煤作用较弱，后期的强烈挤压变形使煤田构造变得复杂，煤层气保存的构造条件差。

2. 含气性条件

含气性条件是煤层气资源开发的一个很重要的先决条件。我国以高含气量煤层为主，不同含气量区段的主要煤矿区分布如下：

（1）含气量大于 $10m^3/t$ 的矿区主要有华北的大青山、宣化—下花园、兴隆、焦作、安阳—鹤壁、阳泉—寿阳、和顺—左权、晋城、韩城、汝箕沟、荥巩、新安、新密；东北的红阳、浑江、抚顺；华南的乐平、丰城、萍乡、广旺、华蓥山、天府、中梁山、南桐、松藻、芙蓉、筠连、镇雄、南武、六盘水、织金—纳雍、红茂、罗城、合山等矿区。

（2）含气量为 $8\sim10m^3/t$ 的矿区主要有华北的开滦、潞安、离柳—三交、三交北、吴堡、澄合、马连滩、禹州、堰龙、登封、宜洛、黄河北；东北的双鸭山；华南的涟邵、郴来、古叙、黔西北、恩洪、宣威、贵阳等矿区。

（3）含气量为 $6\sim8m^3/t$ 的矿区主要有华北的大城、峰峰、临城、大同—宁武、蒲白、铜川、石嘴山、葫芦斯太、韦州、平顶山、淮南、淮北、徐州、永夏；东北的沈北、铁法、鹤岗、鸡西、勃利；南方的黔北、圭山；西北的靖远、西宁、木里、乌鲁木齐老君庙、乌鲁木齐白杨河、阜康—大黄山、艾维尔沟等矿区。其他矿区为含气量小于 $6m^3/t$ 的矿区。

3. 储层压力条件

我国煤储层压力梯度最低为 2.24kPa/m，最高达 17.28kPa/m。我国以欠压煤储层为主，分布普遍，但也分布有较高储层压力的煤储层。

4. 煤层渗透率条件

我国煤储层渗透率为 0.002～16.17md，平均为 1.273md。我国煤层渗透率以 0.1～1.0md 等级为主，煤层渗透率普遍较低。韩城、柳林、保德、寿阳、晋城、淮北、淮南、铁法、宁武、阜新、乌鲁木齐等区块煤层渗透率相对较好。

5. 资源和开发规模条件

我国煤层气聚气带规模大小相差很大，面积从几十平方公里到上万平方公里。资源丰度为 $(0.15\sim7.22)\times10^8m^3/km^2$。对于地面开发煤层气而言，需要有较大的规模，才能实现气田的稳定生产，提高经济效益和社会效益。综合而言，沁水盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地南部、滇东黔西、徐淮、太行山东麓等聚气带是有利区带。

6. 经济地理和市场条件

煤层气资源开发同时受经济地理条件和市场条件制约。煤层气是一个新兴行业，它既是天然气的重要接替能源，又要与常规天然气竞争。气价、管网、到达用户的距离等要素

是重要的制约因素。

综上所述，我国煤层气资源量巨大，开发潜力巨大，是常规天然气有效的接替能源。沁水盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地南部、滇东黔西、徐淮、太行山东麓等聚气区带将是当前煤层气开发的最为有利的地区。

2　煤矿井下瓦斯抽采技术

2.1　本煤层瓦斯抽采技术

2.1.1　本煤层瓦斯抽采的可行性

根据抽采时间与采掘的关系，本煤层瓦斯抽采可分为预抽煤层瓦斯和边采（掘）边抽煤层瓦斯；此外，根据瓦斯收集方式的不同又可分为巷道抽采煤层瓦斯和钻孔抽采煤层瓦斯。

根据未卸压煤层的参数，可将煤层瓦斯抽采的难易程度划分为3类，见表5-2-1。

表5-2-1　煤层瓦斯抽采难易程度分类

抽采难易程度指标	钻孔瓦斯流量衰减系数 α/d^{-1}	百米钻孔瓦斯极限抽采量 Q_j/m^3	煤层透气性系数 $\lambda/[m^2\cdot(MPa^2\cdot d)^{-1}]$
容易抽采	<0.003	>14400	>10
可以抽采	0.003~0.05	14400~2880	10~0.1
较难抽采	>0.05	<2880	<0.1

2.1.2　本煤层瓦斯抽采方法的选择

（1）容易抽采的煤层，宜采用本煤层预抽方法，采用顺层或穿层布孔方式。

（2）可以抽采的煤层，可采用顺层、穿层钻孔预抽或随采随抽方式，分层开采的厚煤层，可利用先采分层的卸压作用抽采未采分层的瓦斯。

（3）单一低透气性高瓦斯煤层，可选用加密钻孔、交叉钻孔、水力割缝、水力压裂、松动爆破、深孔控制预裂爆破等方法强化抽采；煤与瓦斯突出危险较大煤层，应选择穿层网格预抽方式。

（4）煤巷掘进瓦斯涌出量较大的煤层，可采用边掘边抽或先抽后掘的抽采方法。

2.1.3　钻孔法预抽本煤层瓦斯

1. 穿层钻孔布置方式

目前，我国煤矿多采用穿层钻孔预抽煤层瓦斯的布置方式，如抚顺矿业集团各矿、中梁山煤矿、峰峰煤矿、淮南矿业集团各矿以及淮北芦岭煤矿等。采用穿层钻孔抽采本煤层瓦斯时，对于透气性较好的煤层，钻孔直径为75~120mm；对于透气性较差的煤层，钻孔直径为200~300mm，钻孔布置的合理性则主要取决于钻孔抽采瓦斯的有效影响范围。

另外，在确定抽采钻孔的合理布置时，应根据各个矿井的开拓、开采条件，以及可能安排的预抽时间，确切掌握钻孔须抽煤层瓦斯在时间和空间上的关系，以获得最佳抽采效果。

2. 顺层钻孔布置方式

在巷道进入煤层后，再沿煤层打钻孔，抽采本煤层中瓦斯的方式为顺层钻孔布置方式。该方式可用于石门见煤处、煤巷和采煤工作面。在我国煤矿中，顺层钻孔布置方式主要在采煤工作面中使用。在采煤工作面的开切眼、运输巷和回风巷均匀布置钻孔，抽采一段时间后再进行回采，以减少回采过程中的瓦斯涌出量。

顺层钻孔预抽适用条件：单一煤层；煤层有抽采效果；煤层赋存条件稳定，地质变化小；钻孔要提前打好，有较长的预抽时间。

采用顺层钻孔预抽煤层瓦斯时，钻孔量应符合表5－7 2有关规定。

2.1.4 边采（掘）边抽本煤层瓦斯

边采（掘）边抽本煤层瓦斯是在未经预抽或预抽时间不足的条件下，解决开采煤层采掘过程中瓦斯涌出问题的一种有效抽采方法。该方法主要是利用采掘过程中形成的卸压作用抽采煤层中的瓦斯，以降低回采或掘进中涌入回风流中的瓦斯量。

1. 边采边抽本煤层瓦斯的布置方式

对于厚煤层，边采边抽本煤层瓦斯可采用顶板钻孔布置方式，其顶板钻孔可根据巷道布置方式不同，在煤巷或岩巷内开孔。这些抽采钻孔的服务时间一般较长，只要钻孔未被采穿，可一直抽采。

回采工作面布置的顺层预抽瓦斯钻孔，在工作面开始回采后，其前方的钻孔仍可继续抽采，这时可视为边采边抽。典型的边采边抽瓦斯抽采量随工作面推进，工作面前方卸压带钻孔瓦斯涌出量显著增加。当钻孔距工作面过近时，因煤体过分破碎，造成裂隙沟通，使大量空气进入钻孔，易造成抽采瓦斯浓度过低，失去抽采意义。

2. 边掘边抽本煤层瓦斯的布置方式

在煤巷掘进中，为了解决掘进工作面瓦斯涌出量大的问题，可采用边掘边抽本煤层瓦斯的布置方式，利用巷道两帮的卸压条带向巷道前方打钻抽采瓦斯，其孔径一般为50～100mm，孔深在200m以内。这种边掘边抽本煤层瓦斯布置方式可减少掘进工作面的瓦斯涌出量，同时达到防止瓦斯突出的目的，在局部防突措施中广泛应用。

3. 边采（掘）边抽本煤层瓦斯的适用条件

（1）适用于瓦斯涌出大、时间紧、用预抽法不能满足要求的地区。

（2）在抽采过程中，可借助回采过程中的卸压作用，使抽采区域煤体松动，增大煤层的透气性，提高煤层瓦斯抽采效果。

（3）该方法是在采区掘进准备工作完成后（或掘进过程中）进行的，在实际应用中，可根据采区各局部地点的瓦斯量大小，投入相应的边采（掘）边抽工程量。

2.1.5 深孔预裂控制爆破强化抽瓦斯方法

采用深孔预裂控制爆破法来强化抽采瓦斯的实质：在采煤工作面的运输巷和回风巷布置平行于工作面、相隔一定间距、孔深50m左右的爆破孔和控制孔，两者交替布置，控制孔内不装药，爆破孔装药段长30m左右，利用压风装药器进行连续耦合装药，孔内辅以导爆索，正向起爆。利用炸药爆炸的能量及控制孔的导向、补偿作用，使爆破孔与控制孔之间的煤体产生新的裂隙，并使原生裂隙得以扩展，从而提高煤层透气性，增加瓦斯抽采量。

例如，潘三矿1531（3）工作面上风巷深孔松动爆破增透试验选用的炸药为煤矿瓦斯深孔松动爆破专用药柱。该药柱装药直径为40mm，传爆长度大于90m，安全级别为三

级。深孔松动爆破增透试验采用全新的布孔模式，用150型钻机钻孔，先在煤巷两侧各施工3个抽采孔。钻孔方向平行于煤层的走向，孔深为60～90m，孔径为90mm，并安装相应的抽采系统进行抽采后，方可在断面正中心沿煤层走向施工一个松动爆破孔。一般钻孔深度为50～80m，孔径为90mm。装药完毕，采用专用封孔器封孔，设计风压为810.6kPa，炮泥为粒状黄泥，粒度为10mm以下，封孔长度不小于10m。松动爆破孔外采用并联起爆网络。

由于松动爆破孔内有煤渣，同时又受地应力的作用，在松动爆破孔钻杆刚拔出时，用探孔杆探孔，根据探孔的深度确定装药长度后，立即将三级煤矿瓦斯深孔松动爆破专用药柱按其自身螺纹一节一节对接装入松动爆破孔中，最后装入两个起爆药包。起爆药包各采用一发同段煤矿许用电雷管。电雷管的脚线应留10cm，并与爆破母线连接，其接头用绝缘胶布裹紧，防止断路和短路。尤其注意母线与药柱壁固定保护，以防爆破母线因与孔壁的摩擦磨损导致断路和短路。

应用效果分析：1531（3）上风巷掘进200m，采用深孔松动爆破，两帮抽采钻场抽采管内的瓦斯浓度由5%～6%提高到12%～13%，在掘进施工过程中，从未发生瓦斯超限现象。

掘进工作面钻孔数由原来的8个减少到现在的1个，按钻孔成本60元/m计算，则掘进节约钻孔成本420元/m。掘进工作面平均掘进进尺由过去的2～3m/d提高到现在的5～6m/d，提高了掘进速度。

2.1.6　水力割裂强化抽采瓦斯技术及其强化抽采工艺设计

1. 水射流的最佳工作距离

当工作压力P_w为10～30MPa时，直径d_o为3mm的喷嘴，其射流等速核的长度l_o大致为100mm，即$l_w=33d_o$。国内外试验结果表明：喷嘴射流的最佳距离小于$100d_o$。由于煤的坚固性系数的不同，水射流切割煤体的实际效果与工作压力（水压）有关，因而水射流的最佳工作距离需要通过试验确定。

2. 水射流切割煤体的实际效果

鹤壁四矿、二矿煤层水力割缝试验结果表明：当煤的坚固性系数f为0.7，水压大于8MPa时，可在钻孔一侧形成深0.8m、高0.2m的缝槽；当坚固性系数f为1.1时，水压要大于10MPa才能形成缝槽，但缝的深度减小为0.4m。对于软煤层，射流工作压力在35MPa以下时，直径为3mm的喷嘴，割缝深度为0.5～0.8m；直径为4mm的喷嘴，割缝深度为0.7～1.1m；直径为2mm的喷嘴，割缝深度可达0.5m。

3. 水力割缝设备选型

形成高压水射流所需的设备是高压泵及与其配套的高压管线，关键装置是割缝喷嘴。通常选用的水射流工作压力为15～18MPa，按照这一工作压力，对于直径为4mm的喷嘴，其所需水量可按下式计算：

$$Q_w=11.8d_o^2p_w \tag{5-2-1}$$

式中　Q_w——一个喷嘴所需水量，m^3/h；

d_o——喷嘴直径，cm；

p_w——喷嘴工作压力，MPa。

同时，水力割缝所需要的功率是较大的，但比水力压裂仍然要小得多。所以，选用直

径为3mm、4mm的喷嘴作为割煤装置是可行的。当煤的坚固性系数f为0.7～1.1，射流工作压力为15～18MPa时，钻孔两侧的割缝深度都已超过0.5m。在钻孔内进行水力割缝时，喷嘴的几何尺寸受孔径限制，不能按标准喷嘴设计进行加工，并且在急弯喷嘴、淹没射流的条件下水射流效果受到较大影响。

4. 钻孔水力割裂工艺

实现连续钻割工艺的关键装置是对称式喷嘴活塞式射流器。在打钻时，射流器上的两个割缝喷嘴的进水口，被弹簧推力支撑，外面用O形密封圈的活塞堵住，所以进入钻杆的水不能流进喷嘴，只能从活塞的中心孔通过，经过钻头流出后进行正常的打钻工艺；当钻孔达到预定位置，打钻工作结束时，卸开钻杆尾部的活动接头，向钻杆内投入一个尼龙球，球在压力水推动下顺钻杆向前滚动。当球到达活塞的锥形口位置时，就把流向钻头的水路堵塞，水压继续增加时，尼龙球就推动活塞压缩弹簧。此时活塞就在射流器内向前滑动，将喷嘴位置全部露出，高压水即从喷嘴呈射流状喷出。喷嘴通道打开后，可以按照射流参数的要求调整水压、流量，并后退钻杆进行割缝。距孔口10～15m时应停止割缝，以保证封孔的严密性。

5. 水力割裂法抽瓦斯效果

鹤壁四矿各钻场（一般为3个钻孔）水力割缝实践表明：经过水力割缝的钻孔，瓦斯涌出强度增加，但瓦斯涌出衰减系数仍接近于未割缝钻孔。水力割缝形成的松动卸压影响范围可达1～10m，水力割缝不仅增加了煤层暴露面，而且更扩大了有效抽采范围。对于透气性较低的煤层，水力割缝措施能较好地提高瓦斯抽采量。

鹤壁二矿采用连续钻割工艺的试验结果：

（1）水力割缝后，钻孔自然瓦斯涌出量为未割缝的两倍多，50多天后，割缝钻孔的自然瓦斯涌出量仍比非割缝钻孔大41%。

（2）在负压抽采情况下，割缝钻孔的瓦斯抽采量为非割缝上向钻孔的2.2倍、下向钻孔的2.6倍，钻孔经水力割缝后，瓦斯抽采量有较大提高。

水力割缝措施可提高煤层瓦斯抽采量，但水力割缝所需要的装备及工艺应根据井下条件加以完善配套。

2.1.7 井下水力破裂法抽采瓦斯

水力破裂法是在井下施工，压裂液为清水，不带砂，一般不加其他添加剂，压裂液向煤体压入的速度一般在0.5m^3/min以下，钻孔附近存在自由暴露煤面，施工时要求压裂钻孔与邻近钻孔和巷道暴露面压通破裂，煤层内煤、水能较顺利地排出，在钻孔周围有卸压作用。而地面钻孔水力压裂则是在无自由面的情况下进行施工，消耗功率大。苏联曾把井下钻孔压裂液为清水、小排量、有自由面的压裂法称为水力破裂法。

水力破裂的孔间距为40～50m，用膨胀水泥封孔，钻孔的密封性应能承受18～20MPa的压力，套管要下到钻孔内30～40m处。

在井下巷道打钻孔实施水力破裂，提高开采煤层瓦斯抽采量的效果：

（1）当单纯用水力破裂钻孔抽瓦斯时，控制范围内的煤层瓦斯抽采率为10%～20%。

（2）当煤层经水力破裂措施施工后，在破裂区内再补打抽瓦斯钻孔，用水力破裂的钻孔及新补的抽采钻孔联合抽瓦斯时，抽采率可达50%～60%，能显著地提高开采煤层的瓦斯抽采量。但采用这一措施时，必须有大功率高压水泵、高压管线、阀门及接头、深

孔封孔材料及装置等适合井下应用的装备。

2.1.8　水力空穴法抽采瓦斯

此法即用水作动力，在无自由面的条件下强制煤随高压水一起从钻孔中喷出，使钻孔周围形成空穴，煤体卸压，改善瓦斯流动条件。具体做法是通过钻孔向煤层快速压入高压水，然后突然卸压放水，在高压水放出的同时，使钻孔周围煤体破碎，并随水一起喷出，形成空穴。空穴法可以单独使用，也可以配合水力压裂使用。为了减小湿润水对煤体瓦斯流动的阻抑作用，可以采用高压惰气作动力，利用突然卸压的高压气体破碎煤体并带出煤体，使钻孔周围形成卸压空穴。初步试验结果表明：对于硬煤层有时带出煤量较少，对于软煤层往往容易堵塞钻孔而影响空穴范围的扩大。

2.1.9　交叉钻孔抽采本煤层瓦斯技术

钻孔交叉布置方式就是采用平行钻孔与斜交钻孔同时布孔的方式。交叉布孔法抽瓦斯是在密集钻孔及大直径钻孔抽瓦斯的基础上发展起来的。对于低透气性煤层，当钻孔孔径加大及数量加密到一定程度后，如再要加大、加密，则布孔位置及打钻施工就有困难，经济效益也受到影响。由于在钻孔空间交叉处的塑性变形增大，相当于增加了钻孔孔径，因而扩大了煤体的松动卸压范围，必须使两个钻孔之间的煤体变形互相影响，并保证钻孔不相互贯通。模型试验及计算结果表明，钻孔交叉点之间的高程差为5～8D（D为钻孔直径）时效果较好，每一个钻孔的交叉点越多，其卸压影响范围也越大，抽采效果也越好。

在焦作九里山矿进行了交叉布孔法抽开采层瓦斯的试验，单独平行钻孔的孔间距为2.35m，交叉钻孔中的平行孔及斜交孔的孔间距为3～4.5m，钻孔终孔孔径皆为65mm，平均孔长63m。选定平行钻孔的仰角与煤层倾角相同，斜向钻孔的倾角较平行钻孔小1.5°～2°，斜向钻孔与平行钻孔夹角15°～20°。

抽采瓦斯对比结果表明：交叉布孔的打钻工程量远小于平行布孔方式，且交叉布孔比平行布孔预抽开采层瓦斯量增加56%～83%，交叉钻孔可以较好地提高开采煤层的瓦斯抽采效果。

1. 交叉钻孔预抽煤层瓦斯合理参数

（1）交叉钻孔高程差Δh。Δh的最佳取值范围为4～6倍钻孔孔径。如果考虑煤层瓦斯解吸、流动效应和煤体蠕变效应，Δh取6～8倍钻孔孔径为宜。

（2）交叉钻孔间距。从矿区的实际施工和抽采效果来看，煤层瓦斯含量为10～14m^3/t时，交叉钻孔间距取2.5～3m为宜；煤层瓦斯含量为15～20m^3/t时，交叉钻孔间距取2～2.5m为宜。

（3）钻孔长度。交叉钻孔在回风巷或进风巷单向施工时，平行钻孔和迎面钻孔长度由下式计算：

$$L_p = L_0 - d_1 \tag{5-2-2}$$

$$L_x = L_p / \sin(90° - \alpha) \tag{5-2-3}$$

式中　L_p——平行钻孔长度，m；

L_0——工作面斜长，m；

d_1——巷道预排瓦斯宽度，取10m；

L_x——迎面斜向钻孔长度，m；

α——钻孔夹角，(°)。

交叉钻孔在回风巷和进风巷双向施工时，平行钻孔和迎面斜向钻孔长度由下式计算：

$$L_p = (L_0 - 10)/2 \tag{5-2-4}$$

$$L_x = L_p/\sin(90° - \alpha) \tag{5-2-5}$$

（4）钻孔夹角。为了确保交叉钻孔有尽可能多的空间交叉点，同时保证平行钻孔和迎面斜向钻孔在孔长差别不太大的情况下能在相同的水平投影线上终孔，钻孔夹角由下式确定：

$$\alpha = 90° - \sin^{-1}(L_p - L_x) \tag{5-2-6}$$

式中 α 取 15°～20°为宜。

2. 交叉钻孔布置

为了提高本煤层钻孔的抽采效果，在工作面巷道布置交叉钻孔时，平行钻孔开孔位置与巷道底板距离 h_1 为 0.8～0.9m，孔径为 75mm，钻孔方向垂直于巷道，孔间距为 5m；斜向钻孔开孔位置与巷道底板距离 h_2 为 1.1～1.3m，孔径为 75mm，钻孔方向迎向工作面与巷道夹角 β 为 70°～75°，孔间距 5m。平行钻孔和斜向钻孔孔口的水平投影间距 d 为 2.5m。

2.2 邻近层卸压瓦斯抽采技术

2.2.1 邻近层瓦斯抽采参数的确定

1. 邻近层卸压瓦斯抽采钻孔角度与长度

钻孔角度一般取决于钻孔开孔位置与终孔所要达到的层位。确定抽采邻近层瓦斯钻孔角度的原则：钻孔能进入工作面采动影响的裂隙带内，而且伸进工作面方向的距离（即控制范围）越大越好；抽采上邻近层瓦斯时，钻孔始终要处于冒落带之外，避免穿入采空区，以防大量漏气，影响抽采效果。

在钻孔布置原则确定后，可具体计算钻孔的角度。如山西阳泉矿及内蒙古包头矿抽采上邻近层瓦斯时，都是在开采层内巷道中布置钻孔，而且打钻巷道与工作面间都有隔离煤柱。其钻孔角度可按下式计算：

$$\tan(\beta \pm \alpha) = \frac{h}{h\cot(\varphi \pm \alpha) + b} \tag{5-2-7}$$

式中 α——煤层倾角，(°)；

β——钻孔与水平线的夹角，(°)；

h——开采层距邻近层的距离，m；

φ——煤层开采后的卸压角度，(°)；

b——中间巷道隔离煤柱宽度，m；

$h\cot(\varphi \pm \alpha)$——采煤工作面内部已采区一侧阻碍顶板邻近层卸压的宽度，m。

钻孔长度以钻孔终点的层位为准，可打到邻近层，尤其是抽采上邻近层瓦斯时，更需如此。但抽采邻近层瓦斯，终孔点也可打至裂隙带；当邻近层瓦斯向工作面采空区涌出时，能被钻孔拦截抽出。

2. 抽采钻孔间距

抽采钻孔间距的确定，应考虑钻孔开始起作用和能有效抽采的距离。根据邻近层瓦斯涌出规律，在未受开采层采动影响而卸压之前，邻近层瓦斯处于原始状态，此时由于煤层透气性低，钻孔瓦斯抽采量很小。只有当工作面采过钻孔一定距离后，由于卸压作用，煤

层透气性增大，瓦斯抽采量大幅度增加，之后达到最大值，然后又逐渐减少，直到钻孔失去作用。因此，钻孔开始抽出卸压瓦斯时滞后于工作面的距离称为“开始抽出距离”或“可抽距离”，从开始抽出卸压瓦斯至钻孔失去作用这一段距离称为“有效抽采距离”。

“开始抽出距离”是决定第一个抽采钻孔位置的依据，“有效抽采距离”则是确定钻孔间距的基础。因此，一般情况下合理的钻孔间距要稍小于有效抽采距离，应处在 $L_1 \sim L_2$ 的范围内。在实际抽采中，考虑到钻孔开始抽采时瓦斯流量不大和抽出量不均衡因素，计算钻孔间距时应乘以系数 K，即

$$H = K(L_1 - L_2) \tag{5-2-8}$$

式中　H——合理孔距，m；

L_1——钻孔有效抽采距离，m；

L_2——钻孔开始抽采距离，m；

K——系数。

上述参数均须根据矿井的具体情况实际考察确定。

综采工作面在确定抽采钻孔间距时，由于推进速度快，且邻近层瓦斯涌出量大，其抽采钻孔间距应适当缩小。

3. 钻孔直径

目前认为，抽采邻近层瓦斯时抽采钻孔仅是作为引导瓦斯的通道，钻孔直径一般以75mm为宜。

4. 钻孔抽采负压

开采层采动后，由于卸压和层间裂隙的形成，导致了邻近层瓦斯向采空区涌出，瓦斯多数情况下已处于流动状态，此时，抽采钻孔往往是一条与层间裂隙网并联的通道，而抽采负压的作用则是改变层间瓦斯流动方向，使瓦斯能更多地流向钻孔。例如，山西阳泉煤业二矿4尺煤井抽采邻近层瓦斯时，当抽采负压由4.2kPa提高至9.4kPa时，瓦斯抽采量由20.61m^3/min增至27.9m^3/min。实践表明一般孔口负压保持在6.7～13.3kPa。

2.2.2　邻近层瓦斯抽采方法

邻近层瓦斯抽采方法大体上可分为地面钻孔抽采法、井下钻孔抽采法和顶板巷道结合钻孔抽采法。按与开采层的位置关系可分为上邻近层瓦斯抽采方法和下邻近层瓦斯抽采方法两大类。按抽采方式分钻孔抽采、巷道抽采及巷道—钻孔混合抽采。目前主要采用井下钻孔抽采法和巷道抽采法。

1. 钻场及抽采钻孔布置在开采层巷道内

该方式适用于缓倾斜或倾斜煤层的走向长壁工作面。

1）回风巷高位抽采钻孔

回风巷高位抽采钻孔就是将钻场设在工作面回风巷内，由钻场向邻近煤层打高位抽采钻孔，抽采邻近层卸压瓦斯。高位钻孔的抽采过程根据瓦斯抽采量的变化规律可分为始抽段、高浓度段和衰减段三个阶段。

高位钻孔抽采优点：①抽采负压与通风压力方向一致，故而有利于提高邻近层的抽采效果，尤其是低层位的钻孔抽采效果更为明显；②瓦斯抽采管路设在回风巷容易管理，利于安全。

高位钻孔抽采的主要参数包括钻场内钻孔数、钻孔间距、钻孔空间关系和钻场间

距等。

（1）增加钻场内钻孔数可以增大抽采量和抽采影响范围。对于长度为70～75m的钻孔，一般可采用3～4个孔。

（2）对于同一钻场内钻孔间距，主要是掌握终孔点的间距，各孔孔底之间在煤层倾斜方向的间距以5m左右为宜，过密将造成相互干扰，不能达到增加抽采量的目的。

（3）现场试验中，同一钻场内各孔同一深度的抽采效果明显高于同一钻场内采用不同深度钻孔的抽采效果，原因主要是一个钻场内的各孔是同时启动和同时终止，不同深度的钻孔抽采将使在裂隙带中的瓦斯出现涡流，影响抽采效果。

合理的钻场间距应当是相邻两钻场的钻孔在空间上能重叠，并且前钻场终点恰好接续本钻场高浓度的起点，即钻孔空间重叠和抽采接续。若按钻孔深度为70～80m，钻场间距在40m左右较为合适。孔深增加或减少时，应适当调整钻场间距。

2）进风巷抽采钻孔

此法即钻场设在工作面进风巷内，由钻场向邻近层打穿层钻孔，抽采下邻近层瓦斯。

2. 钻场及抽采钻孔布置在开采层外的巷道

该方式适用于不同倾角的煤层和不同采煤方法的回采工作面。

（1）钻场设在开采层底板岩巷内，由钻场向邻近煤层打穿层钻孔，抽采邻近层中的瓦斯。该布置方式多用于抽采下邻近层瓦斯，优点有两方面：①抽采钻孔服务时间一般较长，除抽采卸压瓦斯外，还可用作邻近层开采前的预抽和邻近层回采后的采空区瓦斯抽采，且不受回采工作面开采的时间限制；②钻场一般处于主要岩石巷道内，故而相对地减少了巷道的维修工程量，同时对于抽采设施的施工和维护也较方便。

（2）钻场设在开采层顶板岩巷内，向邻近煤层打穿层钻孔抽采邻近层瓦斯，多用于急倾斜煤层抽采上邻近层瓦斯。

3. 顶板巷道结合钻孔抽采邻近层瓦斯

采用顶板穿层钻孔抽采邻近层瓦斯方法已难以解决采区瓦斯涌出量大、瓦斯抽采率不到20%的问题。可采取增加顶板岩巷抽采邻近层瓦斯的方法，巷道布置在顶板煤层内，沿走向间隔一定距离（最大间距300m）开掘平行或斜交工作面的顶板巷道。

这种抽采方法具有抽采量大（平均为17.0m^3/min）、抽采率高（平均为49.5%，在有效抽采距离内抽采率达35%）、有效抽采距离长（215～272m）等特点，并能较好地解决综采工作面的瓦斯涌出问题。

4. 顶板高抽巷抽采上邻近层卸压瓦斯

该法主要用于邻近层瓦斯涌出量大（一般达30m^3/min以上）、用钻孔抽采瓦斯效果不好的工作面。巷道布置在顶板裂隙带中，断面面积大，有利于收集瓦斯及减少抽采阻力。

1）走向高抽巷

走向高抽巷布置在顶板破坏裂隙带内，当顶板初次垮落后，邻近层及围岩内的瓦斯平衡受到破坏，由邻近层及围岩解吸的瓦斯沿裂隙向采空区流动。瓦斯高抽巷则可将邻近层瓦斯抽出，邻近层的瓦斯抽采率可达90%。高抽巷的层位应选择在邻近层瓦斯涌出密集区，且工作面采过后不会很快被破坏。

高抽巷能否起到较好的抽采效果，关键是抽采巷一定要处于采空区裂隙带内，因为采空区裂隙带透气性较好，又处于瓦斯富集区，能抽到高浓度瓦斯。

高抽巷抽采需注意以下几个方面问题：

（1）裂隙带距开采煤层顶板的高度可根据煤层情况按经验数据或有关计算公式得出。

（2）抽采巷的水平投影距回风巷的平行距离要控制在适宜的范围内。

（3）抽采巷要密闭，保证不漏气。因此施工时一定要使密闭周边构槽深度超过巷道周边破碎带，符合通风设施质量标准要求；最好是打双层密闭，双层密闭之间距离大于0.5m，并用水泥砂浆充填；在密闭前及附近2～3m巷道四周进行喷浆封闭。经过以上方法处理的密闭基本不漏气。

（4）抽采管位置距离密闭里墙面不得小于0.5m，高度应大于巷道高度的2/3。抽采管口应设有不能进入杂物的保护设施，如果巷道的淋水较大，要在密闭底部安设排水管或返水池。

高抽巷断面小，施工进度快，施工后可以回收大部分支架，费用比较低，管理简单且安全，技术经济合理，抽采效果比上隅角埋管、打高位孔等方法理想。目前，许多煤矿采用此方法治理工作面瓦斯，收到了很好的效果。

2）倾斜高抽巷抽采上邻近层卸压瓦斯

高抽巷布置在倾斜方向上，布置一条大直径拐弯的倾斜高抽巷，抽采上邻近层的卸压瓦斯，避免冒落带位于裂隙带中。

3）走向高、中、低位抽瓦斯巷相结合抽采上邻近层卸压瓦斯

在走向布置高、中、低位抽瓦斯巷，抽采上邻近层卸压瓦斯，在阳泉、淮南、铁法等矿区应用较成功，其中阳泉矿区高抽巷抽采率可达70%～93%。

4）顶板高抽巷的密闭

密闭墙质量直接影响高抽巷的抽采效果。一般采用3道厚度为1m的封闭墙进行密闭，其中内侧2道位置选在坚硬岩石段，净间距为1m；最外侧1道位置设在高抽巷变坡点向内5m范围内。施工密闭墙时，每道墙垛四周掏槽深度不小于500mm，且必须见实帮。墙体采用砖石和水泥砂浆进行砌筑，第1道施工好后，墙面及墙外2m范围内巷道均挂钢筋网后进行喷混凝土处理，喷混凝土厚度为300mm；第2道和第3道施工完成，墙面及墙外5m范围内的巷道同样挂钢筋网进行喷混凝土处理，喷混凝土厚度为300mm。

密闭墙抽采系统采用内径为350mm管路，抽采管预先安设到内侧密闭墙内10m处，管口距巷道底板高度为1500mm左右；在第1道密闭墙内安设一路直径为50mm的放水管（钻有直径20mm花管），伸入到第1道密闭墙内5m处。抽采管与回风大巷内的永久管路相连，由地面抽采系统进行抽采。

5. 穿层钻孔抽采上邻近层卸压瓦斯

配合卸压层开采，施工穿层钻孔拦截抽采被卸压层卸压瓦斯，钻孔终孔进入邻近被卸压煤层顶板0.5m处，钻孔间距为20～40m，最佳抽采范围为随卸压层开采推进走向200～300m。

6. Y型通风沿空留巷穿层钻孔抽采上邻近层卸压瓦斯

开采下卸压层或工作面上邻近层瓦斯涌出量较大时，可在Y型通风的沿空回风巷中向顶板施工倾向钻孔，抽采被卸压层或邻近层瓦斯。钻孔倾角为40°～60°，终孔落在被卸压层顶板或邻近煤层顶板上。封孔深度超过冒落带并且不低于20m。在沿空留巷内施工穿层抽采钻孔受采动影响较小，钻孔能长时间保持完好，并且一直处在被保护层的有效卸

