煤层气地质学

傅雪海　秦　勇

桑树勋　韦重韬

中国矿业大学资源学院

目　录

第一章　绪论 0

第一节 开发煤层气的意义.....0
第二节 国外煤层气勘探开发现状.....0
第三节　国内煤层气勘探开发现状概况.....3
一、查明了我国煤层气资源分布状况.....3
二、获得了第一批煤层气储量.....4
三、建立了一批煤层气开发试验区.....4
四、单井和井组产能取得重大突破.....4
五、对外合作成果显著.....5
第四节　中国煤层气勘探开发展望.....5
一、科技创新是煤层气产业形成和发展的源动力.....6
二、国家经济政策扶植是煤层气产业形成和发展的重要条件.....6
三、天然气管网建设可加快中国煤层气产业发展进程.....7

第二章　煤层气的物质组成、性质和利用.....8

第一节　煤层气的形成.....8
一、 生物成因气.....9
二、 热成因气.....9
第二节　煤层气的化学组分.....11
一、煤层气的化学组分.....11
二、煤层甲烷的同位素特征.....12
第三节　煤层气地球化学组成和变化的地质控制.....14
一、煤岩组分.....14
二、 煤化程度.....15
三、生气过程.....15
四、埋藏深度及相应的温压条件.....16
五、次生作用.....16
六、水动力等地质条件.....16
第三节　煤层气的物理性质.....16
第四节　煤层气的利用.....19

第三章　　煤储层组成及孔裂结构特征.....21

第一节　煤储层的物质组成.....21
一、 煤储层中的固相介质.....21
二、煤储层中的液相介质.....22
第二节　煤储层的孔裂隙结构系统.....23
一、宏观裂隙.....24
二、显微裂隙.....26
三、 孔隙.....27
四、煤的分子结构.....29
第三节　裂隙发育的地质控制.....30

一、 煤级.....30
二、煤岩类型.....31
第四章 煤储层压力及吸附/解吸特征.....34
第一节 煤储层压力.....34
一、定义.....34
二、压力状态.....35
三、地质控制.....35
第二节 煤储层的吸附特征.....37
一、朗格缪尔理论.....38
二、 压力效应.....40
三、 温度效应.....40
第三节 平衡水等温吸附实验.....41
第四节 多相介质煤岩体的吸附特征.....43
一、气相多组分吸附特征.....43
二、 多相介质的吸附特征.....45
第五节 等温吸附曲线的应用.....48
一、理论饱和度或实测饱和度.....48
二、临界解吸压力.....48
三、理论采收率.....49
第六节 影响煤的吸附性因素.....50
一、压力和温度.....50
二、煤层埋深.....51
三、煤阶.....51
四、临界含水量.....51
五、煤的无机组成和显微组分.....53
第七节 煤储层的解吸特征.....53
一、解吸率与解吸量.....53
二、吸附时间.....54
第二节 煤储层的吸附特征.....56
一、朗格缪尔理论.....56
二、 压力效应.....58
三、 温度效应.....58
第三节 平衡水等温吸附实验.....59
第四节 多相介质煤岩体的吸附特征.....61
一、气相多组分吸附特征.....61
二、 多相介质的吸附特征.....64
第五节 等温吸附曲线的应用.....66
一、理论饱和度或实测饱和度.....66
二、临界解吸压力.....67
三、理论采收率.....68
第六节 影响煤的吸附性因素.....69
一、压力和温度.....69
二、煤层埋深.....69

三、煤阶.....70
四、临界含水量.....70
五、煤的无机组成和显微组分.....71
第七节 煤储层的解吸特征.....71
一、解吸率与解吸量.....72
二、吸附时间.....73
第五章 煤储层含气性及其地质控制.....74
第一节 煤储层含气量的组成.....75
一、阶段含气量.....75
二、逸散气量（损失气量）的计算.....76
第二节 煤储层围岩物性及封盖能力.....77
一、煤储层顶底板的岩石类型.....77
二、围岩的封盖能力和封闭机理.....79
第三节 控气地质因素.....80
一、煤级控气.....80
二、构造类型控气.....82
三、沉积作用的控气特征.....85
四、煤层厚度控气作用.....87
五、水文地质的控气特征.....87
第四节 煤层含气性的预测方法.....91
第六章 煤储层的渗透性特征.....93
第一节 绝对渗透率和相对渗透率.....93
一、渗透率的概念.....93
二、单相渗透率.....94
三、相对渗透率.....94
四、煤层气的渗流特征.....94
第二节 煤层气渗流.....95
第三节 煤层气的扩散.....96
第四节 煤储层渗透性的地质控制.....97
一、原地应力.....97
二、埋藏深度.....97
三、天然裂隙.....98
四、煤体结构.....98
五、 储层压力.....98
六、水文地质条件.....100
第五节 渗透率研究方法.....100
一、孔、裂隙结构分析.....100
二、煤体结构分析.....101
三、应力分析.....101
四、渗透率实验研究.....102
五、 渗透率耦合分析方法.....102
第七章 煤储层的力学性质.....103

第一节　主要力学参数.....103
一、抗压强度.....103
二、弹性模量.....104
三、泊松比.....104
四、抗拉强度.....104
五、抗剪强度.....105
六、Boit 系数 105
七、煤基质收缩参数.....106
九、动态弹性模量与泊松比.....107
第二节　流体的状态方程.....108
第三节　不同煤级煤岩体的力学特征.....110
一、表征体积单元.....110
二、样品制备.....110
三、单轴煤岩力学特征.....111
四、多相介质三轴煤岩力学特征.....112
第八章　煤储层的地球物理特征.....116
第一节　测井响应解释煤层气含量.....116
一、测井评价煤层物性的理论依据.....116
二、测井响应拟合煤层气含量.....116
第二节　测井响应评价煤体结构.....122
一、煤体结构分类.....122
二、煤体结构研究方法.....123
第三节　煤储层渗透率预测.....126
二、渗透率预测.....126
三、　渗透率分布.....127
第九章　煤层气资源与选区评价.....128
第一节 煤层气资源／储量的分级.....129
一、资源量／储量的定义.....129
二、煤层气资源／储量的分级.....129
第二节　资源量计算方法.....130
第三节　煤层气选区评价.....132
一、方法体系.....132
二、关键要素递阶优选.....134
第十章 煤层气数值模拟技术与方法.....137
第一节　　地质演化史数值模拟技术.....138
一、地质演化史地质模型和数学模型.....138
二 煤层气地质演化史数值模拟软件.....146
三 沁水盆地煤层气地质演化史简介.....148
第二节 煤层气井产能模拟技术.....154
一 概述.....154
二 地面开发井煤层气产出地质和数学模型.....154

三 单井煤层气产能模拟偏微分方程的解算.....157
四 计算实例.....165
第十章 煤层气数值模拟技术与方法.....166
第二节 地质演化史数值模拟技术.....166
一、地质演化史地质模型和数学模型.....166
二 煤层气地质演化史数值模拟软件.....175
三 沁水盆地煤层气地质演化史简介.....176
第二节 煤层气井产能模拟技术.....183
一 概述.....183
二 地面开发井煤层气产出地质和数学模型.....183
三 单井煤层气产能模拟偏微分方程的解算.....186
四 计算实例.....194
第十一章 煤层气的勘探开发.....195
第一节 钻采工艺技术.....195
第二节 煤层气的开采技术.....197
第三节 煤层瓦斯抽放方法.....201
附 录 A.....203
附 录 B.....204
附 录 C.....205
参考文献.....208

第一章　绪论

在长期的地下采煤过程中，煤层气一直被视为有害气体—瓦斯，未从能源资源的高度加以认识。上世纪 70 年代末，由于能源危机，美国政府采取税制优惠政策，鼓励煤层气的开发工作，从而推动了煤层气的研究和开发试验，并于上世纪 80 年代初取得重大突破，成为第一个进行大规模商业性生产的国家，证实了煤层气资源的巨大价值与潜力，从而引起煤层气研究的全球性热潮。

煤层气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烃类气体。美国是世界上唯一实现大规模煤层气商业开发的国家，美国煤层气产业的发展历程及其煤层气开发的成功经验无疑对中国煤层气的勘探开发有很好的启示。加拿大、澳大利亚煤层气勘探开发起步与中国几乎同时，他们的开发技术和产业政策也值得借鉴。中国煤层气地面开发已走过了近三十个年头，取得了一系列重大进展，尤其是沁水盆地南部煤层气商业化开发已初具规模。但也遭遇了不少挫折，只有借鉴和吸收国外经验与教训，立足中国地质背景、煤储层物性特征，才能找到中国煤层气产业发展的道路。

第一节 开发煤层气的意义

煤层气勘探开发有三重意义：1）煤层气是一种新型洁净能源，其开发利用可弥补常规能源的不足。在我国无论是工业用气，还是民用气都有着广阔的市场。丰富的煤层气资源量与广阔的市场是煤层气开发的前提。2）减灾和降低矿井生产成本。长期以来煤层气一直是影响煤矿安全生产的主要灾害，瓦斯突出与爆炸不仅给煤矿企业带来巨大经济损失，而且造成了严重人员伤亡。煤层气地面开发抽出了赋存在煤层中的部分瓦斯，可有效地降低煤矿的瓦斯灾害程度，减少矿井通风量，降低矿井生产成本。3）环境意义。甲烷是大气中主要的温室气体之一，对红外线的吸收能力极强，其温室效应是二氧化碳的 25~30 倍。仅煤矿开采过程中，甲烷的排放量就占所有化石燃料排放量的一半。因此，煤层气的开发利用可有效地降低温室效应。

第二节 国外煤层气勘探开发现状

目前，世界上主要产煤国都在积极开展煤层气勘探开发工作，这些国家大致分为三类：实现煤层气商业开发，并已形成煤层气工业的国家，仅有美国；正在开展大规模煤层气勘探开发试验，部分试验区初步具备商业开发条件的国家，如加拿大、澳大利亚、中国、印度、英国；已开展小规模煤层气勘探试验或积极准备参与煤层气开发的国家，如波兰、智利、巴西等。

已初步探明，全世界煤层气总资源量约 91~260 万亿 m^3。俄罗斯、加拿大、中国、美国、澳大利亚位列世界前 5 位，五国煤层气资源量合计 83~252 万亿 m^3，占世界煤层气总资源量的 90％以上，各国煤层气资源量见表 1-1。

表 1-1　主要产煤国家煤层气资源概况

国家	煤层气资源量（万亿 m^3）	煤炭资源量（万亿吨）	国家	煤层气资源量（万亿 m^3）	煤炭资源量（万亿吨）
俄罗斯	17~113	6.5	澳大利亚	8.4~14	1.7
加拿大	5.6~76	7.0	德国	2.8	0.326
中国	30~35	5.6	波兰	2.8	0.16
美国	21.19	3.95	英国	1.6	0.19

据 GT12000 年估算结果，美国煤层气资源量 21.19 万亿 m^3，煤层气可采资源量 3.07 万亿 m^3。目前已形成煤层气生产规模的盆地有圣胡安、黑勇士、粉河盆地，煤层气勘探开发的新区包括尤因塔、拉顿、中阿巴拉契亚盆地，其它有开发潜力盆地也正在积极开展煤层气勘探工作。盆地分布如图 1-1 所示。

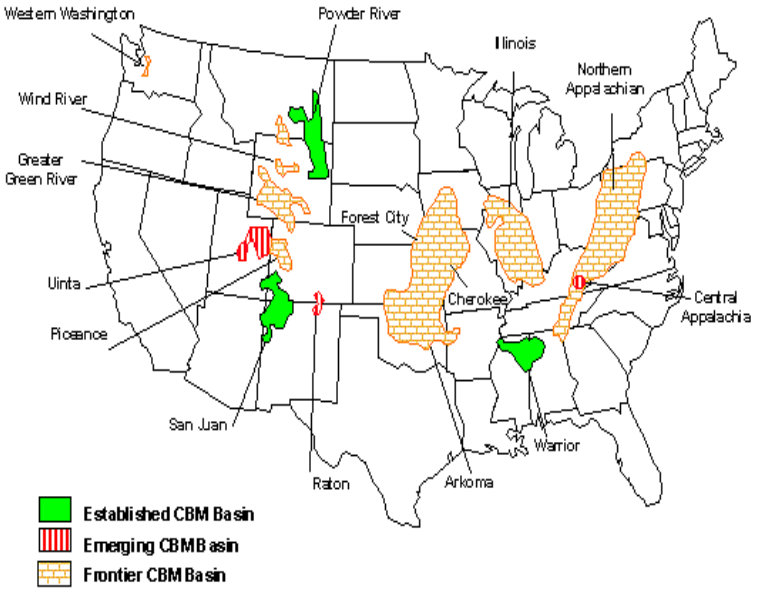


图 1-1 美国主要含煤及煤层气盆地分布图

圣胡安、黑勇士盆地仍保持高产、稳定，但由于开发新区的崛起，这些老区煤层气产量比重明显下降，1995 年占全美煤层气产量的 94%，到 2000 年只占 76%。新区（粉河、拉顿、尤因塔）发展迅速，煤层气产量比重也不断攀升，1995 年只占全美煤层气产量的 2%，到 2000 年占到总产量的 19%；在三个新区盆地中，粉河盆地煤层气产量最高，且增长速度最快，尤因塔盆地次之，而拉顿盆地产量最低，且增长速度也相对缓慢。

美国煤层产量经历了上世纪 80、90 年代的快速上升，随着国家宏观政策的调整，已进入稳定上升的时期。煤层气产量：1984 年为 2.8 亿 m^3；1990 年为 55.18 亿 m^3；1995 年则达到 265.74 亿 m^3；之后增速放缓，2000 年为 396.48 亿 m^3（GTI）；2001 年 480 亿 m^3（Rudy，2002）；2002~2003 年间为 45 亿 m^3 左右，约占当年全美天然气总产量的 8.5%；2004 年接近 500 亿 m^3（Synder，2005，图 1-2）。煤层气钻井井数出现相应变化，煤层气生产井：1984 年为 284 口，1990 年 2982 口，1995 年 7256 口；2000 年 13986 口（图 1-3）；截至 2004 年底，煤层气井达到 30000 口，其中生产井 16000 口（Synder，2005；Wo，2005）。上世纪 90 年代后，煤层气井基本都部署在新区盆地，煤层气产量的增加也主要靠新区拉动，2004 年新增煤层气井 5357 口，2005 年将新增 4799 口，另有 11124 口煤层气井已取得施工许可（Synder，2005）。由此预计，在今后 2~3 年内，美国的煤层气产量将会再次大幅度增长。

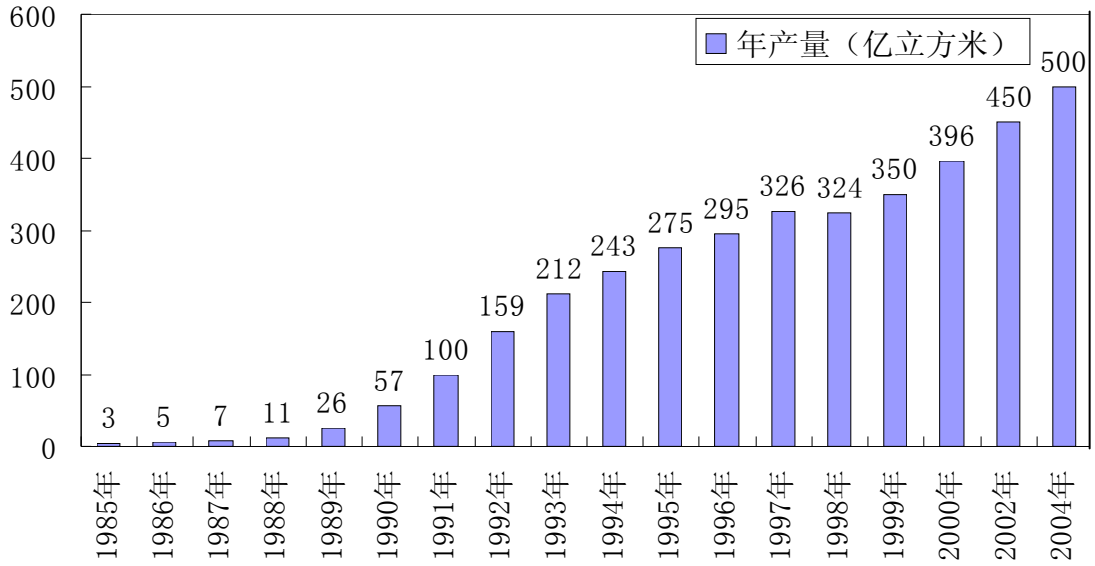


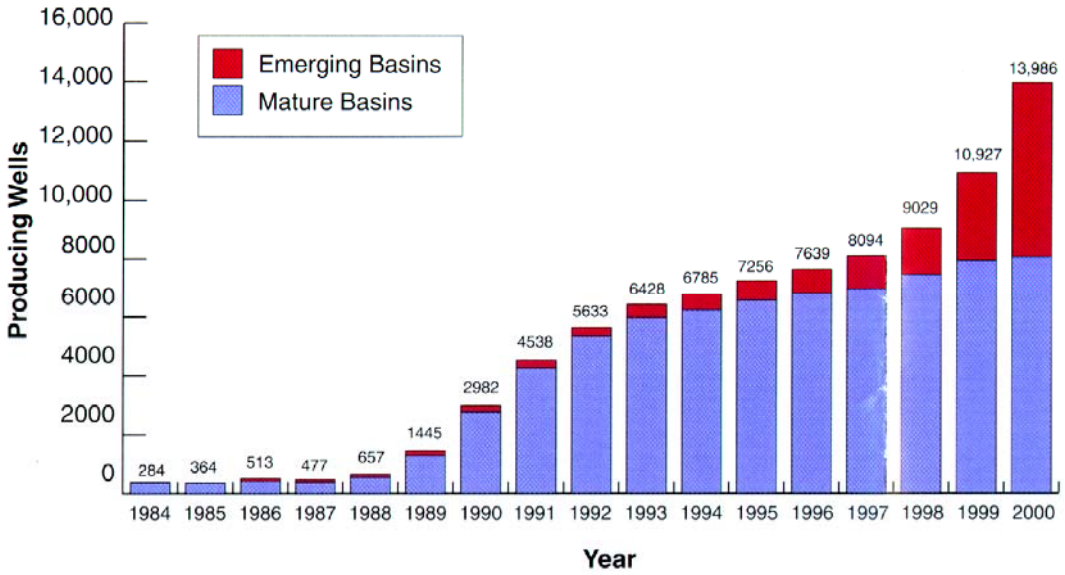
图 1-2 美国历年来煤层气产量

加拿大煤层气勘探开发工作集中在西部。西部的 Albert 和 British Colombia 是大型沉积盆地，沉积三叠纪－白垩纪巨厚煤层。含煤面积 13000km^2，估计煤炭资源量约 10000 亿吨。煤层总厚度最大 15m，镜质组反射率 1.0%~2.0%。煤层气资源量估算为 0.85~85 万亿 m^3。1978~2001 年，加拿大只完井 250 口，但到 2004 年底已累计钻井 3300 余口，在 2004 年底至 2005 年 6 月又有 1600 口井开钻，另有 1262 口井取得许可（Synder，2005；Gatens，2005），煤层气井深 91~2134m，部分单井产量介于 2000~3000m^3/d 之间，极小部分达到 3000~7000m^3/d。低产的原因是渗透率低，含气量低。但加拿大油气管道非常发达，一定程度上降低了成本，刺激了投资。2001 年第一个商业化煤层气井田投产，由 Encana 公司开发。目前，35 个煤层气项目正在进行，分布在 Albert，British Colombia 和 Nava Scotia 盆地。2002 年煤层气产量为 1 亿 m^3；2003 年为 5.1 亿 m^3；2004 年为 15.5 亿 m^3；2005 年为 31 亿 m^3。

澳大利亚煤层气开发主要集中在东部的悉尼盆地、鲍恩盆地、苏拉特盆地。上世纪 80 年代初期起步，目前采用煤矿水平钻井、斜交钻孔和地面钻孔抽放煤层气。悉尼盆地在 2000~2001 年度钻井 30 口。前期还有 24 口开发井和 19 口参数井。昆士兰天然气公司在鲍