压抽采范围内，可以长时间、稳定地抽采被保护层的卸压瓦斯，达到抽采浓度高、抽采量大的效果。为了防止穿层钻孔施工过程中受基本顶断裂影响成孔，钻孔一般滞后工作面基本顶垮落步距约20m开始施工，钻孔施工到上覆煤层中，此时卸压煤层瓦斯聚集量非常大，可充分抽采卸压煤层中的瓦斯。钻孔方位垂直于轨道巷，倾角大于顶板塌陷角，一般为60°~70°。同时，钻孔可以封闭到采动影响带以外，减少了采空区漏风的影响，提高了单孔抽采量。

淮南顾桥矿1115（1）工作面实施沿空留巷Y型通风瓦斯综合治理技术，在回采期间，工作面绝对瓦斯涌出量为30.2m³/min，其中留巷段穿层钻孔抽采量为20.5m³/min，工作面配风量为2160m³/min。仅采用留巷穿层钻孔进行抽采，工作面瓦斯抽采率达到67.9%。由于抽采效果明显，1115(1)Y型通风工作面回采期间杜绝了瓦斯超限现象。

为了对比同等条件下留巷钻孔与底抽巷穿层钻孔瓦斯抽采效果，在工作面外段底板抽采巷内预先设计90m区段的穿层钻孔，当工作面进入底抽巷有效抽采范围后（留巷内穿层钻孔已停止抽采），对抽采情况进行考察。考察期间底抽巷穿层钻孔平均抽采量为10.6m³/min，最大为13.2m³/min。沿空留巷段有效抽采范围内正常抽采钻孔为8个，总抽采量为20.5m³/min。因此同等条件下，留巷钻孔与底抽巷穿层钻孔相比，在同样90m有效抽采范围内，平均抽采量增加了0.93倍，单孔抽采量增加了2.79倍。

因此，留巷穿层钻孔抽采完全能够满足被保护层卸压瓦斯的抽采需要，而且抽采效率远大于底抽巷穿层钻孔。

7. 下邻近层卸压瓦斯抽采方法

煤层开采后，对其底板围岩的影响主要为向上（采空区方向）膨胀位移产生的卸压作用，因此底板方向的卸压范围及程度较顶板方向小。其抽采方法基本与上保护层开采抽采下被保护层卸压瓦斯方法相同。阳泉在缓倾斜煤层采煤工作面试验过下向钻孔抽采下邻层卸压瓦斯方法。下邻近层瓦斯抽采效果大多不好，且容易积水，所以一般都对下邻近层的卸压瓦斯采用采空区抽瓦斯方法。

2.2.3 邻近层瓦斯抽采的效果分析

邻近层卸压瓦斯，尤其是上邻近层卸压瓦斯涌出量，有时会比开采煤层瓦斯涌出量大几倍甚至几十倍，因此，对于开采煤层群的矿井，应大力开展上下邻近层卸压瓦斯抽采，而且对各种邻近层抽采方法，要根据工作面及围岩实际情况合理选择，以达到好的抽采效果。

2.3 采空区卸压瓦斯抽采技术

根据采空区类别，瓦斯抽采可分为回采工作面采空区瓦斯抽采、老采空区瓦斯抽采、报废矿井瓦斯抽采三类。根据实施采空区瓦斯抽采方式的不同分为钻孔抽采方式、巷道抽采方式、插（埋）管抽采方式。其中回采工作面采空区瓦斯抽采又分为冒落带（冒落拱）瓦斯抽采、采空区积聚瓦斯抽采及回采工作面上隅角局部积聚瓦斯抽采三种方法。

1. 密闭抽采法

密闭抽采法是抽采采空区瓦斯最常用和最简单的方法。该抽采法首先将采空区或回采工作面的进、回风巷均加以密闭，密闭墙厚1~3m，灌以砂、泥浆等材料，保证严密不漏风。然后将抽采管穿过回风巷的密闭墙，伸入采空区内进行抽采，伸入深度以10m以上

为好。抽采时，应对密闭内的气体成分、浓度、抽采负压等参数经常进行监测与控制，以防增大漏风引起采空区浮煤自燃。该方法抽出的瓦斯浓度可达25%～60%。

2. 回采采空区插管、埋管抽采法

回采采空区插管抽采法是把带孔眼的管子在顶板冒落前直接插入采空区内进行抽采，一般插入采空区管子的直径为75～100mm，位处采空区内一端长2～3m。管壁穿有小孔并用纱网包好，防止抽采中发生堵塞现象。该管应尽量靠近煤层顶部，处于瓦斯浓度较高的地点。这种瓦斯抽采方法抽出的瓦斯浓度通常只有10%～25%，但简单易行、成本低。

回采采空区埋管抽采法是随着回采工作面的移动，将抽采管路预埋在采空区的回风巷位置，预埋管抽采管口距工作面的距离约30m时投入抽采，抽采管口的间距为30m，为了减少采空区漏风和提高抽采效果，在采空区运输巷、回风巷位置进行密闭，密闭位置距抽采管口约5m，密闭间距15m。为了提高抽采效果，预埋管路应做到“四防”（防水、防渣堵塞、防爆、防砸），抽采管口用木垛保护，以使抽采管路处于可靠的工作状态。

为了确保抽采效果并对预埋管抽采管口进行控制，可采取以下方法中的一种。

（1）双埋管法。当第一条埋管埋入采空区达30m时，预埋第二条管路；在第一条管路的60m处用三通和阀门与第二条管路相接，此时第二条管路处于关闭状态，当工作面推过第二条管路管口30m时，打开第二条管路的阀门并投入抽采，依次类推。该方法的优点在于控制简单，缺点是管材消耗较大。

（2）气动阀门控制法。即通过远控实现采空区内部各个抽采管口的气动阀门的开闭。该方法的优点是可节省预埋管路，能够根据实际情况对瓦斯抽采口进行调节。但需要安设价格相对较高的气动阀门，且对施工工艺质量要求较高。

（3）远控胶囊控制法。此法基本原理同气动阀门控制法，优点是可节省预埋管路，价格便宜，能够根据实际情况对瓦斯抽采口进行调节。

3. 向冒落拱上方打钻抽采法

该方法要求钻孔孔底应处在初始冒落拱的上方，以捕集处于冒落破坏带中的上部卸压层和未开采的煤分层涌向采空区中的瓦斯。钻孔开孔位置可采用不同的布置形式，将钻孔打到冒落拱上方、按煤层走向布置或按煤层倾向布置，进行采空区瓦斯抽采。其中采空区瓦斯抽采倾向布置抽采方式普遍具有较高的瓦斯浓度，抽出的瓦斯浓度有时可达50%以上，钻孔的单孔瓦斯流量可达2～4m^3/min。

在开采保护层过程中，应在打钻抽采邻近层卸压瓦斯时，同时打钻到冒落拱上方，主要目的是捕集处在冒落带中的上邻近层和未开采的煤分层中的瓦斯。一般情况下，孔底应位于直接顶上方5～10m处。钻孔之间的间距取10～20m，抽采钻孔的瓦斯浓度一般为20%～30%，当封孔高度等于开采层厚度的5～6倍时，瓦斯浓度可达30%～50%。

4. 在基本顶岩石中打水平钻孔抽采法

当涌入采空区的瓦斯主要来自开采煤层的顶板之上，而顶板为易于破碎的岩石，打钻抽采有困难时，可采用从回风巷向煤层上部掘一斜巷，一直进入稳定的岩层为止；在斜巷的末端作钻场，逆着工作面推进方向打与煤层平行的钻孔，孔径为90～100mm，孔长根据实际情况而定，一般在100m左右。从钻孔中心到煤层顶板的距离则取决于直接顶（不稳定岩层）厚度，一般为5～10m。随着回采工作面的推进，钻孔底端始终处在冒落拱上部，而孔口处于负压状态，故这种抽采方式可以取得较好的抽采效果。

5. 直接向采空区打钻抽采法

利用运输水平或回风水平的底板岩巷或下部煤层的巷道向采空区打钻，以抽采采空区瓦斯，抽采钻孔进入采空区的位置应以采空区瓦斯积聚处为宜。

6. 地面垂直钻孔抽采法

采用地面钻井抽采采动区卸压瓦斯时，钻井一般布置在工作面的中部。当钻井间距为300m、单井流量为5～18m³/min、浓度为50%～95%时，单井抽采纯瓦斯可达2×10⁶m³以上。

采用地面钻井抽采采空区瓦斯时，钻井一般布置在距工作面回风巷30～50m处，钻井间距120m左右，单井瓦斯抽采纯量为3～8m³/min，抽采浓度为30%～80%，单井抽采纯瓦斯可达1×10⁶m³。

2.4 特殊条件卸压瓦斯抽采技术

1. 埋藏浅、瓦斯含量高的厚煤层或煤层群

埋藏浅、瓦斯含量高的厚煤层或煤层群，有条件时可采用地面钻孔预抽开采层瓦斯，抽采卸压邻近层瓦斯或抽采采空区瓦斯。

埋藏浅、瓦斯含量高的厚煤层或煤层群，若煤层透气性较好，可采用地面钻孔预抽煤层瓦斯（图5－2－1）。即从地面垂直施工钻孔至开采煤层，钻孔下套管护孔，通过地面瓦斯抽采泵站和抽采管路对煤层进行瓦斯预抽，根据钻孔抽采半径，确定地面钻孔布置间距。地面钻孔预抽煤层瓦斯技术具有钻孔施工条件好、孔径大、抽采系统简单、抽采浓度高、流量大的特点，便于管理维护，不影响井下生产系统，利于瓦斯利用。地面钻孔预抽煤层瓦斯也是煤层气开发的重要发展方向。

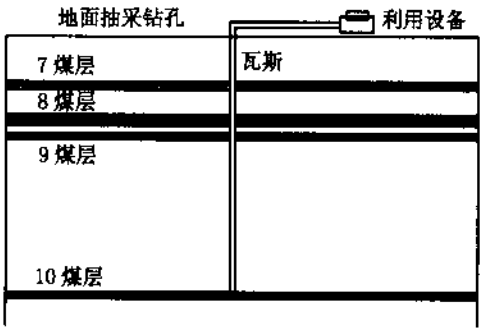


图5－2－1 地面钻孔预抽煤层群瓦斯示意图

地面钻孔抽采卸压邻近层瓦斯，是指地面钻孔施工至受开采煤层影响的卸压邻近煤层，开采层采动后，邻近层开采层受裂隙带或弯曲下沉带影响，煤层透气性增加，大量解吸瓦斯沿裂隙或煤层流动，经地面钻孔抽出。抽采卸压邻近层的地面钻孔设计要考虑开采层对预抽煤层的卸压影响范围，同时钻孔要充分考虑开采层采动影响，采取预防垮孔及断孔措施。钻孔一般布置在开采层卸压影响范围中部，也可以将钻孔垂直部分布置在开采层采动影响范围外，再水平造孔至卸压煤层。淮南某矿11－2煤层开采时，采用地面钻孔抽

采上覆13－1煤层卸压瓦斯，单井抽采瓦斯量最高达22190m³/d，日平均抽出瓦斯14943m³，瓦斯浓度高达95%，单井抽采半径达211m。

地面钻孔抽采采空区瓦斯，钻孔施工至开采层冒落带或裂隙带内，一般布置在距工作面回风巷30～50m处，钻孔间距120m左右。

2. 瓦斯涌出来源多、分布范围广、煤层赋存条件复杂的矿井

瓦斯涌出来源多、分布范围广、煤层赋存条件复杂的矿井，应采用多种抽采方法相结合的综合抽采方法。

复杂特困条件下高瓦斯煤层群瓦斯抽采，要根据采场顶底板煤岩层移动及裂隙发育特征与瓦斯流动的关系，研究与之配套的瓦斯抽放方法与关键参数，采用多种方式综合的瓦斯抽采方法，并结合各煤层开采方法、开采顺序、矿山顶板岩层移动规律、卸压瓦斯流动规律，建立煤与瓦斯共采的瓦斯抽采工程体系。如本煤层增透瓦斯预抽方法、冒落带瓦斯抽采方法、裂隙带瓦斯抽采方法、弯曲下沉带瓦斯抽采方法相结合，井下抽采与地面煤层气开采有机结合，充分利用采动矿山压力引起的岩层活动，有效地实现井下矿井瓦斯抽采与利用。

2.5　煤巷掘进工作面瓦斯抽采技术

1. 掘进巷道两帮及迎头的瓦斯抽采

在巷道两帮错口开掘钻场，钻场支架宽为2.4m，高为2.4m，深度为4m。当用锚网支护时，可以在预打抽采孔位置一侧加宽巷道，不需再做钻场。每隔一定距离设一个钻场，钻场内抽采钻孔深度应根据煤层条件、钻具能力确定。每个钻场设4个抽采钻孔，第一个钻孔距巷帮2m，隔1m再打另一个钻孔，上下两排，间距为1m，孔径为75mm。抽采孔的方向平行于巷道掘进方向。另外，在掘进面迎头布置5～6个钻孔抽采迎头前方的卸压瓦斯，减少掘进工作面迎头的瓦斯涌出量。

巷帮长钻孔的主体应处于巷帮煤体卸压区，避开松动区，既保障安全生产也缩短了抽采瓦斯的时间，提高煤巷的掘进速度。现场测试表明，钻孔与巷帮的距离为2.5～4.0m时，抽采效果最好。

抽采瓦斯量随着抽采负压的提高而增大，应提高封孔质量、增加封孔长度，并适当提高孔口抽采负压。

巷帮长钻孔边掘边抽的优点：①抽采不受掘进制约；②能截住巷道轮廓线以外的煤体瓦斯向巷道涌出；③能有效地预测掘进工作面前方及巷旁小地质构造的存在。因此，该法既能减少瓦斯涌出量，消除突出危险性，又能降低供风量，促进安全生产，提高单进。

2. 掘进工作面穿层钻孔预抽技术

在掘进工作面顶（底）板巷道布置钻场并施工条带或者网格状钻孔，孔间距根据抽采半径确定，沿走向每隔25～30m施工一个钻场，布置一组穿层钻孔，钻孔穿透煤厚，抽采浓度一般在30%～70%，单孔纯量为0.2～1m³/min。穿层钻孔与煤巷掘进工作面超前距不小于200m，预抽时间不少于4个月。

3 煤与瓦斯共采

目前，我国国有煤矿大多是瓦斯矿井煤层群开采，且高瓦斯矿井占50%以上，其中300多对矿井为煤与瓦斯突出矿井，瓦斯突出灾害的发生次数为世界之最。现有的瓦斯矿井特点主要是开采深度大（华东地区平均开采深度已经超过620m）、瓦斯压力大、瓦斯含量高，具有低透气性、可压密性和易流变性“三性”特征。多数煤层透气性系数仅为$(0.1\sim1)\times10^{-2}m^2/(MPa^2\cdot d)$，煤层瓦斯不易在采前抽采，但在采掘过程中煤层瓦斯的放散量大、放散速度快，在一定条件下易发生煤和瓦斯突出，突出规模大，有的矿煤与瓦斯突出甚至超过10000t，瓦斯涌出或煤与瓦斯突出控制不当将可能导致瓦斯爆炸事故的发生，从而造成更大的灾难。

煤与瓦斯共采为解决以上难题找到了良好的途径。即在煤层群开采中，打破传统的开采程序，选择一层瓦斯含量小的煤层作为卸压层（保护层）先行开采，利用先采煤层的采动作用所产生的“卸压增透”效应来提高其他煤层的透气性，对其卸压瓦斯进行强化抽采。该项技术不仅实现了煤与瓦斯两种资源的共同高效开采，也是最有效地防治煤与瓦斯突出的区域性措施，提高了防治煤与瓦斯突出措施的安全性和可靠性，受到了国内外煤层群开采条件矿区的青睐。我国淮南、阳泉、南桐、松藻、铁法、包头、鸡西等矿区都在应用这一技术并取得很好效果。

3.1 卸压开采及关键层理论

卸压开采是在煤层群中选择安全可靠的煤层首先开采，使原始应力场、裂隙场发生变化，造成上下煤岩层膨胀变形、松动卸压，增加煤层透气性，形成应力降低区、裂隙发育区和卸压解吸瓦斯流动通道及瓦斯富集区。

3.1.1 卸压开采覆岩移动及分布形态特征

1. 覆岩“三带”

卸压开采后，其上覆岩层发生破坏和位移。在采用长壁全部冒落法开采缓倾斜煤层条件下，当采深达到一定深度，覆岩的破坏和移动形成“三带”，即冒落带、裂隙带和弯曲下沉带。图5-3-1为卸压层开采后的覆岩移动图片。

研究结果表明：卸压层开采后最大冒落带高度为采高的4.0倍左右，岩石垮落不规则。在采空侧，采动裂隙发育高度为58.7~72m。其中，在采空侧下位顶板离层明显，在距煤层顶板0~58.7m范围内裂隙互相沟通，在距煤层顶板58.7m以上顶板岩层也有裂隙发育，但互相不沟通；自煤壁向偏采空区方向裂隙成50°左右向上延伸。裂隙带发育高度约为采高的17.2倍左右。裂隙带中的裂隙主要有垂直、斜交于岩层层面的开口向上、向下的裂隙和平行于岩层层面之间的离层裂隙。由于裂隙带发育高度较大，在裂隙带的下部岩层内的纵向裂隙和横向裂隙是相互沟通的。在裂隙带的上部尽管有纵向细微裂隙和横向细微裂隙的存在，但相互没有完全沟通。

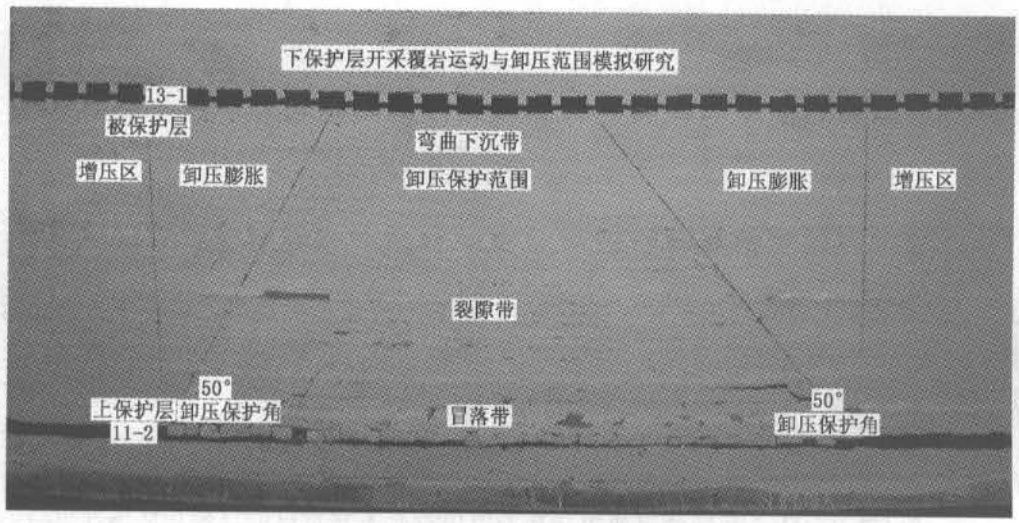


图5-3-1　卸压层开采后的覆岩移动图片

弯曲下沉带位于裂隙带之上，此带内的岩层移动基本上是成层的、整体性地移动。位于弯曲下沉带内的卸压煤层，一般以横向膨胀变形为主，采动裂隙与下部的采空区没有沟通。

2. 卸压开采覆岩移动的一般规律

上覆岩层移动盆地各个部位的移动和变形性质及大小不一样，它们主要取决于开采深度、采空区面积、采煤方法和顶板管理方法、煤层赋存状态、岩层状态以及岩性等因素。在充分采动条件下，卸压煤层的移动盆地一般可以划分三个区域，根据模拟实验结果得到卸压煤层移动盆地的特征如图5-3-2所示。

中间区（采空区上方），煤层底板下沉均匀，断裂裂缝不明显，断裂裂缝趋于密合，但存在横向膨胀离层裂隙，下沉值最大。

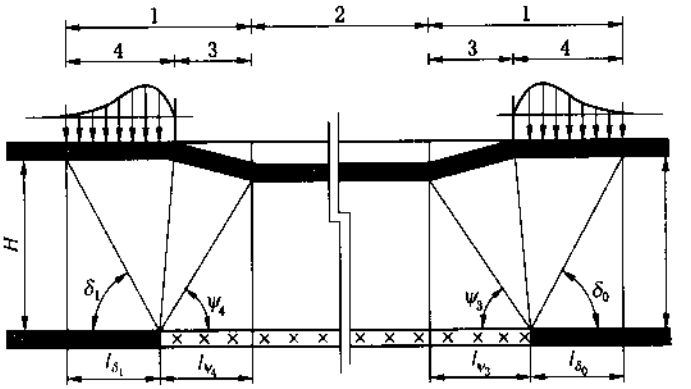
内边缘区，底板下沉均匀，但下沉值不相等，底板向盆地中心倾斜，呈凹形，产生拉伸压缩变形，形成断裂裂缝，裂隙发育，按照一定的方向呈楔形向采空区上方展布，但裂隙沟通性差。

外边缘区（煤柱上方），底板下沉不均匀，并向盆地中心倾斜呈凸形，产生拉伸变形。当拉伸变形值超过一定数值时，底板产生裂缝。在内外边缘区连接处，即剖面上凹线形与凸线形的交接点为线形拐点。

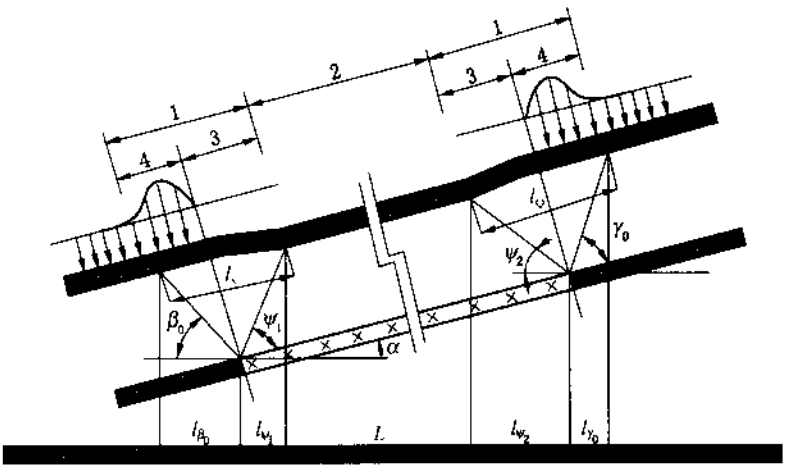
3.1.2　主关键层对卸压高度的影响

1. 关键层与采动裂隙“O”形圈的关系

关键层理论对卸压瓦斯抽采具有重要的指导作用。当关键层破断后，位于采空区中部的采动裂隙趋于压实，于是在采空区四周存在一个互相连通的采动裂隙发育区，也就是采动裂隙“O”形圈。即顶板煤岩体的裂隙构成瓦斯流动通道，它对瓦斯抽出率起决定作用，从另一个角度也清楚地说明，卸压瓦斯的运移与岩层移动及采动裂隙的动态分布特征有着紧密的关系。采动裂隙“O”形圈能长期保持，据此，建立起卸压瓦斯抽采“O”形



(a) 走向



(b) 倾向

1—边缘区；2—中间区；3—内边缘区；4—外边缘区

图 5-3-2 卸压煤层移动盆地的特征

圈理论。淮南地质条件特别复杂及瓦斯抽采困难多煤层抽采瓦斯的工程实践表明，“O”形圈的作用相当于形成了一个“瓦斯库”，周围煤岩体中的瓦斯解吸后通过渗流不断地汇集到这个“瓦斯库”中。也就是说只要将卸压瓦斯抽采钻孔打到采场的采动裂隙“O”形圈内，就可以保证钻孔有较长的抽采时间、较大的抽采范围、较高的瓦斯抽采率。此外理论与实测研究证明，覆岩远距离煤层能充分卸压，其卸压煤层气可通过“O”形圈大面积抽采出来。

2. 关键层运动对上邻近层瓦斯涌出的影响

卸压瓦斯的运移与岩层移动及采动裂隙的动态分布特征有着紧密的关系。覆岩关键层对岩层移动动态过程与采动裂隙的分布起控制作用，关键层运动将影响邻近层瓦斯涌出动态。由“导气”裂隙发育规律，上部邻近层卸压瓦斯走向，可知在初采期应位于采空区中部，在正常回采期间位于“O”形圈内。

3. 主关键层对卸压高度的影响

通常，在关键层破断前，其下部将出现离层现象，因而其下部岩层必将出现膨胀和应力降低的卸压过程，显然关键层对“导气”裂隙发育的动态过程起控制作用。覆岩离层位置的最大发育高度将止于覆岩主关键层，因而，卸压过程将终止于主关键层，即主关键层上部岩层将不产生卸压。

3.2　保护层（卸压层）开采

所谓保护层（卸压层），通常是指煤层群开采中，某部分煤层具有煤与瓦斯突出或冲击地压等动力显现特点，而另一部分煤层不具有这种动力显现特点或动力显现特点不明显；这时，根据赋存关系，选择某一层不具有动力显现特点或动力显现特点不明显的煤层先行开采，而具有动力显现特点煤层在其邻近层开采后再开采。先行开采的煤层称为保护层（卸压层），后开采的煤层称为被保护层，保护层位于被保护层上方的称为上保护层，反之称为下保护层。

3.2.1　保护层采动作用的基本规律

保护层开采后，周围的煤岩层向采空区移动，采空区上方的岩体冒落并形成自然冒落拱，采空区下方的岩体向采空区膨胀形成裂隙，使得采空区上下方煤岩体产生应力、透气性、瓦斯压力、位移等变化。

根据被保护层参数的变化可将其大致划分为正常应力带、集中应力带、保护卸压带和应力恢复带。

（1）正常应力带通常位于保护层工作面前方50m以远。此带范围内煤层未受采动影响，应力变形和瓦斯参数基本上处于原始状态。

（2）集中应力带通常位于保护层工作面前方2～50m范围内。此带范围内煤层承受的应力高于原始状态，最大应力点位于保护层前方5～20m范围内，最大压缩变形达0.5%～2%，裂隙封闭，透气性降低，瓦斯流量减小。

（3）保护卸压带。从保护层工作面开始往采空区方向均存在保护卸压作用，但由于保护层的卸压传递到被保护层时要滞后一段距离，因此保护层卸压带的起点（对被保护层而言）通常位于保护层工作面后方0.25～0.8倍层间距位置，最充分卸压点位于保护层工作面后方20～130m范围，通常为层间垂距的0.8～2.75倍，然后应力开始恢复。在此带范围内，煤层承受的应力减小，被保护层变形增大，透气性增加，瓦斯压力下降，瓦斯涌出量急剧增加，被保护层突出危险性降低，甚至消除。若采用瓦斯抽采措施，则抽采效果极为显著。

（4）应力恢复带位于保护层工作面后方300～500m以远，此带范围由于采空区冒落岩石逐渐被压实，应力逐渐恢复，但仍然小于原始应力状态，只有经过足够时间的恢复，才能逐步向原始应力状态靠近。

进行煤层群开采时，若具备多重保护层可开采，且需保护的突出煤层不止一层的条件时，情况比单一保护层开采后保护单一的突出煤层要复杂得多。当一层保护层开采以后，被保护层有的突出危险性可能已经消除，有的突出危险性仅仅是有所降低而并未完全消除。在进行多重保护层开采后，未彻底消除突出危险性的煤层的参数变化要经过相对稳定的压力带、压力升高带、再次卸压带这几个阶段。

3.2.2 保护层保护范围的确定

1. 沿走向顶底板煤岩体中保护（卸压）范围

（1）开采上保护层时沿煤层走向的保护范围向深度方向收敛。淮南矿区老区开采上保护层走向卸压角为73.0°~78.0°；新区开采上保护层走向卸压角为80.8°~84.7°。

（2）开采下保护层时沿煤层走向的保护范围向高度方向发散。淮南矿区老区开采下保护层走向卸压角为104.6°~109.1°；新区开采下保护层走向卸压角为99.3°~100.1°。

（3）淮南矿区老区开采上保护层走向卸压范围向底板方向发展的深度超过了100m，新区开采上保护层走向卸压范围向底板方向发展的深度超过了80m。

（4）淮南矿区老区开采下保护层走向卸压范围向顶板方向发展的高度超过了130m，新区开采下保护层倾向卸压范围向顶板方向发展的高度达到150m。

2. 沿倾向顶底板煤岩体中保护（卸压）范围

（1）开采上保护层时，沿煤层倾向的保护范围向深度方向收敛。淮南矿区老区开采上保护层倾向卸压角为82.0°~75.0°；新区开采上保护层走向卸压角为83.0°~85.0°。

（2）开采下保护层时，沿煤层倾向的保护范围向高度方向发散。淮南矿区老区开采下保护层倾向卸压角为110.2°~118.9°；新区开采下保护层倾向卸压角为102.0°~110.0°。

（3）淮南矿区老区开采上保护层倾向卸压范围向底板方向发展的深度超过了100m，新区开采上卸压层倾向卸压范围向底板方向发展的深度超过了80m。

（4）淮南矿区老区开采下保护层倾向卸压范围向顶板方向发展的高度超过了130m，新区开采下卸压层倾向卸压范围向顶板方向发展的高度达到150m。

3. 煤柱影响带的确定

观察表明，煤柱的影响可传播到100m以远，20m宽的煤柱具有较强的支撑能力，4~6m宽的煤柱在回采过程中基本被压碎。对于宽煤柱，其影响范围可按走向和倾向保护卸压角确定。

3.2.3 保护层作用机理

开采保护层后，其周围的岩层及煤层向采空区方向移动和变形，地层应力重新分布，在采空区上方形成自然冒落拱，压力传递给采空区以外的岩层。这将对开采层周围的煤层（包括被保护层）及岩层产生采动影响，被保护层的瓦斯动力参数将发生重大变化。

在由岩石卸压角所圈定的卸压带内，地层应力降低，垂直煤层层面方向呈现膨胀变形，在煤层和岩层内，产生新裂缝，原有的裂缝也张开扩大，使得煤层透气性增高数十到数百倍。由于保护层与被保护层之间岩层卸压后发生垂直层面的膨胀变形，使得平行层面的部分岩层发生收缩变形，导致原岩层裂隙沟通，为解吸瓦斯向采空区流动提供通道。

被保护层卸压提高了瓦斯排放能力，瓦斯的不断涌出引起瓦斯压力下降和煤的力学强度增高。卸压作用是引起其他因素变化的依据，起决定性作用。但层间距很大对瓦斯排放作用不利，因此应配合瓦斯抽采。

开采保护层结合抽采瓦斯时，被保护层的应力状态、瓦斯动力参数和力学性质发生重大变化后，不可能恢复到原有状态，因此保护作用是一个不可逆过程，不会随时间的延长而完全消失。

3.2.4 首采保护层的确定原则

1. 本质安全的原则

煤层群开采时应首先选择瓦斯含量较小、突出危险性较低的煤层作为首采保护层，确保现有瓦斯治理技术能够满足首采卸压保护层的瓦斯治理需求，实现首采卸压保护层的本质安全开采。

2. 循环卸压的原则

采动卸压是提高煤层透气性的根本性措施。淮南矿区13－1（C_{13}）煤层为瓦斯含量大的厚煤层，为提高其透气性，选择开采其下部70m的11－2（B_{11b}）煤层上向卸压，在11－2煤层缺失的区块，开采下部150m的B_8煤层上向卸压，均获得了良好的效果，形成了开采间距为70～150m的煤层远距离上向卸压煤与瓦斯共采技术。其中，在层间距为70m、相对层间距（层间距与开采煤层采高之比）为35条件下，开采11－2煤层上向卸压，13－1煤层透气性增大3000倍。下向卸压的影响范围较小，当层间距较大时，需要多重开采上部煤层循环卸压才能使被卸压的煤层得到充分卸压。淮南矿区B组煤层中的B_4煤层瓦斯含量最大，通过多重开采，其上部的B_9、B_8、B_7、B_6煤层循环下向卸压，B_4煤层的瓦斯压力由4.0MPa降低为0.2MPa，煤层透气性增大数百倍。

3. 资源回收最大化的原则

选择薄煤层作为首采卸压保护层能够提高煤炭资源的回收率。淮南矿区将厚度达到0.6m的可采煤层都作为首采卸压保护层，采区平均采出率达82%。

3.2.5　保护层开采应用条件及注意事项

1. 保护层开采应用条件

保护层开采通常应具备3个条件：①应是煤层群开采；②合理的层间距；③不存在具有突出或冲击地压等动力现象的煤层。实践中，许多矿井要同时具备以上3个条件是比较困难的，为此，需研究扩大保护层应用途径。

（1）以弱突出煤层作保护层。在煤层群开采过程中各煤层均具有突出危险性时，应考虑选择突出危险性较弱的煤层作为保护层先开采，以对突出危险性较大煤层进行保护。采用瓦斯预抽、局部防治突出的措施开采弱突出煤层。

（2）结合抽采瓦斯扩大保护作用。对远距离保护层，尽管保护层开采已卸压，但未形成沟通裂隙，瓦斯不易排出，保护效果不明显。这时，利用保护层的卸压作用对被保护层进行瓦斯抽采，使保护层瓦斯排放充分，突出危险性消失。事实上，即使对近中距离保护层开采，也应结合瓦斯抽采，其目的一是减少保护层开采时的瓦斯涌出量，二是加大了对被保护层的保护效果。

2. 保护层开采的注意事项

（1）开采保护层时，尽量不留煤柱或尽量留小煤柱(4～6m)。不得已留煤柱时须在采掘工程平面图上标记,以便划定保护范围。对于煤柱影响带,突出危险性比原始状态大。

（2）被保护层采掘工作面尽量布置在保护范围内，降低其突出危险。

（3）对不同矿井、不同保护层和被保护层，保护层的保护参数及保护效果应进行实地考察。根据考察结果指导下一步采掘和防突设计。

3.3　保护层的瓦斯治理及开采期间的瓦斯抽采

3.3.1　保护层区域性预抽瓦斯治理技术

当保护层为突出煤层时，必须对原始煤体进行预抽消突。原始煤体预抽是目前主要的

消突方法，分为底板条带穿层钻孔预抽、底板大面积穿层钻孔预抽和煤层顺层钻孔预抽。目前突出矿井大都先采用底板条带穿层钻孔预抽，消除工作面两巷和开切眼的突出危险性，然后掘进工作面回采巷道，从工作面两巷施工煤层顺层钻孔，预抽煤层瓦斯。例如，淮北矿业集团芦岭煤矿采用底板条带预抽方法，钻孔间距为5～8m，预抽期为15～18个月，煤层瓦斯抽采率为30%，达到《煤矿安全规程》规定的指标；郑州煤业集团大平煤矿采用煤层顺层钻孔预抽方法，钻孔间距为2m，预抽期平均为3～5个月，煤层瓦斯抽采率达到规定指标的30%。

3.3.2 保护层开采期间的瓦斯抽采

首采保护层工作面开采期间的瓦斯主要来于本层、采空区和邻近层的卸压瓦斯。瓦斯大量汇集到随工作面的推进而移动的采动裂隙“O”形圈内，只要将采动裂隙“O”形圈内的集聚瓦斯大量抽采出来，就可以保证工作面的高效安全推进。瓦斯抽采的方法主要有环行裂隙圈内顶板走向穿层钻孔法、顶板走向顺层长钻孔、顶板走向高抽巷、采空区埋管、采空区尾抽等（见本篇2.2.2部分）。

3.3.3 卸压瓦斯抽采

1. 冒落带瓦斯抽采方法

冒落带瓦斯主要集聚于采空区与未冒落顶板之间的空间或位于“O”形圈内。抽采方法见本篇2.3部分。

2. 裂隙带瓦斯抽采方法

（1）走向倾斜上向穿层钻孔抽采法。由工作面回风巷沿煤层走向方向向高瓦斯浓度汇集区打走向倾斜上向穿层钻孔，抽采采空区顶部高浓度瓦斯，要求终孔位置处于采高6～8倍的地层下方，抽采效果最佳的钻孔层位在煤层顶板向上6～13m。该方法对控制冒落带瓦斯涌出起到了重要作用。目前，已在淮南、淮北、铁法、平顶山等多个矿区中应用，收到了良好的效果。

（2）顶板走向长钻孔法。是在工作面采止线附近的回风巷向煤层顶板掘一倾斜巷道，巷道进入煤层顶板法向距离8～14m后，向煤层倾斜下部掘5m长的水平钻场，在该钻场内沿煤层走向方向打5～6个等于工作面走向长度的水平长钻孔。

（3）顶板走向高抽巷法。是在距煤层顶板法向距离10～14m，距上风巷水平距离20m的岩层内布置一断面为3～4m^2的水平岩巷。

顶板走向长钻孔法及顶板走向高抽巷法的瓦斯抽采原理和顶板走向穿层钻孔法相同，瓦斯抽采效果相当，但顶板走向长钻孔法需要解决长钻孔钻具和打钻工艺等问题。顶板走向高抽巷法和钻孔法相比具有断面大、通过能力强以及抽采阻力小等特点，但在选用时需进行技术经济比较。

3. 弯曲下沉带瓦斯抽采方法

目前，弯曲下沉带瓦斯抽采应用较为成功的方法：淮南矿区的主采煤层为13－1，处于保护层11－2的弯曲下沉带，分别采用了煤层底板巷道＋上向网格式穿层钻孔法，地面钻井法，Y型通风留巷内布置上、下向穿层钻孔法等，抽采弯曲下沉带卸压瓦斯，连续抽采4个月后，被保护层13－1煤层的瓦斯抽采率达60%以上，在抽采区域内全面消除了13－1卸压煤层的煤与瓦斯突出危险性，降低了卸压煤层的瓦斯含量。

3.4 煤与瓦斯共采技术体系

煤层群的开采多采用由上至下的开采顺序，而煤与瓦斯共采体系需要首先开采瓦斯含量低、无突出危险（或突出危险性较小）的首采煤层。此外，如果首采煤层具有煤与瓦斯突出危险性，则首采煤层的掘进和回采应采取防治煤与瓦斯突出的措施。

煤与瓦斯共采过程划分为以下三个阶段：

（1）先采瓦斯后采煤。一是顶、底板穿层钻孔预抽瓦斯；二是保护层开采预抽主采煤层卸压瓦斯；三是顺层钻孔预抽煤体瓦斯。

（2）煤与瓦斯共采。在掘进工作面掘进和采煤工作面回采的同时，利用工作面前方应力变化和邻近煤层卸压使煤层透气性增加的有利条件，抽采煤体内卸压瓦斯、邻近层卸压瓦斯。同时采用顶板走向钻孔或巷道抽采工作面采空区积聚的大量瓦斯，抽至地面加以利用。

（3）采完煤后再抽采瓦斯。主要方法是在密闭墙内接管抽采，或从地面钻孔抽采。

3.5 煤与瓦斯共采技术模式

3.5.1 淮南矿区模式

1. 煤与瓦斯共采技术应用背景

目前，淮南矿区内大部分生产矿井的开采深度已达 -700 ~ -1000m，且开采深度正以 20 ~ 25m/a 的速度增加，新建矿井首采区多在距地表 800m 以下深度。未来十年将面临的安全开采问题主要有：①高瓦斯低透气性煤层抽采瓦斯难度大、浅部瓦斯治理技术在深部实施困难；②深部软岩和煤巷支护难度更大；③传统的 U 型通风方式无法解决深部采煤工作面隅角瓦斯超限问题；④高地温问题也越显突出。

淮南矿业集团联合多家科研单位，针对高瓦斯、高地压、低透气性煤层群的技术难题，采用实验室相似材料模拟、数值模拟、围岩结构理论分析等综合手段，在淮南矿区几种典型的高瓦斯、高地压煤层群条件下进行了多次工业性试验，实现了低透气性煤层群无煤柱煤与瓦斯共采，在顾桥煤矿创造了沿空留巷综采月产煤炭 3.6×10^5t 的世界纪录，采区的瓦斯抽采率高达 70% 以上，低透气性煤层群无煤柱煤与瓦斯共采关键技术取得重大突破。

2. 低透气性煤层群无煤柱煤与瓦斯共采关键技术

该关键技术的基本内涵：首采关键卸压层，沿首采面采空区边缘机械化快速构筑高强支撑体将回采巷道保留下来，形成无煤柱连续开采，实现全面卸压开采；在留巷内布置上、下向高低位抽采钻孔直达卸压瓦斯富集区域，做到连续抽采卸压瓦斯与综采工作面采煤同步推进，实现高效的工业化煤与瓦斯共采，抽采的高、低浓度瓦斯分开输送到地面加以利用。

1）保护层开采工作面系统地采用留巷钻孔法煤与瓦斯共采新方法

根据煤层群赋存条件，首采关键卸压层，沿采空区边缘沿空留巷实施无煤柱连续开采，在留巷内布置上、下向高、低位钻孔，抽采顶、底板卸压瓦斯和采空区富集瓦斯，并通过创新快速构建沿空留巷巷旁充填墙体技术，实现与综采工作面同步推进的煤与瓦斯共采的开采方法，替代了多岩巷抽采卸压瓦斯的做法。

2）创新和应用了三项留巷钻孔煤与瓦斯共采关键技术

（1）沿空留巷围岩结构稳定性控制技术。在对沿空留巷内外层围岩结构稳定性进行科学分析的基础上，采用以超高强度杆体、高预紧力、系统高刚度为核心的“三高”新型锚杆强化支护技术，对沿空留巷巷道进行合理支护；提出巷道破裂围岩体强度强化、锚杆支护承载性能强化和围岩承载结构强化的沿空留巷巷内锚杆强化支护技术原理；选择超强杆体、高刚度护网、超大托盘、超强大扭矩阻尼螺母，实施大扭矩安装、维持锚杆的荷载，并向围岩扩散，形成高强主动高阻稳定的锚杆支护围岩承载结构；采用仿液压支架结构作为巷内辅助加强支护；自主研发的巷旁充填材料具有良好的泵送性能，能满足复杂高程变化条件下的远距离泵送要求，拆模时间满足综采工作面快速推进的需要，保证了沿空留巷支护墙体能紧随工作面及时快速构筑。

（2）进行了巷旁充填材料研制与快速留巷充填工艺系统集成创新并加以推广。成功研究制备了 CHCT 新型充填材料，该材料具有良好的承载特性和变形性能，且适宜远距离泵送施工；集成创新了快速留巷巷旁充填工艺系统。快速留巷巷旁充填工艺系统包括地面干混充填料制备系统、干混充填料由地面至井下泵站运输系统、干混充填料至充填泵料斗上料系统、充填料浆的制备与泵送系统和充填模板支架系统；研发了集装箱式自动卸料至上料系统的高效充填材料的输送系统，自主研发了充填模板支架，缩短了立模时间。

（3）采用留巷钻孔抽采技术进行卸压瓦斯抽采。包含低位钻孔抽采采空区富集瓦斯，利用留巷形成的聚集瓦斯的采动裂隙“竖向带状裂隙区”进行采空区高浓度瓦斯抽采，有效解决了工作面留巷回风流瓦斯超限问题和矿井高浓度瓦斯抽采利用的问题；高位钻孔抽采顶、底远程卸压煤层瓦斯，在留巷内布置上向穿层钻孔抽采上部远程卸压煤层瓦斯，下向穿层钻孔抽采下部远程卸压煤层瓦斯；通过控制采空区埋管抽采管道口的数量和开启程度控制采空区瓦斯抽采量和抽采瓦斯浓度，采用沿空留巷 Y 型通风方式，通过工作面上、下进风巷风量和留巷段埋管抽采量的调节，将留巷排放瓦斯的浓度合理控制在安全值以下，因此，Y 型通风对瓦斯管理具有很大的安全可靠性。

3）两种典型煤层群条件下煤与瓦斯共采技术

（1）远距离煤层群煤与瓦斯共采。顾桥煤矿的工业性试验表明：综采工作面采用沿空留巷 Y 型通风抽采卸压瓦斯技术，远程穿层钻孔替代传统的被保护煤层底板抽采巷及其在该巷内施工的抽采钻孔；留巷内的低位抽采钻孔替代传统的抽采本煤层瓦斯的高抽巷，取得了较好的瓦斯治理效果，留巷回风流瓦斯浓度在 0.4% 以下，消除了上隅角瓦斯超限现象。工作面日推进 10.5m、日产原煤 1.6×10^4t，日抽采瓦斯 30946m^3，抽采率超过 70%。

（2）近距离煤层群煤与瓦斯共采。新庄孜煤矿的工业性试验中，倾向钻孔抽采顶、底板被保护煤层（高瓦斯强突出煤层）卸压瓦斯，保护层工作面回采期间瓦斯抽采量占工作面总瓦斯量比例最高达 85%，平均为 75%；首采卸压煤层安全回采煤炭 4.0×10^5t，保护上覆 B_{11b} 煤层煤量 4.695×10^5t，保护下伏 B_8 煤层煤量 2.436×10^5t，总计保护煤量 7.141×10^5t，经济效益和社会效益显著。

3. 低透气性煤层群无煤柱煤与瓦斯共采关键技术

该技术已在淮南新庄孜矿 52210、66109 工作面，顾桥矿 1115（1）工作面，潘一矿 1622（1）工作面等 20 余个保护层开采工作面得到很好的推广应用，主要效果如下：

（1）沿空留巷可以完全取消区段煤柱，消除煤柱影响区的应力集中，从根本上消除应力集中区煤与瓦斯突出威胁；提高资源回收率；降低巷道掘进率，减少掘进费用，加快工作面的准备；改善巷道维护情况，减少维护费用；改善矿井生产条件，有利于生产的集中化。

（2）解决上隅角瓦斯超限问题。采用Y型通风方式，改变了采空区风流方向，从而改变了采空区瓦斯运移规律，同时利用倾向钻孔、埋管抽采，从根本上解决了上隅角瓦斯积聚和超限的问题。

（3）从根本上解决抽采瓦斯钻孔布置层位问题，抽采瓦斯效果得到保证，抽采系统大大简化。沿空留巷封闭性好，采空区积存大量瓦斯，瓦斯浓度高；倾向抽采瓦斯钻孔贯穿“三带”，抽采瓦斯浓度高，抽采瓦斯量大；倾向钻孔有效抽采瓦斯影响范围大，降低走向钻孔和高抽巷工程量。

（4）优化布置近距离被保护层卸压瓦斯钻孔，倾向钻孔卸压抽采，替代高、底抽巷，经济效益显著，工程量大大降低，消除了高抽巷、底抽巷等岩巷工程，大大改善了抽排效果。

（5）沿空留巷位于采动卸压区，有利于巷道维护。

（6）解决U型通风回风流温度高的难题。采空区内的热量通过沿空巷道直接进入专用回风巷；机电设备等产生的热量，通过进风流带入沿空巷道进入到专用回风巷；两巷进风，工作面人员全部位于进风流，作业环境显著改善。

顾桥矿1115（1）保护层工作面进行了沿空留巷Y型通风煤与瓦斯共采技术试验，取得较好的瓦斯治理和热害治理效果，现简介如下：

（1）顶板穿层钻孔瓦斯抽采效果提高。实施Y型通风后，顶板穿层钻孔在工作面采空区侧方施工，与U型通风相比，不仅单个钻孔的瓦斯抽采量提高了20%～50%，而且由于钻孔始终处于被保护层的卸压带内，钻孔抽采时间增加，单孔累计抽采量增加了10倍以上。

（2）工作面高地温问题得到根本治理。1115（1）工作面采用Y型通风后的供风量仅为2200m^3/min，工作面回风流温度仅28～30℃，空气湿度为92%。而与其开采条件基本相似的1117（1）工作面，工作面供风量达到3400m^3/min，其回风流温度达到34～36℃，最高达40℃，空气湿度为100%。

（3）回采工作面最高日产量创造了国内外同类条件下的纪录。1115（1）工作面沿空留巷整体效果较好，设备放置空间大环境好，留巷工艺实施方便，实现了快速充填和高效推采。工作面正常回采割煤稳定在8～10刀，最多一天11刀，最高日产量为16000t，创造了国内外沿空留巷工作面开采的最高产量纪录。

（4）Y型通风有利于被保护层的开采。沿空留巷工艺的采用，取消阶段煤柱，消除了因留阶段煤柱而产生的被保护层应力集区。有利于被保护煤层的开采，并有利于瓦斯综合治理。少打钻孔，减少防突工作量。

（5）解决了接替紧张问题。传统U型通风方式，要投入大量时间去准备新的采煤工作面。沿空留巷工艺的采用，大量减少了掘进量，使沿空巷道继续服务下一个工作面，减少了工作面的准备时间，使接替紧张问题得到缓解。

3.5.2　阳泉矿区模式

1. 阳泉矿区煤层赋存条件

阳泉矿区位于山西省沁水煤田的东北部，太行山背斜的西翼。矿区主要开采沁水煤田石炭二叠纪煤层，煤层赋存相对简单，地层较平缓，地质构造主要以背斜和向斜交替出现的褶曲为主，矿区内断层较少。矿区东南部陷落柱十分发育。到目前为止共发现陷落柱200多个，最小的直径为10m，最大的直径为370m，局部密度可达28个/km^2。陷落柱及断层是瓦斯逸散的重要通道。煤系地层总厚度为180m，煤层总厚度13～15m，距地表深度150～700m，煤层倾角一般为5°～10°，共有16层煤，其中3号煤（七尺煤）、12号煤（四尺煤）、15号煤（丈八煤）为主采煤层，6号、8号、9号煤层为局部可采煤层，所有煤层均为高变质无烟煤。回采工作面综合机械化程度达100%。

（1）煤层瓦斯含量。阳泉矿区煤系地层中瓦斯的生、储、盖条件完善，结合主采煤层层位，可将含煤地层大致划分为3个瓦斯储集层段。①上储集层段为3号煤层及其上下临近层。3号煤层瓦斯压力为1.30MPa，瓦斯含量为17.28m^3/t，并且具有煤与瓦斯突出危险性。②中储集层段以太原组顶部的厚层泥岩为盖层，储集层包括12号煤层及其上下临近层和两层K_3、K_4石灰岩。12号煤层瓦斯压力为1.10MPa，瓦斯含量为14.75m^3/t，有煤与瓦斯突出危险。煤层生成的瓦斯，部分运移到K_3、K_4石灰岩的裂隙和溶洞内，造成局部瓦斯富集。③下储集层段以13号煤层下部的中厚层泥岩为15号煤层储集层段的盖层，该段的15号煤层和K_2石灰岩含有瓦斯。

（2）煤层的透气性能。15号煤层透气性系数平均为0.000375md，属于低透气性煤层。

（3）煤的孔隙特征。据扫描电子显微镜观测，3号、12号、15号煤层内部微观结构均呈封闭型。电镜照片内小空洞的直径最大约为3.5×10^{-3}mm，最小约为2×10^{-4}mm，空洞密度为10个/mm^2。12号、15号煤层的微孔孔径比3号煤层的微孔孔径大10～30倍，但是微孔的连续性和连通性很差。根据煤的孔隙半径和压汞仪测定数据进行计算，孔隙率为4.26%，孔隙容积为0.032m^3/t。

（4）煤岩瓦斯。根据地质勘探钻孔以及开掘的专用巷勘探表明，在阳泉矿区内，除了煤层含有瓦斯外，在临近石灰岩内，由于溶洞发育的不均一性，呈现局部富集瓦斯。煤系地层中含有3层黑色石灰岩，自上而下分别为K_4（猴石）、K_3（钱石）、K_2（四节石），在其裂隙、溶洞及孔隙内含有大量瓦斯。根据不完全统计，K_3、K_4石灰岩显现瓦斯点多达40多处。从石灰岩瓦斯显现的构造类型来看，在向斜部位K_3灰岩赋存瓦斯量大，在背斜部位K_4灰岩赋存瓦斯量大；从显现点来看，桃河向斜两侧多于其他地区。

2. 煤与瓦斯共采技术

阳泉矿区主采煤层主要为3号、12号、15号煤。3号煤和12号煤瓦斯压力大，瓦斯含量高。15号煤瓦斯压力小，瓦斯含量小，没有突出危险性，可以作为保护层开采，但由于其厚度大，回采过程中的瓦斯涌出量非常大。

15号煤层回采时，上覆岩层采动断裂带高度大大增加，布置在10号高瓦斯煤层中的走向高抽巷（层间距65m，即15号煤层采高的10倍）陷入采动断裂带，10号煤层等煤岩层被卸压，透气性成千倍地增加，并通过横纵裂缝网与15号煤层采空区连通，卸压煤岩层的高压吸附瓦斯受采动作用与流动作用所激活，大量瓦斯解吸，卸压瓦斯沿横纵裂缝网流向处于负压状态的高抽巷，从而瓦斯资源可得到高效开发。

1）高抽巷的布置

阳泉矿区的高抽巷有走向高抽巷和倾向高抽巷两种。走向高抽巷布置在10号煤层，其距开采层58～80m，为15号煤层采厚的9～12倍。五矿8108综放工作面采用倾向高抽巷布置，共布置4条倾向高抽巷，其间距为230～240m，1号高抽巷打到11号煤层，垂高60m，最大抽采瓦斯量达70.6m³/min，其余3条高抽巷都打到12号煤层，垂高50m，最大抽采瓦斯量为40.3m³/min，伸入采空区的距离为25～40m。应用表明打在11号煤层的高抽巷抽采瓦斯量和抽采率比打在12号煤层的高。

高抽巷掘进的工程量大，施工工期长，成本较高，现已试验成功用大直径岩石钻孔代替高抽巷掘进。

2）随采随抽15号本煤层瓦斯

（1）在煤壁前方应力降低区内，煤体破碎，裂隙发育，煤体强度降低，透气性急剧增高，瓦斯解吸过程加剧，呈现“卸压增流效应”，瓦斯运移通道畅通，本煤层钻孔可大量抽采瓦斯。

（2）在应力稳定区，煤岩体尚未受到采动影响，承受正常的应力，钻孔瓦斯流量按负指数规律自然衰减。

因此，充分利用工作面前方10m范围内的应力降低区，保证本煤层瓦斯的抽采效果是实现本煤层瓦斯有效抽采的关键，应力降低区是本煤层瓦斯钻孔的最佳抽采位置。

3. 充分利用卸压瓦斯量随工作面推进的时间和空间关系抽采瓦斯

首先，预抽和边采边抽的方式相结合，使得钻孔得到充分的利用。在进回风巷掘进期间，就开始打顺层钻孔进行本煤层预抽，当工作面进行回采的时候，本煤层已经预抽了很长时间，使得煤体中的瓦斯得到一定程度的减少，对工作面和回风流中瓦斯浓度的降低起到一定的作用。随着工作面的推进，这些预抽钻孔逐渐处于工作面前方的卸压区内，这时钻孔抽采量大增。其次，本煤层抽采和高抽巷抽采，在时间上的结合，也对瓦斯的治理起到了至关重要的作用。从实测可以得出，在工作面推进24m前，采动裂隙尚未与后高抽巷沟通，高抽巷抽采瓦斯量较少，这时工作面的瓦斯主要靠本煤层钻孔抽采瓦斯。而初次来压之后，高抽巷逐渐发挥了重要的作用，整个抽采效果也有了很大的提高。可见，本煤层和邻近层抽采在不同时期，各自的重要程度有所不同，但将两者很好地结合起来，可达到较好抽采瓦斯的目的。

15号煤层不是单煤层开采，从煤层综合柱状图上可以看出，在它上面还有几个邻近层，这就要求在工作面开采过程中，不仅要对本煤层瓦斯进行抽采，同时也要对邻近层涌出的瓦斯进行抽采，这就有了本煤层钻孔抽采和高抽巷抽采结合的共采瓦斯措施。

3.5.3　晋城矿区模式

1. 晋城矿区煤炭资源赋存特点

晋城矿区位于沁水煤田东南部，地跨泽州、沁水、阳城三县，晋城矿区井田内含煤地层为石炭二叠系。主要开采煤层为3号、9号、15号煤层，其中3号煤层厚达6.0m，9号煤为1.4m，15号煤为2.5m。晋城矿区井田内煤层瓦斯储量丰富，但分布不均。地质勘探资料和《晋城矿区煤层气资源初步评价》表明，潘庄井田煤层瓦斯确认资源量为$2.389\times10^{10}m^3$。煤层瓦斯的主要成分甲烷含量在井田内的分布差别很大，最小为0.68m³/t，最大可达38.7m³/t，浓度变化为26.6%～100%。高瓦斯区域以矿区中深部的潘庄井田瓦斯最高，此外是大宁二号井田的东部，寺河井田的西部和北部，成庄井田的西部。此区域内3

号煤层甲烷平均含量在12.0m³/t以上，浓度在96%以上，且3号、9号、15号煤由上至下含量增高，分别为12.01m³/t、17.01m³/t、19.98m³/t。而成庄井田东部、寺河井田东南部、大宁二号井田西部甲烷含量平均在5.0m³/t以下，浓度小于80%，而N_2和CO_2的含量高达70%和26%，为矿区井田的低瓦斯区。

2. 晋城矿区煤与瓦斯共采技术

对于晋城矿区的煤层群开采，煤与瓦斯共采主要构想是在采区范围内的开采前期，用常规打地面井的方法预采邻近煤储层和开采层的瓦斯；通过逐步保护煤层，从而形成采低瓦斯区的煤，抽高瓦斯区的瓦斯；中期，随着开采层的采动，抽采在采动影响下邻近煤储层及开采层卸压而释放的大量瓦斯；后期，在煤层采出后，抽采采空区的瓦斯。依次开采其他煤层，瓦斯的抽采重复上述过程。煤与瓦斯共采的最大特点除第一次预采外，中、后期开采时，煤层始终处于卸压影响之中，将大幅度地提高瓦斯的采收率，实现煤与瓦斯共采。

为了保证实际的瓦斯抽采效果，根据实际确定的沿工作面推进方向合理的钻孔布置半径，确定地面钻孔布置位置和数量，且第一个钻孔应尽量靠近工作面开切眼侧，以保证工作面开采初期对采空区瓦斯的有效抽采，从而安全高效地实现矿井煤与瓦斯共采的目的。

采用井下钻孔抽采本煤层瓦斯时，首先是由两条巷道交替抽掘，再沿巷道走向间隔一定距离布置钻场，向工作面煤体打顺层钻孔，预抽采工作面煤体中的瓦斯。同时，在对工作面回采时，煤层底板巷可作为工作面回风巷，顶板巷仍可作为瓦斯排放巷。显然，顶板瓦斯抽采巷应布置在工作面采动裂隙“O”形圈内，才能对采空区瓦斯进行有效抽采，降低工作面上隅角及回风巷内的瓦斯浓度，从而安全高效地实现矿井煤与瓦斯共采。

晋城矿区煤与瓦斯共采与利用特点为“井上下抽采并举、抽采与利用并举，采煤采气一体化”。

3. 煤与瓦斯共采在晋城矿区的应用效果

晋城矿区煤与瓦斯共采的井田内每条抽采煤巷为一个“瓦斯采场”，每个采场由水封开关门、抽采煤巷、抽采孔和气管路构成。

地面井抽采瓦斯为企业带来多方面效益：①生产矿井由开采煤炭发展至同时开采瓦斯资源；②矿井瓦斯抽采由安全需求发展到天然气生产技术；③瓦斯开采由地面钻孔正压排采技术发展到生产矿井负压抽采技术。

1）地面钻井抽采

晋煤集团于20世纪90年代初期就致力于矿区的煤层气采前地面预抽工作。晋煤集团在吸取国内外的先进技术基础上探索出一套清水钻进、活性水大排量清水压裂技术，并在钻井、固井、测井、压裂、排采等施工工艺方面作了大的改进，使得产气量明显提高，创立了一套具有独立知识产权的经济实用的地面开发技术和商业开发模式。

垂直钻井的排采工艺基本思路为“排水—降压—解吸—采气”。根据这一生产工艺，瓦斯产出过程通常可用解吸、扩散、渗流三个过程来描述。在以往成功经验的基础上，为了更好地控制吐砂、吐粉现象，确保瓦斯产量稳定、持续高产，对瓦斯赋存状态及瓦斯产出机理进行深入分析和研究，探索出定压排采的控制理论和控制工艺，该工艺使气井处于最佳产气状态。在排采过程中主要通过调整产水量和井口套管压力来控制井底流动压力和井底与储层的压差。排采一般分为三个阶段：第一阶段要保持高导流能力的人工裂缝；第

二阶段要合理控制井的低流压；第三阶段为稳定生产阶段，排采过程中需要适时进行生产过程分析，制定合理的排采工作制度，以利于提高地面井的排采效果。

2）井下巷道和钻孔抽采

晋城矿区井下抽采可分为巷道掘进抽采和回采工作面抽采。

（1）巷道掘进抽采。寺河矿为高瓦斯矿井，新暴露的煤体100m巷道瓦斯涌出量为0.3～0.6m^3/min。如遇地质构造，瓦斯涌出异常，百米巷道瓦斯涌出量可达10～15m^3/min。在巷道帮上每隔200m布置钻场，钻场内扇形布置钻孔，其目的是减少掘进头瓦斯涌出和巷道煤壁的瓦斯涌出。巷道掘进抽采效果明显，独头巷瓦斯涌出量由最大9～10m^3/min降到5m^3/min以下，保证了安全掘进。

（2）回采工作面抽采。以本煤层顺层布置钻孔抽采为主，采空区抽采为辅。通过提高封孔质量，增加孔口抽采负压，加强卸压带瓦斯抽采，仅一个综采大采高工作面抽采瓦斯量就可达60～70m^3/min，抽出率高达40%。

4 瓦斯抽采系统

对于煤与瓦斯突出矿井或高瓦斯矿井，瓦斯抽采系统是为消除采掘工作面煤与瓦斯突出危险及解决高瓦斯矿瓦斯超限问题所建立的瓦斯抽采方法、抽采设备及抽采管道组成的系统总称。

达到以下条件的矿井必须建立地面永久瓦斯抽采系统或井下移动瓦斯抽采系统：

（1）一个采煤工作面绝对瓦斯涌出量大于 $5m^3/min$ 或一个掘进工作面绝对瓦斯涌出量大于 $3m^3/min$。

（2）矿井绝对瓦斯涌出量达到以下条件：①大于或等于 $40m^3/min$；②年产量（1.0～1.5）Mt 的矿井，大于 $30m^3/min$；③年产量（0.6～1.0）Mt 的矿井，大于 $25m^3/min$；④年产量（0.4～0.6）Mt 的矿井，大于 $20m^3/min$；⑤年产量等于或小于 0.4Mt 的矿井，大于 $15m^3/min$。

（3）开采具有煤与瓦斯突出危险煤层应建立地面永久瓦斯抽采系统的矿井：①瓦斯抽采系统的抽采量可稳定在 $2m^3/min$ 以上；②瓦斯资源可靠、储量丰富，预计瓦斯抽采服务年限在 5 年以上。

新建瓦斯抽采系统的矿井，必须经具有相关资质的专业机构进行可行性论证，由企业技术负责人组织瓦斯抽采工程设计。

4.1 矿井瓦斯量、可抽瓦斯量、瓦斯抽采率、年抽采量及抽采年限

矿井瓦斯量应为矿井可采煤层的瓦斯量、受采动影响后能够向开采空间排放的不可采煤层及围岩瓦斯量之和。

矿井可抽瓦斯量是指矿井瓦斯量中在当前技术水平能被抽出来的最大瓦斯量。

设计瓦斯抽采率，可根据煤层瓦斯抽采方法、瓦斯涌出来源等因素综合确定；也可参照邻近生产矿井或条件类似矿井的数值选取。

矿井设计年瓦斯抽采量或矿井设计年瓦斯抽采规模按设计的日瓦斯抽采量乘以矿井设计年工作日数计算。

矿井或水平的抽采年限应与其抽采瓦斯区域的开采年限相适应。

瓦斯抽采基础参数测算方法见本篇附录 A。

4.2 瓦斯抽采系统工程设计的一般规定

（1）瓦斯抽采工程设计应体现安全第一、技术经济合理原则，因地制宜地采用新技术、新工艺、新设备、新材料。

（2）新建矿井瓦斯抽采工程设计应以批准的精查地质报告为依据，并参照邻近或条件类似的生产矿井的瓦斯资料；改（扩）建及生产矿井应以本矿地质、瓦斯资料为依据。

（3）瓦斯抽采工程设计应与矿井开采设计同步进行，合理安排掘进、抽采、回采三

者的超前与接替关系，保证有足够工程施工及抽采时间。

（4）瓦斯抽采站的建设方式，应经技术经济比较确定。一般情况下，宜采用集中建站方式。当有下列情况之一时，可采用分散建站方式：

① 分区开拓或分期建设的大型矿井，集中建站技术经济不合理；

② 矿井瓦斯抽采量较大且瓦斯利用点分散；

③ 一套瓦斯抽采系统难以满足要求。

（5）分期建设、分期投产的矿井，瓦斯抽采工程可一次设计，分期建设、分期投抽。

（6）瓦斯抽采工程设计应进行矿井瓦斯资料的评价。

4.3　地面永久瓦斯抽采系统工程设计内容

（1）矿井概况：煤层赋存条件、矿井煤炭储量、生产能力、巷道布置、采煤方法及通风状况。

（2）瓦斯基础数据：瓦斯等级鉴定，矿井瓦斯涌出量，煤层瓦斯压力、含量，矿井瓦斯储量及可抽量，煤层透气性系数，钻孔瓦斯流量及其衰减系数。

（3）抽采方法：钻孔（巷道）布置与抽采工艺参数。

（4）抽采设备：抽采泵、管路系统、监测及安全装置。

（5）泵站建筑：泵房、供电系统、电控设备、供水系统及软化水装置、采暖系统、避雷系统。

（6）瓦斯利用方式和利用量、资金概算。

（7）技术经济指标：投资概算及工期。

（8）设计文件：设计说明书、设备与器材清册、资金概算、相关图纸。

4.4　井下移动瓦斯抽采系统

（1）不具备建立地面永久瓦斯抽采系统条件的，在高瓦斯区应建立井下移动瓦斯抽采系统。

（2）建立井下移动瓦斯抽采系统时，由企业技术负责人负责组织编制设计和安全技术措施。井下移动泵站瓦斯抽采工程设计可按地面永久瓦斯抽采工程设计的相关内容进行。

（3）井下移动瓦斯抽采泵站应安装在瓦斯抽采地点附近的新鲜风流中。抽出的瓦斯必须引排到地面、总回风道或分区回风道；已建立永久抽采系统的矿井，移动泵站抽出的瓦斯可直接送至矿井抽采系统的管道内，但必须使矿井抽采系统的瓦斯浓度符合《煤矿安全规程》相关规定。

（4）移动泵站抽出的瓦斯排至回风道时，在抽采管路出口处必须采取安全措施，包括设置栅栏、悬挂警戒牌。栅栏设置的位置，上风侧为管路出口外推5m，上下风侧栅栏间距不小于35m。两栅栏间禁止人员通行和任何作业。移动抽采泵站排到巷道内的瓦斯，其浓度必须在30m以内被混合到《煤矿安全规程》允许的限度以内。栅栏处必须设置警戒牌和瓦斯监测装置，巷道内瓦斯浓度超限报警时，应断电，停止瓦斯抽采，进行处理。监测传感器的位置设在栅栏外1m以内。

4.5 抽采管路系统

（1）抽采管路系统应根据井下巷道的布置、抽采地点的分布、瓦斯利用的要求以及矿井的发展规划等因素确定，避免或减少主干管路系统的频繁改动，确保管道运输、安装和维护方便，并应符合下列要求：

① 抽采管路通过的巷道曲线段少、距离短，管路安装应平直，转弯时角度不应大于50°；

② 抽采管路系统宜沿回风巷道或矿车不经常通过的巷道布置；若设于主要运输巷内，在人行道侧其架设高度不应小于1.8m，并固定在巷道壁上，与巷道壁的距离应满足检修要求；瓦斯抽采管件的外缘距巷道壁不宜小于0.1m；