恩盆地靠近 Chinachill 的 Argyle-1 井取得了成功，压裂单井日产气量超过 28000m^3。在苏拉特盆地施工的 U 形水平井（钻入煤层 500m），单井日产气量达 85000m^3。到 2005 年底已钻井 1700 口，煤层气产量接近 10 亿 m^3。

图 1-3 美国煤层气生产井数及盆地分布的历史变化图



第三节　国内煤层气勘探开发现状概况

我国从建国经来一直重视煤层瓦斯抽放工作，经过 50 多年的发展，井下瓦斯抽放利用工作已在全国高瓦斯矿井普遍推广应用。2004 年全国矿井瓦斯抽放总量 18.7 亿 m^3，利用量 4.62 亿 m^3，抽采率为 26.5%。

中国在“六五”期间全国煤成气资源评价中就单设了华北煤层气资源评价专题，“七五”初期启动了地面煤层气开发试验和地质条件研究，拉开了我国以资源评价为主要目标的煤层气勘探开发序幕。1992 年 UNDP 利用全球环境基金（GEF）资助我国实施“中国煤层气资源开发”和“深层煤层气勘探”活动，并先后在山西柳林、晋城、辽宁铁法、安徽淮南、河北唐山等地开始煤层气勘探开发试验评价。随后我国煤炭系统、石油系统、地矿系统在全国三十多个矿区开展了煤层气试井工作，取得了大量的煤储层物性参数。“九五”以来，我国煤层气勘探开发集中在沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘和铁法盆地，尤其是沁水盆地南部煤层气商业开发已初步形成。

中国煤层气勘探开发取得了主要成果与进展如下：

一、查明了我国煤层气资源分布状况

据 2000 年全国煤层气资源评价结果，我国埋深 2000m 以浅的煤层气资源量为 31.46 万亿 m^3（中联煤与西安分院），与常规天然气资源量相当。中国煤层气资源分布不均衡，华北

地区煤层气资源量占 61%，西北地区占 16%，华南地区占 15%，东北地区占 8%（图 1-4）。

煤层气资源量列前十位的煤盆地为鄂尔多斯盆地、沁水盆地、吐哈盆地、准格尔盆地、两淮煤田、六盘水煤田、伊犁盆地、川南煤田、塔里木盆地和霍西盆地，占总资源量 86%。其中排名前八位的盆地煤层气资源量都在 1 万亿 m^3 以上，鄂尔多斯盆地煤层气资源量高达 10.8 万亿 m^3。

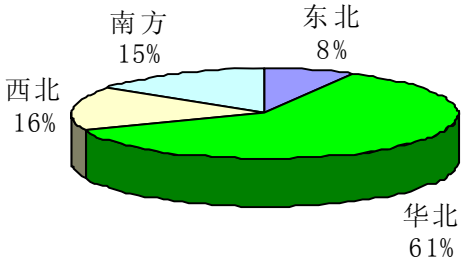


图 1-4　中国煤层气资源的区域分布（中联煤）

二、获得了第一批煤层气储量

到目前为止，国家储委已审查批准了 4 个区块，含气面积共计 575.95km^2，煤层气探明地质储量 1023.08 亿 m^3，可采储量 496.57 亿 m^3，平均采收率 45.8%（表 1-2）。铁法区块含气面积 135.49km^2，煤层气探明地质储量 77.3 亿 m^3；阳泉区块含气面积 94.04km^2，煤层气探明地质储量 191.34 亿 m^3，可采储量 75.06 亿 m3，采收率 39.2%；沁水中联区块含气面积 164.2km^2，煤层气探明地质储量 402.18 亿 m^3，可采储量 218.38 亿 m^3，采收率 54.3%；沁水中石油区块含气面积 182.22km^2，煤层气探明地质储量 352.26 亿 m^3，可采储量 176.13 亿 m^3，采收率为 50%。沁水南部共获得煤层气探明地质储量 754.44 亿 m^3，面积 346km^2，煤层气资源丰度 2.18m3/km^2，占所以探明地质储量的 73.3%。

表 1-2 国家储委批准的煤层气储量分布表

单位	层位	含气面积(Km^2)	地质储量(10^8m^3)	可采储量(10^8m^3)	采收率
铁法	J_3	135.49	77.3		
阳泉	P_1、C_3	94.04	191.34	75.06	39.2%
沁水（中联煤）	P_1、C_3	164.2	402.18	218.38	54.3%
沁水（中石油）	P_1、C_3	182.22	352.26	176.13	50%
合计		575.95	1023.08	469.57	45.8%

三、建立了一批煤层气开发试验区

目前，全国已建立 30 个煤层气勘探开发试验区，主要分布在华北地区，其次在东北地区，少量在华南地区（图 1-5）。全国共钻煤层气井 511 口，其中沁水盆地南部接近 300 口。已施工煤层气井组 11 个，分别为沁水盆地潘庄、寺河井组（晋城矿务集团 151 口、中联煤 53 口）、大宁井组（亚美大陆公司）、樊庄井组（中石油）、枣园井组（中联煤）、寿阳井组（中联煤），鄂尔多斯盆地东缘柳林杨家平井组（华北地质局）、三交林家坪井组（Texaco）、啧口井组（Texaco）、临兴井组（Phillips）、淮北井组（Texaco）、阜新井组（阜新计委等）。

四、单井和井组产能取得重大突破

先后在山西柳林、三交、石楼、乡宁、晋城、寿阳、辽宁铁法、阜新、安微淮南、淮北、陕西韩城等地区获得工业气流，其中在晋城、铁法、阜新等地区获得一年以上较高稳定的产量。

中联煤公司 1999 年在山西沁水盆地盆地南部部署的 TL－007 井，最高单井日产达到 16000 多立方米；中国煤田地质总局在辽宁铁法盆地施工的 DT3 井排采 439 天，平均产能达到 3434 m^3/d。

晋城矿务集团蓝焰公司、中联煤公司在沁水盆地晋城潘庄、寺河区块 2005 年底 100 余口煤层气生产井，累计每天利用煤层气 10 万 m^3。亚美大陆公司在大宁施工的一口水平井，日产气在 2 万 m^3 左右。

五、对外合作成果显著

截至到 2005 年底，共签订 14 个煤层气对外合作合同，合同区总面积 2.7 万平方公里，总资源量超过 2.5 万亿 m^3。德士古、菲利普斯、格瑞克、路维尔、威震公司 5 家外国公司完成投资 8200 万美元，已完成 51 口井的工作量，包括 31 口压裂井，142.8 公里地震测线。目前正在进行合同谈判的项目 6 个，分别是沁南、沁源、沁水北、昭通、黄石、淮南潘谢区块。

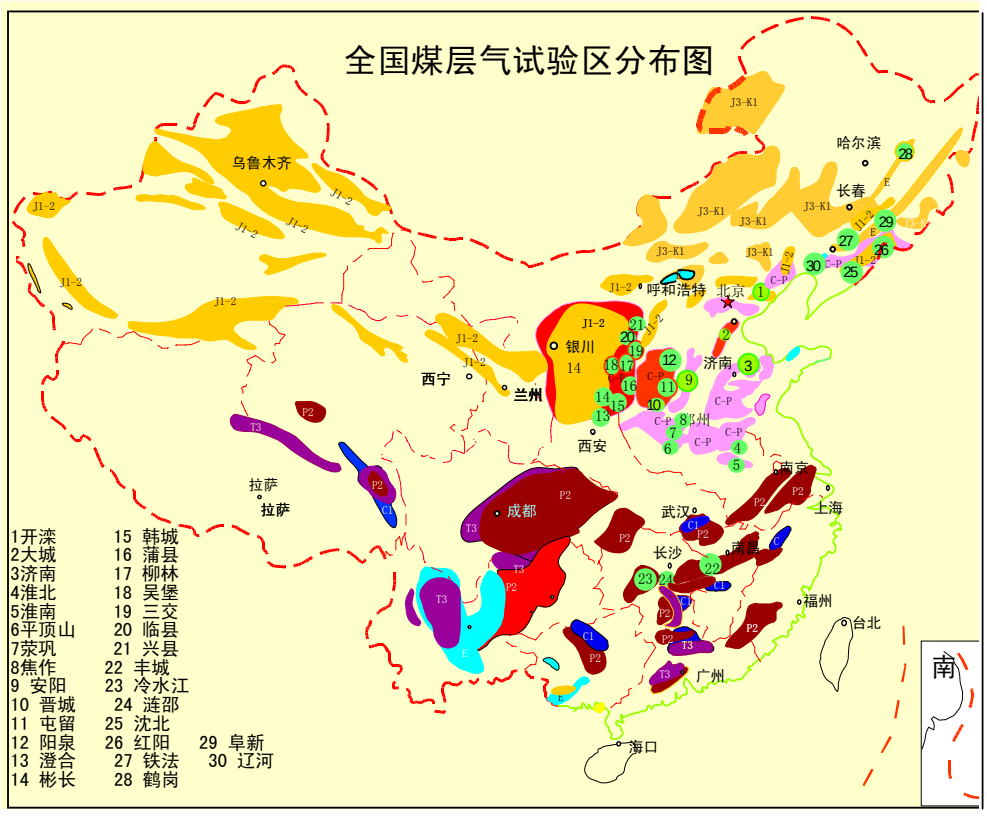


图 1-5　全国煤层气勘探开发试验区区分布图（中联煤，2002）

第四节　中国煤层气勘探开发展望

一、科技创新是煤层气产业形成和发展的源动力

美国煤层气产业形成和发展依赖于科技进步，这对中国煤层气产业有着重要的启示。如圣胡安盆地煤层气开发在增产技术方面经历了螺旋式上升的发展过程：压裂增产技术——洞穴完井技术——新压裂增产技术。1988 年之前，套管完井射孔压裂，钻井数量稳定上升，但产量增长缓慢；1988 年以后采用了裸眼洞穴完井技术，产量急剧上升，当时，洞穴完井技术的发明成为圣胡安盆地煤层气工业的一大突破；20 世纪 90 年代后期，哈里伯顿公司创造了新的压裂技术，从 1998 年开始，德士古公司对以前洞穴完井的井全部用这种技术重新完井，使煤层气井产量显著提高。再如羽状水平井新钻井技术采用也显著提高了煤层气产量，羽状水平井体系包括竖井、主水平井、枝水平井三部分。一个主水平井两侧一般钻 6~10 个枝水平井，主水平井长度一般 1200~1500m；一个井位的控制面积约 14km^2，相当于 30 口通常垂直压裂井的 3~4 倍，但其中单井产量比通常垂直压裂井高 6~10 倍，产量 3.40~5.66 万 m^3/天，气产量稳定，控制面积大，排水时间短，采收率高，一口井 3 年内采收率达 80%以上，生产效能极高，钻井不受地形环境的影响。

要针对不同的地质条件、不同储层性质，研究开发适宜的完井技术和增产工艺技术。圣胡安盆地煤储层具有超压、渗透性好、地应力低、厚度大的特点，发明的裸眼洞穴法完井比套管完井法增产 3~7 倍。而在黑勇士盆地，煤层多而薄，储层压力欠压~正常，压裂技术比较适宜，CDX 公司采用氮气泡沫做压裂液，10~20 目砂，大规模压裂技术，造缝达到 300m。在阿巴拉契亚盆地和 ARKOMA 盆地，CDX 公司发明并采用羽状水平井体系新技术进行完井和生产，它适用于煤层厚度较薄、厚度稳定、煤层结构完整，煤岩具有一定强度的地质条件，适用于与煤矿开采相结合。

中国低煤级煤层发育，煤与煤层气资源丰富，要重视低煤级煤层气资源的开发。美国在低煤级煤层气开发方面已取得成功经验。粉河盆地褐煤地区，煤层气井浅（100~300），成本低（不用压裂、不用处理水，地价低），钻井。完井成本低于 50000 美元，煤层气产量增长最快。20 世纪 80 年代，因产水大煤层气开发没有成功；1993 年，开始第一个较大规模的煤层气开发项目，施工煤层气井 60 口；1997~1998 年共钻了 840 口，1999 年共有 1657 口井在生产；2000 年，煤层气单井产量 1400~100000m^3/d，平均 5660m^3/d。

重视煤层气井注入 N_2/CO_2 的增产技术。Amoco 公司的 N_2 注入增产试验可以使煤层甲烷产量增大 5 倍。Amoco 公司估算，圣胡安盆地注入 N_2 增产技术总费用支出低于 1 美元/MCF。

二、国家经济政策扶植是煤层气产业形成和发展的重要条件

煤层气单井产量低，开采难度大，相对于天然气的开发成本要高，所以初期必须给予扶植，使其迅速发展壮大。美国的《能源意外获利法》的第 29 条税收补贴政策对美国煤层气产业的发展起到了积极的作用。1980 年该法出台，有效期 10 年，1898 年、1990 年两次推延，有效期延期到 1992 年底。在 1979 年 12 月 31 日到 1992 年 12 月 31 日之间钻探的井中产出的煤层气产量，在 2003 年 1 月 1 日以前都可以享受到第 29 条税收政策规定的补贴。

2002 年补贴达到 2.82 亿美元。美国的政策支持也推动煤层气产业的重要因素，20 世纪 80 年代初至 90 年代初，美国政府投入煤层气勘探开发资金 60 亿美元，用于煤层气基础研究经费 15 亿美元。

三、天然气管网建设可加快中国煤层气产业发展进程

美国具有十分完善的天然气管网设施。有 110 条洲际主干管道，输气管线长度 49.21 万 km。为煤层气的销售和利用创造了便捷的条件。中国天然气管网的匮乏成为制约煤层气开发的重要因素之一，近段规划中的管网建成对我国煤层气勘探具有一定的推动作用。

第二章　煤层气的物质组成、性质和利用

煤层气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烃类气体（DZ/T0216—2002），往往将其简称为煤层甲烷。煤层气与煤型气、瓦斯在词义上有明显差别。

煤型气是指煤系地层及沉积岩中煤和分散有机质，在成岩和煤化过程中形成的天然气，以游离状态、吸附状态和溶解状态赋存于煤层和其它岩层内，其成分大多以甲烷为主，也可能以氮气、二氧化碳或重烃等为主。其中赋存在煤层中，成分以甲烷为主的煤型气称为煤层气或煤层甲烷，赋存在围岩中的煤型气称为煤成气。

瓦斯是赋存在煤层中的煤型气与采动影响带中的煤成（层）气、采空区的煤型气及采掘活动过程中新生成的各种气体的总称。

第一节　煤层气的形成

植物体埋藏后，经过微生物的生物化学作用转化为泥炭（泥炭化作用阶段），泥炭又经历以物理化学作用为主的地质作用，向褐煤、烟煤和无烟煤转化（煤化作用阶段），在煤化作用过程中，成煤物质发生了复杂的物理化学变化，挥发份含量和含水量减少，发热量和固定碳含量增加，同时也生成了以甲烷为主的气体。

泥炭在煤化作用过程中，通过两个过程，即生物成因过程和热成因过程，生成的气体分别称为生物成因气和热成因气（表 1）。

表 1 生物成因和热成因煤层气产生的阶段（据 Scott，1994）

煤层气产生阶段	镜质体反射率（%）
原生生物成因甲烷	<0.30
早期热成因	0.50~0.80
最大量的湿气生成	0.60~0.80
强热成因甲烷开始产生	0.80~1.00
凝析油开始裂解成甲烷	1.00~1.35
最大量的热成因甲烷生成	1.20~2.00
大量湿气生成的最后阶段	1.80
大量热成因甲烷生成的最后阶段	3.00
次生生物成因甲烷	0.30~1.50

一、 生物成因气

生物成因气是有机质在微生物降解作用下的产物。指在相对低的温度（一般小于 50℃）条件下，通过细菌的参与或作用，在煤层中生成的以甲烷为主并含少量其它成分的气体。生物成因气的生成有两种机制，即二氧化碳的还原作用和有机酸（一般为乙酸）的发酵作用（Law，1993）。尽管两种作用都在近地表环境中进行，但根据组分研究，大部分古代聚集的生物气可能来自二氧化碳的还原作用。煤层中生成大量生物成因气的有利条件是：大量有机质的快速沉积、充裕的孔隙空间、低温和高 pH 值的缺氧环境（Law，1993）。按照生气时间和母质以及地质条件的不同。生物成因气有原生生物成因气和次生生物成因气两种类型，两者在成因上无本质差别。

1、原生生物成因气

原生生物成因气是在煤化作用阶段早期，泥炭沼泽环境中的低变质煤（泥炭~褐煤）经微生物作用使有机质发生一系列复杂过程所生成的气体。由泥炭至褐煤阶段原生生物甲烷气量约为 38m^3/t（Кравдов,1983）。该类气体的生成量约占 200℃以下煤层气总生成量的 10%（Rightmir，1984）。由于原生生物气常常形成于地表或地下浅处，因而生成的气体极易扩散到大气中，或溶解于水体中，且泥炭或低变质煤对气体的吸附作用也弱，仅有少量气体聚集在煤层内。

对于原生生物成因气和热成因气的形成阶段，不同学者的划分方案不尽相同，Scott 等（1994）以 R_o<0.3%为原生生物气的界限值，而热成因气开始生成的 R_o 值为 0.5%（表 1）；Palmer 等则将（原生）生物气和热（成因）解气的 R_o 临界值定为 0.5%（秦勇等译，1996）。Rice（1994）则认为热成因气的形成始于 0.6%左右。之所以出现这种差异，是因为传统的天然气成因理论认为，生物气一般形成于 R_o 值为 0.3%以前，而热解气则形成于 R_o 值在 0.6%~0.7%之后，即生气母质在 R_o 值 0.3%~0.6%的热演化阶段不生气（表 1 即是这种观点的体现）。但近若干年来的研究表明，生气母质在 Ro 值为 0.3%~0.6%阶段仍然生气，且可形成相当规模的气田(目前出现的多为煤型气气田)，这一阶段所生成的气体称为生物热催化过渡带气（徐永昌，1994）。即有机质生气是一个连续的过程，煤层气也应如此。

图 1 煤化作用阶段及气体生成

2、次生生物成因气

煤系地层在后期被构造作用抬升并剥蚀到近地表，细菌通过流动水（多为雨水）可运移到煤层含水层中，在相对低的温度下（一般小于 50℃），细菌通过降解和代谢作用将煤层中已生成的湿气转变成甲烷和二氧化碳，即形成次生生物成因气。

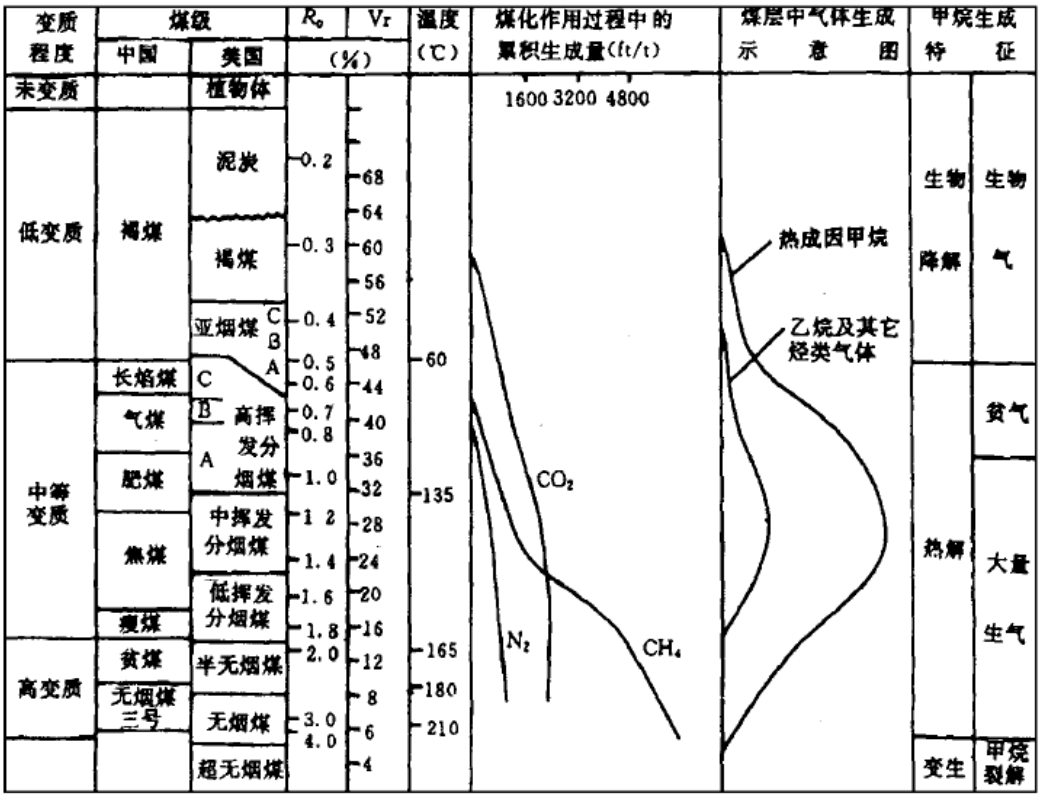
次生生物气的形成时代一般较晚（几万至几百万年前），煤层中存留的生物成因气大部分属于次生生物成因气。次生生物成因气的生成和保存需以下条件：煤级为褐煤~焦煤，煤层所在区域发生过隆起（抬升）作用；煤层有适宜的渗透性；沿盆地边缘有流水回灌到盆地煤层中；有细菌运移到煤层中；煤层具有较高的储层压力和能储存大量气体的圈闭条件（Law，1993，Scott，1994）。