③ 当抽采设备或管路发生故障时，管路内的瓦斯不得流入采掘工作面及机电硐室内；

④ 管径要统一，变径时必须设过渡节。

（2）瓦斯抽采管路的管径应按最大流量分段计算，并与抽采设备能力相适应，抽采管路按经济流速5～15m/s和最大通过流量来计算管径，抽采系统管材的备用量可取10%。

（3）当采用专用钻孔敷设抽采管路时，专用钻孔直径应比管道外形尺寸大100mm；当沿竖井敷设抽采管路时，应将管道固定在罐道梁上或专用管架上。

（4）抽采管路总阻力包括摩擦阻力和局部阻力。摩擦阻力可用低负压瓦斯管路阻力公式计算；局部阻力可用估算法计算，一般取摩擦阻力的10%～20%。

（5）地面管路布置应符合如下要求：

① 尽可能避免布置在车辆通行频繁的主干道旁；

② 不得将抽采管路和动力电缆、照明电缆及通讯电缆等敷设在同一条地沟内；

③ 主干管应与城市及矿区的发展规划和建筑布置相结合；

④ 抽采管道与地上、地下建（构）筑物及设施的间距，应符合《工业企业总平面设计规范》的有关规定；

⑤ 瓦斯管道不得从地下穿过房屋或其他建（构）筑物，一般情况下也不得穿过其他管网，当必须穿过其他管网时，应按有关规定采取措施。

（6）抽采管路附属装置及设施须符合如下要求：

① 主管、分管、支管及其与钻场连接处应装设瓦斯计量装置；

② 抽采钻场、管路拐弯、低洼、温度突出处及沿管路适当距离（间距一般为200～300m，最大不超过500m）应设置放水器；

③ 在抽采管路的适当部位应设置除渣装置和测压装置；

④ 抽采管路分岔处应设置控制阀门，阀门规格应与安装地点的管径相匹配；

⑤ 地面主管上的阀门应设置在地表下用不燃性材料砌成的不透水观察井内，其间距为500～1000m。

（7）条件适当时，可选用新材料瓦斯抽采管路，但井下抽采管路禁止采用玻璃钢管。

（8）在倾斜巷道中，管路应设防滑卡，其间距可根据巷道坡度确定，对28°以下的斜巷间距一般取15～20m。

（9）抽采管路应有良好的气密性及采取防腐蚀、防砸坏、防带电及防冻等措施。

（10）通往井下的抽采管路应采取防雷措施。

4.6　抽采设备及抽采站

（1）矿井瓦斯抽采设备的能力，应满足在矿井瓦斯抽采期间或在瓦斯抽采设备服务年限内所达到的开采范围的最大抽采量和最大抽采阻力的要求，且应有不小于 15% 的富余能力。矿井抽采系统的总阻力，必须按管网最大阻力计算，瓦斯抽采系统应不出现正压状态。

（2）在一个抽采站内，瓦斯抽采泵及附属设备只有一套工作时，应备用一套；两套或两套以上工作时，应至少备用一套。

（3）抽采站位置应满足下列要求：

① 设在不受洪涝威胁且工程地质条件可靠地带，应避开滑坡、溶洞、断层破碎带及塌陷区等；

② 宜设在回风井工业场地内，站房距井口和主要建筑物及居住区不得小于 50m；

③ 站房及站房周围 20m 范围内禁止有明火；

④ 站房应建在靠近公路和有水源的地方；

⑤ 站房应考虑进出管敷设方便，有利瓦斯输出，并尽可能留有扩能的余地。

（4）抽采站建筑：站房建筑必须采用不燃性材料，耐火等级为二级；站房周围必须设置栅栏或围墙。

（5）站房附近管道应设置放水器及防爆、防回火、防回水装置，设置放空管及压力、流量、浓度测量装置，并设置采样孔、阀门等附属装置。放空管设置在泵的进、出口，管径应大于或等于泵的进、出口直径，放空管的管口要高出泵房房顶 3m 以上。

（6）泵房内电气设备、照明和其他电气、检测仪表均应采用矿用防爆型。

（7）抽采站应有双回供电线路。

（8）抽采站应有防雷电、防火灾、防洪涝、防冻等设施。

（9）干式瓦斯抽采泵吸气侧管路系统必须装设防回火、防回气、防爆炸的安全装置。

（10）站房必须有直通矿调度室的电话。

（11）抽采泵运转时，必须对泵水流量、水温度、泵轴温度等进行监测、监控。

（12）采站应有供水系统。站房设备冷却水一般采用闭路循环。给水管路及水池容积均应考虑消防水量。污水应设置地沟排放。

（13）抽采站采暖与通风应符合现行的《煤炭工业矿井设计规范》的有关规定。

（14）废水、噪声和对空气排放瓦斯不得超过工业卫生规定指标，抽采站场地应搞好绿化。

（15）瓦斯泵及瓦斯管路选型计算见本篇附录 D。

（16）目前国内使用的瓦斯泵有离心式鼓风机、回转式鼓风机、水环真空压缩机、往复式压气机（只用于井上正压输送瓦斯）。

① 煤矿瓦斯抽采使用的离心式鼓风机主要有 D100－32 型离心鼓风机。鼓风机两端轴孔处装有迷宫式密封装置，防止有害气体的外泄及空气内侵，保证工作安全可靠。

② 煤矿瓦斯抽采使用的回转式鼓风机是一种容积式鼓风机，主要有 D、SD 系列，其特点在于所产生的气体流量为一常数。该鼓风机的主要用途是输送空气、煤气以及无腐蚀

性混合气体，适用于矿井抽采瓦斯。

叶式鼓风机是回转式鼓风机的一种，在一定压力下，其输气量与转速成正比。出口阻力变化对其输气量无显著影响，可以作为输送空气或无腐蚀性的气体的装置，如进口负压在 2.94×10^{4}Pa 范围之内亦可作抽气机之用。

③ 水环式真空泵是利用循环水旋转中心和泵体中心不在一起，造成泵内一个空间用以抽气的一种抽气泵，目前广泛使用。

4.7 瓦斯抽采参数的监测、监控

（1）地面永久瓦斯抽采系统必须建立瓦斯抽采参数监控系统。

（2）矿井瓦斯抽采系统必须监测抽采管道中的瓦斯浓度、流量、负压、温度和一氧化碳浓度等参数，同时监测抽采泵站内瓦斯泄漏等。当出现瓦斯抽采浓度过低、一氧化碳超限、泵站内有瓦斯泄漏等情况时，应能报警并使抽采泵主电源断电。

（3）抽采站内应配置专用检测瓦斯抽采参数的仪器仪表。

（4）瓦斯抽采监控系统参数指标见本篇附录 C。

5　煤层气开发技术

5.1　煤层气开发井网布置

煤层气生产井井网布置方法一般采用小井网布置方法，有菱形、矩形、网格状等几种形式。井网布置一般以网格状布置形式居多，网格尺寸为300m×250m、350m×250m、300m×200m。

5.1.1　国内外煤层气开发井网

煤层气井网系统主要采用矩形、菱形等，单井控制面积为0.09～0.64km^2。国内外主要煤层气田的开发井网现状如下：

（1）圣胡安盆地位于美国科罗拉多州西南部和新墨西哥州的西北部，具有煤层厚而广、中—高的气体含量、中—低的煤阶、适度的煤层渗透率、中—高的水产量、煤层超高压、煤层上下岩层的封闭性好等特点。该盆地开发井距为0.65km，井距相对较大，这是由于该盆地煤储层渗透率较高，泄气面积相应较大，因此，采用较大井距不会导致采收率降低，同时可以达到降低费用的目的。

（2）粉河盆地位于美国怀俄明州东北部和蒙大拿州东南部，早期的煤层气井的单井控制面积为0.16km^2。随着开发程度提高，对井网做出相应的调整，0.32km^{2}变成了标准控制面积。

（3）黑勇士盆地位于美国阿拉巴马州，煤层的单层最大厚度为2.4m，单井最大总煤层厚度为7.6m，煤阶最高为低挥发分烟煤，煤层为常压或欠压状态，含气量为6～20m^3/t。其中的橡树林煤层气田，以0.1km的井距生产10多年后，中心井煤层气采收率为73%。在0.16km^{2}井网的条件下，中心井生产10年以后可采出60%的地质储量；0.32km^{2}井网，则采收率为50%；0.64km^{2}井网，则采收率为29%。

（4）加拿大阿尔伯塔煤层含气量为2～14m^3/t，渗透率为20～30md，实际生产采用井距为每平方千米3～4口井。

（5）国内煤层渗透率普遍相对较低，因此煤层气井距比国外要小。沁南枣园试验井组，采用400m×450m的井网，目前已经生产近10年，其中的TL-003井产气量仍然维持在2000m^3/d；沁南潘河先导性试验工程采用300m×300m的井网，目前平均单井产气量为3400m^3/d；潘庄项目煤层气开发井网采用300m×350m的井网。

5.1.2　开发井网部署的影响因素

煤层气井网部署与常规天然气井网有许多共性，井网部署应以提高煤层气动用储量、采收率、采气速度、稳产年限和经济效益为目标。煤层气开发的井网部署应考虑地质条件、开发技术、经济效益三方面的因素。

1. 地质条件

地质条件主要考虑的煤储层因素是裂缝发育特征和方位、渗透率、煤层气含量、煤层

气资源丰度等。构造走向和裂缝发育方位决定井网方位；资源丰度和渗透率条件决定不同的井网密度，应寻找煤层气含量高的地区进行井网部署。

2. 开发技术

1）分步实施、均衡开采

在平面上，井网部署应有计划地按阶段分步实施，滚动开发，实现气藏的均衡开采。与常规天然气开发中尽量避免井间干扰效应产生的原则不同，煤层气开发井网则要求尽快实现井间压力干扰效应，才能充分动用储量，提高采收率。先导性试验阶段，井网部署的原则应使试验井组的各井之间在尽量短的生产试验期内达到最大井间干扰程度，一般理想的先导性试验阶段为4～12个月。先导性试验阶段井组的井距以小于规模生产井为宜，用储层模拟软件作为辅助依据，确定井距。较小的井距可以使各井间产生更强烈干扰效应，可以尽快观察到试验效果。全面开发阶段，生产井网的井距应大于先导性试验阶段。

2）开发层系有效组合

各层系应做到整体规划、立体开发。层系划分和井网部署上既要考虑每套层系各自开发的要求，又要综合考虑层系接替和一井多层开采的方式。

3）合理采气速度

煤层气田开发设计一般要求在15年左右采出可采储量的50%～60%，初期采气速度应达到3%～4%以上，井网密度必须满足这一基本要求。

3. 经济效益

要求单井控制储量不能低于单井经济极限控制储量。井网密度应小于经济极限井网密度，在最优井网密度与经济极限井网密度之间选择合理值。

5.1.3 开发井网的要素与方法

煤层气开发井网要素通常包括井网样式（井间平面几何形态）、井网方位和井网密度等。

1. 井网样式

煤层气井井网布置样式通常有矩形井网、五点式井网等。

矩形井网要求沿主渗透和垂直于主渗透两个方向垂直布井，且相邻的四口井呈一矩形。矩形井网规整性好，布置方便，多适用于煤层渗透性在不同方向差别不大的地区；矩形井网布井的主要缺陷表现在相邻四口井的中心位置压力降低的速度慢、幅度小，导致排水采气的效率低，可能造成该区域的煤层气资源无法采出。正方形井网属于矩形井网的一种特殊形式。

菱形井网要求沿主渗透方向和垂直于主渗透两个方向垂直布井，在四口井中心的位置，加密一口煤层气开发井，使相邻的四口井呈一菱形，这主要是针对矩形井网的一种补充或者完善形式。该布井形式的最大优点是在煤层气开发排水降压时，在井与井之间的压力降低比较均匀，可以达到开发区域同时降压的目的。

2. 井网方位

井网方位的确定通常根据压裂裂缝方位和主导天然裂隙方位，将矩形井网的长边方向与天然裂隙主导方向平行或与人工压裂裂缝方向平行。人工压裂裂缝可以改善天然裂缝，使其更好地沟通，压裂裂缝主导方位多沿垂直于现今最小主应力方向延伸。

3. 井网密度

井网密度是气田开发的重要参数，其大小取决于储层的性质和生产规模对经济性的影响以及对采收率的要求。①经济极限井网密度：总产出等于总投入，总利润为零时的井网密度。超过此密度界限，则发生亏损。②最优井网密度：总利润最大时的井网密度。③合理井网密度：实际井网部署应在最优井网密度与经济极限井网密度之间选择一个合理值。

确定井网密度大小的方法有多种，常用的适宜煤层气井网优化的一些方法有合理控制储量法、经济极限井距法、模拟法、规定产能法等。比较实用的预测与计算煤层气井网密度的方法主要有单井合理控制储量法、经济极限井距法、规定单井产能法、数值模拟法。

1）单井合理控制储量法

开发井距的确定应当考虑单井的合理控制储量，使高丰度区单井控制储量不会过大，而低丰度区单井控制储量应大于经济极限储量。在此基础上，根据资源丰度，进一步求取井距或井网密度。

$$G_g = \frac{dqt}{NE_r} \tag{5-5-1}$$

式中　G_g——单井控制地质储量，m^3；

q——稳产期内单井平均产能，m^3/d；

d——每年产气天数，取330；

t——气藏稳产年限，a；

N——稳产期末可采储量采出程度；

E_r——气藏采收率。

2）经济极限井距法

（1）单井经济极限控制储量。一口煤层气井从钻井到废弃时支出的总费用包括钻井、储层改造、地面建设、采气成本等方面。要想取得经济效益，其总费用应该小于销售收入，这要求具备足够的储量，即单井控制经济极限储量，它是选择合理井距的一个重要经济指标。

$$G_g = \frac{C + TP}{A_g E_r} \tag{5-5-2}$$

式中　G_g——单井控制经济极限储量，m^3；

C——单井钻井和气建合计成本（包括钻井、储层改造、地面建设系统工程投资分摊），元/井；

P——单井年平均采气操作费用，元/(a·井)；

T——开采年限，a；

A_g——煤层气售价，元/m^3；

E_r——气藏采收率。

（2）经济极限井距。经济极限井距的大小受资源丰度的影响很大，在不考虑井网密度对于采收率的影响时，根据单井控制经济极限储量，可以算出经济极限井距。经济极限井距如下式：

$$D = \sqrt{\frac{G_g}{F}} \tag{5-5-3}$$

式中　D——经济极限井距，m；

G_g——单井控制经济极限储量，m^3；

F——资源丰度，$10^8m^3/km^2$。

3）规定单井产能法

设一个气藏地质储量，规定了一定的产能，则可以求得单位面积上的井数：

$$\frac{n}{A}=\frac{GV_g}{330q\eta} \tag{5-5-4}$$

式中 G——含气面积 A 上的气藏地质储量，10^8m^3；

A——含气面积，km^2；

V_g——平均年采气速度，%；

q——单井平均产能，m^3/d；

η——气井综合利用率；

n——气藏开发所需要的井数。

4）数值模拟法

油藏数值模拟的基本原理是根据煤层气赋存特征，以及生产排采过程中的渗流特征，建立合理的地质模型以及数学模型，煤层气在煤储层中的赋存可以用兰氏等温吸附模型来描述，在煤层微孔隙系统中的扩散是气体迁移的主要方式，遵守 Fick 定律，煤层气扩散进入割理孔隙系统，产生气水两相流动，符合达西流动。在综合地质研究以及储层评价的基础上，利用先进的储层数值模拟软件，模拟多种不同井网的煤层气产能动态，研究井距对于长期产能的影响。并根据模拟结果，综合对比多个指标，如单井累积产量、单井服务年限、高峰期、采收率等，在此基础上，进行井距优选。

进行煤储层数值模拟，模拟数据文件需要的参数可归纳为静态参数、可调整参数及常规参数。

目标煤层的厚度、标高、气含量、气体组分、储层压力、等温吸附常数、吸附时间、煤的密度以及储层温度等为静态参数。模拟预测时，均采用实际测试资料。

煤层渗透率和裂隙、孔隙度等是可调整参数。这些参数对气井产能影响较大，通常需要通过历史拟合修正后才能使用。

气体和水的密度、黏滞系数、体积系数等为常规参数。在模拟时，参照常规数据或油气藏模拟资料取值。

目前比较常见的是采用美国 ARI 公司研制开发的 COMET2 煤层气模拟软件，通过产能模拟预测完成。数值模拟采用了如下基本假设：

（1）不考虑开采过程中煤层的温度变化，即假定煤层温度是常数，且流体温度等于煤层温度。

（2）假定无相间质量交换，煤层气在水中的溶解度为零。

（3）煤层多孔介质由双孔隙系统表征，第一孔隙系统（微孔隙系统）中只有气相存在，第二孔隙系统（裂缝网络）初始状态时只有水相存在。

（4）微孔隙系统与裂缝系统中压力瞬时达到平衡。

（5）气体在微孔隙系统中的扩散流动用拟稳态方程描述。

在以上基本假设条件下，建立气、水两相流动的数学模型。除此之外，用常规黑油模型也可进行煤层气模拟。

5.2　煤层气钻井技术

5.2.1　钻前工程

钻前工程指在一口井开钻前修建通向井场的道路、选择和布置井场、安装钻井及附属设备等工作。

1. 井场的选择与布置

选择井场的依据是钻井设计所给出的井位坐标和实际地形。实际井位与设计坐标井位相差一般不应大于50m。选择井场时应考虑如下因素：

(1) 避开洪水区、山洪暴发区、山体滑坡地带。

(2) 井场边缘距铁路、江河大堤、高压电线、公路干线、高大建筑、水源水库、居民生活区等的距离，一般应不少于50m。

(3) 节约土地，少占耕地。

(4) 尽量靠近水源，做好井场污水排出、储存、处理等规划。

(5) 最大限度地保存原有树木、灌木、农作物、草原，避免不必要的砍伐和毁坏，保护植被和环境。

(6) 井架基础要安装在挖方上，不能安装在填方上。

井场选定之后，要根据井场所处的自然环境、所选钻机类型和钻井工艺要求，合理布置井场。它包括确定钻机和泵房位置、井架大门方向和场前空地、油水罐位置、材料房和值班房位置等。井场布置要注意以下方面：

(1) 井口要处于井场较高位置，以便排水；方井、机泵房及井场周围应专修排水沟；井场外要设污水池，集中处理废水。

(2) 油、水、钻井液罐应置于较高位置。

(3) 值班房应便于看到钻台工作情况，发电房、锅炉房、油罐等应远离井口，一般不少于50m。

(4) 井场供电、照明应严格按有关操作规程执行，确保安全。

(5) 各型钻机的井场大小可根据有关规定确定。

2. 设备安装

钻机的主要设备有井架、动力机、泵、绞车等，均安装在混凝土基础上。基础的水平度、高度应符合安装要求，以确保设备正常运转。

不同类型井架其安装方法不同。塔式井架用扒杆法，“A”型、“Π”型井架则先在地面逐段连接好，然后通过井架底座上的一组滑轮，用钻机动力和提升系统起升井架，使其安装在人字架或斜支撑上，最后锁紧固死。

用扒杆法安装塔式井架时需高空作业，劳动强度大，必须特别注意安全。

动力机及传动装置、绞车、转盘、天车、钻井泵等设备安装于相应底座上初步就位后，应找平、找正、找中，然后紧固。

5.2.2　钻进

1. 钻井

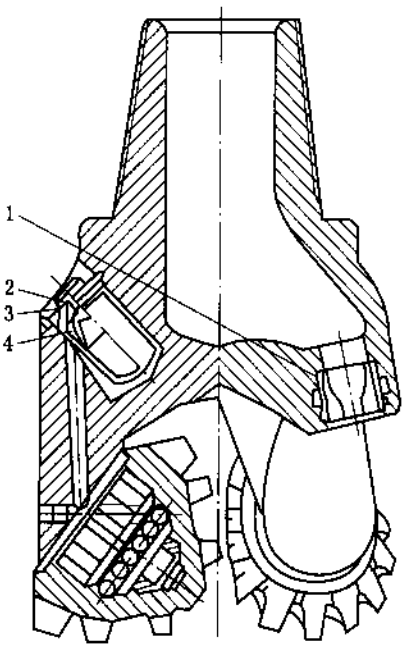
破碎岩石，形成井眼的过程叫钻进。用以破碎岩石的工具叫钻头。钻进时，不断地给钻头施以压力，使钻头牙齿吃入岩石；同时地面动力系统通过接在钻头之上的钻柱带动钻

头不断旋转，岩石即被钻碎。为了及时把钻碎了的岩石碎片——岩屑带离井底并返到地面，必须要通过钻井中钻井液的不断循环，清洗井底。

井眼加深到一定深度后，为了防止井壁坍塌及其他井下复杂情况的发生，保证井眼顺利钻达完井井深，需下入套管，并向套管与井壁间的环空注入水泥浆，以加固井壁，封隔各种复杂地层。待水泥浆凝固后，再换用尺寸小一级的钻头，从套管内向下继续钻进。由于每口井的设计井深不同，所钻达深度的岩性、地质情况各异。因此，所下套管层数也不一样，少则一层，多则三四层。每下一层套管更换钻头尺寸继续钻进叫一次开钻。因此，一口井钻进过程中首次开钻叫一开，下第一层套管后再开钻叫二开，依次类推，则为三开、四开。

2. 钻头

钻头按岩石破碎原理和钻头结构可分为牙轮钻头、刮刀钻头和金刚石钻头3类，如图5-5-1～图5-5-3所示。



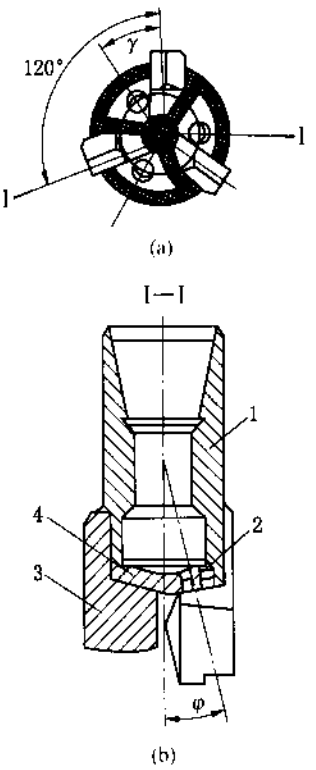
1—喷嘴；2—传压孔；3—压盖；4—压力补偿

图5-5-1 牙轮钻头

（1）牙轮钻头适用于从极软到极硬的各类地层。

（2）刮刀钻头的刀翼焊于钻头体上，刀翼的底部和侧面，镶焊硬质合金块，以提高其耐磨性。因刮刀钻头只有切削作用而无冲击作用，只适合于在较软、塑性大的地层中使用。

（3）金刚石钻头是用天然金刚石或人造金刚石（人造金刚石复合片）作切削刃，将其烧结于胎体上而成。胎体可由合金钢制成，也可用硬质合金粉经压制、烧结而成。金刚石钻头寿命长，在硬而高研磨性地层能获得较高钻头总进尺，但成本较高。人造金刚石复合片钻头在软—中硬地层中使用不仅寿命长，还有较高的机械钻速。



1—钻头体；2—喷嘴；3—刮刀片；4—下帽

图5-5-2　刮刀钻头

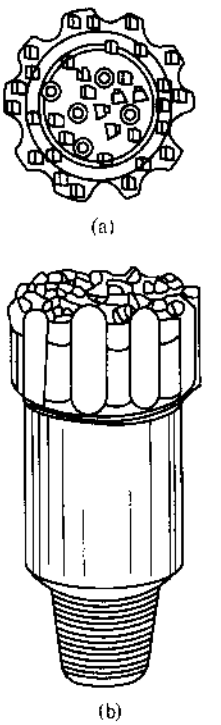


图5-5-3　金刚石钻头

3. 钻柱

钻柱是钻头以上、水龙头以下的整个管串。它包括钻铤、钻杆、方钻杆和配合接头。钻柱的功用有：①带动钻头旋转，形成钻压，以破碎岩石；②钻井液通过钻柱水眼送到井底，从钻头水眼喷出，清洗井底，携带岩屑从环空返到地面；③计算井深；④钻头在井底的工作情况、地层岩性变化等井下情况可通过钻柱反映到地面；⑤通过钻柱可以进行各种井下作业和处理井下事故，如测试、挤注水泥、堵漏、压井和打捞落物等。

钻柱有不同的公称尺寸（指外径）、不同的壁厚、不同的钢级，以满足不同井的需要。不同大小的钻头要配以不同尺寸的钻柱，即钻柱组合。

钻铤外径大、壁厚，用以形成钻压。钻铤所需长度主要根据最大钻压确定。一般情况下钻铤重量应是最大钻压的1.2～1.3倍，以确保钻杆不受压。

钻柱在井中工作时，载荷大，受力复杂，有拉、压、扭、弯各种载荷，有静载更有动载且载荷交变，因而容易疲劳折断。钻杆常从靠近加厚处的本体折断；钻铤则往往在连接丝扣处折断或滑扣。

4. 钻进参数

钻进时，加在钻头上的钻压、带动钻具转动的转盘转速、循环钻井液的排量和泵压，统称为钻进参数。

钻进技术的核心就是在井径、井深、地层岩性、钻井液性能、钻头类型等已知的条件

下，如何选择合适的钻进参数以获得最优的技术指标，使每米钻进成本最低。

机械钻速，即单位时间内的进尺数，一般情况下与钻压成正比关系。钻压大小的范围一般为 $(1.0\sim2.0)\times10^5$N，或每英寸径钻头钻压为 $(1\sim2)\times10^4$N。

转速与机械钻速间呈指数（函数）关系。实际工作中，大多数情况下转速为（60～80）r/min。

排量和泵压统称水力因素。其作用是：①清洗井底，使岩屑及时离开井底，避免重复切削，并将岩屑携带返出井口；②高速（≥100m/s）射流从喷嘴射出，直冲井底，对井底施以巨大的冲击压力，产生直接或辅助的破岩作用。

钻井液射流的水力能量（水功率）越高，上述对井底的水力作用就越好，机械钻速也就越快。喷嘴射流的水力能量来自于泵，在已知的机泵、井眼、钻井液等条件下，选择合适的排量和喷嘴尺寸，以获得最大的射流水功率的技术叫喷射钻井。这项技术，生产中已普遍使用，大大提高了钻进速度。

5. 井斜

井眼轴线偏离铅垂方向的现象叫井斜。衡量井斜程度的参数有以下几个：

（1）井斜角：井眼轴线某深度处的切线与铅垂方向的夹角。

（2）方位角：井眼轴线水平投影某深度处的切线，沿前进方向与正北方向的夹角，叫井斜方位角。以正北方向为始边，顺时针为正，反时针为负。

（3）井眼曲率：单位长度弯曲井眼所对应的圆心角。

（4）井底水平位移：井口与井底在水平投影上的距离。

直井不是井斜角为零的井。真正一点不斜的井是不存在的。只要井斜参数不超过有关标准就是合格的直井。由于地层倾角大、地层各向异性指数高、岩性软硬交错严重等引起的地层造斜力，下部钻柱弯曲所造成的钻头横向力，均可能引起井斜，但地质因素是主要的。

控制井斜通常可以在钻柱下部采用“满眼钻具”或“钟摆钻具”。

满眼钻具是在钻头之上安放由上、中、下3个与井眼基本无间隙的扶正器和大尺寸钻铤所组成的大刚度、“填满”井眼的钻具组合，如图5－5－4所示。其作用是限制钻头的横向位移。钟摆钻具是一种钻具组合，是在钻头以上的下部钻具适当位置处安放一个扶正器作为支点来增大扶正器以下钻铤长度，提高该段钻铤向下井壁的横向分力，增大钻头“横摆”作用，从而实现减少和控制井斜的目的（图5－5－5）。

井斜过大，会给钻井、煤层气井开发等带来各种危害和事故。井斜过大，钻达同一目的层所需进尺数增加，这不仅增加成本，还可能由于深度的误差使地质资料不真实。井斜过大，井底偏离设计位置过多，不符合开发井网布置方案，影响采收率。井斜使井眼弯曲，钻具在弯曲井眼中旋转，容易疲劳折断。弯曲严重井段容易产生键槽而发生键槽卡钻。固井时，严重弯曲井段下套管易遇阻，套管偏靠井壁，环空不易充满水泥浆而影响固井质量。有时为了各种需要不打直井而打斜井，使井眼轴线沿预先设计的轨迹而钻达目的层的钻井叫定向钻井。

遇下述情况时，常打定向井：

（1）地面条件受限不宜钻直井：钻探重要建筑物下的煤层气藏；从岸边向海底、湖底打井；为节约土地，陆地上一场多井，海上一平台打数十口井。

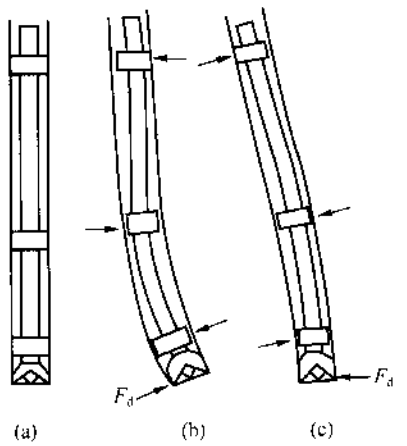


图5-5-4　满眼钻具（F_d为地层压力）

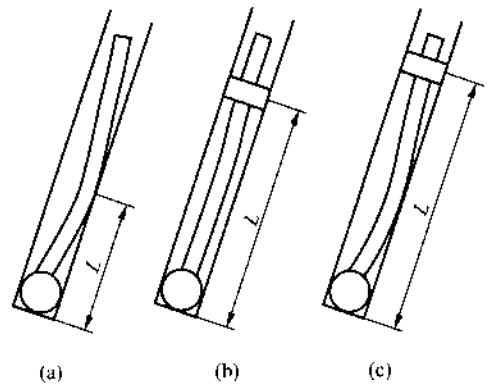


图5-5-5　钟摆钻具（L为钻铤长度）

（2）地质条件要求：地层造斜力极高的地区；井眼横穿低渗透油层，扩大裸露面积；避开产层上方的复杂地层（如盐丘）。

（3）钻井工程的需要：封填难以处理的事故井段后侧钻；钻灭火井。

5.2.3　钻井液

目前我国煤层气井使用较多的钻井液一般有可循环微泡沫钻井液、优质膨润土钻井液、空心玻璃漂珠钻井液、水泥浆钻井液。煤层气井钻井液具有较低密度、较低失水、较低固相含量、较低黏度及良好的触变性。煤层气钻进时钻井液的作用有三方面：①冷却钻头，清洗孔底，润滑钻具，平衡地层压力，保护孔壁，并保护储层不受伤害；②为井下动力钻具传递动力，如液动螺旋钻杆；③进行地质录井和气测录井。

按目前钻井液的主要分类分别介绍如下：

1. 空气或煤层气作循环介质

空气或者煤层气在钻井中作为循环介质，具有钻速高、保护储层效果明显的特点。在我国已经有多口煤层气钻井采用了空气钻井技术，取得了显著的效果。但是，使用空气钻井技术也受到一些条件的限制。空气钻井主要适用于那些钻井壁稳定、坚硬地层、水敏性低压或易漏失的地层，但容易引起井下着火与爆炸，造成井下钻具损坏，同时容易受到地层出水、井壁不稳、平衡地层压力困难及需要专用钻井设备等因素的限制。

2. 可循环微泡沫钻井液

可循环微泡沫钻井液是一种低密度钻井流体，泡沫流体的密度较低且可调，这就使钻井过程中的泡沫流体的密度有可能低于底层压力系数，从而使井漏的几率和程度大幅减小，同时泡沫流体有很强的携沙能力，大大地避免了岩石的重复切削，达到了很好的清理井底的作用。

3. 优质膨润土钻井液

优质膨润土钻井液具有造浆率好，携沙能力强，滤失量低，造壁能力和流变性能好的优点，同时配浆工艺简单，有利现场操作，降低了泥浆成本，具有良好的应用前景和推广价值。为了减小正压差和降低成本，常在清水中使用适量优质膨润土配基浆，加入优质降

滤失剂和固相填充粒子，降低滤失量，形成薄而韧的优质泥饼，从而有效地阻止向低层失水。

4. 空心玻璃漂珠钻井液

在钻进低压地层时，为减少漏失和对煤储层的损害，常采用密度小于1.0g/m^{3}的钻井液，其中一种就是使用空心玻璃球配制的密度为1.0～0.82g/m^{3}的钻井液，空心玻璃球密度为0.38g/m^3，而且该球基本上是不可压缩的，空心玻璃球不会被常规的现场固控设备和离心泵破坏，同时这种钻井液有较低的滤失率。目前国内已经钻出的多口能有效提高煤层气产量的多分支水平井，就是使用的这种钻井液。

5. 低密度、低滤失量和高强度水泥浆

由于高密度水泥浆的较大的正压差，很容易造成煤储层的应力敏感，同时还会使滤液进入煤储层，容易形成水锁，因此低密度、低滤失量和高强度的水泥浆体系是煤层气钻井的必要选择。目前已经研究成功了低密度水泥浆体系，配合降失水剂，有效地控制滤失量。

5.2.4 井控技术

井控的目的是控制气井的压力。如何建立井内的压力平衡，以及一旦平衡打破，又如何重新恢复平衡，就是井控技术所要解决的问题。

1. 溢流和井喷

当地层压力大于井底压力时，地层流体进入井内的现象叫溢流。溢流失去控制，地层流体无控制地大量流入井内喷出井口的现象叫井喷。

2. 溢流发生的原因

（1）地层压力的预告值或设计值较实际值低，因而钻开该层的钻井液密度值小，液柱压力不足以平衡地层压力。这在新探区和地质情况较复杂的地区容易出现。

（2）起钻未灌或未灌足钻井液，液面下降过多。

（3）井漏，不能保持井内足够的液面。

（4）气侵严重，排气不力等，使钻井液密度下降。

（5）由于起钻速度过快、钻头泥包、钻井液性能不好等原因，产生过大抽汲压力，减少了作用在地层上的压力。

3. 溢流征兆

（1）钻进中钻井液池液面增高。

（2）钻井液出口管流速加快。

（3）钻进时泵压下降。

（4）起钻时灌入钻井液量小于起出钻柱体积，下钻时返出钻井液体积多于下入钻柱体积。

钻井液池液面及出口管流速的变化可从液面指示器及流速测定仪上及时观察得到。

4. 溢流的处理

溢流一经发现，应立即停止作业，迅速、正确控制井口——关井，防止井喷发生。关井越快，流出的钻井液越少，以后压井越容易。

钻进中发生溢流时关井的程序：停止作业—停泵—上提方钻杆出转盘面—关防喷器—关节流阀—观察和记录气、套压力。

如遇起下钻杆时，立即停止起下，在钻具上接止回阀，同时关井。起下到钻铤时，应

设法在钻铤上接根钻杆和止回阀，下放钻杆，再关井。

5. 井控设备

井控技术的实施必须借助于一套专用的设备与工具。

1）井口防喷器组

它自上而下由环形防喷器、半闭闸板式防喷器、全闭闸板式防喷器和四通组成。在钻台上或蓄能器装置（放于井场）上扳动空气换向阀，蓄能器内的高压液油通过管线迅速驱动防喷器，在3～8s内实现关井（环形防喷器在30s内）。环形防喷器俗称万能防喷器，可封任何形状的钻具，但耐压能力低，只能应急，不能长期作业。半闭式闸板防喷器只能封闭相应尺寸的钻具。

为了适应不同井的需要，防喷器有不同的尺寸和工作压力。防喷器的尺寸应与装于其下的套管尺寸相匹配，以使钻头、钻具能顺利通过；防喷器的最大工作压力应大于预期井口最高压力。

对于煤层气井，预期井口最高压力等于地层压力减去半井筒液柱压力。对探井、高压气井，按井筒全掏空计算，即预期井口最高压力等于地层压力。

2）控制装置

它由蓄能器装置（又称远程控制台）、遥控装置（又称司钻控制台）以及辅助遥控装置组成。蓄能器是制备、储存与控制压力气的液压装置。通过操作换向阀可以控制压力气输入防喷器，实现开、关动作。蓄能器安装于井口侧前方25m处。

遥控装置能使蓄能器上的换向动作能在远处实现，间接开关井口的设备。它安放在司钻操作岗位附近。辅助遥控装置安放在值班房，作应急之用。

3）节流管汇

控制井口和压井，都必须借助于一套装有可调节流阀的专用管汇。通过节流阀，建立一定的井口压力（气压、套压），使井口压力与井内液压之和与地层压力平衡。通过这套管汇，约束井内流体，使井内各种流体在控制下流动或改变流动路线，以实现井控中的各种作业。

6. 压井

发现溢流关井后，向井内循环替入能平衡地层压力的钻井液，重建压力平衡的工艺技术叫压井。压井前应首先根据关井前套压及有关资料计算出实际的地层压力、压井所需钻井液密度、循环压井时保持压稳地层应有的循环立管压力及其变化、压井循环时可能发生的最大套压以及该套压是否会压漏地层、压井施工时间等，以指导施工。

压井有一次循环法和两次循环法两种。两次循环法是先用原浆循环，调节节流阀控制立管压力，把井内溢流全部排出地面，井内全部充满不含地层流体的钻井液；然后替入重浆，调节节流阀，使立管压力按计算值变化，直至重浆返到井口。一次循环法是将预先配制好的压井重钻井液一开始就替入井内，排除溢流和压井在一个循环周内完成。前者压力关系较为简单，便于控制，施工容易；后者施工中的压力变化较为复杂，但时间较短。

压井循环中的每时每刻都必须通过调节节流阀，控制立管压力或套管压力，使作用于地层上的压力平衡地层压力，不产生新的溢流。

5.2.5　钻井设计

煤层气钻井设计是组织钻井生产和技术应用的基础，是进行单井成本预算和决算的重

要依据。钻井设计应包括钻井地质设计、钻井工程设计、钻井施工进度和钻井成本预算四个部分。

1. 钻井地质设计

提出对录取地质资料的要求，包括以下内容。

（1）地质录井。包括岩屑录井，钻时录井，岩心录井，钻井液性能测定，气测录井，水位测量、氯离子含量测定，气侵井涌、井漏等现象的观察。

（2）地球物理测井。包括测井项目、层段、要求。

（3）中途测试及完井测试。包括测试层位、测试内容及资料要求。

2. 钻井工程设计

规定各项施工的钻井工程，包括以下方面。

（1）钻井设备选择：包括钻机型号、钻井液净化设备、井控装置。

（2）井身结构及套管程序：各次开钻井眼尺寸及钻深；各层套管尺寸、下入深度及水泥返高；定向井井眼轨迹设计，包括剖面形式、造斜点井深、造斜率选择、井身垂直剖面图与水平投影图。

（3）钻具组合：各次开钻钻具组合，防斜钻具组合，造斜、稳斜、降斜钻具组合。

（4）钻头型号选择。

（5）钻进参数设计：钻压、转速、水力因素（排量、泵压）、喷嘴直径。

（6）钻井液设计：不同层段所使用的钻井液类型、配方及性能指标，维护处理要求，固相控制技术，气层保护措施。

（7）固井设计：各层套管柱的强度设计、注水泥浆设计。

（8）井控设计：井控设备选择，各次开钻和完井井口装置及井口装置试压要求，井控技术措施（包括地层压力检测、破裂压力试验要求，压井措施，防喷、防火技术措施）。

（9）环境保护措施：各工艺环节的防止水污染措施，防止空气污染措施，防止土壤、农田污染措施，作业及生活污水处理装置，环境恢复措施等。

（10）物资材料准备和施工进度计划。

5.2.6 欠平衡钻井技术

在钻井过程中，利用自然条件和人工方法在可控条件下使钻井流体的压力低于要钻地层的压力，在井筒内形成负压，这一钻井过程和工艺叫做欠平衡钻井。欠平衡钻井主要特点：①减少地层伤害；②提高钻速；③延长钻头寿命；④控制井漏；⑤减少压差卡钻；⑥改善地层评价。

可用于打开煤储层的欠平衡钻井技术主要有充气欠平衡钻井技术、泡沫欠平衡钻井技术、雾化欠平衡钻井技术、气体欠平衡钻井技术。

5.3 煤层气试井技术

试井包括两个方面：测井压力和煤层流量数据，并进行正确的分析和解释。

5.3.1 试井类型

1. 抽水测试

抽水测试时，原来静止、稳定、关闭的孔眼被打开并有流体流动。传统的分析方法假

定流量恒定（图5-5-6）。在实际抽水测试中一般难以实现。

但抽水测试仍是煤层测试的一种好的选择，因为此项测试对观察边界性来说所需的时间较长，在此期间流量的波动可以忽略不计。

2. 压力恢复测试

在压力恢复测试过程中，井眼被关闭，测试井底的压力即为恢复压力（图5-5-7）。压力恢复测试分析通常只需将解释恒定流量抽水测试技术稍做修改就可以了。

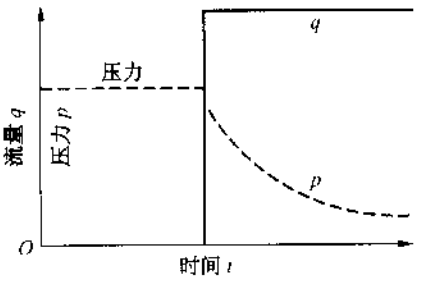


图5-5-6　抽水测试的流量及压力曲线示意图

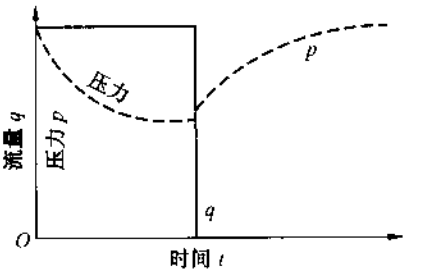


图5-5-7　恢复测试的流量及压力曲线示意图

压力恢复测试的优点是恒定流量容易达到。

3. 注水测试

注水测试的方法在理论上与抽水测试相似，只是水流入井眼内，而不是从井眼中产出（图5-5-8）。

向煤层气井注入的流量要比从气井中采出的流量较易控制，但向煤层注入的液体必须与煤层中的液体成分完全相同。

4. 压降测试

压降测试就是在注水停止后，观测其后的压力下降（图5-5-9）。

压降测试可分为压裂前注入测试和压裂后注入测试两种。前者用来评价渗透率和初始

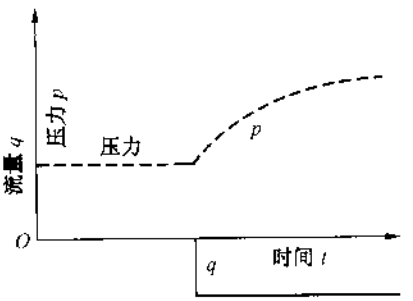


图5-5-8　注水测试的流量及压力曲线示意图

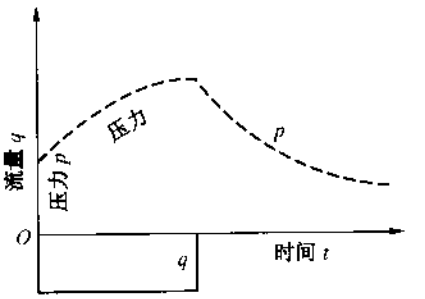


图5-5-9　压降测试的流量及压力曲线示意图

气藏压力，后者可获取评价裂缝长度和导压性资料。

5. 干扰测试

干扰测试是在两口井之间进行的，一口井为激动井，另一口井为观测井，通过观测井了解激动井的压力变化情况。因此，干扰测试可用在比单井眼测试更大的范围来确定煤层的性质。因为测试点距生产井有一定距离，压力变化要比生产井本身小得多，所以干扰测试需要敏感的压力计，而且测试持续时间较长。

6. 钻杆测试

钻杆测试采用一种安装在钻杆端部的特殊工具进行。这种测试只能是钻具还在井眼中时进行，所以井眼刚钻完就必须实施测试。钻杆测试时，要根据测试工具的底部深度，开井使水流出，让煤层液体进入钻杆。常用的测试程序：放流，关井；再放流，再关井。钻杆测试的时间较短，因为孔内封闭清除了井眼的储集效应。

钻杆测试的分析需要特殊的技术，因为当液面在钻杆内上升时流量不是恒定的，冲击和摩擦效应也会增加解释的复杂性。另外，由于井内刚刚受到钻进的影响，完井操作也会影响其效果。

7. 水箱试验

水箱试验是利用重力将水箱中的水注入煤层，而不需使用常规的注入泵设备。静水压力把水注入井筒，一段时间以后，关闭井口阀门，采集压力恢复数据。该方法适用于煤层受负压的情况。其特点是试验设备价格低廉，试验周期长，可以获取较大的调查半径，其渗透率值也更具有代表性。

5.3.2 试井方法的选择

选择测试的方法，首先要考虑的是井的状况。如果在未开发的煤层中打一口勘探井，则必须收集包括试井资料在内的各种资料，如取心采样、测定含气量和储气能力，以及其他煤心测试。另外，还要进行裸眼测井以获取煤及非煤的性质。对煤层和非煤层可能都要进行试井以获取流体的传导性。

钻井过程中无论采用哪种钻井液，完井之后都必须尽快试井，以减少对煤层可能造成的伤害，否则，测试的结果不能代表受破坏煤层的传导性。试井时使用油管和封隔器能够减小井筒储集的体积；将井下关井工具安装在油管上，可以使井筒储集效应达到最小，提高测试质量。

1. 勘探井试井

对勘探井进行测试，一般采用裸眼钻杆测试较好。测试在每个可能产气的主要层段进行，通常在钻井的钻进过程中进行测试，而不能等到完钻后再测。测试工具放在井底，采用分割器把要测试层段和其上部分隔离开，也可采用双封隔器隔离测试层段。

2. 压裂前试井

如果钻井使用套管完井，可以实施水力压裂，此时需采用压裂前试井，来计算煤层参数，并帮助分析激化后的测试数据。激化前可以使用两种类型的测试：①裸眼钻杆测试，进行产出和注入测试；②在下套管井中实施激化前的产出或注入测试。通常钻杆测试测定煤层参数较好。

因为钻井和固井不同程度地造成一定伤害，所以压裂之前在套管井中抽水试井不可能获得成功。此时，可做一次弱激化处理，在水力压裂激化之前制造一些短诱导裂缝，它可

以将井筒与自然裂缝系统有效地连通。小规模激化更易使测试达到视径向流状态，更准确地评价煤层压力、自然裂缝渗透率。

3. 生产井试井

在煤层气开采初期，煤层产出液几乎全部是水，或以水为主。如果煤层的渗透率不是太低，采用低流量注水测试，便可得到精确的煤层参数，对于很多煤层气煤层，注入的水均趋于进入对注入流体有最大有效渗透的产层中。

干扰测试法可以确定井与井之间的连通程度。有时实施干扰测试法是为了进行煤层管理，确定煤层气开采是否会超出租地界线，并收集煤层激化研究所需的资料。另外，结合平均压力值，还可以用来确定现有的井眼对全部层位是否都进行了抽放，如果以后要向该气井注氮或二氧化碳提高煤层气的采收率，那么根据干扰测试法得出的渗透率的分布情况，可以更精确地评价向煤层注入液体的效率，并确定生产井和注入井的最佳位置。

5.3.3　试井获取的参数

在试井过程中，一般需要根据输入的脉冲变化情况（通常指流量的变化）来检测煤层的响应（一般指压力的变化）。表征煤层响应的参数有渗透率、表皮效应、井筒储集效应、到边界的距离、裂缝特征和多孔效应等。通过对煤层物性的了解，可以建立与煤层有关参数响应相关的数学模型，然后将该模型的响应曲线与实测煤层的响应曲线相匹配，确定相应的煤层参数。图 5－5－10 是这一过程的示意图。

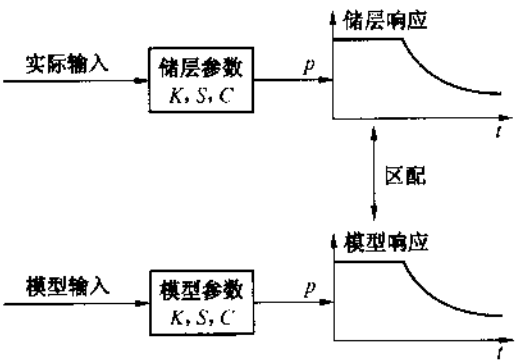


图 5－5－10　煤层模型的匹配过程

5.4　煤层气井固井、完井及射孔技术

“固井”是指向煤层气井的钻井井眼中下入套管，并在套管和井壁的环空中注入水泥浆，以加固井壁、封隔煤层的施工程序。“完井”是指从钻开煤层至排采设备安装之前的工程。完井方式按完井的煤层数可分为单煤层完井和多煤层完井，按套管的下深位置分为裸眼完井和套管完井，按完井的井型可分为直井完井和水平井完井等类型。不管哪种完井方式，都需要对煤层气井固井，但不同完井方式在固井时套管的下深位置不同。对套管完井的煤层气井，需要射孔作业，以沟通煤层和井筒；以裸眼完井的煤层气井，由于煤层裸露，不需射孔。对直井完井的煤层气井，通常需要压裂增产作业。目前，我国煤层气井多选用垂直完井和套管完井的方式，完井后进行射孔和压裂作业。完井煤层数则多以单煤层

完井为主，少部分煤层气井采用多煤层完井、合层排采的方式。

5.4.1 煤层气井固井工艺

通常煤层气井要下从大到小两至三层套管。每层套管的尺寸（公称直径）及下入深度、相应各次开钻所用钻头直径和钻深、各次固井水泥浆返高等，就是井身结构的具体内容。

1. 下套管

下入井内的套管根据其作用，可分为三种。第一种为表层套管，其作用是封隔地表不稳定的松软易塌地层、水层、漏层，安装井控的井口装置。第二种是支承中间套管，下入深度一般是数十米到数百米，水泥返到地面。第三种为生产套管，其将目的层与非目的层隔开，给煤层气生产形成中途不流失的通道，为实施增产措施创造条件，水泥返到地面。

套管是用高级合金钢轧制而成的无缝钢管，每根长为 6～10m 不等，由本体和接箍组成。为了满足不同井的需要，套管有不同的直径、壁厚、钢级和螺纹。套管尺寸一般由 $4^1/_2$in 到 20in，共 10 余种，壁厚为 8～13mm。套管的钢级表示钢材质量的强度，级别为 J－55、N－80、C－95、P－110 等。英文字母是钢级代号，数字表示屈服强度，单位是 klb/in^2（klb/in^2 =6894.76Pa）。套管的连接螺纹是细扣，每英寸 6～8 扣。其断面形状有“V”形（圆螺纹）和梯形两种。

下入井内的套管柱，要受到某些应力的作用，如自重等产生的拉力，地层压力和管外钻井液柱所产生的外挤力，井喷或煤层气开采时管内受到煤层气层压力所产生的由内向外的内压力。为保证套管柱安全下入，在煤层气井长期生产过程中不失效、不破坏，固井前应对套管柱进行强度设计。深度较大的煤层气井，套管柱各断面受的外载大小不同，下部所受外挤力大，上部所受拉力和内压力大。因此，套管柱由各种壁厚、钢级的套管组成，上下壁厚大，钢级强度高；中间则壁薄，强度较差。深度较浅的煤层气井所受内压力、外挤力和拉力相对较小，可采用一种规格的套管。下入井内的套管上端安装于井口装置的套管头内。

2. 注水泥

固井作业所用水泥是一种有特殊要求的硅酸盐水泥，其成分、物理化学性能都有明确而具体的要求。固井水泥根据井底温度的不同分为若干级别。不同深度的井井底温度不同，应选择不同级别的水泥。另外，为满足特殊固井的需要还有膨胀水泥、低密度水泥等特种水泥。煤层气井钻井通常深度小、地层温度低，一般采用 G 级水泥就可以满足施工要求。对于深度较大的煤层气井，为了降低固井水泥对煤层所造成的污染，可以采用低密度水泥或在水泥浆中加入添加剂，以降低固井水泥的密度，但同时水泥凝固后的强度会降低。

注水泥施工是借助一套专用设备和工具，边配边注。注水泥施工前，应先做设计，计算所需水泥量、水量、施工水泥车台数，编写施工的技术、组织措施。注水泥浆前，先向井内打入少量液体（称隔离液），把水泥浆与井内钻井液分隔开，然后边配制边向井内注入全部水泥浆，接着打开安放在套管顶端水泥头上的挡销，用水泥车泵向下顶水泥头的胶塞，立即开泵向井内替入钻井液，再用水泥车以小排量泵入，顶胶塞至装在套管串下部的承托环中（泵压会明显升高），达到碰泵压力，最后关井候凝。

3. 对固井质量的要求

固井是一次性工程，不能返工，也无法返工。固井质量应达到以下基本要求：

（1）下入的套管柱在长期的生产过程中不断、不裂、不变形，丝扣处不渗不漏。

（2）管内水泥塞长度和管外水泥面高度符合设计要求。

（3）注水泥浆井段环空中充满水泥浆。

（4）水泥浆凝固过程中无气侵入。

（5）水泥石与井壁和套管胶结良好，不发生地下层间窜漏，能经得起煤层气井后期压裂作业和长期排采的考验。

5.4.2　煤层气井完井方式及适应性

1. 裸眼完井

裸眼完井是钻到煤层上方地层，下套管固井，再钻开生产层段的煤层，产气煤层保持裸眼。裸眼完井又分为常规裸眼完井和裸眼洞穴完井。裸眼完井方式是煤层气井中费用最低的一种。但在增产作业时，井控条件降低，煤层坍塌会导致事故。此种完井方式一般用于单煤层井。

1）常规裸眼完井

通常，煤层气井裸眼完井是在煤层顶部下表层套管后，一直钻进煤层至设计深度终孔，将煤层用砂或砾石填满，然后将套管下到煤层上方并注水泥返至地表，再用空气或水冲洗井眼，使煤层裸露。对于勘探程度相对较高、地质判层准确的地区，可以将生产套管下至煤层上方，固井后再采用小一级的钻头钻至设计深度终孔。

普通裸眼完井由于完井井段为单一煤层，便于对煤层实施保护措施，避免对地层的伤害，完井工艺简单，节约了固井、射孔作业费用，完井成本低。但是，由于井筒稳定性差，压裂作业或后期排采时，井壁容易坍塌，井筒易被煤粉堵塞。即使在井筒中充填砾石，孔隙也会逐渐被堵塞，使煤层中的气体不能有效地流向井眼。

2）裸眼洞穴完井

裸眼洞穴完井适用于高压、高渗透性厚煤层。该方法是在井底造一个大的洞穴，下入割缝衬管后进行排采作业。裸眼洞穴完井在美国圣胡安盆地的应用效果显著，提高了气井的产气速度，但在我国部分地区的试验并不理想。

这种完井方式主要有以下步骤：

（1）采用清洁钻井液钻至煤层顶部，然后下套管固井（图5－5－11）。

（2）用清水、空气或泡沫以欠平衡方式钻开煤层，最大限度地减小井眼周围煤层的损害和裂缝堵塞。

（3）完钻之后，用空气或泡沫排出井眼中的钻井液。

（4）在煤层段井眼附近造一个大的洞穴，这种洞穴是通过对井的多次“冲击”而形成。方法是先关井恢复压力，然后迅速释放压力。快速的压力降落使煤层出现垮塌，达到扩眼形成洞穴的目的。

（5）通过空气或泡沫的高速循环，排除井筒中的煤屑和地层流体。

（6）向煤层气井中下入预先射孔后的衬管。

此种方式适用于高压高渗地层，但井眼稳定性差，风险性比套管完井大。

裸眼洞穴完井法适合于低压低渗煤储层的完井与增产技术，其本质是排除质量释放应力。在美国圣胡安盆地，相同地质环境和煤层条件下，采用裸眼洞穴完井煤层气井的产气

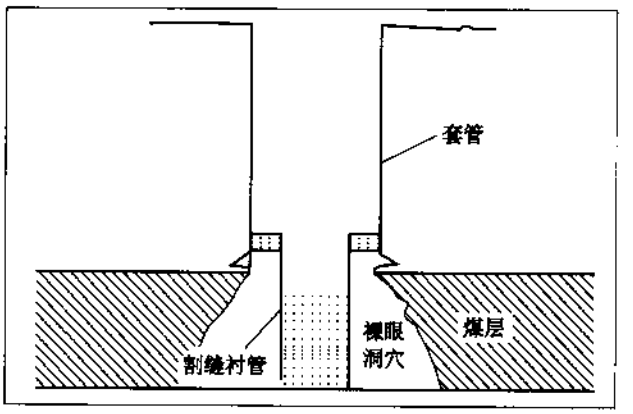


图5-5-11 裸眼洞穴完井示意图

量比下套管压裂完井煤层气井的产气量高6~8倍，但缺点是井壁易坍塌，井筒易被粉煤堵塞，而且不易解决地层出水问题。

2. 套管射孔完井

套管射孔完井是指钻穿煤层直至设计井深，然后下生产套管至煤层底部“口袋”，注水泥固井，最后射孔，射孔弹射穿生产套管、水泥环并穿透煤层某一深度，建立起气流的通道。这是一种应用较普遍的方法，它可以有选择地对若干个多煤层进行完井和开发。

套管尺寸根据井径确定。例如，$6^{1}/_{4}$in（15.9cm）的井眼用$4^{1}/_{2}$in（11.4cm）的套管，8in（20.3cm）的井眼用$5^{1}/_{2}$in（14cm）的套管。为了使用大尺寸的潜水泵排水，便于打捞和修井，常常采用7in（17.8cm）的套管。

套管射孔完井优点：①保持井筒稳定性，减少了修井作业和管理费用；②利于隔离煤层，允许对多煤层进行选择性完井；③确保强化生产时对气井的控制；④解决了生产井段的出水问题，降低了煤粉的产量。其缺点是：①注水泥作业时，由煤压裂引起水泥侵入会造成煤层污染；②由于强化期间煤粉的磨蚀或由于生产过程中套管外围煤粉的运动，造成地层进入点（射孔或割缝）的堵塞；③增加了套管和固井费用；④需要射孔或割缝作业。目前正在使用一种特殊的工艺，即在注水泥时，当水泥达到生产层时，封隔器将水泥挤入井内，然后，在非生产层处又将水泥挤到套管以外。这种方法使水泥不和煤层接触，避免水泥渗入煤层。套管尺寸须适应生产井气、水产量的需要，根据预测气、水产出量，选用抽水设备，再决定套管尺寸。

3. 混合完井

混合完井也叫多煤层完井，根据各煤层的特点和上下围岩的性质，使裸眼完井和套管完井在同一口井同时使用。混合完井的形式包括套管射孔完井、套管射孔+裸眼完井、套管射孔+裸眼洞穴完井等几种类型。一般情况下，上部煤层采用套管射孔或套管割缝完井，而下部煤层采用裸眼完井或裸眼洞穴完井。

混合完井方法可以发挥裸眼完井和套管完井各自的优点，总费用低于单独采用套管完井的费用，而且有利于对煤层实施分层压裂，也避免了井底煤层受固井和射孔作业的伤害，减少了套管、固井和射孔费用。缺点是对上部煤层造成不同程度的伤害，下部煤层易

坍塌。

4. 水平井完井

水平井完井由地面垂直向下钻至造斜点后，以中、小曲率半径侧斜钻进目的煤层，在煤层中按设计方向延伸几百米至上千米。水平井的水平段一般采用裸眼完井或 $4^1/_2$in (11.43cm) 割缝衬管完井。

水平井完井方法的优点是能提供与煤层的最大接触面积，有利于加速排水，促进气的解吸，从而提高采收率；缺点是易出现裂缝系统堵塞和闭合现象，伤害煤层渗透率。

5. 欠平衡井完井

我国煤层一般具有低压、低渗或特低渗、弱含水或贫水、应力敏感性强等特点，不宜采用常规的钻井完井技术方案。减少甚至消除钻井完井过程中的各种伤害，最好采用空气钻井，不但钻速快，成本低，更重要的是其以欠平衡的方式钻开煤层，对煤层几乎可以无伤害，具有良好的保护煤层的能力。美国 90% 的煤层气井是用空气钻井钻成的；我国以前是用泥浆钻井，对煤层伤害非常严重，后改用清水无固相钻井液钻井，但仍存在很严重的液相伤害和泥页岩水化应力伤害。为防止这类伤害，对低渗透煤层应采用空气钻井；如果要进行测试，亦不能采用常规的测试办法，最好是采用注气动态试井，彻底防止水锁等液相伤害。对于煤层的增产改造应当就具体储层地质条件而定，主要可用的技术包括水力割缝、水力压裂、自然裸眼洞穴完井、人工动力洞穴完井等，与欠平衡钻井技术相对应的煤层完井技术应该是自然裸眼洞穴完井、人工动力洞穴完井等。

5.4.3　煤层气井射孔工艺

射孔是套管完井和尾管完井的煤层气井所必须采取的作业，射孔所形成的井底孔眼是沟通煤层和井筒的唯一通道。射孔后，为了保证能够在煤层和井底之间产生一条清洁的通道，使射孔对煤层的伤害最小、完善系数高、气井的产能最大，需要针对煤层的具体情况，研究射孔参数与煤层气井产能之间的关系，选择适当的射孔液、射孔枪、射孔工艺，其中包括射孔孔眼的大小、深度、孔密、布孔格式以及射孔弹对煤层的压实损害等。

1. 射孔工艺

1）电缆输送套管枪射孔工艺（WCG）

（1）常规电缆套管枪正压射孔工艺。射孔前用高密度射孔液造成井底压力高于地层压力。在井口敞开的情况下，利用电缆下入套管射孔枪，通过接在电缆上的磁性定位器测出定位套管接箍对比曲线，调整下枪深度，对准层位，在正压差下对煤层部位射孔。

这种射孔工艺施工简单，具有成本低、孔密高、穿透深的优点，但正压差会使射孔液侵入煤层而导致煤层渗透性损害。

（2）套管枪负压射孔工艺。这种工艺基本上与套管枪正压射孔相同，只是射孔前将井筒液面降低到一定深度，以建立适当的负压差。这种方法主要用于低压煤层，具有负压清洗和穿透较深的双重优点。

2）油管输送射孔（TCP）

利用油管将射孔枪下到煤层部位射孔。油管下部接有压差式封隔器、带孔短节和引爆系统，油管内只有部分液柱造成射孔的负压差，通过地面投棒引爆、压力或压差式引爆或电缆湿式接头引爆等各种方式使射孔弹爆炸而一次全部射开煤层。

油管输送射孔具有高孔密、深穿透的优点，负压差高，易于解除射孔对煤层的伤害，

一次射孔层段厚度较大，可以达到几百米，特别适用于斜井、水平井等电缆难以下人的煤层气井。

2. 射孔器材

1）射孔枪

射孔枪按工作压力不同分为105MPa、70MPa、50MPa三种，其产品代号与编号方法如图5-5-12所示。

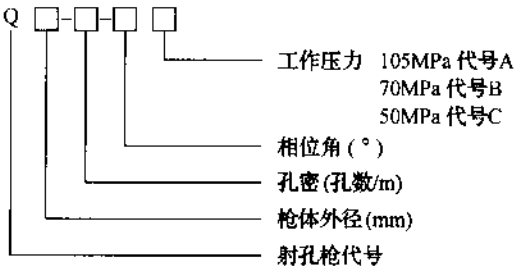


图5-5-12 射孔枪代号与编号方法

例：枪体外径为89mm、孔密为16孔/m、相位角为120°、工作压力为70MPa的射孔枪，其产品代号为Q89-16-120B。

不同尺寸套管允许采用的射孔枪外径不同。

2）射孔弹

射孔用聚能弹按照装配形式分为有枪身射孔弹和无枪身射孔弹，其符号含义：YD——有枪身射孔弹系列，WD——无枪身射孔弹系列，S——深穿透射孔弹，D——大孔径射孔弹。

此外，射孔时还需要专用导爆索和直接式点火头等配件。

5.5 煤层气增产技术

煤层气井完井之后，目前普遍采用压裂技术对地层进行改造，增加煤层气的产量。

5.5.1 压裂增产工艺

煤层气井压裂是指使用专门的压裂装置把压裂液和支撑剂压入煤层，在煤层中人为造成裂缝，使井筒与煤层天然裂缝更有效地连通，扩大煤层的连通性，加速煤层压力降低，提高产气量。

煤层压裂技术主要取决于煤层特性，它与常规煤层压裂的主要不同点是两类地层的硬度不同。煤的杨氏模量一般为2000~6000MPa，典型砂岩和石灰岩的杨氏模量为(1~5)×10^4MPa。煤层杨氏模量低且裂缝发育，压裂时常产生很多很复杂的宽裂缝系统。此外，煤层压裂同常规压裂还存在不同：多煤层；压裂凝胶对地层的伤害较为严重；压裂处理时常出现异常高的处理压力，还可能出现“T”形裂缝。

1. 水力压裂技术

1）压裂液选择

在煤层中用的压裂液主要有活性水、线性凝胶、泡沫和交联凝胶四种。

淡水压裂成本低，造成的环境污染小，但缺少降低摩阻作用，也不能产生宽裂缝和输送高浓度支撑剂。线性凝胶广泛用于在多个薄煤层中产生水平裂缝，还能在多煤层中产生垂直裂缝。其优点是成本低，能输送各种浓度支撑剂。缺点是缺少理想的支撑剂悬浮，但在某些情况下可通过使用强制闭合裂缝技术克服这一缺点。泡沫压裂液是近年来发展的新技术，它具有良好的支撑剂输送能力，所需水量最小，但在返排时需要能量辅助且成本较高。交联聚合物凝胶是一种高黏压裂液，一般采用硼酸盐交联，浓度一般为3g/L，但有时因聚合物浓度太低不能交联，故选用3.5g/L的凝胶。其优点是不剪切降解，它对于低温煤层是非常理想的。另外，这种压裂液具有最好的支撑剂输送能力，并能形成宽裂缝，能用来输送高浓度支撑剂，缺点是成本高，流变学特征比较复杂，需要高度的质量控制。使用这种压裂液时，要采用各种办法测量液体的浓度，以确保凝胶被分解到水中，而且液体也要维持施工期间输送支撑剂所需的最小黏度。另外，这种压裂液不能用酶作破胶剂，只能用催化氧化剂系统加速破胶。

实验表明，活性水对煤层的伤害程度最低，清洁压裂液次之，线性胶对煤层的伤害最为严重，它们对煤层的伤害程度比例大致为1∶3∶6。中联公司也对活性水、线性胶和冻胶压裂液做了煤心渗透率伤害试验，它们的伤害程度比例大致为1∶6∶9。综合两次实验结果可以看出，这4种压裂液体系对煤心的伤害活性水最小，清洁压裂液较小，线性胶较大，冻胶最大，伤害率比例大致为1∶3∶6∶9，清洁压裂液对煤层的伤害程度较低（表5-5-1）。

表5-5-1　不同类型的压裂液对煤基质渗透率的伤害程度

压裂液类型	$K_0/10^3\mu m^3$	$K_d/10^3\mu m^3$	伤害率/%
活性水	7.790	7.025	9.82
清洁	7.555	4.270	43.48
线性胶	7.094	0.759	89.30

注：K_0为初始盐水渗透率；K_d为伤害后盐水渗透率。

2）前置液体积

对于水平裂缝，前置液体积应该在25%以内；产生多层煤层的单一、二维垂直裂缝时所用的线性凝胶和交联凝胶，前置液体积也应为25%或更小；产生在单一煤层里的裂缝和复杂裂缝时，需要的前置液体积为40%～60%。

3）支撑剂选择和浓度

煤层压裂根据煤层性质和目的不同可以选用不同的支撑剂。同常规油藏压裂一样，煤层压裂最好也使用高浓度支撑剂，支撑剂的尺寸可选用100目（0.149mm）或40～70目（0.42～0.21mm），这样有助于减小滤失，并保持裂缝敞开。