二、 热成因气

热成因气是在温度（>50℃）和压力作用下，煤有机质发生一系列物理、化学变化，煤

中大量富含氢和氧的挥发分物质主要以甲烷、二氧化碳和水的形式释放出来。在较高温度下，有机酸的脱羧基作用也可以生成甲烷和二氧化碳（Ayers，1994）。

随着褐煤层埋藏深度的增加，温度的上升，煤的变质程度不断提高，生成了大量的甲烷和其他气体。这一变质过程导致了有机质不断脱氧、脱氢、富碳。生成的气体类型取决于煤的变质程度。Mesusner（1984）认为：当 $R_{0,max}$ 大于 0.73%（$R_{0,max}$ 为镜质体最大反射率）、可燃基挥发份含量大于 37.8%时，热成因煤层气开始大量生成。Law（1985）则认为热成因煤层气开始大量生成时的温度为 88~93℃，$R_{0,max}$=0.80%；C.T.Rightmire（1984）认为：当 $R_{0,max}$ 为 0.60%，挥发份为 40.24%，即相当于高挥发份烟煤 C 时（相当于我国的褐煤~长焰煤阶段），热成因煤层气开始生成，其生成高峰在 150℃左右，相当于中挥发份烟煤和低挥发份烟煤无烟煤交界处（相当于我国的瘦煤阶段）。



据 Hunt 等（1979）研究：在煤化学作用早期（＜120℃），生成的气体以二氧化碳为主，在高挥发份烟煤与中挥发份烟煤分界处（相当于我国的肥煤阶段）所生成的二氧化碳是甲烷的两倍多。在该点之后，甲烷气的生成量迅速增加，产气高峰在中挥发份烟煤与低挥发份烟煤的分界处（相当于 150℃）。此时，镜质体的反射率达到 1.8%左右，生成的气量约占从褐煤至无烟煤总生气量的 70%。之后继续生气，至无烟煤 2 号，镜质体反射率超过 4.0%，逐步停止生气过程。

形成热成因甲烷大致分三个阶段：

1）褐煤至长焰煤阶段：生成的气量多，成分以 CO_2 为主，占 72~92%，烃类＜20%。且以甲烷为主，重烃气＜4%。

2）长焰煤至焦煤阶段：烃类气体迅速增加，占 70~80%，CO_2 下降至 10%左右。烃类

气体以 CH_4 为主，但含较多的重烃，至肥、焦煤时重烃可占 10~20%，该阶段是主要的生油阶段， 如壳质组含量多，则油和湿气含量也多。

3）瘦煤至无烟煤阶段：烃类气体占 70%，其中 CH_4 占绝对优势（97~99%），几乎没有重烃。

煤阶和有机质性质的不同，其产气量差异很大。煤阶高，产生的煤型气就多。据原苏联报导，形成 1 吨褐煤可产生 38~68m^3 煤型气，长焰煤：138~168m^3/t，气煤：182~212m^3/t ，肥煤：199~230m^3/t，焦煤：240~270m^3/t，瘦煤：257~287m^3/吨煤，贫煤：29 5~330m^3/t，无烟煤：346~422m^3/t（Кравдов,1983）。不同的显微组分对成气的贡献不同，壳质组：镜质组：惰质组为 3：1：0.8，有人提出镜质组的产气率为惰质组的 4.3 倍，壳质组为惰质组的 11 倍。

第二节　煤层气的化学组分

一、煤层气的化学组分

煤层气的化学组分有烃类气体（甲烷及其同系物）、非烃类气体（二氧化碳、氮气、氢气、一氧化碳、硫化氢以及稀有气体氦、氩等）。其中，甲烷、二氧化碳、氮气是煤层气的主要成分，尤以甲烷含量最高，二氧化碳和氮气含量较低，一氧化碳和稀有气体含量甚微。

1、烃类气体

煤层气的主要成分是甲烷，其含量一般大于 80%，其它烃类气体含量极少。通常，在同一煤阶，烃类气体随埋藏深度的增大而增加。重烃气主要分布于未受风化的煤层中，此外，重烃含量还与煤变质程度有关，中变质煤中重烃含量最高，而低、高变质煤中最低。

2、非烃类气体

大多数煤层气中的非烃类气体含量通常小于 20%，其中氮气约占三分之二，二氧化碳约占三分之一。如美国阿巴拉契亚盆地、阿科马盆地和黑勇士盆地，其煤层气中非烃气体含量极低，远远低于 10%。在某些煤层气中，氮气和二氧化碳含量变化很大，如江西丰城煤矿，其氮气含量变化在 0.20～83.39%，二氧化碳含量变化在 0.02～10.12%。氮气分子较小，运移速度快，因而主要受上覆盖层质量的影响。二氧化碳易溶于水，且易被地下水带走，因而二氧化碳含量主要受地下水活动的影响。此外，氮气和二氧化碳含量也受煤层埋深和煤变质程度的影响，一般越靠近地表，氮气和二氧化碳的含量越高；煤变质程度越高，氮气和二氧化碳的含量越低。

虽然煤层气的成分都是以甲烷为主，然而在不同盆地，同一盆地的不同部分，不同煤层，不同埋深，不同煤阶以及不同煤层气井之间，煤层气的组分往往出现较大的差异。控制煤层气成分的主要因素有：1）煤的显微组分,特别是富氢组分的丰度；2）储层压力，它影响煤的吸附能力；3）煤化作用程度，即煤阶/煤级；4）水文地质条件，它通过输送细菌及生物成因的气体而影响煤层气的成分(Scott，1995)。

Scott 对产自美国 1380 多口煤层气井的 985 个气样的分析结果表明：煤层气的平均气成分为：甲烷占 93.2%，重烃占 2.6%，二氧化碳占 3.1%，氮气占 1.1%。Rice（1993）通过对采自晚石炭世宾夕法尼亚组到第三纪煤层中气体样品（气样直接采自矿井、煤样解吸气和地面开采的煤层气；煤级从褐煤到无烟煤，R_o=0.3%~4.9%；含气煤层的深度从 121.91m 的矿井到 4419.38m 的钻孔）研究认为：世界各地煤层气的组分差异很大，甲烷和其它烃类组分通常是煤层气的主要组分，并含少量 CO_2 和 N_2。气体中烃的组成，用气体湿度（C_{2+}即乙烷及其以上重烃百分含量）来表示，湿度值介于 0~70.5%之间。

二、煤层甲烷的同位素特征

1、煤层甲烷稳定碳同位素分布

Law（1993）研究认为世界各地煤层气的同位素组成差异较大，甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值分布范围很宽，介于-80‰至-16.8‰之间；乙烷的值 $\delta^{13}C_2$ 介于-3.29%~-2.28%之间；甲烷的 δD 值分布在-33.3%~-11.7%之间；二氧化碳的 δ^{13} C 值从-2.66%到+18.6%。从煤样中解吸出的甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值比开采气或自由（游离）气体中甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值高出几个千分点（Law，1993）。这是因为在解吸作用过程中，发生同位素分馏作用，$\delta^{13}C_1$ 富集到了解吸气体中。

我国测试资料表明，煤层气 $\delta^{13}C_1$ 变化于-78‰~-13‰之间，分布范围广，同位素组成总体上偏轻，而且不同地区、不同地质时代和不同煤级煤中的 $\delta^{13}C_1$ 分布特征也有所不同。

就地区而言，华北煤层气 $\delta^{13}C_1$ 为-78‰~-28‰，东北煤层气 $\delta^{13}C_1$ 为-68‰~-49‰，华南煤层气 $\delta^{13}C_1$ 为-68‰~-25‰（图 2-1）。显然，我国煤层气的 $\delta^{13}C_1$ 地域分布总体上体现出不同地质时代构造背景下煤中有机质生烃演化的特点。华北和华南的煤层主要形成于晚古生代，经历了多阶段的构造演化，煤化作用的地质背景较为复杂，煤级跨度大，生气历程长，$\delta^{13}C_1$ 变化大；东北煤层主要形成于中—新生代，热演化历程及其控制因素相对简单，煤级普遍较低，$\delta^{13}C_1$ 分布较为集中。

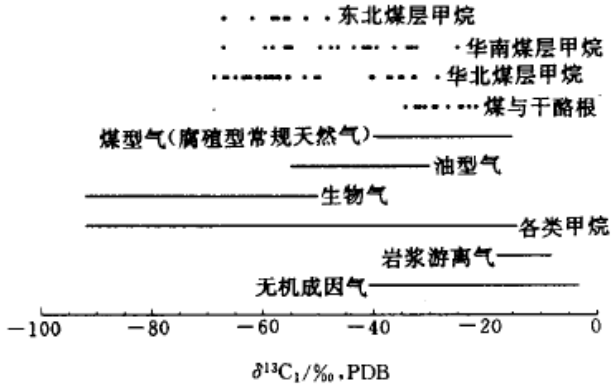


图 2-1 我国煤层甲烷稳定碳同位素的地域分布

就全国来看，煤层气 $\delta^{13}C_1$ 与煤级之间的关系尽管离散性较大，但规律性仍然相当明显（图 2-2）。$\delta^{13}C_1$ 随镜质组最大反射率增高变重，但二者之间的这种正相关关系并非是线性的。当镜质组最大反射率小于 2.0%时，$\delta^{13}C_1$，变重的速率较快，由轻于-65‰（反射率 0.3%左右）增至轻于-25‰（反射率 2.0%左右），此后直到镜质组最大反射率 4.0%附近，

$\delta^{13}C_1$ 仍轻于-20‰。换言之，只有在进人无烟煤阶段之后，煤层气的 $\delta^{13}C_1$ 才开始接近或落人腐殖型常规天然气 $\delta^{13}C_1$ 的分布范畴（>-35‰）。

进一步分析特定地区煤层气稳定碳同位素的演化趋势发现，不仅 $\delta^{13}C_1$ 与镜质组反射率之间的离散性显著减小，而且存在着有别于全国性趋势的区域规律。华北和华南煤层气 $\delta^{13}C_1$ 与全国性规律一致，随煤级增高而变重，且在进人无烟煤阶段后离散性明显变小（图 2-3a，图 2-3b）。东北煤层气 $\delta^{13}C_1$ 的演化却与此相反，煤级增高，$\delta^{13}C_1$ 变轻（图 2-3c ）。

腐殖型常规天然气 $\delta^{13}C_1$ 与镜质组反射率之间呈对数线性相关关系，华北、华南和全国 $\delta^{13}C_1$ 与煤级之间的相关趋势与此一致，东北与此相反，暗示东北煤层甲烷稳定碳同位素的分布另有重要控制因素。

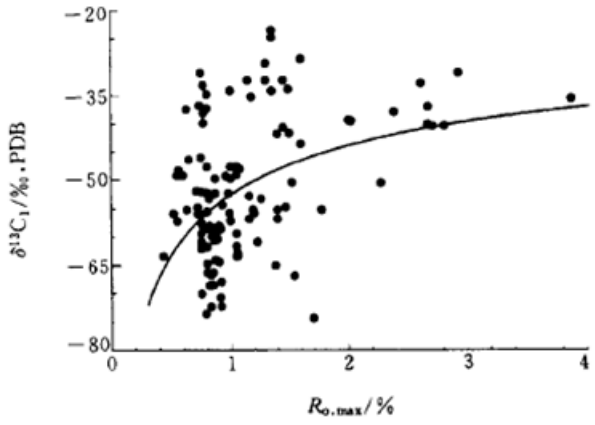
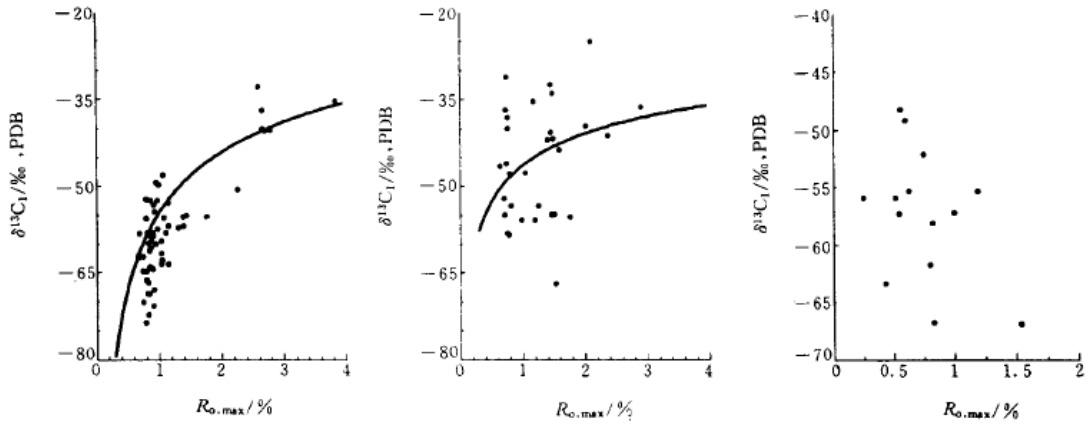


图 2-2 我国煤层甲烷稳定碳同位素分布与煤级之间关系



(a)华北地区　　(b)华南地区　　(c)东北地区

图 2-3 不同地区甲烷稳定碳同位素分布与煤级之间关系

Rice 等（1993）总结美国和加拿大煤层甲烷同位素资料得出甲烷的稳定碳同位素 $\delta^{13}C_1$ 值与煤级有很好的相关关系。一般低煤级煤的 $\delta^{13}C_1$ 轻，煤阶增加，$\delta^{13}C_1$ 变重。但是同一煤阶，$\delta^{13}C_1$ 具有很大的变化范围（图 2-4）。此外，$\delta^{13}C_1$ 与现今的埋深有较好的对应关系，在煤级一定的情况下，浅部煤层甲烷由轻同位素组成，深部煤层甲烷则由重同位素组成。

2、煤层气的鉴别标志

主要利用煤层气组分特征及其同位素特征来鉴别煤型层气。

1） 相同成熟度，煤层气的甲烷碳同位素比油型气偏重。在 $R_{o,max}$=0.50~2.5%间，

$\delta^{13}C_1$＞-30.0‰是煤层气，-30.0‰≤ $\delta^{13}C_1$＞-43%～-55‰是油型气。

2） 煤层气比油型气的甲烷同系物的同位素重。

$\delta^{13}C_2$＞-25.1‰，$\delta^{13}C_3$＞-23.2‰为煤层气

$\delta^{13}C_2$＜-28.8‰，$\delta^{13}C_3$＜-25.5‰为油型气

$\delta^{13}C_2$＜-25.1‰至＞-28.8‰和 $\delta^{13}C_3$＜-23.2‰至＞-25.5‰区间大部分为煤层气，但也包括部分的混合气。

3） 煤化作用早、中期（$R_{o,ma}$=0.5-1.35%）以成气作用为主，成油作用为辅的是煤层气。

4） 煤成油具明显的姥鲛烷优势，姥鲛烷/植烷 Pr/Ph=0.68-11.6，其中绝大多数大于 2.1，而 Ⅰ、Ⅱ型干酪根生成原油的 Pr/Ph=1.43，煤层气为姥植均势。

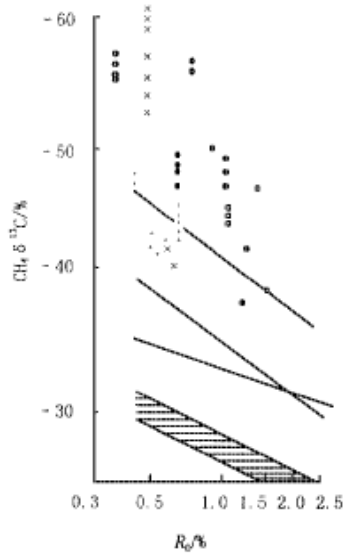


图 2-4 煤层 $\delta^{13}C_1$ 与 Ro%关系

• —— 粉河盆地，美国；□ —— 阿科马盆地，美国；
• —— 黑勇士盆地，美国；× —— 皮钟斯盆地，美国；
+ —— 圣胡安盆地，美国；■ —— 深盆地，阿尔伯他，加拿大

5） 煤层气的汞含量比油型气高，煤层气含汞约 80mg/m^3，油型气约 7mg/m^3。

不同成因的煤层甲烷，其碳同位素不同，可以用甲烷碳同位素来区分煤层甲烷的成因。通常生物成因甲烷，$\delta^{13}C_1$ 一般值为-55‰至-90‰；而热成因甲烷，$\delta^{13}C_1$ 一般>-50‰（图 2-5）。

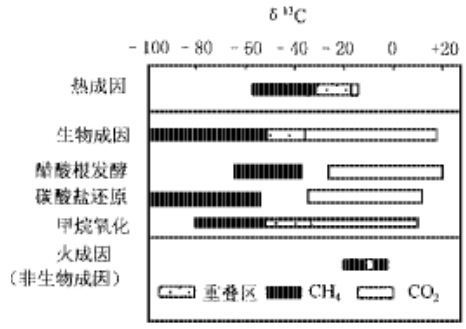


图 2-5 煤层气中 CH_4 和 CO_2 的碳同位素特征

（据 Scott, 1993）

第三节 煤层气地球化学组成和变化的地质控制

世界各地煤层气组分和同位素组成差异很大，煤层气组成主要受煤岩组分（母质）、煤级、生气过程、埋深及相应的温压条件等因素的影响。此外，水动力条件和次生作用（如混合、氧化作用）等也影响煤层气的地球化学组成。

一、煤岩组分

煤岩组分是煤的基本成分，是煤层气的生气母质，所以可能是影响煤层气组成的首要因素。大多数煤归类为腐殖型干酪根，其煤岩组分以镜质组为主，并含有少量的壳质组和惰性组。壳质组通常富氢，是煤成油的主要显微组分，具有很高的生烃能力（赵师庆，1991）。近来的岩相和地球化学研究已证明：镜质组和型 III 干酪根的热演化途径一致，主要生成甲烷和其它气体，镜质组富氢的某些组分亦可生成液态烃（赵师庆，1991；姚素娟，1996）；惰性组的产气量比相同煤级的壳质组和镜质组低。三种煤岩组分的烃气产率，以壳质组最高，镜质组次之，惰性组最低（傅家谟，1990）。

在中等变质煤（高挥发份烟煤至中挥发份烟煤）中，腐泥型煤（I、II 型干酪根，主要为壳质组和富氢镜质组）能够生成湿气和液态烃，而腐殖型煤（III 型干酪根，主要含镜质组）则生成较干的气体。对于高变质煤。煤层气主要成分是甲烷。由残留干酪根和早期生成的重烃裂解而形成。一般地说，含富氧干酪根的煤（镜质组为主）生成的煤层气和含富氢干酪根的煤（壳质组和富氢镜质组为主）生成的煤层气相比，在成熟度相同的条件下，前者比后者 $\delta^{13}C_1$ 值较大，而前者甲烷和乙烷的 $\delta^{13}C$ 值的分布范围比后者窄。这是因为脂肪族烃热裂解生成的甲烷同位素较轻，这种甲烷在含富氢干酪根的煤层生成的气体中占优势，芳香族烃热裂解生成甲烷的碳同位素较重，它在含富氧干酪根的煤层生成的气体中占主导地位（Law，1993）。

煤的热演化早期阶段所生成的液态烃保留在煤的微结构中，在较高温度时，煤层中的液态烃裂解，生成的气体，它比直接产自干酪根的气体有较大的 $\delta^{13}C_1$（Law，1993）。。

二、 煤化程度

煤化程度是控制气体生成量和组分的重要因素，同时也影响着煤层气的同位素组成。一般地说。煤变质程度越高。生成的气体量也增多。低变质煤（亚烟煤~中挥发份烟煤）生成的热成因气以二氧化碳为主，而高变质煤（低挥发份烟煤及其以上煤级的煤）生成的气体主要成分为甲烷（图 2-1）。

中国、澳大利亚、美国等地煤层气的研究表明：煤层气中甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值和煤级有一定关系。通常，低变质煤生成的煤层气中甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值较小，高变质煤生成的煤层气中甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值较大。对于未发生次生变化的原生煤层气而言，随着煤变质程度的提高，相应煤层气中的甲烷富集氘（δD 值较大）和 ^{13}C（$\delta^{13}C_1$ 值较大，Law，1993）。

三、生气过程

如前所述，煤层气的生成有生物成因和热成因两个过程。由于生物成因气和热成因气在形成时间、生成温压、母质和生气机理（有无细菌活动等）等方面的差异，所以这两个过程中所生成的煤层气的组成也有较大差异。

通常由于生物体对 ^{12}C 的富集，所以生物成因气的 $\delta^{13}C_1$ 值较小，甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值一般介于-55‰~-90‰之间，甚或更轻。生物成因气通过二氧化碳还原作用和有机酸发酵作用而生成，这两种不同的生气机制所生成的生物气的同位素特征也有差异。通常，由二氧化碳还原作用生成的甲烷碳同位素较轻（甲烷 $\delta^{13}C_1$ 值介于-55‰~-110‰之间），且富氘（δD 值介于-150‰~-250‰之间）；有机酸发酵作用生成的甲烷碳同位素则较重（甲烷 $\delta^{13}C_1$ 值在-40‰~-70‰之间），且消耗氘（δD 值在-250‰~-400‰之间）。但要注意，二氧化碳还原生

成甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值和 CO_2 基质的 $\delta^{13}C$ 值有关,甲烷的 δD 值和地层水的 δD 值有关（Law，1993）。

与生物成因气相比，热成因煤层气有如下特征：1）重烃一般出现在高中挥发份烟煤及煤化程度更高的煤中；2）随着煤化程度的提高，重同位素 ^{13}C 在甲烷和乙烷中富集（甲烷 $\delta^{13}C_1$ 值大于-55‰），这是因为在热成因成气过程中，随着煤化程度的提高，气体分子中的 ^{12}C-^{12}C 键比 ^{12}C-^{13}C 键更频繁地断开，致使残留气体中富集 ^{13}C，所以热成因气体的 $\delta^{13}C_1$ 值随之增大；3）随着煤化程度的提高，甲烷也相对富集氘（甲烷 δD 值大于-250‰，Law，1993）。

四、埋藏深度及相应的温压条件

煤层埋藏深度和煤层气甲烷 $\delta^{13}C_1$ 值有一定关系。一般来说，随煤层埋藏深度的增加，煤层甲烷的值 $\delta^{13}C_1$ 呈增大的趋势，与深层煤层气相比，浅层煤层气为较干气体且所含甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值低。从世界各地的资料看，在煤阶相同或相近的情况下，$\delta^{13}C_1$ 值较小的煤层气的赋存深度一般也较浅，随着煤层埋藏深度的增加，煤层气的组分也发生着变化。

五、次生作用

煤层气的次生作用是指对早期已生成气体的改造作用。主要是生物成因气和热成因气的混合和湿气组分的氧化作用。

次生作用影响煤层气的组成，尤其是对于浅层煤层气。在浅部，煤层通常为细菌繁盛的含水层。细菌影响煤层气组成的方式有三种：1）厌氧菌活动导致大量生物成因气的生成并和以前生成的热成因气混合，这种混合作用可以解释某些地区浅层煤层气组分的变化（Law，1993）；2）喜氧菌能够优先和湿气组分起作用，使湿气大部分受到破坏，从而使残留湿气组分的 $\delta^{13}C_1$ 值也比预期的要高。这种细菌对湿气组分的改造也可用来解释煤层气组分的变化；3）喜氧菌的活动造成甲烷的氧化和消耗，使残留甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 和 δD 值增大（Law，1993）。

六、水动力等地质条件

有些地区水动力条件对煤层气组成的影响十分明显，如美国圣胡安盆地，盆地北部超高压区煤层气为富 CO_2 的干气，南部低压区煤层气则为贫 CO_2 的湿气（Scott，1993）。在区域抬升后又遭受剥蚀的盆地边缘，雨水进入可渗透煤层中，细菌随流动水也一起迁移到煤层中，在细菌的降解和自身代谢活动作用下，生成了次生生物成因气，它是煤层气的一个补充来源，并有可能形成异常高的气体产量。

第三节　煤层气的物理性质

煤层气的成分以甲烷为主，含量一般在 90%以上，多为干气，重烃含量一般较低，还有少量的 N_2、CO_2、H_2、CO、SO_2、H_2S 以及氦、氖、氩、氪、氙等惰性及烯有气体。甲烷

为无色、无味、无溴、无毒的气体（表 2-1）。但煤储层中往往含有少量其它芳香族碳氢气体，因此常常伴着一些苹果的香味。

在大气压 0.101325 MPa，温度 0℃的标准状态下，甲烷的相对对密度分子大小约为 0.33~0.42nm；相对密度为 0.554，比空气重；绝对粘度为 1.084 $\times 10^{-5}$ Pa•s；密度为 0.0716Kg/m^3；临界温度为-82.57℃，临界压力为 4.604MPa（表 2-2），热值约为 37.6MJ/kg。

当空气中混有 5.3~16.0%浓度的甲烷，遇火即可燃烧或爆炸。二氧化碳为无色、无嗅、略具酸味气体，比空气重，突然喷出可使人窒息。

表 2-1 煤层气成分的物理性质

气体	CH_4	CO	CO_2	H_2S	SO_2	NO	H_2
味	无	微有甜	略带酸味	臭味	酸味硫磺味	有刺激味	无
色	无	无	无	无	无	褐红色	无
相对比重	0.554	0.97	1.52	1.19	2.2	1.57	0.07
水溶性	难溶	微溶	易溶	易溶	易溶	极易溶	微溶
爆炸性	5.3~16	12.5~75	不爆	4.3~45.5			4~74.2
毒性	无	有	无	有	有	有	无

表 2-1　煤中吸附介质分子直径、沸点和分子自由程（0℃，　0101325MPa）

吸附介质	CH_4	H_2O	N_2	CO_2	C_2H_6
分子量	16.042	18	28.013	44.010	30.070
分子直径 / nm	0.33~0.42		0.32~0.38	0.33~0.47	0.44~0.55
临界温度 / ℃	-82.57	289	-146.89	31.06	32.37
临界压力 / MPa	4.604		3.399	7.384	4.880
平均自由程 / nm	53.0		74.6	83.9	
沸点 / ℃	-161.49	100	-195.78	-78.50	-88.60
动力粘度 / $\times 10^{-3}$cp • s	1.084		1.765	1.466	
偏心因子	0.008	0.344		0.225	
液态密度	0.425	0.998		0.777	
相对密度	0.554		0.967	1.519	1.038
热值/KJ • m^{-3}	37.62		不可燃	不可燃	65.90

甲烷溶解度随压力的增加而增加，低压时呈线性关系，高压时（＞10MPa）呈曲线关系（图 2-6）。温度对溶解度的影响较复杂，温度＜80℃时，随温度升高溶解度降低；＞80℃时，溶解度随温度升高而增加（图 2-7），甲烷溶解度随矿化度的增加而减少（图 2-6）。所以在高温高压的地下水中溶解气明显增加。如果煤层水被 CO_2 饱和时，则甲烷在水中的溶解度会明显增大。

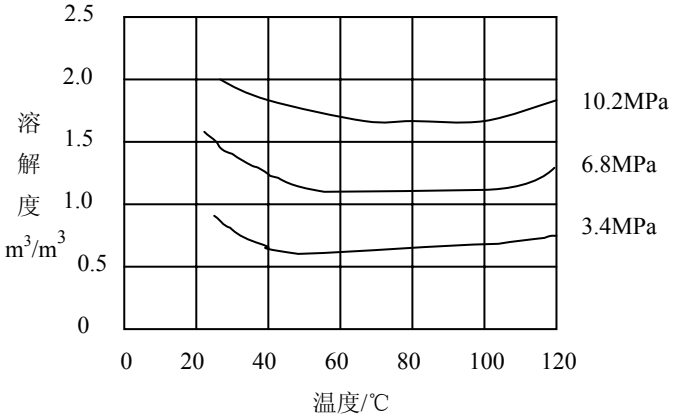


图 2-7 甲烷在水中的溶解度与温度的关系

临界温度是指高于这一温度，气体即不能用简单升高压的办法（不降低温度）使之转化为液体。在临界温度时，气体凝析所需的压力叫临界压力。例如甲烷的临界温度为-82.57℃，这就是说，只要温度比-82.57℃，不管将压力增加到多大，都不可能使甲烷变成液体；当温度等于-82.57℃，压力升高到 4.6MPa 时，甲烷才开始变为液体。这意味着在一般温度条件（即大气温度）下，是不可能将甲烷液化的。因此，在常温下煤层气不能用作液化天然气（LNG）工业的原料，但却是优质的压缩天然气（CNG）工业的原料（徐文渊，1994）。

上面所述临界温度和临界压力是对单一气体组分而言的。在自然条件下，通常遇到的是多种组分气体的混合物。混合气体的临界温度，高于其最低沸点组分的临界温度，低于最高沸点的临界温度，等于组成混合气体的各个组分的绝对临界温度与相应的分子浓度的乘积之和。相应地也可以计算出混合气体的临界压力。这种计算出来的叫做混合气体的拟临界温度和拟临界压力。

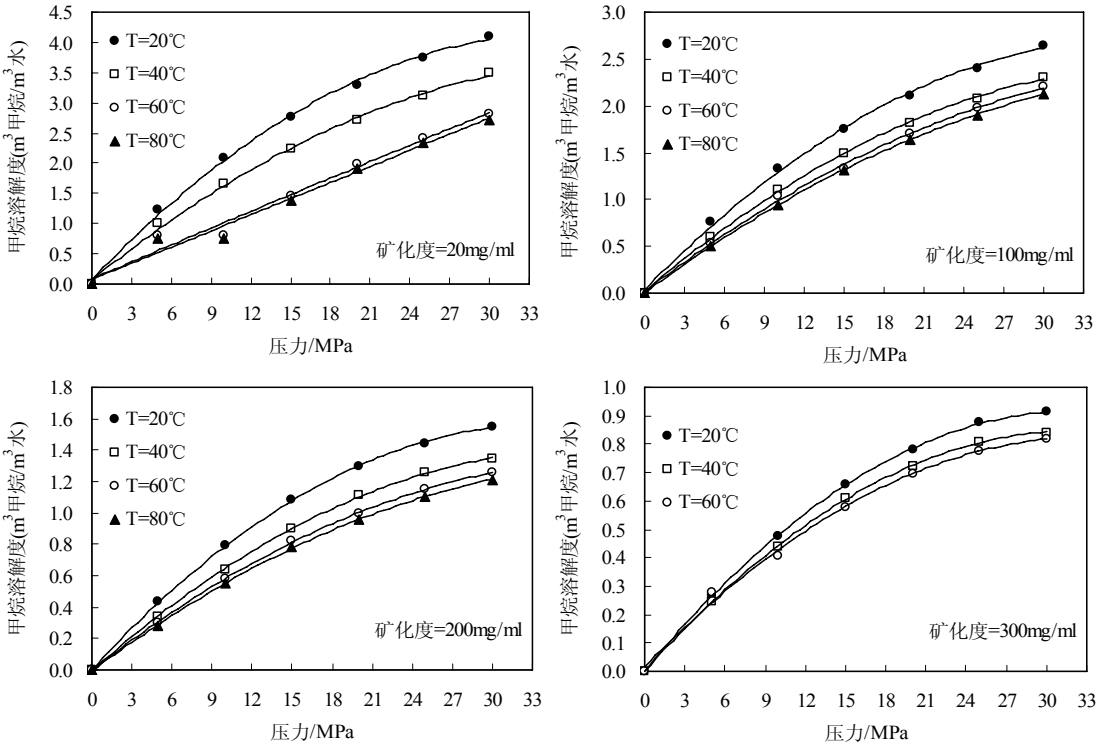


图 2-6 不同温度、不同矿化度条件下的甲烷溶解度与压力的关系

第四节　煤层气的利用

煤层甲烷的最佳利用方案随地区不同而变化，取决于气体的数量和质量以及当地的能源市场。总之，煤层气的就地使用非常适合我国的国情，这是因为产气量大且十分靠近潜在的工业和民用用户。目前，统一的管道基础设施的缺乏制约了煤层气的大规模利用。

煤层气作为一种洁净能源代替褐煤、硬煤和焦炉煤气等，不仅环境性能好，而且热效率高。甲烷的热值为 32~36MJ / m^3。按热值计算，大致 1000m^3 甲烷相当于 1t 标准煤。2500m^3 相当于 1t 石油。甲烷煤层气中的甲烷浓度很高，可与天然气混输，用于制造化工产品，如甲醛，用于发电、汽车燃料和居民生活用气等多个方面。

煤层气经压缩后可由天然气管道系统输送。目前，我国已敷设的天然气管道达 5902km，主要分布在四川、广东、河北等。另外，“西气东输” 管道、陕西延安到北京的天然气管道都为煤层气开发预留了入口。从总体上看，中国绝大多数矿区都缺乏完整的天然气管道系统。目前主要通过汽车短距离运输供给附近用户，如晋城地区将煤层气压缩到 2MPa，每车约装 4500m^3 标准气运送到城市用户。因此，中国适合于建设地方性管道系统。将煤层气供给居民，附近的工厂和公用事业单位，从而实现矿区的煤气化，改善当地的环境质量。在建造管道运输工程时，应考虑煤层气的输送成本、产地与市场的距离以及资源的开采年限。

晋煤集团寺河矿 120MW 的煤层气发电厂正在筹建之中。联合循环是煤层气能源动力转换效率最高的一种方式。燃气轮机的排放气体温度高，含氧丰富，可直接送到预热锅炉生产蒸汽来驱动蒸汽轮机，这种联合循环系统可获得大约 45％的热效率。

目前，煤层气贮存的最重要方法是地面压缩站和贮气罐。晋煤集团寺河矿 30000m^3 贮气罐正在筹建之中。

汽车是造成大气污染的重要污染源，它们排放 CO、碳氢化合物和氮氧化物。柴油车辆还排放颗粒物。随着车辆在中国的不断增加，作为主要燃料的石油将会变得越来越短缺。煤层气能减少车辆排出的污染物。因此，使用压缩甲烷作为燃料的经济和环境效益十分明显。

主要参考文献

DZ/T0216—2002.　煤层气资源/储量规范. 中华人民共和国地质矿产行业标准，2003-03-01

李晶莹，陶明信. 国际煤层气组成和成因研究，地球科学进展，1998，13（5）： 468~473

1　Law B E，Rice D D. Hydrocarbons from Coal. AAPG Studies in Geology 38 Okba homa. Tulsa，1993：159~184

2　Кравдов А И，Войтов Г И. 煤田天然气的几个值得研究的地质及地球化学问题. 戚厚发译.　石油地质论文集，1983：89~100

3 Scott A R，Kaiser W R，Ayers W B ，et al. Thermogenic and secondary biogenicgases，San Juan

Basin. AAPG Bulletin，1994，78（8）：1186~1209.

4 Scott A R. Composition and origin of coalbed gases from selected basin in the United States. Proceeding of the 1993 International Coalbed Methane Symposium，1993：209~222

5 徐永昌著. 天然气成因理论及应用. 北京：科学出版社，1994

6 Palmer I D，Metcalfe R S，Yee D，et al. 煤层甲烷储层评价及生产技术. 秦勇，曾勇编译. 徐州：中国矿业大学出版社，1996：16~17

7 Ayers W B ，Jr，Kaiser W R. Thermal maturity of fruitland coal and composition of fruitland formation and pictured cliffs and stone gases. Coalbed Methane in the Upper Cretaceous Fruitland Formation ，San Juan Basin，New Mexico and Colorado. 1994：165~186.

8 赵师庆著. 实用煤岩学. 北京：地质出版社，1991

9 姚素华. 煤成油有机岩石学研究进展. 地球科学进展，1996，11（4）：439~445

10 傅家谟，刘德汉，盛国英. 煤成烃地球化学. 北京：科学出版社，1990

11 Scott A R. Coal bed rank ， gas content and composition and origin of coal bed gases，fort union formation，San Wash Basin. Geologicand Hydrologic Controlson Coalbed Methane. Sand Wash Basin，Colorado and Wyoming，1993：111~113

第三章　　煤储层组成及孔裂结构特征

成煤有机质从泥炭、成岩到煤化作用各个阶段均会产生大量的烃类物质，特别是气态烃，除部分逸散、部分运移到围岩外，还有一部分保存在煤层本身内，所以煤层又是储气层，简称为煤储层。煤储层在压力作用下具有两个方面的特征：1）具有容纳气体的能力；2 ）具有允许气体流动的能力。

第一节　煤储层的物质组成

煤储层系由煤基质块、气、水（油）三相物质组成的三维地质体。其中气组分具有三种相态，即：游离气（气态）、吸附气（准液态）、吸收气（固溶体）；水（油）组分也有三种形态，即：裂隙、大孔隙中的自由水、显微裂隙、微孔隙和芳香层缺陷内的束缚水、与煤中矿物质结合的化学水；煤基质块则由煤岩和矿物质组成。在一定的压力、温度、电、磁场中各相组分处于动平衡状态。

一、 煤储层中的固相介质

煤的固相介质由煤中固相有机质和矿物质构成。对煤固体骨架的几何性质，不同学科其描述方式有所不同。瓦斯工作者基于构造软煤的特点将煤体格架描述为球粒，煤层气工作者基于煤储层本身的特征，将其描述为被裂隙分割的基质块体。由于显微裂隙的存在，煤体骨架十分复杂，想用曲面方程来描述构成固体颗粒的几何形状几乎是不可能的。目前常用的宏观描述也只是平均描述，用煤岩组分、矿物质来描述其物质构成，用孔隙度，比表面积、比孔容等特征参数来反映孔、裂隙状态，用弹性模量、泊松比等来描述其力学性质等。

煤的岩石组成不仅制约煤中孔、裂隙的发育程度，还影响到煤的吸附/解吸性、渗透性和力学特征等。肉眼观察可以分出不同的宏观煤岩成分和宏观煤岩类型；在显微镜下，可进一步区分出各种显微组分和显微煤岩类型。

宏观煤岩类型是按煤的总体相对光泽强度划分的类型。它是宏观煤岩成分（镜煤、亮煤、暗煤和丝炭）的自然共生组合的反映。根据镜煤和亮煤在煤分层中的含量及其反映出来的总体相对光泽强度由强到弱划分为光亮型煤、半亮型煤、半暗型煤和暗淡型煤四种类型。

显微镜下煤岩成分通常划分为镜质组、惰质组、壳质组三大显微组分组，各显微组分组可进一步划分若干显微组分，显微组分又可细分成显微亚组分及显微组分种，并由它们组合成各种显微煤岩类型。

煤中矿物质主要为粘土类和硫化物类矿物，其次为碳酸盐类，氧化硅类，通常以颗粒状分散于煤基质块体中或以夹矸的形式出现，不仅直接影响到煤储层原位含气量及其分布，煤储层均质性及其改造，而且制约了煤中裂隙、显微裂隙的发育，特别是后生矿物充填于层面、