4）泵速和流体滤失

在高渗透厚煤层中往往会发生高滤失，故一般采用高注入速度。而在低渗透煤层中，要产生一个单一、二维裂缝，一般使用低注入速度。泵速的高低取决于煤层情况，一般为5～10m^3/min。

5）压裂处理应注意的事项和存在问题

（1）压裂前要进行详细的压裂设计，设计时要考虑的参数众多。能控制的参数和因素包括管材、液体黏度、压裂液密度、降滤失剂、前置液体积、注入体积、注入速率、支撑剂进度表、完井方法、井眼情况等。能测量或估算的参数包括地层深度、地层应力、煤层压力、地层孔隙度、地层渗透率、地层压缩系数、人造裂缝高度、净产层厚度等。

（2）在压裂处理时要严格控制质量，在现场要对压裂液和支撑剂的质量进行测定，确保工程质量。

（3）要尽量控制裂缝向垂直方向延伸，尽量使其向水平方向延伸。一般使用低黏度压裂液和低泵速来控制。

（4）使用小尺寸支撑剂可以减小煤屑，选择100目（0.149mm）、40～70目（0.42～0.21mm）和20～40目（0.84～0.42mm）支撑剂较为理想。

（5）压裂后有时会遇到大量出水，有人认为是压裂液没有完全进入煤层而穿过了含水层系引起的。在这种情况下，由于需要大量排水，经济潜力会受到影响。

（6）有时不能成功返排出压入裂缝中的流体，而使这些压裂液成为永久性堵塞物，非但达不到增产效果，反而会降低产气量。

（7）在厚煤层中进行水力压裂时应采用高注入速度，防止高滤失。建议使用高黏度、剪切稳定的压裂液，例如使用3.5g/L的硼酸盐交联凝胶。有时需要堵漏降滤失剂来补偿高滤失。

（8）高渗透性煤层由于多裂缝，通常不需要压裂。

6）煤层水力裂缝的类型

（1）浅煤层中易产生水平裂缝（图5－5－13）。煤层埋藏较浅时，采用限制进入法或机械转换都会产生单一的水平裂缝。在期望产生水平裂缝时，建议使用前置液体积适中的线性凝胶。

（2）在多而薄的深煤层中易形成穿透整个煤层的单一垂直裂缝（图5－5－14）。由于煤层具有发育的裂缝系统，压裂作业期间会发生严重的滤失，使裂缝中的剩余压力变小，难以压开长裂缝。对于这类煤层，采取分层压裂不经济，也难以控制裂缝不向上下隔层延伸。采取一次压开多层的方法，易形成穿透整个煤层的垂直裂缝。

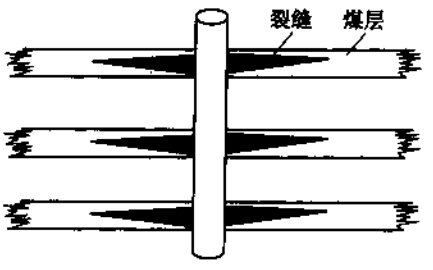


图5－5－13 浅煤层水平裂缝

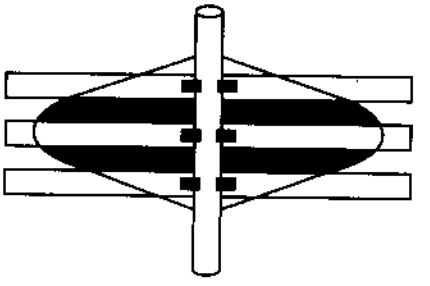


图5－5－14 多而薄的深煤层中的垂直裂缝

（3）单一厚煤层易形成复杂裂缝（图5－5－15）。压裂处理这类煤层时，首先泵入的

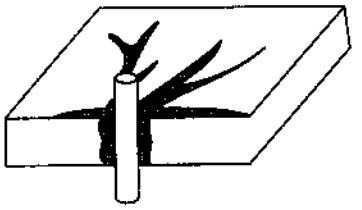


图5-5-15　单一厚煤层易形成复杂裂缝

前置液会使裂缝中剩余压力迅速增高，导致难以向煤层深处挤入大量支撑剂，于是便在井底附近形成垂直裂缝和复杂的“T”形裂缝。

2. 氮气泡沫压裂技术

常规水力压裂液不可避免地会对地层尤其是低渗透气层造成一定的伤害，影响生产效果。氮气泡沫压裂技术采用液氮作为压裂液代替常规的水基/油基压裂液进行压裂，适合于低压、低渗透水敏地层，特别是煤层。与常规水力压裂相比，氮气泡沫压裂技术具有如下优点：

（1）采用氮气泡沫压裂液，只有固体支撑剂和少量压裂液进入地层，降低了压裂对煤层渗透性的伤害。

（2）氮气泡沫压裂液可在裂缝壁面形成阻挡层，从而大大降低压裂液向地层内滤失的速度，减少滤失量，减轻压裂液对地层的伤害。

（3）返排效果好。表现在两个方面，一是由于氮气密度低，井筒压力低，对煤层产生的回压也大大降低，有利于压裂液排出井筒；二是氮气泡沫压裂液的膨胀作用会产生一定能量，加速压裂液的返排。

但是，渗透率高和天然裂缝发育的地层容易造成泡沫大量滤失，不宜采用泡沫压裂，因为氮气泡沫不很致密，但泵送压力却比稠化水大。同时，泡沫压裂难以获得高砂比。氮气泡沫压裂技术同样存在成本高、施工组织困难、产出的气体需要分离等问题。

氮气泡沫压裂应用于煤层气开发最成功的例子是加拿大。该国近年来煤层气产业发展迅速，在一定程度上得益于氮气泡沫压裂。阿尔伯特省马蹄谷组煤层的最大特点是煤层不产水，部分煤层含少量淡水。该地区在煤层气开发刚开始时采用了各类常规压裂方法，施工后压裂液返排很少，几乎没有气体产出。近年来采用大排量氮气（无支撑剂）压裂技术，煤层气井产量获得巨大突破。大排量氮气压裂技术借鉴在浅层气压裂中获得成功的连续油管压裂（FTC）技术和经验，在多煤层中进行试验。该技术的主要特点是施工排量大，效率高，成本大幅下降，煤层气井产量提高。排量达到500～1000m^3/min，不添加支撑剂，只用氮气。从钻井到排采一般为4天的周期，总钻井时间下降到16～17h，压裂后关井约68h后回排压裂液，直到产出CH_4。

5.5.2　多分支水平井技术及适应性

多分支水平井是从钻井工程方面入手改善煤层原始应力分布和煤层原始结构状态，提高煤层渗透性的有效方法。多分支水平井在钻井成孔的过程中从煤层中排出大量的煤屑，最后又采取完全裸眼的方式完井，相当于在煤层中营造了多条多方向长距离的小洞穴，极大地增加了煤层的裸露面积，扩展了煤层流体的泄流面积，并最大限度地降低了煤层的表皮效应，对后期的排水采气生产起到至关重要的作用。多分支水平井增产机理如图5-5-16所示。

1. 定向多分支水平井

定向多分支水平井是近年来随着定向井技术逐步完善而发展起来的一种较为高效的煤层气开发方式，是指通过定向井、多分支水平井技术，由地面垂直向下钻至造斜点后，以中、小曲率半径侧斜钻进目的煤层主水平井，再从主井两侧不同位置水平侧钻分支井，进

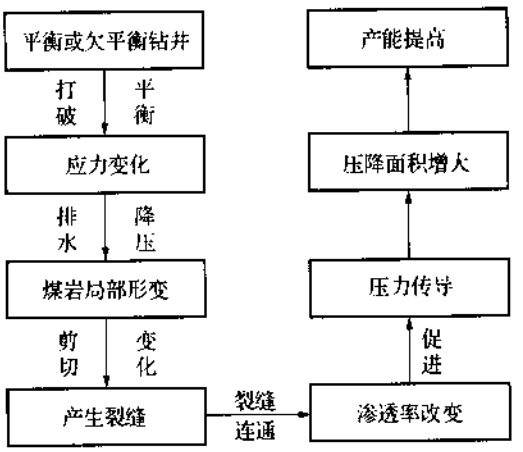


图5-5-16 多分支水平井增产机理框图

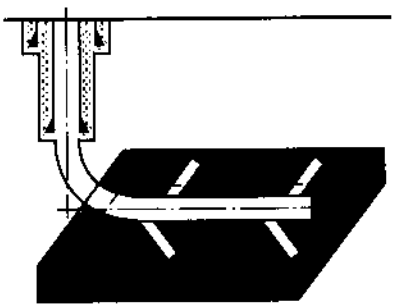


图5-5-17 定向多分支水平井侧视图

而形成多分支水平井（图5-5-17）。该项井技术适合于开采低渗透煤层的煤层气，集钻井、完井与增产措施于一体。其主要机理在于多分支井井眼在煤层中形成网状通道，促进微裂隙的扩展，又能连通微裂隙和裂缝系统，提高单位面积内气液两相流导流能力，大幅度提高井眼波及面积，降低煤层气和游离水的渗流阻力，提高气液两相流的流动速度，进而提高煤层气产量和采出程度。

定向多分支水平井优点：

（1）增加有效供给范围。

（2）提高导流能力。

（3）减少了对煤层的伤害。

（4）单井产量高，资金回收快，经济效益好。

（5）占地面积小。

定向多分支水平井在实际中也存在一定的局限性和缺点，主要表现在以下几方面：

（1）设备问题。实现定向多分支水平井钻井所需要的核心设备和工具需要从国外引进，会使使用成本相对较高。

（2）井位的选择受到限制。

（3）确定着陆点问题。着陆点即井眼开始沿水平段延伸的点，着陆点选择正确则井眼可以顺利沿煤层延伸。要确定着陆点的位置，关键是要获得该井煤层的准确深度，因此施工前需要加强综合地质研究，提出准确的设计方案。

（4）要提高水平井段的延伸能力。由于井眼随煤层的起伏，钻柱在水平井段将与井壁摩擦产生很大的阻力，使水平段延伸困难，这一方面要求钻机能够对钻具加上一定的压力，同时需要一些特殊的工具来减阻，通常应用减震器来实现。

（5）后期生产维护的问题。由于煤本身质地较脆，因此形成的水平井壁很容易坍塌，形成大量破碎的煤块和煤粉聚集在井眼当中，尤其是煤粉过多时会堵塞水、气的运移通道，同时对排采设备造成一定的影响。

2. 井深结构设计

方案一，主水平井内下入电潜泵直接抽排水采气。为保证电潜泵的顺利下入，大井眼采用中曲率半径进入煤层，技术套管下到煤层部位，钻分支井眼。水平分支井通常采用的井身结构为：244.5mm 表层套管 × H_1 + 177.8mm 技术套管 × H_2（下至造斜段结束处）+ 152.4mm 主水平井眼（裸眼完井）+ 152.4mm 分支水平井眼。其中 H_1 和 H_2 为套管下入深度。洞穴井的井身结构一般为 244.5mm 表层套管 × H_1 + 177.8mm 技术套管 × H_2（煤层顶）+ 裸眼段（包括口袋）。

方案二，需要另钻直井抽排水。在目的煤层顶部下入技术套管并注水泥固井；用钻头小曲率半径造斜进入煤层，并在煤层中钻主水平井眼；然后用钻头由下往上在主水平井眼两侧不同位置交替侧钻出 4～6 个水平分支井眼。单个水平分支井眼长 300～600m，与主水平井眼成 45°夹角，全部采用裸眼完井。最后，在距水平井井口约 100m 且与主水平井眼在同一剖面上设计一口垂直井，并与主水平井眼在煤层内贯通（可采用造洞穴或压裂沟通），下入筛管，保持井眼打开，用于排水降压采气。煤层气多分支水平井设置如图 5－5－18 所示。

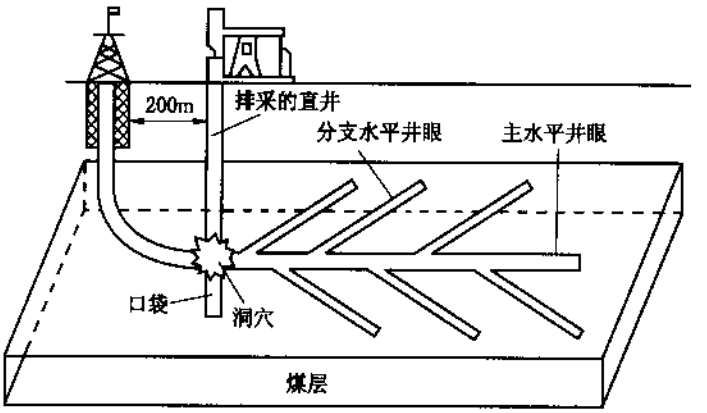


图 5－5－18　煤层气多分支水平井设置示意图

3. 井眼轨迹跟踪测量控制技术

为使多分支井井眼轨迹准确实时控制达到预先设计好的目标区，必须有先进的井眼参数测量仪器。在主水平井、分支水平井钻井过程中要即时准确获得钻头所处方位、井斜、造斜时的装置角等参数，同时要有一套与之相适应的精确数据处理软件系统。

目前水平井钻井轨迹的控制已从单纯通过起下钻更换下部钻具、弯接头和改变旋转钻柱结构来达到改变方位和井斜的阶段进入到了利用电、液或泥浆脉冲信号从地面随钻实时改变方位和井斜控制的阶段，使水平井钻井实现了真正的导向钻井方式。

为使井眼轨迹控制在煤层内，同时兼顾测量等综合成本，在主水平井眼造斜段可用有线 LWD（目前各油田广泛使用）来监测井眼轨迹方位、井斜、工具面角等参数；在煤层段钻主水平井眼和分支水平井眼时使用测量精度高、参数全的 MWD（大港油田定向井公司，胜利油田等可以租赁）或更先进的地质导向测量仪器（国外钻井技术服务公司）和井眼轨迹控制技术。实际施工过程中既要实现连续钻井连续控制，提高井眼轨迹控制的精

度，使井眼轨迹圆滑，加快钻井速度，同时又要避免井眼轨迹出现较大的曲率波动。钻井中尽量避免大幅度变动下部钻具组合结构、尺寸和钻进参数，并控制机械钻速在一定范围内变化，防止井眼出现小台肩现象。从而避免井下坍塌、起钻困难、键槽卡钻等复杂情况下的施工。

5.5.3 气体注入驱替技术

煤层气井气体注入驱替技术的增产效果，主要在于通过向煤层中注入其他气体，降低 CH_4 在煤孔隙中的分压（即竞争吸附作用），促进 CH_4 在煤中的解吸。同时，注入气体还增加了煤层气向气井流动的动力，有利于压力封闭型煤层气克服在低渗透煤层中的流动阻力。目前煤层气井注入驱替主要采用两种方法，一是注入 N_2，二是注入 CO_2 驱替解吸。在注入增产方面，国外近年来开展了大量的研究，该项技术已得到成功运用。2002 年，美国 AMOCO 公司采用五点法注气开发煤层气取得良好采收效果，由此开发出一项提高煤层气采收率的新技术（ECBM）。AMOCO 公司的室内注 N_2 试验已获得 100% 的 CH_4 采收率，在圣胡安盆地西北部采用 5 点井网进行现场试验使煤层气产量提高了 3 倍。

1. 注 CO_2 开采低渗型煤层气的机理

煤层对 CO_2 的吸附能力强于 CH_4，通过竞争吸附，CO_2 可以置换出煤层吸附的 CH_4（理论上可使 CH_4 100% 解吸），使其呈游离状；同时 CH_4 分压的降低，进一步诱发 CH_4 解吸。实验表明：煤层中 85% 以上的 CH_4 可以通过这种方式被开采出来。

注入 CO_2 开采煤层气简称 CO_2—ECBM 技术（图 5－5－19），其核心机制是 CO_2 吸附及驱替 CH_4 的动力学过程。相关学者依据煤储层吸附—解吸机理，分别进行了 CH_4、CO_2 吸附—解吸和注入 CO_2 置换煤层 CH_4 试验。试验结果表明：注入 CO_2 气体可以减少煤层 CH_4 的分压，加速煤层 CH_4 的解吸，同时 CH_4、CO_2 在煤层中存在竞争吸附机制，CO_2 组分的吸附速率是先快后慢，而 CH_4 组分的吸附速率先慢后快，解吸时则相反，反映出 CO_2 的吸附能高于 CH_4 的吸附能，它可以将 CH_4 从煤的微表面置换出来，从而提高煤层 CH_4 的采收率。

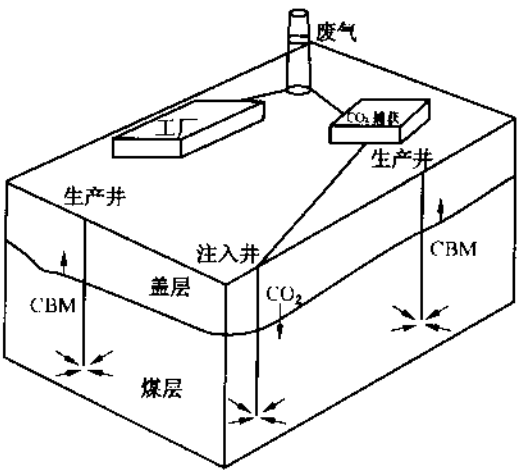


图 5 5－19 注入 CO_2 开采煤层气概念模型图

目前，利用 CO_2—ECBM 技术埋藏 CO_2 在我国还处于可行性和示范性研究阶段，2002 年中国和加拿大的合作项目在沁水南部 TL—003 井 3 号煤层注入 192.8t 液态 CO_2，提高了煤层气产量，显示了很好的埋藏潜力和增产前景，这也是我国首次开展注入 CO_2 增产煤层气先导性试验。

2. 注 N_2 开采低渗型煤层气的机理

由于煤层对 CH_4 的吸附能力强于 N_2（表 5－5－2），N_2 通过竞争吸附可置换的 CH_4 较少，但注入的 N_2 能够有效驱赶煤层中游离的 CH_4，使 CH_4 的分压降低，进而促使 CH_4 解吸。同时，随着 N_2 分压的提高，竞争吸附能力增强，置换的 CH_4 量也会进一步增加。实验证明：煤层中接近 70% 的 CH_4 能够被 N_2 通过这种方式驱赶出来。

表 5－5－2　CO_2、CH_4 和 N_2 的吸附能力及物理化学参数

物理化学参数	N_2	CH_4	CO_2
沸点/℃	－195.81	161.49	－78.48
临界温度/℃	－147.0	－80.01	31.04
临界压力/MPa	3.398	4.6407	7.386
临界密度/（$kg \cdot cm^{-3}$）	314	426	466
电离势/eV	13.0	13.79	15.6
极化率体积/$10^{-25} cm^3$	17.6	26	26.5
有效直径/mm	0.374	0.414	0.456
固有偶极矩/Debye	0	0	0
吸附能力示意	小→大		

3. 注气开采低渗型煤层气的方式

在等容与等压两种不同条件的容器内，对煤矿煤样分别注入 CO_2 和 N_2 进行驱替提取 CH_4 试验，并对所得数据进行处理，结论是等容、等压两种条件下，当注入 CO_2 和 N_2 后，等容状态下游离 CH_4 的含量明显高于等压状态。在等容状态下注入 CO_2 与注入 N_2 相比，注入 CO_2 更利于 CH_4 的解吸。

1）先注后采法

先注后采，就是先将采气井关闭，注入 CO_2、N_2 或其他气体，过一段时间后，再开井采气。这种方法，增加了气藏系统压力（相当于实验的等容状态）。这种高压环境能防止裂缝闭合，促进裂隙发育，提高渗透性（有利于煤层气的流动），能保持在地层压力水平上开采，不必把地层压力降至临界解吸压力之下。同时，促进吸附 CH_4 的解吸，增加驱动能量，提高煤层气的产量和资源利用率，且使后期的煤层开采更加安全。但此种方法，采气周期较长。

2）边注边采法

边注边采，就是不关闭气井，在注入 CO_2、N_2 或其他气体的同时进行煤层气的开采，也就是注气驱气。这种方法，保持了气藏系统压力不变（相当于实验的等压状态），开采周期短。但不能有效地促进吸附甲烷的解吸、提高气井产量，造成资源浪费。

5.6 煤层气排采工艺

煤层气排采的目的，是通过抽排煤层及其围岩中地下水来降低煤层的压力，诱导甲烷从煤层中解吸出来。排采是煤层气开发的重要环节之一，一般要进行数年至十几年，周期极长。因此，排采工作的好坏，直接关系到煤层气井的短期产量和累计总产量。煤层气排采工艺复杂，不同完井方式、不同地质条件的煤层气井排采工艺有所不同，但总体上都包括排采设备组合、排采工艺流程、排采工作制度与控制等几方面的内容。

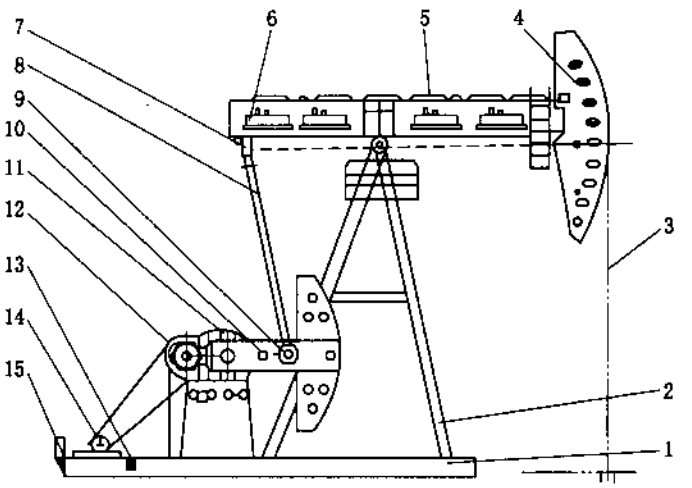
5.6.1 煤层气排采设备

煤层气排采设备可分为有杆类排采设备和无杆类排采设备两类。前者又可分为抽油杆往复运动类（如国内外大量使用的游梁式和无游梁式抽油机）和旋转运动类（如电动潜油螺杆泵），后者主要为电动潜油离心泵。目前，多采用有杆类设备，即游梁式抽油机和柱塞泵组合或地面驱动头和井下螺杆泵组合，也有采用电潜泵排采的。前者多用于煤层气井产水量较低、煤层较浅、水中杂质含量少的情况，螺杆泵主要用于煤层浅但水中煤粉等固体杂质含量较高的情况。煤层气井产水量大时，可选用电潜泵。在此，主要介绍目前我国煤层气开发中常用的游梁式抽油机和柱塞泵组合的排采系统。

1. 抽油机

1）常规曲柄平衡抽油机

常规曲柄平衡抽油机的结构主要由电动机、三角皮带、减速器、曲柄、连杆、横梁、游梁、驴头、悬绳器、支架、底座、制动系统及曲柄平衡块等组成，如图 5－5－20 所示。



1—底座；2—支架；3—悬绳器；4—驴头；5—游梁；6—游梁轴承座；7—横梁；8—连杆；9—曲柄销装置；10—曲柄装置；11—减速器；12—刹车保险装置；13—刹车装置；14—电动机；15—配电柜

图 5－5－20 常规曲柄平衡抽油机

常规曲柄平衡抽油机结构简单，运行可靠，操作维护方便，但长冲程时平衡效果较差，能耗高。

2）常规复合平衡抽油机

常规复合平衡抽油机的结构与常规曲柄平衡抽油机基本相同，不同点是在游梁尾端加装了游梁配重块，构成复合平衡。其工作原理和常规曲柄平衡抽油机相同。

3）前置式曲柄平衡抽油机

前置式曲柄平衡抽油机与常规曲柄平衡抽油机相比，有较大改变。一是将横梁铰接点由常规机型的游梁尾端，移到了中央轴承座与驴头之间，此结构称之为前置式游梁抽油机；二是平衡块和连杆铰接点分别置于曲柄两端，减速器输出轴在曲柄中间，且曲柄中心线与平衡块中心线偏离了一个相位角，结构紧凑。

该机具有结构新颖、性能可靠、运动平稳、冲次较低、冲程较大、节能等特点，同时又具有体积小、质量小、节省钢材的优点。

4）下偏杠铃游梁复合平衡抽油机

下偏杠铃游梁复合平衡抽油机有两种机构形式，即内插式抽油机和后翘式抽油机。

该机继承和保留了原常规游梁式抽油机的全部优点，具有结构简单、可靠、耐用、维护费用低的优点，尾部采用下偏杠铃游梁复合平衡装置，科学地运用五条曲线和三点调节法对整机进行系统的优化设计和调节，使之与负载扭矩曲线相吻合，起到对净扭矩曲线削峰填谷的效果，达到了节能的目的。负载经过两次平衡，使抽油机的运行性能得到很大的改善——可降低减速箱和电动机功率的选型等级，或使原抽油机的提升能力得到提高。

该技术既可用于新机制造，又可用于对大量现场在用的常规游梁式抽油机进行节能改造。改造后提高了整机在生产中的承载能力，使该机能够适应在不同生产阶段的变化规律。该节能改造技术是目前最简单易行的，且效益显著。

5）摆杆式游梁抽油机

摆杆式游梁抽油机的结构是在常规游梁式抽油机结构的基础上增加一对摆杆，并由曲柄带动连杆，改为曲柄通过滚轮在摆杆中间轨道上往复滚动来带动摆杆拉动连杆，实现驴头往复直线运动。滚轮采用火车轮用钢材（锰钼钢），摆杆轨道采用铁路钢轨。

其节能的第一个机理是上冲程时动力矩的力臂长。在摆杆上作用着两个力矩，一个是抽油杆上的载荷，通过钢丝绳、驴头、游梁、横梁及连杆下接头与摆杆相连的铰点作用在摆杆上，对固定在支架上的支承轴的轴心形成一个力矩（称为载荷力矩）；另一个是由电动机通过皮带、减速器的输出轴、曲柄及安装在曲柄销上的滚轮作用在摆杆上，对支承轴轴心形成一个力矩（称为动力矩）。由于动力矩力臂的长度是变化的，致使上冲程（工作行程）时力臂长，下冲程（空行程）时力臂短。因上冲程时动力矩的力臂长，所以省力节能。

载荷力矩的力臂比动力臂长，下冲程时能提起的平衡重质量大，是节能的另一个主要机理。下冲程时，需要电动机的动力和抽油杆上的载荷下降的重力共同将平衡重抬起。因平衡重的重力对支承轴轴心的力矩的力臂短，而载荷力矩的力臂长，因而下冲程时载荷能够抬起的平衡重的质量大，蓄积的能量就多，上冲程时释放的能量就多，电动机的动力也就得到了节省，所以节能。

摆杆平衡机构是节能的第三机理。在摆杆端部可加平衡板（为了区别曲柄平衡锤，将其称为平衡板），又形成了一套平衡机构。当曲柄转速不变时，常规机曲柄平衡重对输出轴扭矩的影响按正弦规律变化，只能用它平衡掉悬点载荷引起输出轴扭矩的正弦分量，

而摆杆机平衡板对输出轴扭矩的影响在上冲程时较大，下冲程时较小，对平衡悬点载荷引起的输出轴扭矩很有效，特别是若恰当地选择了平衡板的位置和大小，不但可以使输出轴扭矩峰值较小，变化平稳，而且在一定条件下，可以实现全抽吸周期无负扭矩。这一机理是该机的一个创造性特点。另外，从运动学角度看，上冲程时摆杆机比常规机悬点速度小，动载减少，所需分力也相应减少，故也可节能。

这样，使抽油机的平衡力矩和动力力矩按悬点载荷力矩的变化规律进行调节，可削减净扭矩，调冲程可不使用吊车。可用于对在用的常规抽油机进行节能改造。

6）特形双驴头游梁式抽油机

特形双驴头游梁式抽油机的结构是将常规机游梁与横梁的铰连接，改为变径圆弧形的后驴头、钢丝绳与横梁的软连接，构成变参数四杆机构来传递运动和扭矩，克服了原机构的死角，增加游梁摆角，冲程提高 20% ~70%，同时正转时慢提快放；反转时为快提慢放。

由于采用了变径圆弧形的游梁后臂，游梁与横梁之间的柔性连接等结构，得到变参数四杆机构。该机构在工作时，依靠游梁后臂有效长度的有规律变化实现负载大时平衡力矩大，负载小时平衡力矩小的工作状态。该机游梁力臂变化产生的变动扭矩和平衡块按正弦规律产生的平衡扭矩之和能尽可能地拟合载荷扭矩的变化。这是该机的一个创造性的特点，从而使净扭矩波动小，达到加强平衡，降低能耗的目的。

2. 抽油泵

抽油泵是煤层气井的主要井下设备，泵内压力可高达 10MPa 以上。抽油泵一般应满足的要求：结构简单、强度高、密封可靠；制造材料耐磨和抗腐蚀性好，使用寿命长；规格系列能满足煤层气井排液量的需要，适应性强；便于起下作业；带有防砂防气的辅助设备或在结构上考虑防砂防气作用。

抽油泵常用类型有管式泵、杆式泵、螺杆泵和电潜泵。

1）管式泵

管式泵由泵筒、柱塞及泵阀三部分组成，普遍使用的常规管式泵为有衬套泵筒的金属柱塞泵，柱塞直径有 56mm、70mm、83mm、95mm 四种规格，一般设计中它们的最大冲程为 3m，也有特殊设计的短冲程泵。这类泵的特点是结构简单、液流通道大，在相同油管直径下，允许下入的泵径较杆式泵大，因而排液能力大。但是，检泵时必须提出油管，修井工作量大，故适用于泵挂深度较浅、产水量较高的煤层气井。

2）杆式泵

杆式抽油泵也称“插入式”抽油泵。就是将抽油泵整体接在抽油杆柱的下端，从油管内下入井中，由预先装在油管预定深度的专用支承部件固定在油管上。检泵时不动管柱，只需上提抽油杆，整个泵即可被提出地面。这样可缩短检泵时间，给煤层气井作业带来很大方便。

杆式泵由于泵径受油管尺寸的限制，不应在高产、大液量的煤层气井中应用，在吐砂严重的煤层气井中应用可能会出现砂卡抽油泵现象。因此，杆式泵适用于产水量中等或偏低、气量大、检泵频繁的气井，特别是对于下泵深度大于 1000m 的气井效果更佳。我国煤层气井中杆式泵应用不多，原因在于杆式泵的泵径小、排量低、结构较普通管式泵复杂、不易操作。

3）螺杆泵

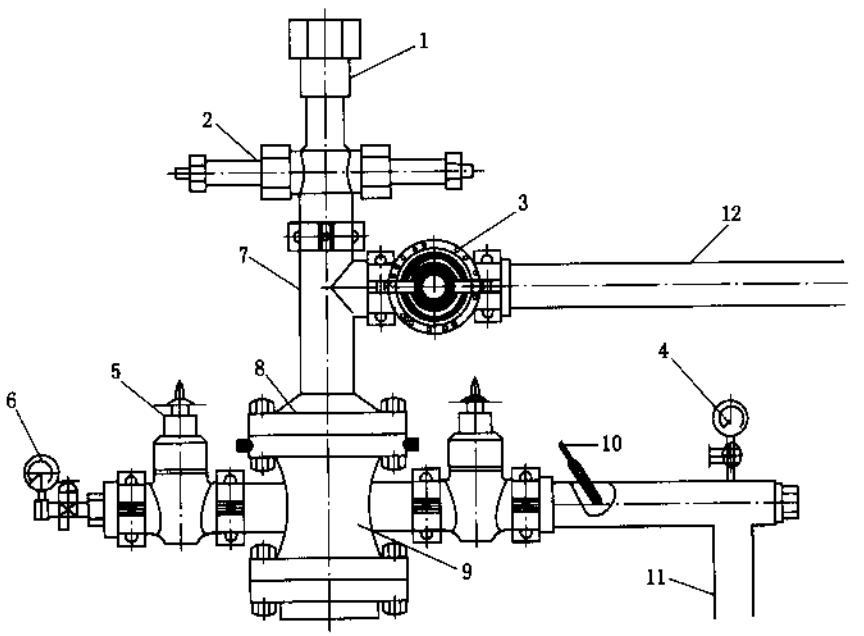
螺杆泵通过抽油杆将地面驱动头的旋转扭矩传递到螺杆，螺杆旋转使泵筒中的液体获得向上的能量，最终到达地面。螺杆泵不存在整筒泵柱塞和泵筒的摩擦，适合于吐砂严重、水中煤粉含量高的煤层气井。

4）电潜泵

电潜泵是浸没在被泵送介质中的离心泵，浸没在水中称潜水电泵，浸没在油中称潜油电泵。因绝缘技术的限制，潜水电泵的工作深度远比不上潜油电泵。煤层气井的排水采气作业常选用潜油电泵。潜油电泵的泵体及其辅助部件安排在油管的最下端，下至井内被抽吸液体的预定位置。潜油电泵中的离心泵出口上部装有单流阀，停机时将油管内的流体与离心泵隔离，避免液体倒流使离心泵叶轮倒转，也便于下一次启动。单流阀上部装有泄油阀，在起出机组作业时，将油管中的液体泄至井洞。潜油电泵对工作温度和电故障非常敏感，投资也较高。

3. 井口采油树

井口采油树是煤层气井连接气井套管和排采管线的主要设备。典型的煤层气井井口采油树及井口管线布置如图5-5-21所示。



1—密封盒；2—胶皮阀门；3—生产阀门；4—压力表；5—套管阀门；6—套管压力表；7—三通；8—油管头上法兰；9—大四通；10—温度计；11—气管线；12—水管线