裂隙、孔隙及显微组分细胞腔中，严重阻碍了煤层气、水的渗流，对煤层气的开发带来了负面效应。

煤田地质勘探过程对镜质组最大反射率 $R_{o,max}$%<2.0%煤储层中的煤岩组成，矿物分布均作过不同程度的研究，对于 $R_{o,max}$%>2.0%煤储层中的煤岩组成，只有秦勇、张井等少数专家才能够鉴定。近几年来，除了显微光度计自动化程度提高外，人的鉴定水平还存在一定程度的下降。

二、煤储层中的液相介质

煤储层中的液相介质包括裂隙、大孔隙中的自由水（油）及其内表面与显微裂隙、微孔隙内表面、芳香层缺陷内的“准液态”物质。“准液态”物质中的 H_2O 常称为束缚水。煤化学分析中常将水分划分为外在水分、内在水分和化合水三部分。

外在水分理论上系指煤粒表面和煤粒裂隙（即非孔隙）中的水分，又称表面水。实验室测定是在一定条件下，煤样与周围空气达到湿度平衡时失去的水，即失去的表面水和大孔隙（孔径大于 100nm）中的水。

内在水分指煤孔隙中的水分。实际测定是在一定条件下，煤样达到空气干燥状态时所保持的水分（此时煤样称为自然煤样），即孔径小于 100nm 的孔隙中的水分。其特点是以物理化学方法与煤结合，含量的多少取决于煤的内表面积、芳香缺陷及吸附能力。煤在 100%相对湿度下达到吸湿平衡时除外在水分以外的水分，称为最高内在水分，即煤中孔隙被饱和状态时的内在水分。实验室测定是在 30℃、相对湿度为 96~97%条件下达到吸湿平衡时的内在水分。

化合水又称结晶水，是以化学方式与煤中矿物结合的水分,其特点是具有严格的分子比，高温下才能除去。

薛愚群等（1977）从地下水渗流的角度，按水的结构形态、分子引力（P_m）与重力（P_r）的关系、水与围岩颗粒的连接形式分为结合水和液态水（表 3-1）。

表 3-1　煤储层中水的分类

类型	结构形态	P_m 与 P_r 的关系	水与围岩颗粒的连接形式
结合水	强结合水（吸着水）	$P_m>P_r$	物理化学连接
	弱结合水（薄膜水）		
液态水	重力水	$P_m < P_r$	物理力学连接
	毛细水		

强结合水，又称吸着水，在静电引力和氢键连结力作用下，水分子牢固地吸附于煤颗粒的表面。此种水具有高粘度和高抗剪强度，几乎不受温度影响。

弱结合水，又称薄膜水，处于强结合水的外层，受到固相表面的引力比强结合水弱，但仍然受到范德华引力和强结合水最外层水分子的静电引力的合力影响。

结合水的最大特点是具有抗剪强度，且抗剪强度由内层向外层减弱，当施加的外力超过其抗剪强度时，外层结合水发生流动，施加的外力越大，发生流动的水层厚度也越厚。

重力水指距离煤体表面更远的那部分水分子,煤体表面的吸引力较弱,重力的影响更大,因此能在自身重力作用下运动。

毛细水为煤基质块、液、气三相界面上发生毛细现象而出现的水。

自由水包括煤储层宏观裂隙、显微裂隙、大孔（孔直径 d>1000nm）、中孔（100nm<d<1000nm）中的游离水，它们愈发育，自由水含量愈高，其是否饱和，可通过孔隙度、外在水分测试或由地球物理测井响应来确定。

束缚水包括强结合水、弱结合水和过渡孔（10nm<d<100nm）、微孔（d<10nm）中毛细水，其在煤储层中的含量可通过气— 水相对渗透率实验来确定。实验表明我国煤储层束缚水饱和度随煤级的增加而增大（图 3-1），同时也暗示随煤级增加排水降压难度增大。

煤层气研究中常引入平衡水分含量或临界水分含量这一概念，其值略低于最高内在水分。平衡水分含量的确定方法：首先将样品称重（约 100g），精确到 0.2mg，把预湿煤样或自然煤样放入装有过饱和 K_2SO_4 溶液的恒温箱中，该溶液可以使相对湿度保持在 96%~97%之间。48h 后煤样即被全部湿润，间隔一定时间称重一次，直到恒重为止。平衡水分含量等于工业分析中空气干燥基水分（M_{ad}）与煤样水平衡时吸附水分含量之和。

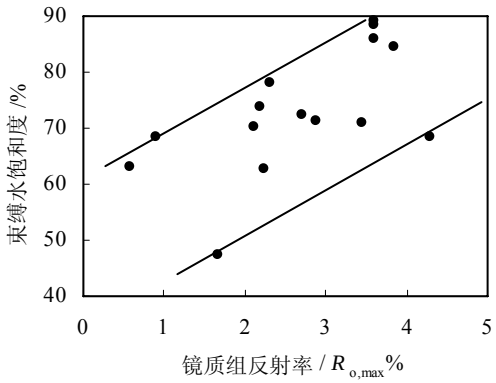


图 3-1 束缚水饱和度与煤级的关系

3、煤储层中的气相介质

煤储层中赋存的气相介质和由“准液态”转化为气相介质的主要有 CH_4、N_2、CO_2、C_2H_6 等，其分子直径、沸点和分子平均自由程等见表 3-2。

甲烷在煤储层中的赋存方式有游离态、吸附态、吸收态（固溶体）和水溶态（表 3-2），其在总甲烷含量中所占的比例取决于煤储层的孔、裂隙系统、煤大分子结构缺陷和煤的吸附能力等。

表 3-2 甲烷在煤储层中赋存形态和分布

赋存位置	赋存形态	比例（%）
裂隙、大孔和块体空间内	游离、（水溶态）	8~12（1~3）
裂隙、大孔和块体内表面	吸附	5~12
显微裂隙和微孔隙	吸附	75~80
芳香层缺陷内	替代式固溶体	1~5
芳香碳晶体内	填隙式固溶体	5~12

注：中煤级煤，埋深 800~1200 米

游离态：正常情况下，游离甲烷约占 8~12%，但煤层气开发时，吸附甲烷均要通过降压解吸、升温解吸，或通过 N_2、CO_2 置换出游离甲烷才能得以实现。

吸附态：吸附甲烷是指裂隙、大孔隙，显微裂隙、微孔隙表面及芳香层缺陷内吸附甲烷的统称。其与游离态是不断运动和交换的，在一定温度和压力下，处于一种动平衡状态。有关煤的吸附能力和吸附机理将在下面进行详细阐述。

第二节　煤储层的孔裂隙结构系统

Close（1993）等认为煤储层系由孔隙、裂隙组成的双重结构系统， P．Gamson（1996）在研究澳大利亚鲍恩盆地时，认为在孔隙、裂隙之间还存在着一种过渡类型的孔隙、裂隙，霍永忠等（1998）对煤中显微孔、裂隙进行了成因分类，王生维等（1995）研究了煤基质块

孔、裂隙特征，傅雪海等（1999）认为煤储层系由宏观裂隙、显微裂隙和孔隙组成的三元孔、裂隙介质，孔隙是煤层气的主要储集场所，宏观裂隙是煤层气运移的通道，而显微裂隙则是沟通孔隙与裂隙的桥梁。

煤储层中的裂隙在国外煤层气工业中常被称为割理，由于受研究目的、方法、地区等因素的限制和影响，我国不同的研究者对割理成因和内涵的认识还不完全一致，对其定义主要有以下四种：①　割理基本上是煤储层中的收缩裂隙，走向受形成期古构造应力场控制；②　割理是煤化作用过程中形成的，煤储层中最发育的裂隙；③　割理相当于其它沉积岩中的节理；④　割理是煤层中基本上没有发生位移的张性裂隙。

许多学者对割理成因的解释主要依据自己的观察结果，概括起来，有以下三种认识：①　强调内应力作用，认为割理是煤化作用过程中，由于垂向压实作用和脱水作用引起煤基质收缩而形成；②　强调外应力作用，认为割理的形成与古构造应力有关；③　割理是由煤化作用和古构造应力综合作用的结果。

一、宏观裂隙

基于上述争议，我国大多数学者掘弃割理，只用裂隙一词，其中面裂隙与面割理、端裂隙与端割理涵义相同。即在相互垂直或大致垂直的两组裂隙中，主要的一组称为面裂隙，次要的一组称为端裂隙。

1、分级

将宏观裂隙按大小、形态特征和成因分为大裂隙、中裂隙、小裂隙、微裂隙（内生裂隙）四级（表 3-3，图 3-2）。相应可将煤储层分为大裂隙储层、中裂隙储层、小裂隙储层、微裂隙储层四类。

表 3-3 宏观裂隙级别划分及分布特征

裂隙级别	高度	长度	密度	切割性	裂隙形态特征	成因
大裂隙	数十厘米~数米	数十～数百米	数条 / 米	切穿整个煤层甚至顶底板	发育一组，断面平直，有煤粉，裂隙宽度数毫米到数厘米，与煤层层理面斜交。	外应力
中裂隙	数十毫米～数十厘米	数米	数十条 / 米	切穿几个宏观煤岩类型分层（包括夹矸）	常发育一组，局部两组，断面平直或呈锯齿状，有煤粉。	
小裂隙	数毫米～数厘米	数厘米～1 米	数十～200 条 / 米	切穿一个宏观煤岩类型分层或几个煤岩成分分层，一般垂直或近垂直于层理分布	普遍发育两组，面裂隙较端裂隙发育，断面平直。	综合作用
微裂隙	数毫米	数厘米	200～500 条 / 米	局限于一个宏观煤岩类型或几个煤岩成分分层（镜煤、亮煤）中，垂直于层理面	发育两组以上，方向较为零乱。	内应力

大、中裂隙与外生裂隙或节理相当，系煤层形成后受外应力（主要为构造应力）作用而产生，常以各种角度与煤层层理面斜交，长度可达数米，可以出现在煤层的任何部位。在相同的构造应力条件下，一般焦煤、瘦煤内外生裂隙较发育。裂隙面往往有凹凸不平的滑动痕迹，多呈羽毛状、波纹状，也有比较光滑的，有时还可见到次生矿物或破碎煤屑的充填。

小裂隙是煤化作用过程中煤中凝胶化组分发生体积收缩变形与同期构造作用藕合的结果，常见于光亮煤和半亮煤之中，与层理面呈高角度相交，裂隙面较平坦，主要有两组，呈近于直角相交，较发育的一组称面裂隙, 延伸可达数厘米到1米；另一组称为端裂隙，限于面裂隙之间，长约数毫米到数十厘米。缝宽一般几μm到数十 μm，发育的密度与煤阶关系密切，中煤级煤最发育。

微裂隙与内生裂隙相当，常发育于镜煤与亮煤之中，主要系收缩内应力作用的结果，微裂隙一般长数厘米，缝宽不到1μm，高约数毫米。

对宏观裂隙的描述在井下或手标上进行，描述的内容包括走向、倾向、倾角、长度、宽度、高度、密度、矿物充填状态、表面形态或粗糙度及组合形态或连通性等。裂隙指数用光亮型煤与半亮型煤占整个煤层厚度的百分数来度量，初始裂隙宽度（即非应力状态下的裂隙宽度）通过显微镜来测量。

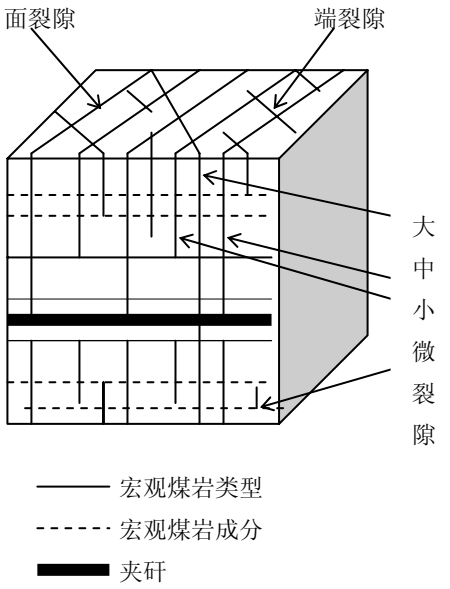


图 3-2 煤储层裂隙分级

裂隙表面形态对煤储层渗透率影响很大，常呈平直状、羽状、弯曲状、锯齿状、贝壳状等，弯曲及锯齿构造是相邻裂隙表面应力差异释放的曲线状边界，贝壳状构造类似于玻璃的碎裂面，是中煤级煤中镜煤条带的典型构造。不规则的裂隙表面往往使裂隙在高水平应力下保持一定的张开状态。

煤层气开发过程中剪应力和有效全应力发生变化，裂隙面发生剪切移动，裂隙宽度出现相应变化。图 3-3 中展示了两类情况，左边是在初始应力场中，平衡状态下理想化的粗糙裂隙，在煤层气开发过程中，诱导的剪应力引起裂隙面的移动，裂隙面的凸起体可相互叠加，形成更大的有效宽度；亦可被剪切掉，导致有效宽度减小，并形成细少的裂隙，从而降低了渗透率。有效正应力是控制这两类情形的重要因素。在剪切发生时，法向应力越小，凸起体相互叠加的可能性就更大，从而导致裂隙孔隙度或宽度的增加，法向应力增大，将会导致更窄的裂隙宽度和更小的体积增加，最终导致裂隙渗透率降低。

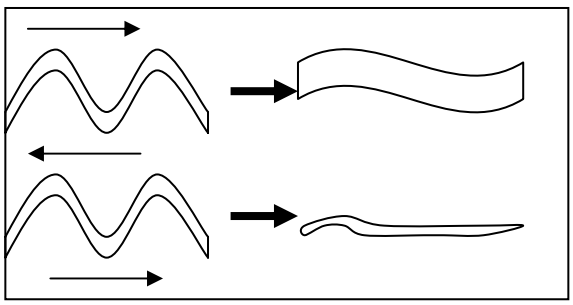


图 3-3 裂隙面上凸起的叠加和削减示意图

剪切程度可用以下公式进行计算；

$$A_s = 1 - \left(1 - \frac{\sigma_N}{p_0}\right)^{1.5} \qquad (3\text{-}1)$$

式中，A_s －被剪切掉的凸起体的面积与裂隙总面积之比；σ_N －裂隙面上的正应力，即：σ_N

$=\sigma_n-\alpha p$；p－裂隙内流体压力；α－Boit 系数，p_0－单轴抗压强度。

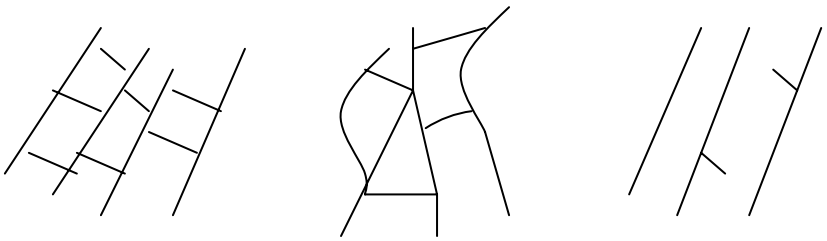
2、力学性质分类

裂隙或由内应力（煤化作用过程中，凝胶化组分收缩应力及超高孔隙流体压力）或由外应力（构造应力、重力及热应力等）或由内应力与外应力二者综合作用而形成。

外应力随地域和时域的不同而不同，层域上，因地层是高度不均质的（即使同一岩层也是不均质的），岩性及强度的差异会引起偏应力的不同，岩层中不同部位达到破裂条件总是先后有别的。据裂面破裂时所承受的正应力和剪应力情况，可将其分成三类：① 张性裂隙：张应力达到抗张强度面产生，不承受剪应力。裂隙走向垂直于张性的最小主应力 σ_3，裂隙面粗糙，不平直；② 张性剪裂隙：破裂时裂隙面既承受张应力，又承受剪应力。裂隙走向与张性的最小主应力 σ_3 近于垂直；③ 压性剪裂隙：破裂时裂隙面既承受压应力，又承受较大的剪应力。裂隙面平直，其法线大多与 σ_3 的夹角在 30° 左右。大裂隙往往与附近断层相伴生，逆断层发育地区多为压性剪裂隙，正断层发育地区多为张性或张剪性裂隙；中裂隙或部分小裂隙裂面较平坦，为张剪性或压剪性裂隙。正应力小，裂面光滑，正应力大，裂隙内煤粉发育，如焦作地区、沁水盆地北部寿阳地区。

3、组合类型

根据面裂隙、端裂隙形态和组合关系可分为三种：① 矩形网状：主要为小裂隙，一般面裂隙密度大于端裂隙，彼此近于直交，因而具有较高的渗透性，渗透率的方向性中等（图 3-4）；② 不规则网状：小裂隙与微裂隙交织在一起，面裂隙与端裂隙都较发育。这种组合的渗透性中等，没有明显的各向异性。主要发育于低煤化烟煤中；③ 平行状：实际上是由于端裂隙不发育，只见面裂隙平行产出。这种组合一般只反映局部现象，当端裂隙出现时又变成矩形网状组合了，由于只发育一组裂隙，渗透率的各异向性明显，具有优势方位。大裂隙呈平行状或羽状，中、小裂隙以矩形网状为主，其次为平行状，微裂隙则大多为不规则网状。

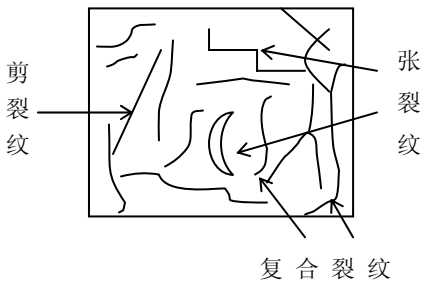


① 矩形网状　② 不规则网状　③ 平行状

图 3-4　宏观裂隙组合形态

二、显微裂隙

显微裂隙长度为数十微米~数毫米，高度数数百微米，局限于一个煤岩成分分层内，发育多组，方向较零乱，主要由流体压力、收缩应力形成的内生裂纹。但在扫描电镜观察显微裂隙也同样可以见到由外应力形成的构造裂隙。构造裂隙多与煤岩条带斜交，且穿越煤岩条带，依据形态特征加以推断，如阶梯状、雁列式、帚状及“X”式等；内生裂纹主要发育于基质镜质体和均质镜质体内，垂直或近于垂直镜质体条带分



布， 一般不穿层；还有二者复合形成的“S” 形裂纹和树枝状裂纹。剪裂纹平直，缝壁闭合；

图 3-5 显微裂隙示意图

张裂纹缝壁呈锯齿状，收缩裂纹呈月牙形，二者均呈张开状（图3-5）。

三、 孔隙

煤的孔径结构是研究煤层气赋存状态、气、水介质与煤基质块间物理、化学作用以及煤层气解吸、扩散和渗流的基础。

1、孔隙的成因分类

Gan 等（1972）按成因将煤中孔隙划分为分子间孔、煤植体孔、热成因孔和裂缝孔。郝琦（1987）划分的成因类型为植物组织孔、气孔、粒间孔、晶间孔、铸模孔、溶蚀孔等。张慧以煤岩显微组分和煤的变质和变形特征为基础，比较大量的扫描电镜观察结果为依据，将煤孔隙的成因类型划分为四大类十小类（表 3-3）。煤孔隙成因类型及发育特征是煤层生气、储气和渗透性能的直接反映。

表 3-3 煤孔隙类型及成因（据张慧，2001）

类型		成因简述
原生孔	胞腔孔	成煤植物本身所具有的细胞结构孔
	屑间孔	镜屑体、惰屑体和壳屑体等碎屑状颗粒之间的孔隙
变质孔	链间孔	凝胶化物质在变质作用下缩聚而形成的链之间的孔隙
	气孔	煤变质过程中由生气和聚气作用而形成的孔隙
外生孔	角砾孔	煤受构造应力破坏而形成的角砾之间的孔隙
	碎粒孔	煤受构造应力破坏而形成的碎粒之间的孔隙
	磨檫孔	压应力作用下面与面之间因磨檫而形成的孔隙
矿物质孔	铸模孔	煤中矿物质在有机质中因硬度差异而铸成的印坑
	溶蚀孔	可溶性矿物在长期气、水作用下受溶蚀而形成的孔
	晶间孔	矿物晶粒之间的孔

2、孔隙大小分级

国内外研究者基于不同的研究目的和不同的测试精度，对煤的孔径结构划分作过大量的研究工作。其中，在国内煤炭工业界应用最为广泛的是Ходот（1961）的十进制分类系统（表 3-4），Gan（1972）和国际理论与应用化学联合会（转引自 Walker P．L.，1988）的分类系统则较普遍地见诸国外煤物理和煤化学文献。此外，秦勇等（1995）还开展过高煤级煤孔隙结构的自然分类研究。