图5-5-21　煤层气井井口采油树及井口管线布置

此外，煤层气排采时常要使用不同规格的油管。

5.6.2　排采工艺流程

1. 地面工艺流程

煤层气排采地面设备包括井口装置、抽油机、计量仪表、集输管线等。通常的煤层气排采地面工艺流程如图5-5-22所示。

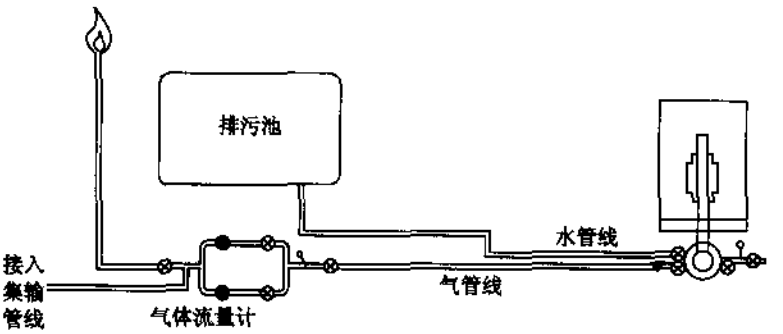


图5-5-22 煤层气排采地面工艺流程示意图

1）排采场地要求

（1）排采场地要平坦、整洁。

（2）排采设备的安装、摆放要布局合理。

（3）放喷火炬装置要距离排采井口30m以上。

（4）地面排采气、水管线要有醒目的颜色标志。

（5）发电机房及值班房要放置于远离放喷火炬的一侧。

2）排采地面设备

（1）井口装置。根据煤层气井的煤层和压力情况，煤层气井井口要安装相应压力等级的采油树，并且要装有防喷盒、煤层压力较低时可以采用简易井口。

（2）抽油机。根据煤层的埋深及相应的井下泵挂深度选择与之相适应型号的抽油机，并且配备相应的动力系统，以确保煤层气排采作业的正常运转。为便于生产控制，需要调整抽油机的冲次，因此抽油机往往采用变频电机驱动。

（3）管线和阀门。煤层气井井口安装煤层气管线和出水管线，气、水管线一般从采油树大四通一侧的上、下阀门分别引出，大四通另一侧的阀门安装压力表，并用于液面监测设备的接口。

2. 井下排采设备与工艺流程

采用抽油机和管式泵组合作排采设备的煤层气井的井下排采设备主要包括抽油泵、生产油管、气锚、砂锚、抽油杆和柱塞等，典型的煤层气井井下工艺流程如图5-5-23所示。其中包括以下方面：

管柱结构：丝堵 + ϕ73mm 油管（沉砂管）+ ϕ89mm 金属绕丝筛管 + ϕ73mm 油管 + ϕ56mm 整

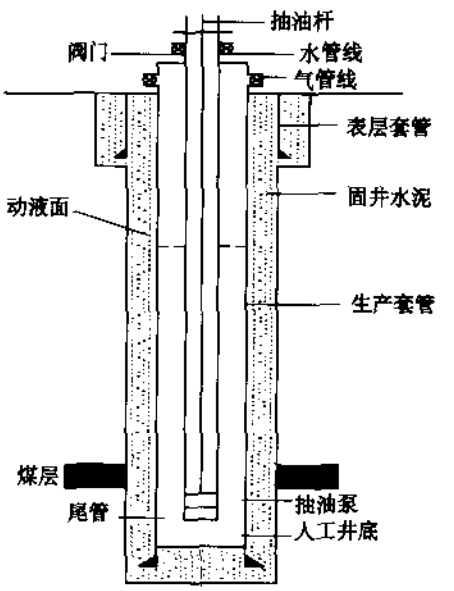


图5-5-23 煤层气井井下工艺流程图

体筒管式泵 + ϕ73mm 油管；

抽油杆结构：ϕ56mm 管式泵柱塞 + ϕ0.75 in 抽油杆（20CrMo，D 级，加装扶正器）+ ϕ1 in 光杆；

防冲距：0.6m。

5.6.3 排采工作制度与排采控制

1. 煤层气井排采工作制度

1）定压排采

定压排采关键性工艺技术是有效地控制井底流动压力与煤层压力之间的压差，适度控制井筒附近的流体流动速率，以保证煤粉等固相颗粒物、水、气的正常产出。在排采过程中主要通过调整产水量和井口套管压力来控制井底流动压力和井底与煤层的压差。

2）定产排采

当煤层气生产井达到产气高峰期时，为了有效地控制煤层气产量，可以采用定产排采进行正常的生产。

2. 煤层气排采资料录取

1）煤层气井产气和产水情况

产液参数包括动液面、氯离子含量、pH 值、含砂量、产水量等，产气参数包括套压值、油嘴直径、煤层气温度、井口压力、产气量。

2）抽排工作制度

煤层气井的泵挂深度、泵径、抽油机冲程、冲次、泵效、示功图资料等。

5.6.4 煤层气井生产动态监测监控

煤层气井生产过程中，需要随时掌握煤层气井的产水、产气、液面、抽油机工况等各项参数，以便根据生产的阶段和需要，及时调整排采工作制度，使煤层气井的生产处于最佳状态。

5.6.4.1 煤层气井生产监测范围

煤层气井的检测内容主要包括井场工作状态监测、井口生产参数、故障监测与报警三个方面。井场工作状态监测的主要内容有井场工作/安全状况图像监测，抽油机工作状态监测，地面流程系统工况监测。井口生产参数主要有气井的产气量（包括瞬时流量和累计流量）、气井的产水量（包括瞬时流量和累计流量）、煤层气井的井口套压、煤层气井口煤层气的温度、煤层气井口环境温度。故障监测与报警的内容为示功图监测井下柱塞泵故障与报警，井场气体泄漏监测与报警，气、水分离器水位超限监测与报警。

5.6.4.2 煤层气井生产监测及报警系统

煤层气井生产监测系统有多种形式和方法，其主要表现在数据传输方式的不同，煤层气井数据传输的方法通常有光缆、无线电、公众信息网（GPRS 或 CDMA）等。利用公众信息网（GPRS）传输数据具有成本低、数据可靠性相对较高等特点，因此被广泛采用。

1. 公众信息网系统结构

系统将 GPRS 通讯网、煤层气资源信息网和最新电子技术结合起来，实现对煤层气井基本生产数据（如电流、电压、电机功率、用电量、抽油机冲程、冲次、载荷及气井井口流体温度、压力等）的采集。根据生产地域的大小，可以采用多级控制方式，制定数据采集和监控方案，实现对集输系统各部分的监控。主要包括单井监控、集气阀组监控、

集气站监控、中心监控四种方式。

1）单井监控

单井监控采用远程控制器 RTU 实现数据的采集和控制，使用 GPRS 与上位机通信（图 5－5－24）。主要采集气井的套管压力、液面高度、抽油机生产数据、井场视频图像等，控制抽油机的启停、冲次调整、井场照明控制等。

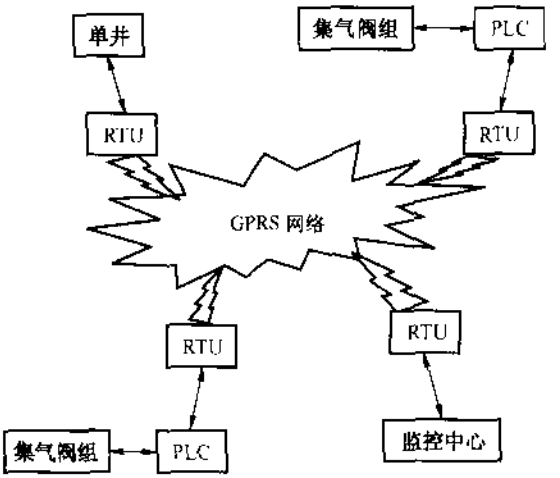


图 5－5－24 数据采集及自动控制系统示意图

2）集气阀组监控

集气阀组采用可编程控制器（PLC）实现数据的采集和控制，并根据现场情况，使用 GPRS 与上位机通信。主要监控管网压力、温度、阀门状态、管线流量等集输参数，控制管线阀门的开启。

3）集气站监控

集气站内采用 PLC 分别对主要工序和设备进行数据采集和控制，并通过光缆或 GPRS 与上位机通信，对站内进行实时监控。主要要监控压力、温度、压缩机工作参数、各种阀门状态等，以及控制压缩机的启停、电磁阀的开合等操作。

4）中心监控

监控中心负责数据的入库和管理，并根据数据库中的数据处理结果，远程控制气井、压缩机等设备的工作，为各种管理工作提供信息服务。随着现代化网络技术的发展，将现场生产数据采集和监控系统与因特网相连接，利用网络化信息管理系统，通过网络连接至系统服务器。

服务器对采集的数据进行综合分析，通过网站进行发布，并向有关部门或人员进行报警提示。管理人员可以在自己的计算机上通过网络对煤层气井实施动态实时监控，使煤层气井管理实现动态化、信息化和网络化。

信息采集点位于野外井区，利用各种信息采集设备，将信息收集后送给由单片机控制的智能控制器，控制器再将信息整理好，通过 RS232 接口与 GPRS 透明数据传输终端相

连。通过 GPRS 透明数据传输终端内置嵌入式处理器对数据进行处理、协议封装后发送到 GSM 网络。另外，由监控中心发送来的控制命令，经过 GPRS 透明数据传输终端，送给智能控制器，再由控制器根据命令要求操作现场的控制装置，从而实现对现场的控制。

服务器是整个系统的中心枢纽，负责对各个信息采集点采集来的信息进行处理，将它们转换成直观的分析数据，提交到数据库，并通过图表的形式发布到客户端，从而实现信息的实时动态查询。同时，客户端发来的控制命令，由信息处理中心进行封装，发送给现场，实现对现场的监控，该系统是个双向实时通信系统。

客户端分成两类，一类为普通客户端，通过中心的 Web 服务器，可以随时直观地了解最新的井场信息；另一类为监控客户端，不但可以实时进行信息查询，还可以对井场的报警，通过信息处理中心向现场采集点发送控制命令，从而对现场进行实时控制。

2. 系统功能

GPRS 监测系统可实现电流、示功图、液量、液面的图形直观显示，并能根据以上信息，制定合理的洗井周期，保证电费、车辆费的合理支出；跟踪确定供液不足井及煤层气井的出气规律及泵的运行状况，制定合理的间开周期和生产运行参数。其主要功能有四方面。

（1）根据电流、电压、温度、红外探测等信息可以监控电机的运行状况，在失电的情况下实现对电机的自动保护及报警，通知操作人员及时处理事故，提高开井时率，有效防止生产设备的被盗及破坏。

（2）根据每次停井原因可设计生产设备运行故障统计表，对分析设备故障，改进设备缺陷，提高下一步管理重点，为提高开井时率提供决策依据。

（3）依据所采数据，并结合工程数据库的信息，可以确定生产井的工况，保证气井适时调整在最佳工作状态下运行。

（4）将以上所有数据同气藏静态数据库信息进行关联可以对生产井的经济效益评价，找出产量与费用的最佳结合点，为下一步实施措施提供依据。

6 煤层气（煤矿瓦斯）的综合利用

目前，煤层气（煤矿瓦斯）主要用于民用、工业燃料、汽车燃料、发电、压缩与液化、化工原料等。

6.1 民用和工业燃气

由于煤层气（煤矿瓦斯）热值可根据需要调整，而且不含煤炭干馏物质，不需庞大的净化装置进行净化处理，不腐蚀、不堵塞输气设备和管道，因此是极好的民用燃料气。2008年，我国民用煤层气（煤矿瓦斯）用户超过90万户，集输管网超过3200km，其中仅国家发改委批复的10个“煤矿瓦斯治理与利用示范工程”项目煤层气（煤矿瓦斯）民用量就达到$3.7\times10^8m^3$。

2008年10月，总投资4.58亿元的中国第一条跨省煤层气（煤矿瓦斯）长输管道项目获国家发改委核准。该项目煤层气（煤矿瓦斯）管道全长98.2km，自山西省沁水县端氏镇始，经山西省阳城县、晋城市，终点为河南省博爱县磨头镇，主要向河南省豫北及郑州、洛阳地区供气，设计年输气能力为$1.0\times10^9m^3$。

山西省晋城市利用亚洲开发银行贷款，选用煤层气（煤矿瓦斯）作为气源，建设城市燃气输配系统，达产后市区居民用户达8.12万户，年供应管输煤层气（煤矿瓦斯）$1.01\times10^8m^3$、城市气化率可达到90%。

目前，淮南矿业集团有民用燃气用户5万户，年利用瓦斯量$1\times10^7m^3$。

此外，煤层气（煤矿瓦斯）还可作为工业燃气，替代煤炭和天然气。煤层气（煤矿瓦斯）作为优质、清洁、价廉的能源、被广泛用作工业锅炉、陶瓷生产和氧化铝焙烧的工业燃料。山西阳泉煤业集团$8\times10^5t/a$氧化铝项目利用煤层气（煤矿瓦斯）作为工业原料焙烧氧化铝。江西斯米克陶瓷集团利用丰城矿务局抽采的煤层气（煤矿瓦斯）为工业燃料生产建筑陶瓷，每天消耗煤矿瓦斯约$4.0\times10^5m^3$（图5-6-1）。

1. 煤层气（煤矿瓦斯）民用前提条件

兴建煤层气（煤矿瓦斯）利用工程，必须具备必要的前提条件，遵循一定的工作程序：

（1）要有充分的资源保证，可抽储量必须在设计年抽出量（开发量）的20倍以上。

（2）要具备现实的开发能力，开发的气源能长期稳定（至少20年），且具有大于最小经济规模所需要的开发量即$3m^3/min$（纯量）。

2. 城市煤气储配系统

（1）储气罐。矿井瓦斯的储存设施对于保证供气的稳定是必要的。城市煤气储气罐可以分为高压和低压储气罐两种，而使用矿井瓦斯作为城市煤气的一般为低压储气罐。

（2）城市煤气输配系统。利用矿井瓦斯的城市煤气输配系统为低压输配。为了区分主输配管道与区域管网，将主输配管道作为中压，区域管网为低压输配网。

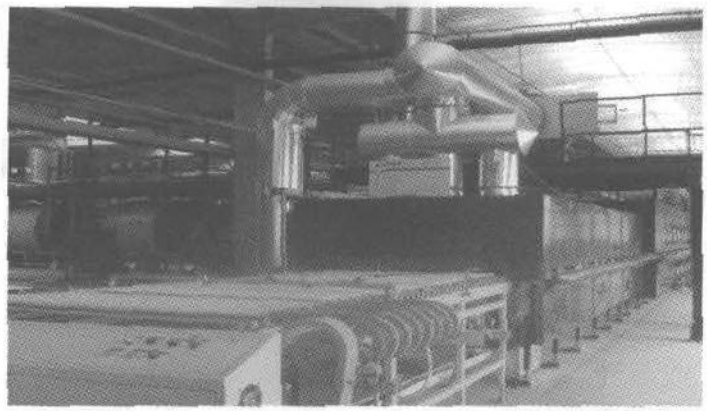


图 5-6-1　江西丰城以煤层气（煤矿瓦斯）为工业燃料的陶瓷生产线

（3）调压站。调压站是连接主、分系统管道的枢纽，站内主要设备为过滤器、调压器安全装置、旁通管和压力测量仪表。调压站选用的雷诺式调压器具有较好的关闭性能和较高的稳定精度。

（4）用户装置。用户装置根据家庭户和团体户不同而分别设置。家庭户使用的流量表最大时流量为 $3m^3$，团体户根据使用规模确定采用的流量计等级。家庭户和团体户使用的灶具均为经国家鉴定的灶具，达到一定的小时热负荷，热效率在 60% 以上。

6.2　煤层气（煤矿瓦斯）发电

煤层气（煤矿瓦斯）发电是一项多效益型煤层气（煤矿瓦斯）利用项目，能有效地将矿区抽采的煤层气（煤矿瓦斯）变为电能，可以方便地输送到各地。

煤层气（煤矿瓦斯）发电设备简单、运行可靠，已成系列。燃气发电机组效率可达 80% 以上，1kW · h 电力耗气量在 0.23 ~ 0.30m^3 之间。煤层气（煤矿瓦斯）发电机组可以直接使用从矿井抽放的高浓度（ >30% ）煤层气（煤矿瓦斯），有利于建设坑口电站。煤层气（煤矿瓦斯）发电可以使用直接燃用煤层气（煤矿瓦斯）的往复式发动机、燃气轮机，也可用煤层气（煤矿瓦斯）作为锅炉燃料，利用蒸汽透平发电。今后发展趋势是建立联合循环系统，有效地利用发电余热。

煤层气（煤矿瓦斯）一般不含或甚少含硫化物，用以发电不会造成烟气污染，这对我国西南部酸雨地区更具环保效益。

在我国天然气管道未大规模建成以前，电力输送比燃气输送简单易行。特别是对一些离大电网较远的地区，可就近解决本单位的部分用电量，经济效益较好。有条件向大城市供气的矿区，如松藻、中梁山，仍应以争取向城市供气为主，城市供气系统中有一定的工业用户可作调峰，就不一定自建电站。如远离城市且开发量大幅度提高，建设煤层气（煤矿瓦斯）发电站是较好的选择。

对于煤层气（煤矿瓦斯）民用系统，发电机组是有效的调峰手段。如抚顺矿务局负责供 16 万户居民用气，该局地处我国东北寒冷地区，冬夏两季用气峰谷差异很大，建设煤层气（煤矿瓦斯）发电站，有效地利用了夏季低谷期富余气量。

6.2.1 我国煤层气（煤矿瓦斯）发电现状

截至2008年年底，全国煤层气（煤矿瓦斯）发电机组为1400台，总装机容量为9.2×10^5kW。

2009年7月5日，世界规模最大、总装机容量为1.2×10^5kW的山西晋城煤业集团公司寺河瓦斯发电厂正式投产（图5-6-2）。该瓦斯发电厂总投资8.75亿元，安装60台美国卡特彼勒公司生产的G3520C型1800kW燃气发动机发电机组，共分四个单元，每个单元15台机组，配置12台6t/h余热锅炉和4台3000kW蒸汽轮机发电机组。全厂发电总容量为120.42MW，年发电量约为8.4×10^8kW·h，年消耗井下煤层气（煤矿瓦斯）约$1.78\times10^8m^3$。

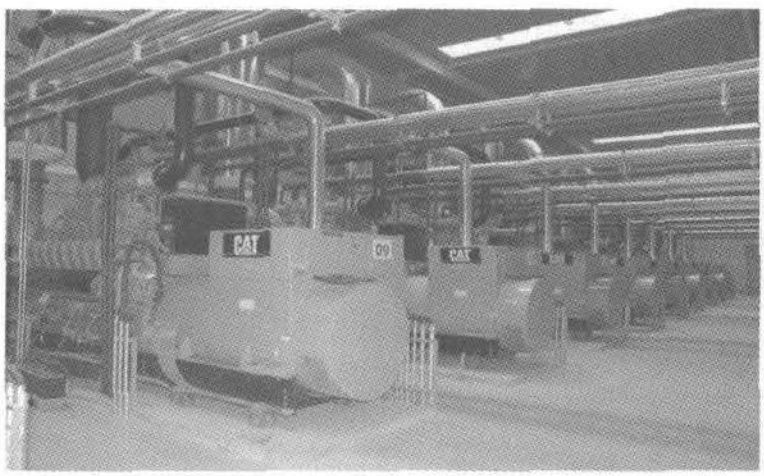


图5-6-2 寺河120MW瓦斯发电厂卡特彼勒瓦斯发电机组

目前，淮南矿业集团瓦斯发电装机总规模达24.032MW，已有23台瓦斯发电机组在正常运行，2008年发电量达6.2×10^7kW·h。

6.2.2 煤层气（煤矿瓦斯）发电装机形式的选择

煤层气（煤矿瓦斯）发电采用的主机设备主要有蒸汽轮机发电机组、燃气轮机发电机组和燃气内燃机发电机组三种。

1. 蒸汽轮机发电机组

此种发电形式多用于传统的火电机组形式，工艺技术成熟，运行可靠，但燃气锅炉采用煤层气（煤矿瓦斯）为燃料，目前仅局限在小型的工业锅炉，由于受到瓦斯抽采波动性强的影响，大型电站瓦斯锅炉的应用也受到限制，个别电站锅炉采用煤与瓦斯混烧技术，但辅助系统庞大、复杂，需设置两套燃料系统，占地面积大。这种装机形式发电效率也较低，启动运行时间长，不灵活，目前规划的煤层气（煤矿瓦斯）电站基本不采用这种装机形式。

2. 燃气轮机发电机组

利用燃气轮机发电，具有系统简单，运行灵活，单机功率大，占地面积小的优点。系统可加余热锅炉带蒸汽轮机联合循环发电，虽然比较复杂，占地面积大，但可大大提高发

电效率。目前，在以天然气为燃料的燃气电站中较多采用。对于煤层气（煤矿瓦斯）电站，则只有在甲烷含量大于 50%、气量较大且气源稳定的情况下，才适于采用燃气轮机为主机发电设备。这是由于燃气轮机要求的进气压力高，当井下抽排的煤层气（煤矿瓦斯）加压到燃气轮机要求的 0.9MPa 时，温度可升至 160℃。根据美国矿山局制定的煤层气（煤矿瓦斯）中甲烷浓度爆炸极限的公式计算表明，此时要求煤层气（煤矿瓦斯）的安全界限应为甲烷浓度大于 39%，并且要求浓度稳定、连续。2004 年以前，以矿井瓦斯为燃料的电站主机，大都采用燃气轮机，仅限制在抽采瓦斯浓度高的矿井使用。由于井下瓦斯抽采系统抽采的瓦斯浓度变化范围大，会随着工作面的推进、煤层的不同和出煤量的变化而变化，但这些机组受瓦斯抽采浓度波动的影响，会经常因为瓦斯浓度达不到安全要求，而不得不时开时停。因此，近年来这种装机形式较多地应用在具有一定规模的抽采效果较好的气量和浓度比较稳定的矿区。

3. 燃气内燃机发电机组

燃气内燃机发电具有系统简单，运行灵活，发电效率高的特点，可加余热锅炉带蒸汽轮机联合循环发电，虽会使系统复杂，但可大大提高发电效率。尤其是这种机组要求进气压力低，仅为 5.35kPa，适用瓦斯浓度范围广（浓度 6% 以上均可利用），这使得燃气内燃机发电机组在煤层气（煤矿瓦斯）发电方面获得了越来越广泛的应用。

不同主机设备装机形式的特点比较见表 5－6－1。

表 5－6－1　装 机 形 式 比 较 表

机　组　型　式	燃气内燃发电机组＋余热锅炉＋蒸汽轮机发电机组	燃气轮机发电机组＋余热锅炉＋蒸汽轮机发电机组	燃气锅炉＋蒸汽轮机发电机组
辅助系统	较简单	较简单	复杂
简单循环发电效率/%	34～43	25～30	25～30
全厂综合效率/%	45～90	40～90	30～70
启动时间	10s	6min～1h	1～3h 以上
检修时间/kh	35～60	30～50	20～40
燃料供应压力	低压	中压	低压
对瓦斯浓度要求	10% 以上	大于 40%	大于 30%
千瓦造价/元	5000	5200	4600

比较来说作为热电联产的一种原动机，燃气内燃机是一种经过实践检验的非常成熟的设备，成套模块化的机组使系统效率优化、设计安装简单、运行管理自动化程度高。与其他两种发电形式相比，燃气内燃发电机组具有启动时间短、燃气供气压力低、对燃气浓度适应范围宽的优点，尤其是能够更为灵活地适应煤层气（煤矿瓦斯）浓度波动的情况。

6.2.3　余热利用与热电冷联供

在燃气内燃发电机组的发电过程中，燃料的能量有约 35% 被转化为电能，其他约有 30% 随尾气排出，25% 被发动机冷却水带走，通过机身散发等其他因素损耗的约占 10%，而这其中约一半的能量是可以被二次使用的。据测算，燃气内燃发电机组每提供 100kW 的电力，排出的尾气余热可满足 2500m^2 的采暖需求或 1300m^2 的制冷需求。由此可见，

热电冷联供系统既节能环保，又可带来巨大的经济效益，它使得一次能源向二次能源转换过程中损耗的能源得到充分利用，最大限度地提高能源的使用效率，而这在大力发展循环经济的今天是十分必要的。

1. 余热利用

潘三发电站一期工程建设的同时，发电站余热利用系统也同步建设，并与电站同时建成。该余热利用系统将发电机在发电过程中排出的约550℃的高温烟气回收利用。通过针式换热器和板式交换器将热能送至潘三矿办公场所供热。每台发电机组的余热利用相当于一台1t的燃煤热水锅炉。四台1200kW发电机组同时运行时，余热可供$2.8\times10^4m^2$面积的办公场所冬季采暖。

2. 热电冷联供

利用矿井瓦斯（CH_4）通过燃气内燃发电机组发电，以瓦斯发电机组排出的高达525℃的高温烟气和90℃的发动机缸套水余热作为热源，通过溴化锂吸收式制冷机将井下18℃的循环回水降温至5℃，再采用螺杆式压缩制冷机进行二级制冷，制出2.5℃的冷水送至井下换热站进行热交换，然后由井下换热站将冷水分配至井下各个工作面的空气冷却器，通过强制空气对流降低工作面的温度；并可在冬季冷量需求减少的情况下，利用部分高温尾气通过余热锅炉产生蒸汽给井筒保温系统供暖，从而形成热电冷联供系统。

6.3 煤层气（煤矿瓦斯）利用新技术

6.3.1 煤层气（煤矿瓦斯）液化

煤层气（煤矿瓦斯）液化是指煤层气经净化、提纯后，在一定的温度压力下，从气态变成液态的工艺。煤层气（煤矿瓦斯）液化后，体积将缩小到1/600，会大大降低运输成本，使用LNG（液化天然气）槽车运送，可以随气源和用户的改变而改变运输路线，甚至可以作为现有的天然气管道调峰资源使用。煤层气（煤矿瓦斯）液化可分为地面煤层气（CBM）液化和煤矿瓦斯（CMM）液化。

美国近两年已经研制成功液化气量在1000～10000USgal/d的天然气液化系统，并大力推广这项新技术。目前世界上通常采用的小型LNG系统工艺循环主要有带丙烷预冷的混合工质闭式循环（C_3/MRC）、单工质透平膨胀闭式循环（N_2/Turbine）、Joule—Thomson膨胀开式循环（Let—down）、透平膨胀开式循环（Letdown）、混合工质透平膨胀闭式循环（Brayton/Claude）、级联式闭式循环（Cascade）、热声振荡制冷循环（Thermal Acous—tic）、磁制冷循环等。

地面煤层气（CBM）浓度一般在90%以上，经脱碳、脱硫、脱汞和脱水后，可直接加压并深冷液化成LCBM。2009年7月5日，山西港华煤层气公司煤层气液化项目投产。该项目是全国第一个规模最大、工艺最新的煤层气液化项目，一期日处理能力为$2.5\times10^5m^3/d$，二期日处理能力为$6.5\times10^5m^3/d$。

煤矿瓦斯一般浓度较低且含有氧气，若直接加压液化会引起爆炸。采用深冷精馏的方法，把含氧煤矿瓦斯的分离和液化在低温的条件下同步完成，提纯制得液化煤层气。该方法可把浓度为35%～50%矿井瓦斯提纯液化为浓度为99.8%的LNG。由北京国能时代公司研发的煤矿瓦斯液化装置于2007年8月在阳煤集团五矿完成工业化试验（图5－6－3），2008年4月通过由国家煤监局技装司组织的专家组验收。目前，北京国能时代公司

正在山西左权县建设年产 2.2×10^5t LNG 的煤矿瓦斯液化项目。



图 5-6-3　阳煤集团五矿煤矿瓦斯液化试验厂

6.3.2　煤层气（煤矿瓦斯）用于化工原料

目前，煤层气（煤矿瓦斯）用作化工原料主要是生产合成氨、甲醇、乙炔、氯甲烷、氢氰酸、二硫化碳等下游加工产品，而主导产品是合成氨和甲醇。

煤层气（煤矿瓦斯）可作为生产合成氨和尿素的一种经济的原料。我国是农业大国，化肥需求量大，为改善环境和提高效益，在煤层气（煤矿瓦斯）产区附近建设合成氨—尿素装置是相对合理的。尿素造粒采用品种造粒法生产大颗粒尿素，可提高尿素肥效。

甲烷转化为化工产品有两种方法，一种是直接法，另一种是间接法。直接法是通过氧化耦合和热耦合直接把甲烷转化为液态烃，不需要通过一氧化碳和氢进行转换。间接法是先把甲烷转化为一氧化碳和氢，再利用一氧化碳和氢的混合物转化为其他化学产品。由于间接法工艺相当简单，已得到工业运用。采用间接法，只要调节混合物的组成，就可以用费托反应直接合成液态烃，也可以在生成液态烃的同时合成甲醇，或甲醇的混合物。

以煤矿瓦斯为原料制备甲醇合成气的惯用流程如图 5-6-4 所示。

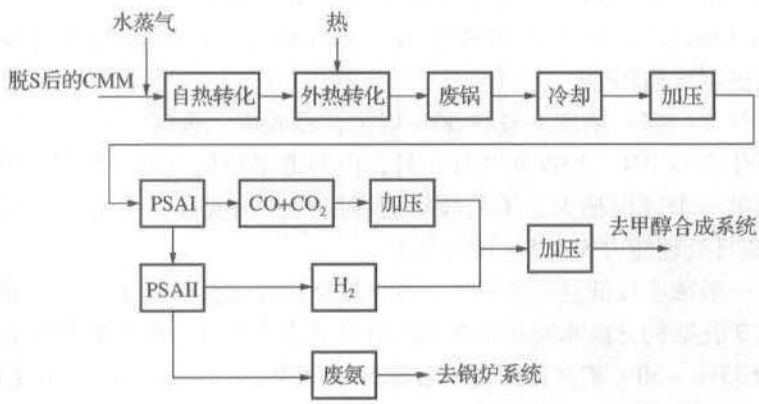


图 5-6-4　CMM 气制甲醇合成气的流程示意图

用煤层气（煤矿瓦斯）三一段纯氧转化制甲醇生产二甲醚的工艺流程如图5-6-5所示。

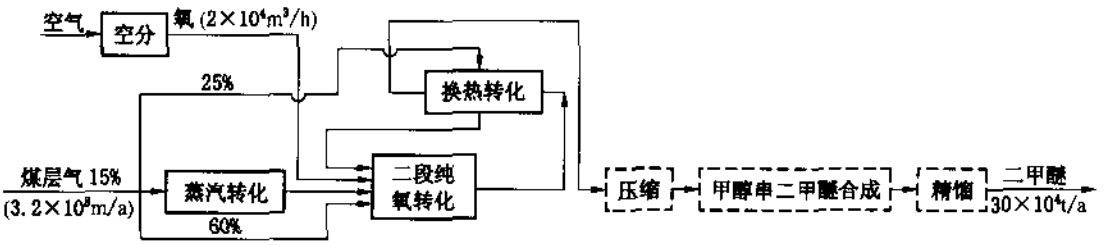


图5-6-5 煤层气（煤矿瓦斯）三一段纯氧转化制甲醇生产二甲醚的工艺流程

6.3.3 低浓度瓦斯的输送和发电利用

中国煤矿开采中，每年直接排放到大气中的瓦斯约为 $1.8\times10^{10}m^3$（纯甲烷），其中浓度在6%～30%的低浓度瓦斯约占排放总量的11%，约为 $2.0\times10^9m^3$。由于没有被有效地利用，绝大部分低浓度瓦斯被直接排入大气，既浪费大量清洁能源，又污染了环境。国外煤层气(煤矿瓦斯)发电主要侧重于浓度30%以上的瓦斯发电技术，对于浓度在6%～25%之间的低浓度瓦斯，由于跨越5%～16%的瓦斯爆炸范围而没有被利用。我国煤矿的瓦斯输送设备都是按照最低瓦斯浓度为30%设计，煤矿所抽采的低浓度瓦斯（浓度低于30%）不能直接输送并利用，目前还没有有效的利用方式。低浓度瓦斯发电是指利用 CH_4 浓度小于30%的瓦斯发电。如何安全、高效地利用低浓度瓦斯进行发电必须解决两方面的问题。

（1）安全问题（防爆问题），即采用何种技术措施来保证安全。

（2）机组对瓦斯的适应性问题，即采用何种技术，保证机组适应低浓度瓦斯的特点，并能高效运行。

因此，为了使抽采出的瓦斯得到利用，就必须尽快进行低浓度瓦斯安全输送技术开发与装备研制。低浓度瓦斯的安全输送和直接利用，对促进矿井瓦斯的开发和利用，保证矿井安全高效生产等方面具有十分重要的意义。

中国在低浓度瓦斯发电方面已取得突破。淮南矿业（集团）有限责任公司和山东胜利油田胜动机械有限责任公司联合开展了煤矿低浓度瓦斯细水雾输送及安全发电技术研究。2005年9月开始建立了管输和发电试验站，安装6台500kW机组，以浓度为6%～25%的煤矿瓦斯为发电燃料，带负荷运转。截至2005年12月23日，累计运行1922h，发电 $7.6\times10^5kW\cdot h$，运行正常。该技术于2005年12月通过国家安监总局的鉴定。国内研制低浓度瓦斯发电机组的厂家有山东胜利油田胜动机械有限责任公司、济南柴油机厂、南通宝驹气体发动机厂、河南柴油机重工等。

1. 淮南矿业集团气水二相流低浓度瓦斯输送技术

低浓度瓦斯输送系统是低浓瓦斯发电的重要工艺环节，它的配置是否合理，运行是否安全、可靠，既关系到发电机组的正常运行，又影响到瓦斯抽采系统的安全，对瓦斯综合利用起着关键性作用。目前，比较成熟的低浓度瓦斯输送技术是由设在淮南矿业集团的煤