表 3-4 煤孔径结构划分方案比较 单位：直径，nm

Ходот（1961）	Dubinin (1966)	IUPAC（1966）	Gan (1972)	抚顺煤研所＊（1985）	吴俊 (1991)	杨思敬（1991）
微孔，＜10	微孔，＜2	微孔，＜2	微孔，＜1.2	微孔，＜8	微孔，＜5	微孔，＜10
过渡孔，10~100	过渡孔，2~20	过渡孔, 2~50	过渡孔, 1.2~30	过渡孔, 8~100	过渡孔，5~50	过渡孔，10~50
中孔，100~1000					中孔，50~500	中孔，50~750
大孔，＞1000	大孔，＞20	大孔，＞1000	粗孔，＞1000	大孔，＞100	大孔，500~7500	大孔，＞1000

＊ 抚顺煤炭科学研究所．煤层烃类气体组分与煤岩煤化关系的研究．1985

煤孔隙大小相差 5~6 个数量级，最小孔径达到纳米级(nm/10^{-9}m)。前苏联学者Ходот（1961）对煤的孔径结构划分是在工业吸附剂的基础上提出的，主要依据孔径与气体分子的相互作用，考虑到煤中甲烷有效分子直径为 0.38nm 左右，气体在大孔中主要以层流和紊流方式渗透，在微孔中以毛细管凝结、物理吸附及扩散现象等方式存在。

3、煤的表面积

煤的表面积包括外表面积和内表面积，外表面积所占比例极小，主要是内表面积。煤的表面积用比表面积表示，即每克煤所具有的表面积，单位为 m^2/g。煤的比表面积大小与煤的分子结构和孔隙结构有关。测定煤比表面积有多种方法，如 BET 法（三位物理化学家名字的缩写），微孔体积法和气相色谱法等。

用BET法测定的煤比表面积表明无烟煤的比表面积最大， 约230m^2/g，次为褐煤，约200m^2/g，高煤级烟煤150m^2/g，低中煤级烟煤最小，约为60~80m^2/g。这反映了煤化过程中煤分子空间结构的变化。

4、煤的孔隙率

煤的孔隙率是指煤中毛细孔和裂隙的总体积与煤总体积之比，也可用单位重量煤包含的孔隙体积表示，即煤的比孔容为每克煤所具有的孔隙体积，单位为 cm^3/g。

煤的孔隙率可据煤的真密度和视密度来计算求得：

孔隙率=[（真密度-视密度）/真密度]×100%

煤孔隙率的大小与煤级有关(表 3-5)，变化在 2~25%之间。褐煤的孔隙率最高， 12~25%，如内蒙古大雁褐煤孔隙率为 17.42%，山东黄县褐煤孔隙率为 12.91%；中等煤级烟煤孔隙率最低(肥煤、焦煤)，为 2~6%左右。如河北唐山肥煤为 6.10%，山西临县焦煤为 6.18%；高煤级烟煤以后，由于分子排列规则化，孔隙率又有升高，约 5~10%。不同煤级孔径特征不同，褐煤和低煤阶烟煤以大孔为主，而高煤级烟煤和无烟煤则以微孔为主，中煤级烟煤则以小孔为主，部分为中孔和微孔。

表 3-5 孔隙率与煤化程度的关系

$R_{o,max}$/%	0.15	0.37	0.45	0.57	0.63	0.70	0.85	1.09	1.12	1.36	1.85	1.91	2.69
孔隙率/%	24.72	16.84	12.91	9.18	7.78	7.50	6.94	6.36	6.10	6.18	6.24	6.40	6.20

煤的孔隙性与煤岩成分有关。丝炭的孔隙率比镜煤大 3~4 倍，且以中孔、大孔为主，镜煤则以微孔和小孔为主。煤中的大孔和中孔有利于甲烷气体的运移；而小孔和微孔则与甲烷的吸附、储藏能力有关。

5、孔隙形态及连通性

煤中有效孔隙包括开放孔和半封闭孔两种基本类型。根据压汞曲线“孔隙滞后环”特征，可对孔隙的连通性极及其基本形态进行初步评价。开放孔具有压汞滞后环，半封闭孔则由于退汞压力与进汞压力相等而不具“滞后环”。但一种特殊的半封闭孔—细颈瓶孔，由于其瓶颈与瓶体的退汞压力不同，也可形成“突降”型滞后环的退汞曲线（图 3-6）。

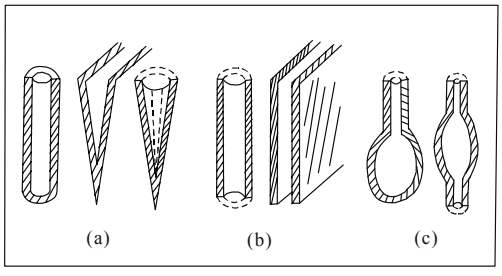


图 3-6 孔隙形态类型（据秦勇，1994）

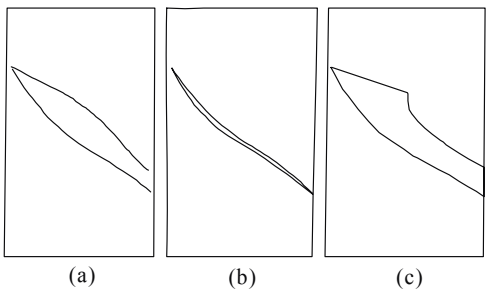


图 3-7 孔隙压汞滞后环与孔隙连通性

（a）半封闭孔（b）开放孔（c）细颈瓶孔　　（a）半封闭孔（b）开放孔（c）细颈瓶孔

低煤级煤、中煤级煤镜煤—亮煤的压汞线形进汞、退汞体积差（压力差）较大，滞后环宽大，退汞曲线微上凸，开孔较多，孔隙连通性最好；高煤级压汞线形具有一定的进汞、退汞体积差，滞后环窄小，孔隙多以开孔为主，但退汞曲线均呈下凹状，表明其中包括相当数量的半封闭孔隙；中、高级无烟煤（$R_{o,max}$ 介于 4.0%~8.6%之间），进、退汞曲线相对闭合，半封闭孔容相对增大（图 3-7）。

四、煤的分子结构

煤大分子结构至今尚未定论，但对其定性的看法是较为一致的。煤基质是由不同分子量和化学结构组成的一系列相似化合物，无法用单一的分子模式来描述，只能描绘出化学结构相近和分子结构相似的煤分子模式，即“基本结构单元”（BSU）。一般认为煤大分子主体结构单元是缩合芳香环体系（芳香层单元），它们通过交联键、各种桥键和官能团连接起来。煤大分子结构随变质程度的加深，逐步脱氧、脱氢，芳构化和缩合度增大，平均面网间距 d_{002} 减少（图 3-9）。

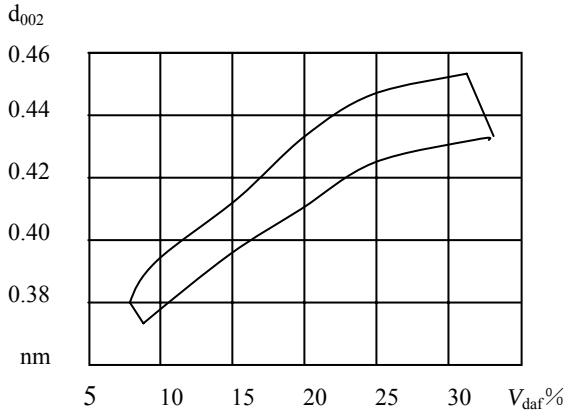


图 3-9　面网间距(d_{002})与煤变质程度（V_{daf}）关系（据艾鲁尼 A T，1992）

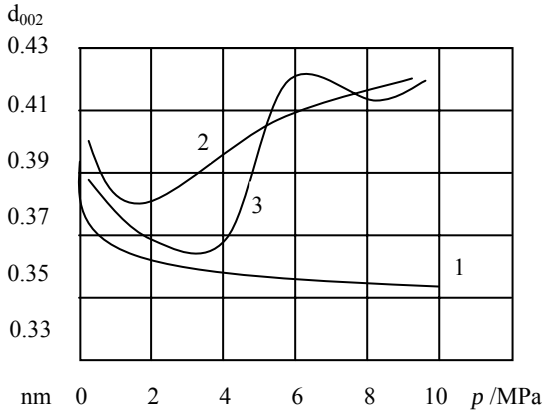


图 3-10　面网间距 d_{002} 与瓦斯压力的关系
1、2、3－瓦斯饱和过程中煤体形变的三种类型

艾鲁尼 A. T（1992）对瓦斯压力超过 1.5MPa 的饱含瓦斯煤样所作的 X 射线结构分析表明，在分子尺度上，随着瓦斯的饱和过程，在宏观上只发现样品的体积按指数函数增加，而煤大分子形变有三种类型（图 3-10）：① 当煤样 d_{002} 初始值＜0.385nm，d_{002} 呈指数函数减少；② 当煤样 d_{002} 初始值在 0.385~0.398nm 之间，瓦斯压力为 0~1.8MPa 的区间内，d_{002} 呈指数函数减少，瓦斯压力大于 1.8MPa 后，d_{002} 单调地增大；③ 当煤样 d_{002} 初始值在＞ 0.4nm，饱和过程最复杂，瓦斯压力在 0~2.2MPa 的区间内，d_{002} 减少到 0.365~0.36 nm，瓦斯压力在 2.2~6.1MPa 区间内 d_{002} 快速增大到 0.425~0.428 nm，压力进一步增大，d_{002} 又减小到 0.415~0.418 nm。当煤被水饱和，也出现类似过程。由此可见，煤大分子结构吸附气、水介质后微观机理十分复杂，d_{002} 间距随压力和初始距离呈阶段性变化。

传统观点认为煤是三维聚合结构，通过网状桥（共价键）结构进行连接。但人们已经认识到保存在煤的三维结构中仍有许多分散的“小分子”物质，如甲烷、二氧化碳、水及油、焦油、芳香烃等。近来煤层气研究中，人们发现强调共价键在煤结构中的连接作用的重要性要比想象的要小得多，相反，分子间的弱作用力如氢键和范得华力则显得更为重要。为此，人们提出了“两端元模式”。

煤构成的“两端元模式”首先把煤划分成有机质构成和无机质构成两大类。有机质构

成部分又可进一步分为“大分子基质”和“分子”物质两部分。“分子”物质部分又可进一步分为两类：1）固结部分，这部分由于其大小、形态及结合强度，使得这些分子物质不能在煤结构里快速运动；2）松散小分子，如甲烷、二氧化碳、水和其它物质，其中甲烷是有经济价值的，是煤层气的主要部分。

为了区别煤结构里固体物质和松散物质，虽然有很多的专门的分析技术来鉴定煤的构成，如真空蒸馏法、热处理法、溶剂萃取法、H－NMR 分光镜法，但其结果因方法的不同而相差甚远。

煤构成的两端元模式早在上世纪已被人接受，但在最近才得到广泛接受和应用。该模式在解释煤结构特征以及煤储层特征方面具有很大的实用价值。必须清楚地认识到无论是“分子物质”还是“大分子基质”，它们都不是均质体。因此，在煤化作用过程中，其成分都在发生变化。例如，低煤阶的煤，其分子组成主要是水、甲烷；中等煤阶煤，主要是油、焦油、沥青物质、甲烷；高煤阶煤，主要是甲烷和水。但现今保存在煤层里的是它们的混合物。

由于这一系列过程都发生在煤化作用过程中，所以煤的分子构成和富集程度不是固定的，而是有着显著地变化。低煤阶煤，以压实脱水为主，水充填了煤的孔隙；当煤进入“生油窗”时，水含量减少到 15%~20%，到生油高峰期，水含量减少到不足 2%；当煤过了“生油窗”之后，水分含量又有所增大。水分含量除受物理压实作用影响外，还与亲水基团和羟基基团及碳酸根基团有关。

第三节　裂隙发育的地质控制

煤储层裂隙发育受多种因素影响，归纳起来主要有下列8种：① 煤化作用的类型和程度；② 煤岩成分、类型和厚度；③煤中矿物质含量及赋存状态； ④ 煤层结构；⑤ 煤层或分层厚度；⑥ 古构造应力场；⑦ 水文地质条件；⑧ 构造变形样式。前三种因素主要影响裂隙的密度，煤层结构和厚度主要影响裂隙的连通性，而古构造应力场和构造变形样式则分别对裂隙的方位起控制和改造作用，静水压有利于裂隙的张开，而一定矿化度的水常生成大量自生矿物，则造成裂隙充填。

一、 煤级

在深成变质、岩浆热变质和动力变质作用诸方式中，以深成变质基础上的区域岩浆热变质有利于煤层裂隙的发育和张开。微裂隙、显微裂隙发育程度也与煤级有关，以中煤级煤最发育。从太行山东麓含煤区山西组二 $_1$ 煤光亮煤的面割理密度与煤级之间的关系图（图 3-11）上可以看出，中煤级煤的裂隙密度较高，低煤级和高煤级煤的裂隙密度较低。在相似煤级（镜质组反射率 $R_{o,max}$%1.2~1.8%）条件下，我国柳林地区小裂隙面密度大于美国的圣胡安和黑勇士盆地，安阳地区小于圣胡安和黑勇士盆地（图 3-12）。面裂隙不仅长度大于端裂隙，而且密度也往往

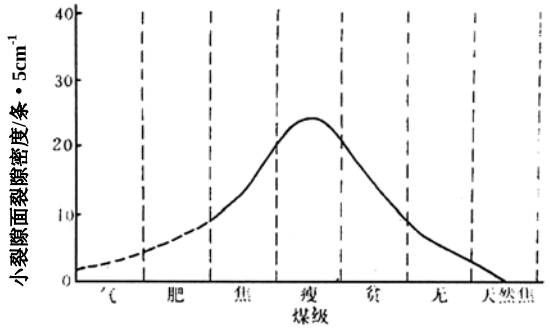


图 3-11 太行山东麓山西组二$_1$煤光亮煤的面割理密度与煤级关系图

大于端裂隙（图 3-13）。

二、煤岩类型

煤岩成分、类型和厚度对裂隙密度、长度和高度有重要影响，在煤级相似的情况下，裂隙密度由光亮型煤－半亮型煤－半暗型煤－暗淡型煤逐渐降低（图3-14，表3-6），即随镜质组含量的降低而减少（图3-15）。镜煤和亮煤中裂隙最发育，暗煤和丝炭中一般不发育裂隙。显微镜下观察发现不同显微煤岩类型中显微裂隙发育的程度也不同，微镜煤和微亮煤中显微裂隙发育，微暗煤中显微裂隙不发育。

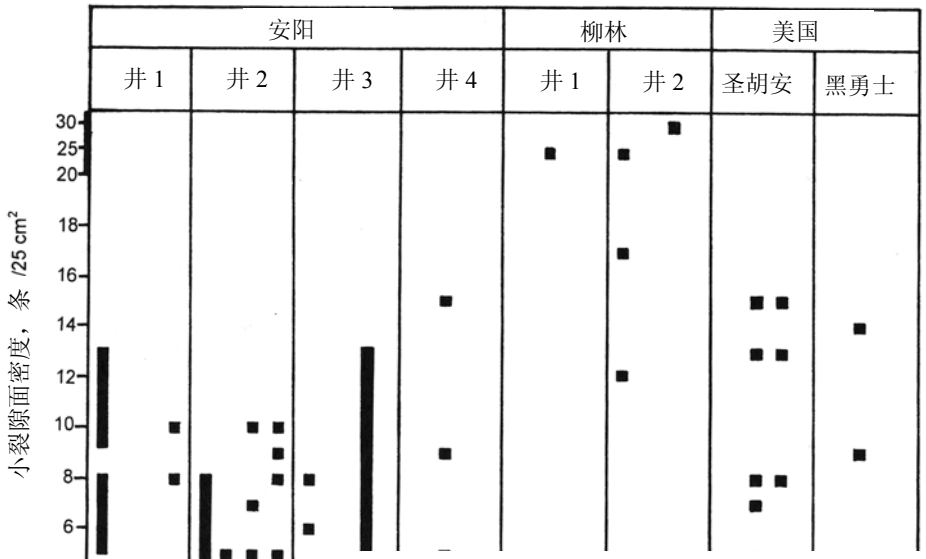
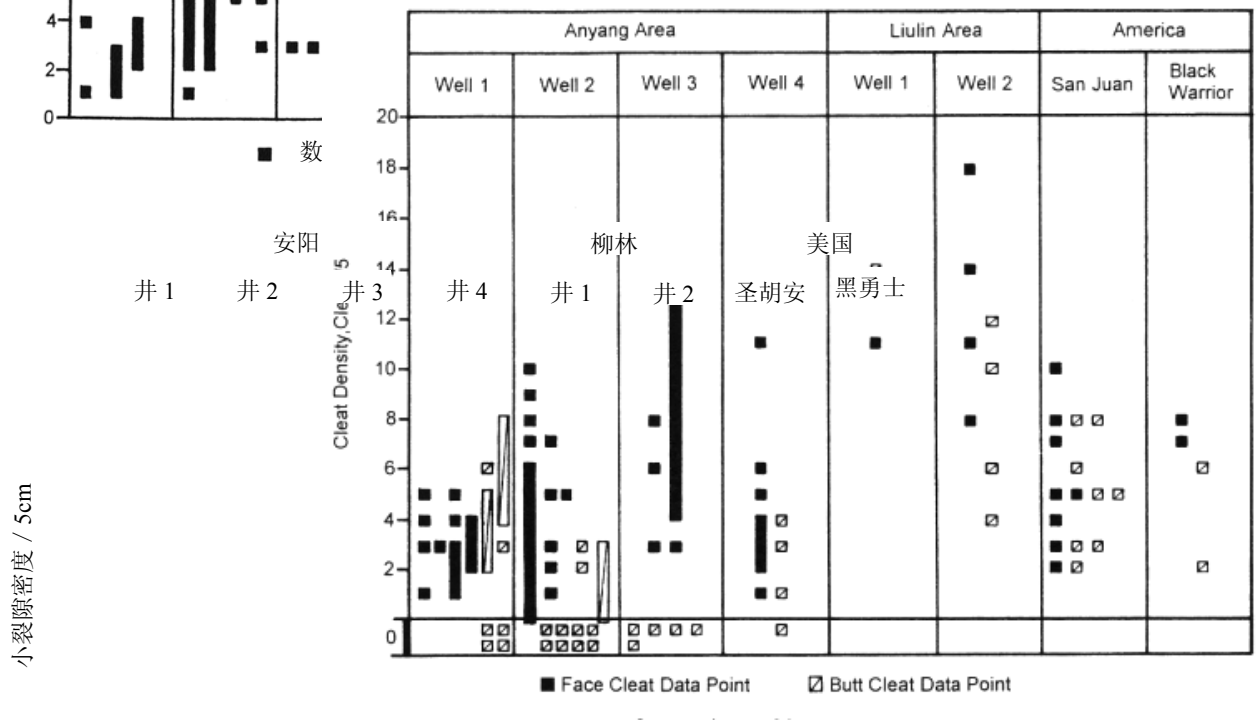


图 3-12 国内外相似煤级（$R_{o,max}$%1.2~1.8%）小裂隙面密度对比



面裂隙数据点　　端裂隙数据点

图 3-13　国内外相似煤级（$R_{o,max}$%1.2~1.8%）面裂隙密度与端裂隙密度对比

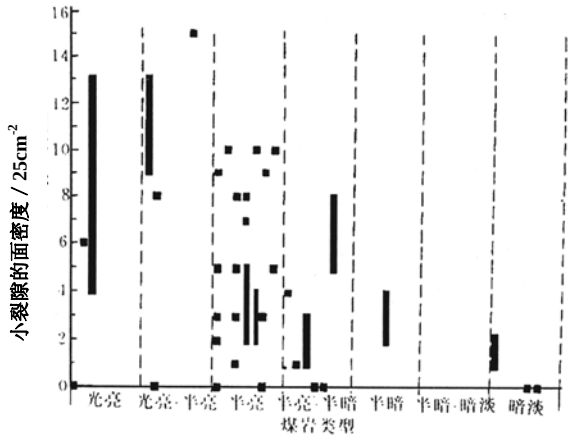


图 3-14 安阳煤层气勘探开发试验区煤安 1、2、3、4＃煤样（焦煤）裂隙的面密度与煤岩类型关系图

表3-6　淮南煤田微裂隙发育程度与宏观煤岩类型的关系　单位：条/m

煤层	光亮煤	光亮~半亮煤	半亮煤	半亮~半暗煤	半暗煤	半暗~暗淡煤	暗淡煤
13－1	320	280	240	200	160	120	60
11－2	400	360	300	220	180	120	100
9			340	260	200	180	160
7	400	340	300		140	100	
6		400	340	280	200	180	100
4			360	280	200	160	
1	600		460	280			