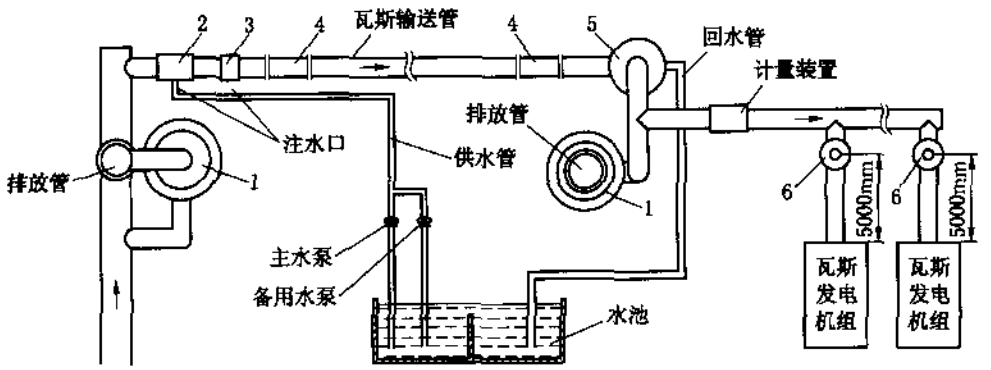
矿瓦斯治理国家工程研究中心研发的“气水二相流低浓度瓦斯输送系统”。

1）系统工作原理

采用气水二相流输送煤矿低浓度瓦斯，使瓦斯在水流环绕下沿输送管道向前连续流动，形成环形水流，低浓度瓦斯完全处于环形水流包围之中，并且沿输送方向每隔 30 ~ 50m，以柱状水团隔断气流，形成端面水封，低浓度瓦斯在所述环形及端面水封中形成间歇性柱塞气流，一直输送到瓦斯发电机组，从而实现低浓度瓦斯的安全输送。系统起始端供气压力一般不应超过 20kPa；系统终端压力根据瓦斯利用设备需要供气压力设定，但最大不宜超过 5kPa。系统管道中气水流速为 25 ~ 50m/s；系统管道中体积含水率为 0.2% ~ 0.8%；系统管道中柱流水团长为 500 ~ 800mm，间距为 30 ~ 50m；系统供水压力不小于 200kPa；瓦斯浓度为 6% 和 30% 时，为系统需要输送的最大和最小瓦斯混合流量。

2）系统构成

从系统起始端依次由瓦斯正压输送稳压放散装置、柱流装置、环流装置、透明观察管、防爆阻火式气水分离器及双向阻火装置等组成，如图 5 - 6 - 6 所示。



1—稳压放散装置；2—柱流装置；3—环流装置；4—透明观察管；
5—防爆阻火式气水分离器；6—双向阻火装置

图 5 - 6 - 6　低浓度瓦斯气水二相流安全输送系统图

3）技术优势及现场使用

该系统不仅可以避免瓦斯事故，而且通过该系统的使用，瓦斯利用量比原来可提高两倍以上，经济效益和社会效益均十分可观。与国内实际应用中的细水雾安全输送相比较，有 5 点明显优势。

（1）系统简单，安全可靠性高。

（2）脱水效果好，发电效率高，有利于推广应用。

（3）通过稳压放散有效解决了抽采量与利用量之间存在的不匹配性和低浓度瓦斯输送不允许建罐缓冲储存的弊端。

（4）无须额外增加动力设备。

（5）造价低。

系统改进研究的重点和方向是自动化控制的完善。气水二相流安全输送系统已获得多

项国家专利，并且已作为行业标准报国家审批。

已在安徽淮南矿业集团谢桥煤矿和贵州遵义市习水县天生桥煤矿分别建成2×500kW煤矿低浓度瓦斯气水二相流安全输送系统，淮南矿业集团丁集矿2×1000kW煤矿低浓度瓦斯气水二相流安全输送系统正在建设中。贵州黔西能源开发有限公司青龙煤矿和斯派尔煤矿低浓度瓦斯气水二相流安全输送系统设计工作已经完成。

2. 胜动集团低浓度瓦斯输送及发电技术原理

胜动集团研究成功了“煤矿瓦斯细水雾输送技术及瓦斯发电机组”，成功解决了两个制约低浓度瓦斯发电的瓶颈问题。

（1）解决了安全（防爆）问题。由于低浓度瓦斯浓度不断变化且处于爆炸极限范围内，胜动集团试验研究了细水雾阻止瓦斯在输送过程中产生火焰和火焰一旦产生后的灭火机理、瓦斯与水雾分离脱水以及水循环使用技术。

为了提高整套系统的安全性，胜动集团还进一步研究了阻火器技术。利用“冷壁淬熄”现象，研制了金属波纹带瓦斯管道阻火器；同时研制了雷达液位控制的水封阻火防爆器，采用雷达水位监测维持水位的恒定，保证了阻火器可靠工作。

（2）解决了机组对瓦斯的适应性问题。为适应瓦斯浓度时刻变化的特性，胜动集团研究了瓦斯与空气二次混合及混合控制技术，设计了电控燃气混合器，实现了空燃比自动调节，使发动机无条件地适应瓦斯浓度不断变化的特点。

另外，胜动集团还研究了瓦斯发动机增压器匹配技术及增压方式，形成了低浓度瓦斯发电工艺（图5-6-7）。其工艺流程采用瓦斯与空气先混合后增压，调低空燃比，配合新概念预燃室技术，在局部形成点火能量相对优势，应用时间差理念，放大点火能量，提高了甲烷燃烧速度，降低了发动机负荷，提升了发动机的功率。

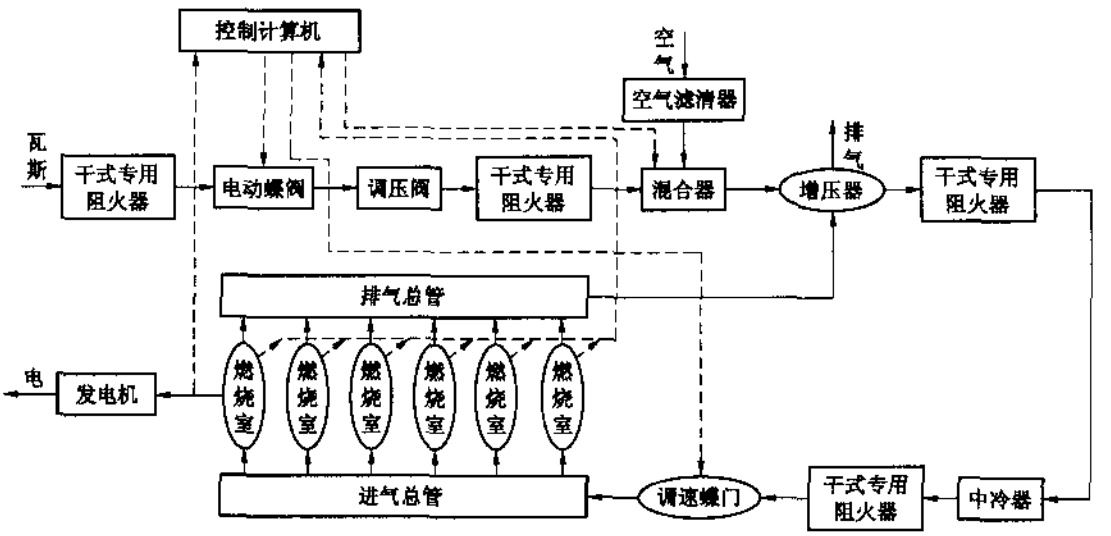


图5-6-7 胜动集团低浓度瓦斯发电工艺流程

截至2008年年底，全国共有13个产煤省70多座瓦斯发电站使用该项技术，日发电

量达到 3.5×10^6kW · h，年利用瓦斯 $4\times10^8m^3$，可节约标准煤 0.5Mt。贵州水城大湾煤矿低浓度瓦斯发电装机容量为 8000kW，瓦斯浓度达 8% 以上即可发电。

6.3.4　通风瓦斯（VAM）利用

煤矿开采中，瓦斯排出量的 70% 是通过通风瓦斯（污风）排出的。我国煤矿开采中，平均每年通过通风瓦斯排出的纯甲烷在（100 ~ 150）$\times10^8m^3$ 左右（图 5 - 6 - 8），与西气东输的 $1.2\times10^{10}m^3$ 天然气量相当。这就好比每年有（1.0 ~ 1.5）$\times10^7$t 原油或（20 ~ 30）Mt 煤炭被白白浪费掉，其数量差不多是一个（3.5 ~ 5.0）$\times10^6$kW 的超大型火力发电厂一年的用煤量。一个高瓦斯矿区百万吨产量的矿井，每分钟的通风瓦斯量在 5000 ~ 10000m^3，每分钟通过通风瓦斯排出纯甲烷就是 25 ~ 50m^3，每年排出的纯甲烷就是（1.0 ~ 2.0）$\times10^7m^3$。相当于向大气排放了（1.3 ~ 2.5）$\times10^8$t 二氧化碳。所以，如果我们能将通风瓦斯氧化利用技术推广应用，节能效果将十分显著。每年有（1.0 ~ 1.5）$\times10^{10}m^3$ 的纯甲烷通过通风瓦斯排空，相当于排放约 2×10^8t 二氧化碳。如果能够全部实现清洁排放，将完成我国计划到 2010 年减排 1.0×10^9t 二氧化碳任务的 1/5。此外，还由于我国煤矿瓦斯对空排放量占全部工业生产排放甲烷量的 1/3，所以这一减排量将是我国工业生产甲烷总排放量的 1/5 强，是我国年总温室气体排放量的近 5%，环保效益十分明显。

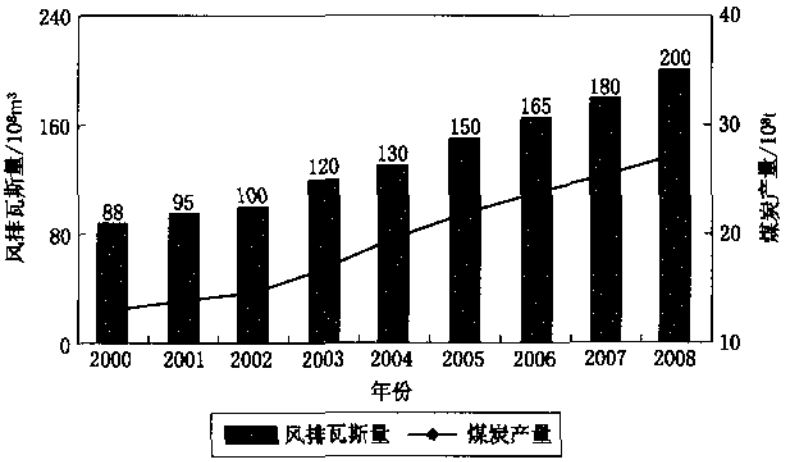


图 5 - 6 - 8　2000—2008 年中国风排瓦斯量和煤炭产量

矿井通风瓦斯的利用途径之一就是作为抽采煤层气（煤矿瓦斯）的辅助燃料，也就是直接将通风瓦斯混入高浓度的抽采瓦斯中，例如在著名澳大利亚煤层气（煤矿瓦斯）发电项目中的应用。1995 年 5 月，澳大利亚开始建造两座发电厂，每座电厂有一组 1MW 燃气发动机，陶尔矿设计安装 40 台，阿平矿设计安装 54 台，电厂总输出功率达 94MW，这些电将被售予能源总公司。阿平矿和陶尔矿的甲烷抽放站分别为各矿的煤层气（煤矿瓦斯）发电厂提供了主要的燃料来源。同时，阿平矿利用一部分矿井回风空气中的低浓度甲烷作为本矿发电机燃料的补充，所有这些供给发电机组的空气都由阿平矿矿井回风提供，回风中一般含有 0.5% ~ 1.0% 的甲烷，这种低浓度甲烷的利用为该矿发电厂电力输出额提供了大约 8MW 的电能。对于煤矿来说，这是第一次把利用矿井回风发电这种想法

应用于实践。

目前，国内外风排瓦斯的利用主要有热氧化、催化氧化和作为辅助燃料三种利用方式。采用热氧化方式利用风排瓦斯的技术主要有中国胜利动力机械集团公司（以简称胜动集团）的热氧化技术、美国 Megtec 公司的 Vocsidizer 技术、英国 Harworth 公司的热氧化技术、加拿大 Biothermica 公司的 VAMOX™技术；采用催化氧化方式利用风排瓦斯的技术主要有澳大利亚联邦科学与工业研究院（CSIRO）的 CAT 技术、加拿大矿物与能源技术中心的 CH_4MIN 技术；以风排瓦斯作为辅助燃料的技术主要是美国 EESTECH 公司的混合煤矿的燃气涡轮技术。在风排瓦斯的三种利用方式中，热氧化技术是已实现工业化运行的最为成熟的技术。

1. 热氧化技术

1）MEGTEC 公司的 VOCSIDIZER 技术原理

在许多工业领域，VOCSIDIZER 氧化低浓度甲烷并利用内置蒸汽管回收能源已经是成熟的技术，在矿井通风瓦斯中已经有过几个应用的先例。VOCSIDIZER 系统在全世界已经安装了 700 多套，作为一种成熟的技术，可以有效地减少各种工艺过程中排放的低浓度有机化合物，但是大部分装置用于回收氧化甲烷，如果污染物质中的能量不足以维持氧化系统的工作能量时，可以随时注入天然气作为补充，所以 VOCSIDIZER 可以氧化低浓度的甲烷。

实践证明如果甲烷浓度低到 0.2%，VOCSIDIZER 仍然可以运转而不需要补充额外的能量。如果甲烷浓度高于 0.2%，内置管就可以从系统中回收热量并产生热水、热油或过热蒸汽等，然后利用蒸汽来推动汽轮机发电。VOCSIDIZER 系统没有明火，无氮氧化物排放，能效高。该系统氧化甲烷的效率高达 97.5%，最终将甲烷转化为二氧化碳和水。

VOCSIDIZER 的构成与工作原理如图 5-6-9 所示，它由一个钢制容器组成，内部是陶瓷床，加热元件位于陶瓷床中央。由于 VOCSIDIZER 采用的是箱式标准化设计，所以很容易扩容，也很容易搬迁到其他风井重新安装。

其工作原理：先用电将陶瓷床中心部分加热到 1000℃，然后矿井通风瓦斯通过陶瓷床。当矿井通风瓦斯通过陶瓷床中部的高温区时甲烷迅速氧化，通过热交换，氧化能量被传递到陶瓷床材料的周围。热交换的效率很高，在一个平衡系统中，入口处和出口处气体的温差仅约 40℃。为了维持床中央的高温区域，气流的方向必须在自上而下和自下而上之间来回调换。

氧化过程只在陶瓷床内部发生，没有火焰，温度的水平分布非常均匀。因

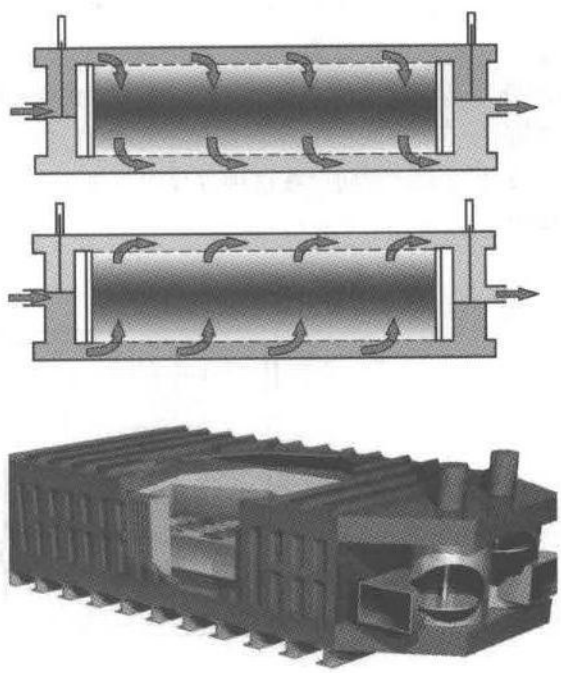


图 5-6-9 VOCSIDIZER 的构成与工作原理

为温度变化不大，不产生瞬时高温，所以不会产生氮氧化物。

2）矿井通风瓦斯示范项目

1994 年在英国一家煤炭公司安装了一套试验装置，其矿井通风瓦斯的瓦斯含量为 0.3% ~0.6%，流量为 8000m^3/h。该项目证实 VOCSIDIZER 可以用作处理矿井通风瓦斯中非常低的能量。

2001 年，第二套试验装置安装在澳大利亚必和必拓公司的 Appin 煤矿。在该矿，通风瓦斯中甲烷的浓度高达 1%，VOCSIDIZER 工作了近一年，将矿井通风瓦斯中 90% 的能量回收用于生产热水。

2006 年，澳大利亚必和必拓公司的 WestVAMP 项目安装了第三套，该项目将 West-Cliff 煤矿大约 20% 的矿井通风瓦斯转化为有用的能源，每小时处理矿井通风瓦斯的能力为 250000m^3，发电能力为 5MW，这可能是世界上首次利用矿井通风瓦斯作为主要燃料发电的大型项目。

2007 年第四个煤矿项目示范，美国 CONSOL 能源在 Windsor 煤矿建成，通风量 50000m^3/h，自 2007 年 5 月起一直在全自动运行，该项目装置可通过混合不同浓度的排放瓦斯来测量设备的运行效率。

2. 加拿大矿物与能源技术中心的 CH_4MIN 催化氧化技术原理

催化氧化的基本原理是在催化剂的作用下，将甲烷的自燃温度降低到几百摄氏度以下（低于 350℃）。具体工作原理（图 5-6-10）：它由一个反应器、四个阀门和一个吸热系统组成，该系统在反应器中心区域将上下两部分催化剂隔开。反应器的两端是惰性材料板，用作蓄热材料。气体流向由两套阀门装置控制。在前半个循环，空气和甲烷的混合气体在常温下通过上部惰性介质，并被加热。然后进入氧化剂层，此时混合气体的温度足以让甲烷发生氧化，并产生热量。然后气体进入下部催化剂层，并将其加热，然后排除到大气中。这前半个气体循环中，反应器的上层部分最初是热的，然后慢慢冷却下来，同时下部最先是凉的，然后被逐步加热。一定时间以后，通过反向阀门改变气体的方向。主要是为了新进入的气体再利用下层惰性板中的热量。在后半个循环中，原本向下流动的气体改变流动方向。在这种过程中放热化学反应产生的热量被反应器中间部分的吸热系统吸收。

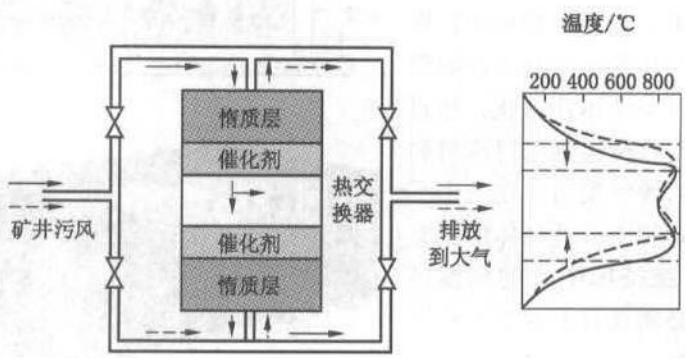


图 5-6-10　CH_4MIN 催化氧化技术原理

3. EESTECH 公司的混合煤矿涡轮技术

混合煤燃气涡轮技术（HCGT）作为一个封闭式炉运行，消耗掉原本要排放到大气的通风瓦斯（VAM）和 CMM。HCGT 的主要实体组件是旋转炉。燃料（主要是 VAM 与 CMM，混合少量热值低于 12560.4kJ/kg 的废煤）被加入旋转炉内，在高温下燃烧产生热能。该燃烧过程产生的热能可用于：①为煤矿的运转发电；②产生蒸汽；③产生热水和热量。

燃料使用可采取不同的组合方式、混合方式、流量速率和浓度。

EESTech 已形成成熟的技术，对输入燃料的混合/速率/浓度、旋转炉的旋转速率以及旋转炉的坡度都进行了规范。

HCGT 系统的规模取决于煤矿中可以排出和抽取的甲烷的体积和浓度。体积和浓度越高，则可利用的热能就越多。

6.4 煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目开发

CDM 即清洁发展机制，是指由发达国家提供资金或技术给发展中国家，用于温室气体减排。通过这种方式，发达国家可以得到二氧化碳减排量，来满足其减排承诺，而发展中国家也可通过发达国家提供的投资或技术实现可持续发展。

截至 2009 年 10 月 14 日，国家发改委已经批准的煤层气（煤矿瓦斯）领域 CDM 项目已达 76 个（表 5-6-2），其中在联合国 CDM 理事会（EB）成功注册的煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目为 22 个，仅占发改委批准项目总数的 29.4%。可以看出由于种种原因，我国煤层气（煤矿瓦斯）领域 CDM 项目成功注册率还比较低。

表 5-6-2 在 EB 成功注册的煤层气（煤矿瓦斯）领域 CDM 项目

（截至 2009 年 10 月 14 日）

序号	项目名称	项目业主	注册时间
1	山西晋城永红、侯村、曲堤等 9 个煤矿瓦斯发电项目	晋城市丰润瓦斯综合利用有限公司	2009 年 4 月 30 日
2	山西大土河煤矿瓦斯利用项目	山西大土河焦化有限责任公司	2009 年 4 月 23 日
3	山西晋城寺河煤矿矿井甲烷发电项目	山西晋城无烟煤矿业集团有限责任公司	2009 年 4 月 22 日
4	河南登封市金岭煤矿瓦斯发电项目	登封市金岭瓦斯发电有限公司	2009 年 3 月 16 日
5	重庆南桐煤矿瓦斯利用项目	重庆南桐矿业有限责任公司	2009 年 3 月 6 日
6	山西杜儿坪煤矿瓦斯利用项目	山西焦煤集团有限责任公司	2009 年 3 月 6 日
7	河南焦作市焦作煤业集团煤矿甲烷气发电项目	焦作煤业（集团）有限责任公司	2009 年 2 月 27 日
8	辽宁阜新煤矿 CMM/CBM 利用项目	阜新矿业（集团）有限责任公司	2009 年 1 月 9 日
9	铁法矿区煤矿瓦斯利用项目	铁法煤业集团有限责任公司	2008 年 12 月 6 日
10	安徽淮南潘一、谢桥煤矿瓦斯利用项目	淮南矿业（集团）有限责任公司	2008 年 11 月 27 日

表 5-6-2（续）

序号	项目名称	项目业主	注册时间
11	吉林辽源矿业（集团）梅河煤矿瓦斯自备发电项目	辽源矿业（集团）有限责任公司	2008 年 9 月 12 日
12	河南郑煤集团煤矿瓦斯综合利用项目	河南省郑州煤炭工业（集团）有限责任公司	2008 年 9 月 5 日
13	河南平煤集团煤矿瓦斯综合利用项目	河南平顶山煤业（集团）有限责任公司	2008 年 8 月 22 日
14	河南省义马煤业（集团）有限责任公司煤矿瓦斯综合利用项目	河南省义马煤业（集团）有限责任公司	2008 年 8 月 2 日
15	山西省煤炭运销总公司阳泉分公司煤矿瓦斯利用项目	山西省煤炭运销总公司阳泉分公司	2008 年 2 月 22 日
16	山西阳城县煤矿瓦斯综合利用项目	阳城县民生燃气有限责任公司	2007 年 12 月 11 日
17	山西柳林煤矿瓦斯利用项目	柳林县晋鼎煤层气有限公司	2007 年 10 月 6 日
18	江西丰城矿务局煤矿瓦斯利用项目	丰城矿务局	2007 年 9 月 24 日
19	阳泉煤业（集团）有限责任公司 9.0×10^4kW 瓦斯发电项目	阳泉煤业（集团）有限公司	2007 年 5 月 22 日
20	阳泉煤业（集团）有限责任公司煤矿瓦斯在氧化铝焙烧炉利用项目	阳泉煤业（集团）有限公司	2007 年 4 月 7 日
21	潘三矿抽放煤矿区煤矿瓦斯（CMM）的利用和销毁项目	淮南矿业（集团）有限责任公司	2007 年 3 月 31 日
22	安徽淮北海孜、芦岭煤矿瓦斯利用项目	安徽淮北矿业（集团）有限责任公司	2007 年 2 月 18 日

淮南矿业集团是国内较早进入 CDM 项目开发领域的企业之一，早在 2003 年就开始与世界上有关单位进行 CDM 项目交流合作。经国家清洁发展机制审核理事会审核，国家发改委正式批准潘三矿、谢桥矿、潘一矿、张集矿、新庄孜 5 个矿井瓦斯利用项目为清洁发展机制项目。潘一、潘三、谢桥、张集、新庄孜 5 个矿井 CDM 购买协议已正式签署。

2008 年 2 月 4 日，潘三矿瓦斯利用的减排指标获得联合国清洁发展机制执行理事会首次签发，此次签发的为 2006 年 7 月 1 日至 2007 年 3 月 31 日期间潘三矿瓦斯利用所产生的减排指标 75998t，是被瑞典购买的。这是世界上第一个被签发减排指标的瓦斯利用项目。截至目前已获得四次签发减排指标，共创收 3000 余万元。

煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的开发流程主要有煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的识别、设计、国内申请、审定、注册和实施。

6.4.1 煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的识别

对潜在 CDM 项目的识别是 CDM 项目开发的第一步，是 CDM 项目的概念设计阶段。项目识别就是相关实体就 CDM 项目的技术选择、规模、资金安排、交易成本、减排量等进行磋商，达成一致意见。对煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）利用项目而言，项目进行识

别目的就是初步判断一个煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）抽放和销毁项目是否具有真实的可测量的额外的减排效果，是否满足 CDM 执行理事会对 CDM 项目的要求，然后项目业主、国外购买方、咨询机构等达成共同开发的协议。煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的开发，与其他 CDM 项目相比，项目边界的确定、额外性论述、基准线确定等都比较复杂，因此，项目开发初期的项目识别就更加重要。若项目识别成功，则可降低项目开发的风险和项目开发成本。

6.4.2 煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目设计

在确定了潜在 CDM 项目后，项目开发者需要完成项目设计文件（PDD）。它是煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目申请、审定、核查和注册的最基本最重要的材料。项目设计文件的具体格式由 CDM 执行理事会确定，可以在 http：//cdm. unfccc. int/下载。项目设计文件的格式会随着时间的不断推移和具体实践的增加不断进行修改，但这些修改并不会影响已经注册和开始实施的 CDM 项目活动。

6.4.3 煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的国内申请

东道国 CDM 主管机构对 CDM 的审批是 CDM 项目运行的重要一步，是为了保证《京都议定书》中清洁发展机制目标的顺利实现，即协助发展中国家缔约方实现可持续发展，并保证清洁发展机制项目实施的透明、高效和可追究的责任。

回收利用甲烷和煤层气（煤矿瓦斯）是中国政府鼓励开展清洁发展机制项目的重点领域之一。为促进清洁发展机制项目活动的有效开展，维护国家的权益，保证项目活动的有序进行，中国政府按照《公约》、《议定书》及中国相关法律法规的要求对煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目进行国内审批。

煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的审批程序与其他 CDM 项目一样，首先项目开发者向国家发展和改革委员会国家气候变化对策协调小组办公室递交申请函和相关文件。

6.4.4 煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的审定

CDM 项目的审定是 CDM 项目注册前的重要一步。一个项目只有通过 DOE 的审定，才有可能成为合适的 CDM 项目。因此，相关的技术准备工作完成后，项目参与者应该选择合适的 DOE，并与之签约，委托其进行 CDM 项目审定。

在评论结束之后，DOE 将根据各种信息完成一个对该项目的审查报告，确定该项目是否被认可，同时将结果通知项目参与方。如果不认可该项目，还应该给出其原因。如果 DOE 认为一个建议的项目符合 CDM 项目的审定要求，则它就会以审定报告的形式向 CDM 执行理事会提出项目注册申请。审定报告中需要包括项目设计文件、东道国的书面批准函，以及对它如何处理所收到的公众对该项目的评论的说明。在向 CDM 执行理事会提交审定报告的同时，该 DOE 还应该将该审定报告公之于众。

6.4.5 煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的注册

项目注册是指 CDM 执行理事会正式将一个经审定的项目认可为 CDM 的程序，注册是对与项目活动有关的减排量进行核查、核证和颁发 CERs 的先决条件。如果煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）利用的 CDM 项目合格，DOE 将以审定报告的形式向 CDM 执行理事会递交注册申请。CDM 项目注册过程如图 5－6－11 所示。

如果审查通过，该项目可以进行注册。如果审查发现该项目不符合 CDM 的有关要求，

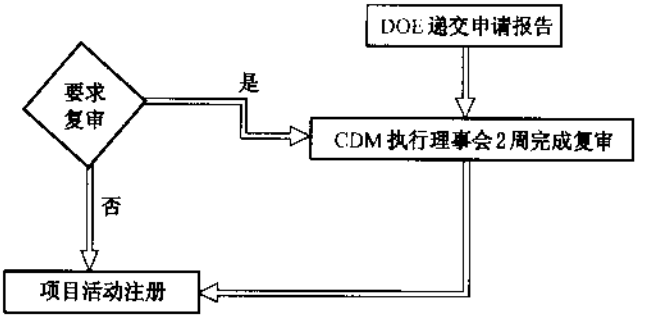


图 5-6-11　CDM 项目注册过程

也并不意味着该项目完全失去了作为 CDM 项目的资格。经过适当修改的项目，如果符合了 CDM 关于审定和注册的有关规定，仍然可以作为合格的 CDM 项目进行注册。

6.4.6　煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目的实施

1. 监测计划的实施

煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）CDM 项目经过 CDM 执行理事会注册以后，项目就进入了具体的实施阶段。要确定煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）利用或销毁所实现的温室气体减排量，需要对项目的实际排放情况进行监测，如瓦斯抽放量、浓度、成分、压力、温度等。根据 CDM 执行理事会的规定，在煤矿区煤层气（煤矿瓦斯）利用 CDM 项目设计文件中，必须包含相应的监测计划及监测计划执行的各种保证措施，以确保煤层气（煤矿瓦斯）利用或销毁所实现减排量计算的准确、透明和可核查性。同时，监测计划所应用的方法学必须是经过 CDM 执行理事会批准的方法学，而且要获得指定 DOE 的认可。事实上，监测计划在项目审定阶段已经得到 DOE 的审定和认可。因此，在项目实施阶段，项目参与者的工作就是严格依据经过注册的项目设计文件中的监测计划，对项目的实施活动进行监测，并向负责核查与核证项目减排量的签约 DOE 报告监测结果。这个阶段工作主要由项目参与者负责，并接受签约 DOE 的监督和检查。同时也要将监测结果形成监测报告递交国家发展与改革委员委，监测报告分为季报和年报。

2. CDM 项目的核查核证

实施了监测计划并提交了监测报告以后，CDM 项目就进入了减排量的核查与核证阶段。所谓核查，是指与项目开发者签约完成这一任务的 DOE 对经注册的 CDM 项目在一定阶段的减排量进行周期性的独立评估和事后决定。所谓核证，是指该 DOE 以书面的形式保证某一个 CDM 项目活动实现了经核查的减排量。这个阶段的活动由与项目参与者签约的 DOE 实施。根据经核查的监测数据、经过注册的计算程序和方法，DOE 可以计算出 CDM 项目的减排量。

3. CERs 的签发

核证项目减排量的下一步就是签发项目所产生的 CERs，这是整个项目周期的最后一步。DOE 将合格的核证报告提交给 CDM 执行理事会，请求签发与核查减排量相等的 CERs。

如果在 CDM 执行理事会收到签发请求之日起 15 日内，有任一参与项目的缔约方或者

至少3个CDM执行理事会的成员提出需要对签发CERs的申请进行审查，则CDM执行理事会应该在收到请求的下一次会议上决定是否对其进行审查。审查内容将局限在DOE是否有欺骗和渎职行为以及其资格等问题。而且，审查结论应该在做出审查决定的30天内完成，并将其决定通知相关各方。如果没有收到此类审查请求，则可以认为签发CERs的请求自动得到了批准。

至此就完成了一个典型煤矿矿区煤层气（煤矿瓦斯）利用CDM项目从识别、设计、申请、审定、注册、核查与核证到签发减排量的整个周期。

7　煤层气(煤矿瓦斯)抽采的法律法规

7.1　瓦斯抽采有关规定

7.1.1　基本规定

针对瓦斯灾害及瓦斯抽采问题，《矿山安全法》第十八条，《煤矿安全监察条例》第二十四条，《煤矿安全规程》第一百三十三条、第一百三十四条、第一百四十三条、第一百四十五条、第一百四十六条、第一百四十七条、第一百四十八条，《煤矿瓦斯抽放规范》(AQ 1027—2006) 5.2、5.4、5.5.4、5.6、6，《防治煤与瓦斯突出规定》(2008) 第六条、第十八条、第二十二条、第三十四条、第四十五条、第五十六条、第六十四条、第六十五条、第六十六条作了相关规定。

7.1.2　抽采方法选择及专用瓦斯抽放巷道和钻孔的规定

1. 开采完善抽放方法

对未卸压煤层进行预抽，煤层瓦斯抽放的难易程度可划分为3类，见表5-7-1。

表5-7-1　煤层瓦斯抽放的难易程度表

类　别	钻孔流量衰减系数 α/d^{-1}	煤层透气性系数 $\lambda/[m^2\cdot(MPa^2\cdot d)^{-1}]$
容易抽放	<0.003	>10
可以抽放	0.003~0.05	10~0.1
较难抽放	>0.05	<0.1

(1) 煤层透气性较好、容易抽放的煤层，宜采用本层预抽方法，可采用顺层或穿层布孔方式。

(2) 煤层透气性较差、采用分层开采的厚煤层，可利用先采分层的卸压作用抽放未采分层的瓦斯。

(3) 单一低透气性高瓦斯煤层，可选用加密钻孔、交叉钻孔、水力割缝、水力压裂、松动爆破、深孔控制预裂爆破等方法强化抽放。煤与瓦斯突出危险严重煤层，应选择穿层网格布孔方式。

(4) 煤巷掘进瓦斯涌出量较大的煤层，可采用边掘边抽或先抽后掘的抽放方法。

2. 邻近层瓦斯抽放方法

(1) 通常采用从开采层回风巷向邻近层打垂直或斜交穿层钻孔抽放瓦斯的方法。

(2) 当邻近层瓦斯涌出量大时，可采用顶(底)板瓦斯巷道(高抽巷)抽放。

(3) 当邻近层和围岩瓦斯涌出量较大时，可在工作面回风侧沿开采层顶板布置迎面水平长钻孔(高位钻孔)抽放上邻近层瓦斯。

3. 采空区瓦斯抽放方法