注：为微裂隙发育密度的最大值，引自王生维，1996

随矿物质含量增高，煤层中裂隙密度、长度和宽度均降低。矿物质赋存状态不同对裂隙的影响也不一样。分散矿物质主要影响裂隙的密度，富集块状矿物则主要影响裂隙的连通性。

煤层结构主要影响裂隙的垂向延伸。在简单结构煤层中，大、中裂隙可以穿透整个煤层，垂向连通性好；在复杂结构煤层中，小裂隙和微裂隙中止于夹矸，垂向不连通，导致夹矸层上、下煤分层形成各自的裂隙系统。煤分层厚度越小，裂隙密度越大，裂隙间距一般小于煤岩分层厚度。

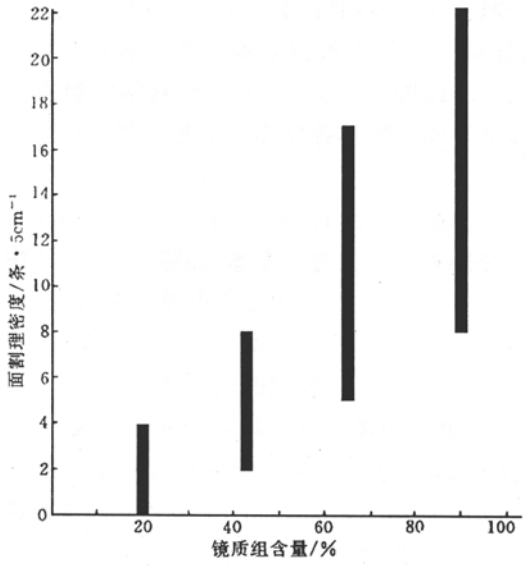


图 3-15　河东柳林煤层气勘探开发试验区附近煤矿太原组和山西组煤层的面割理密度与镜质组含量关系图

（焦煤，$R_{o,max}$= 1.3% ~ 1.7%）

古构造应力场指与裂隙形成同期的构造应力场。由小裂隙和微裂隙的煤化作用属性可知，它的主形成时段与煤变质的某一时段一致，如我国华北石碳－二叠纪煤层深成变质一般止于三叠纪末，小裂隙和微裂隙是在煤层还具有一定韧性的条件下逐渐形成的。而大、中裂隙是在燕山期区域岩浆热变质阶段，在强烈的构造应力场中快速形成的。具有记录“瞬时”古应力状态的意义。但由煤裂隙确定的古应力方向与由围岩确定的古应力方向之间有一定的夹角。主要由地层的非均质性引起的偏应力所致。由于煤层是软弱岩层，其变形量比围岩大，当围岩被牵引、拉断，而煤层中只出现一些裂隙。

静水压的有效应力作用有利于裂隙的形成和张开，动水压一方面使部分煤层气逸散，不利于煤层气的保存，另一方面，动水压具有冲刷煤粉的作用，有利于煤层气的渗流。高矿化度的水，在煤层裂隙中易形成大量的自生矿物，如方解石、绿泥石、迪开石等，减少了煤储层裂隙孔隙度，降低了煤储层渗透率，尤其是水分与煤中矿物质如粘土矿物、石膏和芒硝等结合，降低了煤岩体骨架的结合力，煤体发生膨胀变形，阻塞了煤中孔、裂隙通道。

构造变形样式包括煤层裂隙形成后发生的变形和现存构造应力场下的受力状态。构造变形对裂隙的影响主要表现在改造和破坏，如煤储层中高角度的裂隙面，在层滑构造中有时变成断坪，局部受断层的影响，裂隙走向发生急剧变化，在强烈构造变形区，煤层原生结构遭受严重破坏，裂隙被强烈改造，其方向无法辨认。现存构造样式指煤层所处构造位置及现代应力环境，背斜中合面之上或向斜中合面之下，即张应力环境有于裂隙的张开。由渗透率滞后现象推知，多期次的构造运动，使渗透率降低，也可能是石碳－二叠纪煤储层与中、新生代煤储层渗透率差异的主要原因之一。

第四章　煤储层压力及吸附/解吸特征

煤层气以游离、吸附、固溶和溶解多种状态赋存于煤储层中。其中吸附状态是煤层气最主要的赋存形式，储层压力是控制煤层吸附气量的最主要因素。

第一节　煤储层压力

地层中某一点通常受到三个方向的应力作用：垂直主应力，近似于上覆岩层的重量；两个相互正交的水平主应力，其大小明显不同，两者比值一般介于 0.2~0.8 之间，且很少与垂向主应力相等。构造应力与所处构造部位密切相关，水平应力在逆断层或褶皱发育地段要远大于垂向主应力，在正断层发育地段则小于垂向应力（国家地震局地壳应力研究所，1990）。

一、定义

煤储层压力，是指作用于煤孔隙—裂隙空间上的流体压力，故又称为孔隙流体压力，相

当于常规油气储层中的油层压力或气层压力。煤储层压力一般通过试井分析测得，即利用外推方法求取原始地层条件下中相对平衡状态的初始压力。煤储层压力与煤层含气性密切相关，它与吸附性（特别是临界解吸压力）之间的相对关系直接影响采气过程中排水降压的难易程度。因此，煤储层压力的研究，不仅对煤层含气性和开采地质条件的评价十分重要，同时也可为完井工艺提供重要参数。

煤储层流体要受到三个方面力的作用，包括上覆岩层静压力、静水柱压力和构造应力。当煤储层渗透性较好并与地下水连通时，孔隙流体所承受的压力为连通孔道中的静水柱压力，即是说储层压力等于静水压力。若煤储层被不渗透地层所包围，由于储层流体被封闭而不能自由流动，储层孔隙流体压力与上覆岩层压力保持平衡，这时储层压力便等于上覆岩层压力。在煤储层渗透性很差且与地下水连通性不好的条件下，由于岩性不均而形成局部半封闭状态，则上覆岩层压力即由储层内孔隙流体和煤基质块共同承担，即：

$$\sigma_V = P + \sigma \qquad (4\text{-}1)$$

式中，σ_V—上覆岩层压力，MPa；P—煤储层压力，MPa；σ—煤储层骨架应力，MPa。此时，煤储层压力将小于上覆岩层压力而大于静水压力。

二、压力状态

在实践中，为了对比不同地区或不同储层的压力特征，通常根据储层压力与静水柱压力之间的相对关系确定储层的压力状态，采用的参数为储层压力梯度或压力系数。

储层压力梯度：系指单位垂深内的储层压力增量，常用 kPa/m 或 MPa/100m 表示，在煤储层研究中应用广泛。储层压力梯度若等于静水压力梯度（9.78kPa/m），储层压力状态为正常；若大于静水压力梯度，则称为高压或超压异常状态；若小于静水压力梯度，则称为低压异常状态。

压力系数，被定义为实测地层压力与同深度静水压力之比值，石油天然气地质界常用该参数表示储层压力的性质和大小。当压力系数等于 1 时，储层压力与静水柱压力相等，储层压力正常；在压力系数大于 1 的情况下，储层压力高于静水压力，称为高异常压力，如果储层压力远远大于静水压力则称超压异常；若压力系数小于 1，储层压力低于静水压力时，称低异常压力。因此，在煤储层压力研究中，需要综合考虑上覆岩层的性质和厚度、储层与上覆岩层的水力联系、构造特征和构造应力场分布等因素，从而对储层压力状态及其作用因素进行评价。

三、地质控制

煤储层压力受煤层埋深和地应力的控制。我国煤储层试井成果表明，我国煤储层压力梯度最低为 2.24 kPa/m，最高达 17.28 kPa/m。处于欠压状态的煤储层占总测试层次数的 45.3%；处于正常压力状态的煤储层占总层次数的 21.9%；处于高压异常状态占总层次数的 32.8%。上述情况表明：我国以欠压煤储层为主、分布普遍，但也不乏高压煤储层。红阳 CW1 井的 7 煤、铁法 DT1 井的 13 煤、太原西山 XG1 井的 2 煤、韩城 HS1 井的 5 煤和 11 煤等为高压煤储层；沈北、平顶山、淮南、离柳—三交、大城、峰峰等地区所测试的煤层几乎均为正常压力状态煤储层或略高于静水压力的高压煤储层；而阜新、开滦、安阳—鹤壁、焦作、

淮北、阳泉—寿阳、丰城等目标区所测试的煤层全部或大部分为欠压煤储层。应当指出，个别超压煤储层的存在可能与试井作业代表性有关，应当结合水文地质条件做具体的分析，如红阳 CW2 井和 PW1 井的 12 煤、太原西山 XG1 井的 8 煤和 9 煤、韩城 HS3 井的 3 煤等均具有超压煤储层特征。

1、埋深控制

煤储层压力总体上与埋深呈线性正相关关系，煤层埋深增加，储层压力随之增高（图 4-1），但数据较为离散（表 4-1）。我国煤层气试井成果表明，在埋深小于 500 m 时，煤储层平均压力均小于 5 MPa，如晋城、韩城、沁源、柳林等地；埋深小于 1000 m 时，除韩城、太原西山、开滦等矿区的个别层次接近 11 MPa 以外，绝大部分煤储层的平均压力均小于 10MPa；当埋深大于 1000 m 时，除开滦矿区较低外，其他矿区煤储层平均压力均大于 10 MPa，如大城、平顶山、淮南、吴堡等。

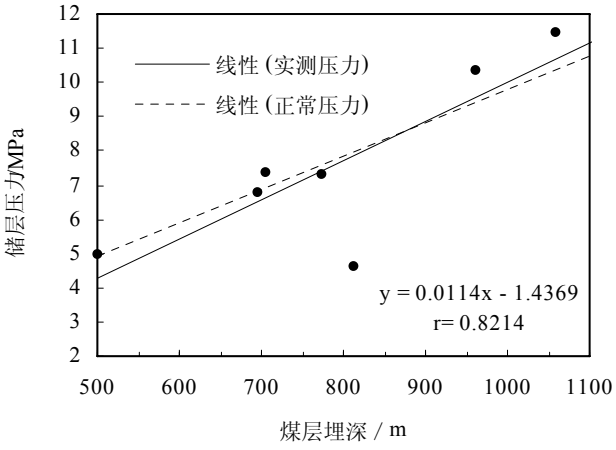


图 4-1 淮南煤田煤储层压力与埋藏深度之间的关系

表 4-1　淮南煤田主煤层储层压力试井数据统计表

试井参数	新集矿区			谢李矿区			潘集矿区
	13-1	8	6	13-1	6, 7, 8	11-2	13-1
储层压力/MPa	4.96	7.34	7.36	4.62	11.45	10.34	6.78
埋深/m	501.01	772.63	707.69	810.53	1060.19	957.41	698.97
压力梯度/MPa/hm	0.99	0.95	1.04	0.57	1.08	1.08	0.97
压力系数	1.01	1.13	1.07	0.58	1.10	1.10	0.96

2、地应力控制

构造应力增加，有利于煤储层压力的保持，但往往导致渗透率降低，并给煤储层的排水、降压以及煤层气的解吸、运移、产出造成一定困难，在高地应力区尤为如此。总体上来看，构造应力过高会对煤层气井的高产带来消极影响，过低则不利于煤层气的富集。

不同地区地应力的大小是不同的，当应力增大，孔裂隙被压缩，体积变小，储层压力变大；当地应力变小，孔裂隙体积变大，储层压力则变小。因此，地应力与储层压力存在相关性。

煤层气井的注入/压降试井的微型压裂法可测到煤储层的闭合压力，最小主应力实际上是指煤体被压开的裂缝开启后闭合时的闭合压力。现有试井资料而言，我国煤储层闭合压力变化于 6.0~22.7MPa 之间，主要集中在 8~16MPa。高应力值分布于井深大于 1200 m 的大城和吴堡地区；埋深小于 1000 m 的高应力地区则分布于韩城北部、红阳、淮北、西山等矿区。美国黑勇士盆地地应力值为 1~6 MPa，澳大利亚东部悉尼盆地、鲍恩盆地为 1~10 MPa，少

数达 14 MPa（Enever 和 Hennig，1997），而中国地应力低限值大体相当于美国黑勇士盆地地应力的高限值。与美国和澳大利亚相比，中国煤储层所承受的原地应力要大。

据煤层气井储层压力与闭合压力测试结果，煤储层压力与闭合压力之间呈指数正相关关系（图 4-2），当最小主应力达到 10MPa 时，煤储层压力一般在 5MPa 左右；最小主应力增至 20MPa 时，煤储层平均压力增大至 8MPa。这种特征显然在储层压力梯度与地应力梯度关系中也应具有相同的显现形式。在平均地应力梯度高于 1.5MPa/100m 的地区，煤储层平均压力梯度大于 1.03MPa/100m，均为高压或超压储层；在平均地应力梯度低于 1.5MPa/100m 的地区，除韩城之外，煤储层平均压力梯度均小于 1.03MPa/100m，为正常或欠压储层。

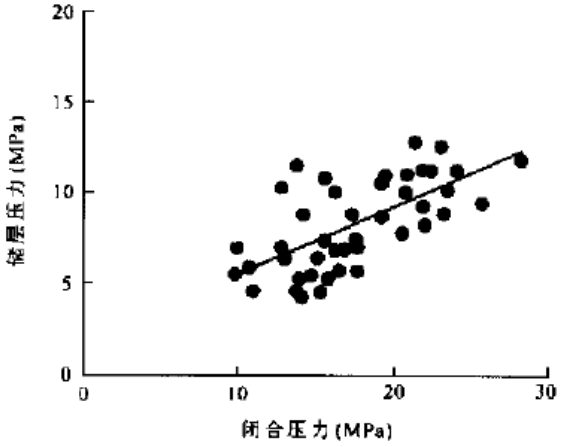


图 4-2 煤储层压力梯度与闭合压力梯度的关系

储层压力与最小主应力之间的这种规律，对于煤层气开采是一对矛盾，储层压力大，容易排水降压，形成压力差，气体易解吸；最小主应力对煤层气开采有负面影响，应力对孔裂隙起着闭合作用，应力越大，孔裂隙的开启程度越小，对流体的渗流通道有影响，降低了煤储层的渗透率，也就影响到产气量。因此，煤层气开采应选择应力小的区域和储层压力高的区域。

值得进一步指出的是我国晚古生代、中生代煤储层为无水煤层或弱含水煤层，只有新生代个别煤层为含水层，试井方法以水流体为载体得出的煤储层压力，很难反映我国煤储层压力的全貌，因为煤储层压力中包括水压和气压，对应于煤储层三元结构系统，实际上存在三级压力场。

第二节　煤储层的吸附特征

吸附是气体与固体表面之间未达到热力学平衡时发生的，达到平衡是作为“吸附质”的气体分子在“吸附剂”的固体表面上的积累实现的。吸附的结果，在固体表面上形成了由吸附质构成的“吸附层”。Moffat 等（1955），Yang 等（1985）测得煤对甲烷的吸附热比汽化热低 2~3 倍，煤层甲烷以物理吸附方式储存在煤中，氮气、二氧化碳等的吸附也与甲烷一样，表明煤对气体的吸附性是无选择性的（Moffat，1955；Yang，1985）。大量实验证明，煤对气体的吸附是可逆的。由于范德华力的作用，在临界温度以下所有气体都有吸附势，并会形成多层吸附，甚至产生凝结现象。甲烷气体与煤表面相互作用的现场低温红外光谱实验表明：甲烷与煤核表面的相互作用是各向异性的，当甲烷在煤核表面呈正三角锥重叠时能量最低，相互作用势最大；在-100~30℃范围内未发现化学吸附态的存在（陈昌国，1995）。量子化学

计算得出，当甲烷吸附于煤 d_{002} 面时，最大吸附势仅为 2.65kJ/mol，显然属于物理吸附过程，即表面凝聚（李葵英，1998）。

一、朗格缪尔理论

按 Bruhauer 等人的分类，煤对甲烷的吸附属于第Ⅰ类吸附等温线（图 4-3），其特征是不存在吸附分子与脱附分子的分离现象，即不存在所谓的吸附回线；不仅单分子层吸附表现出第Ⅰ类吸附等温线，当吸附剂仅有 2.0~3.0nm 或以下的微孔时，虽发生多层吸附与毛细凝聚，其吸附等温线仍表现为第Ⅰ种类型。

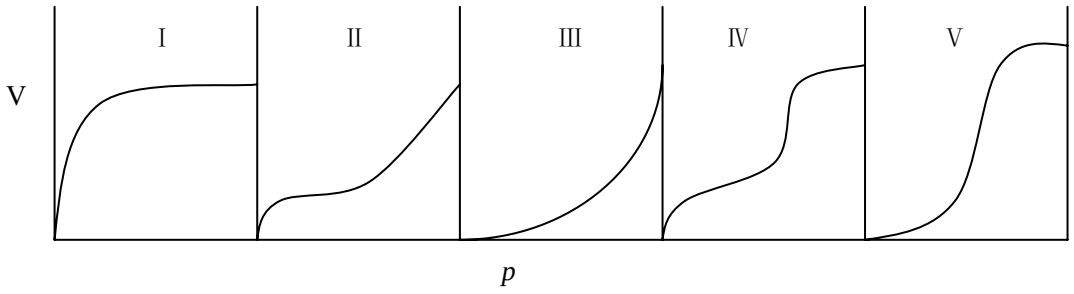


图 4-3　气体在固体表面上吸附等温线的不同类型

煤储层的三元孔、裂隙结构决定了煤层甲烷解吸动力学的阶段性，在排水降压作用下，煤储层宏观裂隙内压降较快，显微裂隙、大孔隙次之，而微孔隙则压降缓慢。当储层压力低于临界解吸压力以后，甲烷首先在宏观裂隙内开始解吸，然后依次是显微裂隙、大孔隙、微孔隙。煤层甲烷不断由吸附相变成游离相。解吸与吸附作用几乎是完全可逆的过程，同样可用 Langmuir 等温吸附定理来描述。

朗格缪尔模型（Langmuir，1916）是根据汽化和凝聚的动力学平衡原理建立的，其方程简单实用，已广泛用于煤和其它吸附剂对气体的吸附，大多数研究煤的等温吸附仪也是遵循这一理论设计的。

朗格缪尔模型是基于单分子层吸附理论得出的，其基本假设为：

①　固体表面具有吸附能力是因为其表面上的原子力场没有得到饱和，有剩余力存在，当气体分子碰撞到固体表面上时，其中一部分就被吸附并放出热量。但是气体分子只有碰撞到尚未被吸附的空白表面上才能够发生吸附作用。当固体表面排满一层分子之后，这种力场得到了饱和，因此吸附是单分子层的；

②　固体表面是均匀的，各处的吸附能力是相同的，吸附热不随覆盖度变化，是一个常数；

③　已被吸附的分子，当其热运动的动能足以克服吸附剂引力场位垒时，又会重新回到气相，再回到气相的机会不会受邻近其它吸附分子的影响，即被吸附分子之间无作用力；

④　吸附平衡是动态平衡。所谓动态平衡是指吸附达到平衡时，吸附仍在进行，相应的解吸（脱附）也在进行，只是吸附速度等于解吸速度而已。上述过程可表示为：

$$\text{气体分子（空间）} \underset{\text{解吸}}{\overset{\text{吸附}}{\rightleftharpoons}} \text{气体分子（被吸附在固体表面上）}$$

若用 θ 代表表面被覆盖的百分数，称为覆盖度，即：

$$\theta = \frac{S_\theta}{S_t} \qquad (4\text{-}1)$$

式中，S_θ 为已被吸附质覆盖的固体表面积；S_t 为固体的总表面积。则（1- θ）表示空白百分数。当吸附达平衡时，根据基本假设可知，吸附速度等于脱附速度。若以 N 代表单位时间内单位表面上的碰撞分子数，根据气体分子运动论，有：

$$N = \frac{p}{\sqrt{2\pi mkT}} \qquad (4\text{-}2)$$

式中，p 为气体压力；m 为气体分子的质量；k 为 Boltzman 常数；T 为绝对温度。

设 α 为碰撞分子中被吸附的分数，根据 Langmuir 模型中的基本假设，吸附速度 V_a 应为：

$$V_a = \alpha N(1-\theta) \qquad (4\text{-}3)$$

由基本假设可知，单位时间，单位面积上解吸的分子数只与被覆盖的分数成正比，所以解吸速度 V_d 为：

$$V_d = \nu\theta \qquad (4\text{-}4)$$

式中，ν 为解吸比例常数，由上式可以看出，它为 $\theta = 1$ 时的解吸速度。

吸附平衡时，$V_a = V_d$，即可导出：

$$\theta = \frac{\frac{\alpha}{\nu}N}{1+\frac{\alpha}{\nu}N} = \frac{bp}{1+bp} \qquad (4\text{-}5)$$

式（4-5）即为 Langmuir 吸附等温式，其中，

$$b = \frac{\alpha}{\nu}\frac{1}{\sqrt{2\pi mkT}} \qquad (4\text{-}6)$$

Langmuir 吸附等温式还可写为：

$$\theta = \frac{V}{V_m} = \frac{bp}{1+bp} \quad 或 \quad V = \frac{V_m bp}{1+bp} = \frac{abp}{1+bp} = \frac{V_L p}{p+p_L} \qquad (4\text{-}7)$$

式中，V_L 或 V_m 或 a 代表吸附剂的表面覆盖满单分子层时的吸附量，也称最大吸附量，V_L 通常称为朗格缪尔体积，$V_L = V_m = a$；V 是吸附剂在气体压力为 p 时吸附气体的吸附量；P_L 为朗格缪尔压力，P_L 等于 1 ／b。V_m 和 V 在计算时均以在标准状态下的体积表示。

式（4-5）中 b 称为吸附系数。若一个分子被吸附时放热 q，则被吸附分子中具有 q 以上能量的分子就能离开表面返回气相。根据 Boltzmann 定理，返回气相的分子数与 exp[-q/kT]

成正比，所以：

$$\nu = \nu_0 \exp\left[-q/kT\right] \qquad (4\text{-}8)$$

式中，ν_0 为初始解吸比例常数，其它符号同前。式（4-8）代入式（4-6）得：

$$b = \alpha \exp[q/kT]/[\nu_0 (2\pi mkT)^{1/2}] \qquad (4\text{-}9)$$

式（4-9）可以看出，b 主要是温度和吸附热的函数。对于放热过程，q 增加，b 也随之增大，温度升高，b 减小。所以一般提高温度，吸附量降低。

二、 压力效应

当温度与其它因素相同时，煤储层甲烷吸附量随压力的增加而增大，但不同的压力区间，其增加的幅度是不同的。低压时，吸附量随压力几乎呈线性增长，朗格缪尔方程可简化为享利（Henry）公式，即：

$$V = V_L bP \qquad (4\text{-}10)$$

式中，V-吸附量，cm^3/g；V_L-朗格缪尔吸附常数，cm^3/g；b-朗格缪尔压力倒数，1 / MPa；P-气体压力，MPa。由此可见，低压时吸附量与气体压力成简单的正比线性关系。在中~高压时，吸附量增长率逐渐变小，至某一极限压力，吸附达到饱和状态，吸附量不再增大。地层条件下，压力通常是煤层埋深的函数。

三、 温度效应

理论上，吸附常数 V_L 不受温度的影响，在任何温度条件下，极限吸附量都相同。而压力常数 P_L 与温度有关，其关系可由 Vant　Hoff 方程给出：

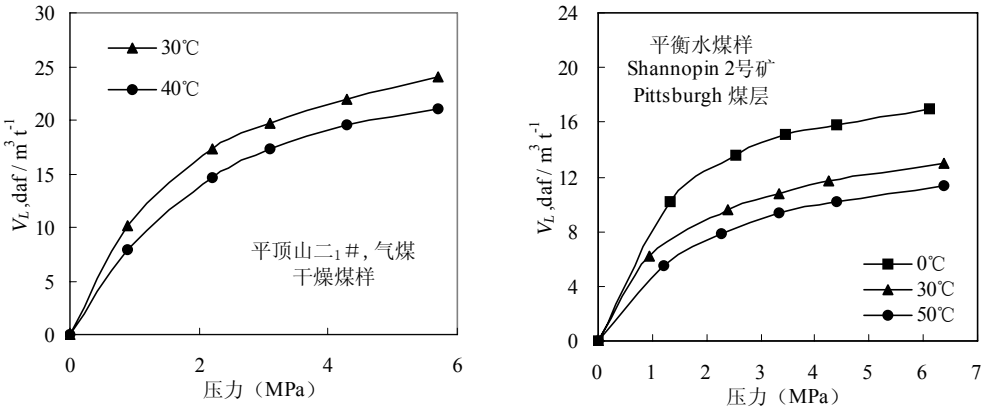
$$b = \frac{1}{P_L} = b_0 \exp\left(-\Delta H / RT\right) \qquad (4\text{-}11)$$

式中，b_0-朗格缪尔压力常数，1 / MPa；ΔH -吸附能，cal/g.mol；R-通用气体常数，1.987cal/g.mol.k；T-绝对温度，K。温度总是对脱附起活化作用，温度越高，越有利于解吸，式（4-11）式描述了温度对吸附的影响，吸附是放热过程，故 ΔH 是负值，因此，指数项是正值。所以，随着温度升高，压力常数 b 减少，吸附能力减弱（图 4-4）。

Ettinger 等（1966）建立了一个经验方程，如果已知煤在 30℃时甲烷的吸附量，则在其它温度下的吸附量由下式得到：

$$V_t = V_{30} e^{n_{30}} / e^{n_t} \qquad (4\text{-}12)$$

式中，V_t 和 V_{30} 分别是温度为 t 和 30℃时干煤样甲烷的吸附量，n_t 和 n_{30} 是该温度下的温度系数指数。



a b

图 4-4　温度对吸附性的影响　（*a*-据叶建平,1998；b-killingley,1995）

温度升高，煤层吸附量减少。据煤科院重庆分院的研究，温度每升高 1^0C，干燥煤样吸附量减少 0.1~0.3cm^3/g，叶建平等（1998）对平顶山二 $_1$ 煤分别在 30^0C、40^0C 所作的等温吸附曲线也表明从 30^0C 开始，温度每升高 1^0C，煤吸附量减少 0.2cm^3/g。Killingley 等（1995）测定在 5MPa 时，温度每升高 1^0C，平衡水煤样甲烷吸附量下降 0.12cm^3/g。

煤的吸附能力是煤的物性、外部温度、压力及吸附介质的函数，即：

$$V = \frac{V_L P}{P_L + P}\exp\left[n\left(t - t_0\right)\right] \qquad (4\text{-}13)$$

式中，V_L、P_L，朗氏体积和朗氏压力；V，压力 P 下的气体吸附量；t，实验温度；t_0，煤储层温度；$n = \dfrac{0.02}{0.993 + 0.7P}$。

煤层气的赋存状态，可能由于钻井和采样过程中外界条件的改变而发生变化，所以，在测定煤样含气量时并不是按这三种状态去测定的。测定气体含气量时，通常只测其游离气和吸附气含量，且必须注意，煤层气在地下的三种赋存状态和样品状态下分别测定的三部分气体不能等同而论。

第三节　平衡水等温吸附实验

煤层气大部分以吸附形式存储于煤中，煤样的吸附与解吸可由下面的实验来确定：①在恒压条件下测定不同温度时的吸附量（等压线）；② 吸附物质的量或体积一定时，比较不同温度下的压力变化(等容线)；③ 在恒温条件下测定不同压力时被吸附物质的数量(等温线)。由于一种类型的曲线可以换算成另一种类型的曲线，故一般只进行等温吸附实验。

测量吸附等温线的方法有体积法或 PVT（压力-体积-温度）法、重量法和气相色谱法。二十世纪九十年代以前，大多是在低压条件下，用重量法或容量法测定干燥煤样的等温吸附曲线。本次利用 Bell 和 Rakop（1986）及 Mavor（1990b）给出的体积法在平衡水条件下测

定煤样的吸附等温线。

1、实验仪器

测量仪器是一台改进了的波义耳定律孔隙率仪（美国 Raven Ridge 公司生产的高压等温吸附仪，图 4-5），它安装在恒温水浴上，由容量为 80cm^3 的不锈钢基准缸和容量为 160cm^3 的不锈钢器缸组成，容器、管子和阀门的压力值必须大于实验时所预料的最高压力值，所有缸和管子的容积必须精确地测定。基准缸和实验缸设在恒温器中, 其温度误差控制在±0.2℃以内, 基准缸和实验缸压力是由高精密压力传感器单独监控，精度为 3.51kPa。实验缸的温度在实验期间要确保稳定。

不同时间的温度和压力数据均由计算机收集,数据采集使用高速 16 位模拟数字转换器完成，在前 60s 以每秒 100 个点的速度来采集，随后的数据以每秒 10 个点的速度采集，可以同时进行 4 个等温实验缸的数据采集。

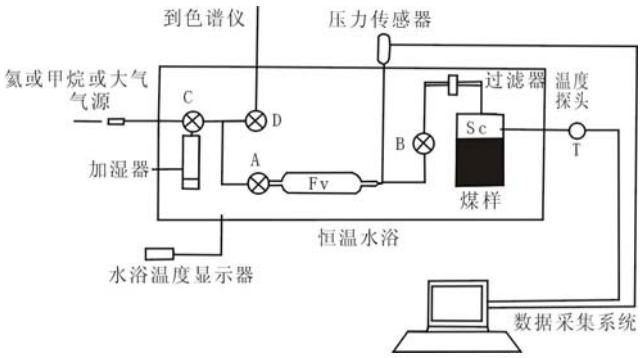


图 4-5　吸附或解吸试验测试装置

2、实验样品

将样品破碎到小于 60 目（0.25mm），再进行筛分分析，以确定样品的粒径分布。在进行等温吸附实验以前，首先进行样品的工业分析，以测定样品的水分、灰分、挥发分和固定碳含量。为了再现储层条件，采用美国材料实验协会（ASTM）所推荐的标准，即在储层温度和平衡水含量条件下进行气体吸附实验[135]。

平衡水分含量的确定方法：首先将样品称重（约 100g），精确到 0.2mg，把预湿煤样或自然煤样放入装有过饱和 K_2SO_4 溶液的恒温箱中，该溶液可以使相对湿度保持在 96%~97%之间。48h 后煤样即被全部湿润，间隔一定时间称重一次，直到恒重为止。平衡水分含量等于工业分析中空气干燥基水分（M_{ad}）与平衡煤水分含量之和。

3、容量测定

容量测定包括如下步骤：① 校准仪器以确定实验缸的孔隙体积；② 使基准缸充气的压力大于现时等温阶段实验缸要求的最终压力；③ 打开基准缸和实验缸之间的阀门，使其压力相等，并关闭该阀门；④ 监测实验缸的压力，以确定该压力点何时达到稳定，即达到吸附或脱附平衡；⑤ 重复步骤 2 到步骤 5，直至达到实验最终压力为止；⑥ 进行等温解吸测量。

把煤放进仪器之前，先把体积已知的钢坯放进实验缸，根据波义耳定律，用氦气确定基准缸和实验缸的总容积。在实验室温度下重复三次作初始校准，以便把实验误差降至最低。总容积测量的误差一般是±0.03cm^3。

一旦煤样的水分含量达到平衡，就将 80~150g 的样品密封在实验缸内。用氦清洗缸体，用氦标定的过程要重复进行四次，以确定实验缸的容积和煤的密度，空隙容积测量误差一般在±0.03cm^3 以内。在标定期间，必须估算相应温度和压力时氦的气体偏差系数，这种估算值可从氦的气体偏差系数表中获得。

实验过程中首先用高纯甲烷（甲烷纯度为 99.99% ）清洗基准缸，然后充气使基准缸的压力大于这个压力点估算的稳定压力，打开两个缸之间的阀门，使其压力相等，记录整个阶段内不同时间的压力。在该压力点早期，以 0.01s 的间隔收集数据，而在该压力点晚期，则以 0.1min 的间隔收集，这个阶段是连续的，直到 30min 内压力变化小于 0.7kPa 为止。逐渐加压直至最终压力，以确定从一个大气压到大于储层压力范围内的吸附等温线。试验压力点数根据要求的最高压力确定，当最高压力小于或等于 8MPa 时，压力点数一般为 6 个，每个压力点的吸附平衡时间一般大于 12h，实验最高压力为 12MPa，稳定压力为 10 MPa，压力点数也为 6 个。

第四节　多相介质煤岩体的吸附特征

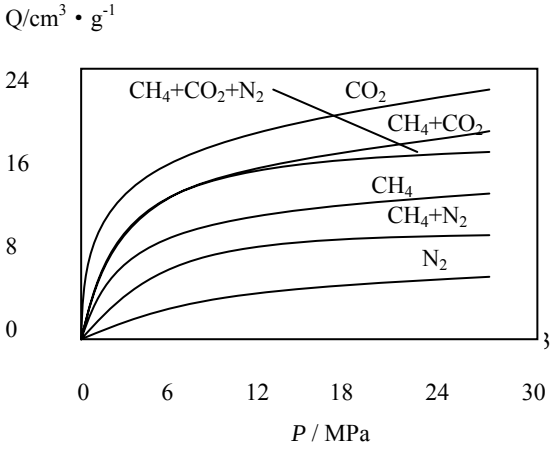
由前面两章我们知道煤储层中含有多种介质。在此我们简单地介绍煤对多组分气相介质及对水与气二相介质的吸附特征。

一、气相多组分吸附特征

煤储层内的气相介质是由 CH_4、CO_2 、N_2、C_2H_6 等多组分的混合物，仅仅研究单组分气体的吸附是不全面的。通过多组分气体的吸附性来分析煤层气开发过程中注入 CO_2 置换 CH_4 或注入 N_2 降低 CH_4 分压的理论依据和效果。

1、 单组分气体的吸附能力

不同气体组分的吸附能力不同，主要由气体分子与煤分子之作用力的不同而引起。这种作用力与一个大气压下各种吸附质的沸点有关，沸点高，则吸附能力强。由此可见几种常见吸附介质的相对吸附能力增长的顺序是 N_2＜CH_4＜C_2H_6＜CO_2＜C_3H_8＜H_2O。因此，CH_4 的吸附能力大于 N_2，但小于 CO_2（图 4-6）和 H_2O，其吸附力相对较弱，这就使得 CH_4 相对容易从煤中解吸出来，有利于煤层气的开采。



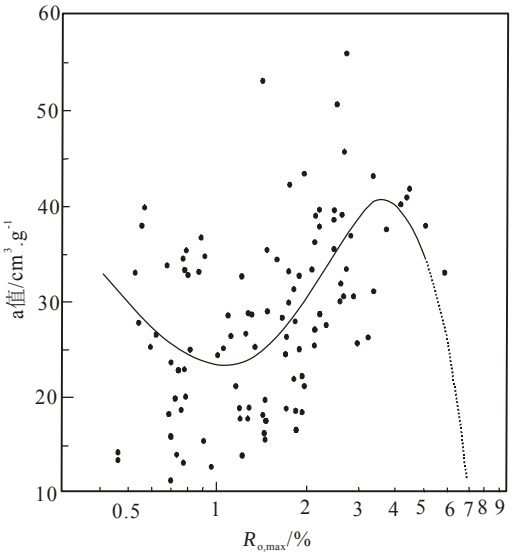


图 4-6　单组分和多组分混合气体等温吸附曲线（据何学秋，1995）

图 4-7 最大吸附量（a 值）与 $R_{o,max}$ 的关系（干煤样，傅雪海，1998）

对单组分气体吸附特征研究最多的是在干燥条件下煤对甲烷的吸附，傅雪海等（1998，2000）的研究结果表明：随镜质组反射率 $R_{o,max}$ 增高，干煤样的朗格缪尔体积呈波状演化，分别在镜质组最大反射率=1.1%附近出现极小值，在 $R_{o,max\,右}$=4.0%左右出现极大值，即：当 $R_{o,max}$＜1.1％和 $R_{o,max}$＞4.0％，朗格缪尔体积随煤级的增加而减少；当 1.1％＜$R_{o,max}$＜4.0％，朗格缪尔体积随煤级的增加而增大（图 4-7）。同平衡水条件下甲烷吸附与煤级的关系存在着较大差异，即平衡水条件下不存在第一个拐点。

2、多组分气体的吸附特征

根据前述 langmuir 模型，设有 A、B 两种气体的覆盖度和分压分别 θ_A、θ_B 及 P_A、P_B。当吸附达到平衡时，A、B 两种气体各自的吸附与解吸速度相等，即：

$$\alpha_A N_A\left(1-\theta_A-\theta_B\right)=\nu_A\theta_A$$
$$\alpha_B N_B\left(1-\theta_A-\theta_B\right)=\nu_B\theta_B$$

或

$$\frac{\theta_A}{1-\theta_A-\theta_B}=\alpha_A P_A \qquad (4\text{-}14a)$$

$$\frac{\theta_B}{1-\theta_A-\theta_B}=\alpha_B P_B \qquad (4\text{-}14b)$$

式中，N_A、N_B和ν_A、ν_B 分别为 A、B 气体在单位时间、单位面积上的碰撞数和解吸速度的比例常数；α_A、α_B 分别为 A、B 气体单位时间、单位面积上碰撞分子被吸附的分数。根据式（4-9）得：

$$b_A=\alpha_A\exp[q_A/kT]/[\nu_{0A}\left(2\pi m_A kT\right)^{1/2}]$$
$$b_B=\alpha_B\exp[q_B/kT]/[\nu_{0B}\left(2\pi m_B kT\right)^{1/2}]$$

式中，q_A、q_B 分别为 A 和 B 一个分子的吸附热。联立式（4-14a）和式（4-146b），可以得到 A、B 两种气体的 Langmuir 等温方程式：

$$\theta_A=\frac{b_A P_A}{1+b_A P_A+b_B P_B} \qquad (4\text{-}15a)$$

$$\theta_B=\frac{b_B P_B}{1+b_A P_A+b_B P_B} \qquad (4\text{-}15b)$$

同理可以推得 n 种气体混合时，其中某一种气体 i 的 Langmuir 等温吸附方程式：

$$\theta_i=\frac{b_i P_i}{1+\sum_{i=1}^{n} b_i P_i} \qquad (4\text{-}16)$$

从式（4-15a）和式（4-15b）可以看出，A、B 气体是相互抑制的。

由图 4-6 可知：二元气体的吸附等温线总是界于吸附能力强的气体与吸附能力弱的气体的吸附等温线之间，CH_4-N_2 二元混合气体的吸附量总是小于纯 CH_4 的吸附量，CH_4-CO_2 二元混合气体的吸附量总是大于纯 CH_4 的吸附量。CH_4、CO_2 、N_2 三元混合气体吸附等温线亦表明：混合气体的吸附等温线在刚开始时由于压力不高，则与混合气体中吸附性强的双组

分气体（CH_4＋CO_2）等温吸附曲线很接近，随着吸附压力的提高，其吸附性界于吸附性强的双组分（CH_4＋CO_2）和 CH_4 单组分气体之间。这说明了混合气体刚开始吸附时，煤体主要是对混合气体中吸附性强的气体组分进行吸附，随着压力的升高，吸附性强气体组分浓度的降低，吸附性弱的气体才逐渐被吸附，且吸附性弱的气体组分对吸附性强的气体组分影响较小。此外，混合气体各组分的百分比不同，即各组分的分压不同，其所得的等温线也不同。

3、CO_2 置换 CH_4 或 N_2 降低 CH_4 分压

多元组分气体吸附实验表明，混合气体的吸附性不仅与混合气体中各组分的吸附性强弱有关，而且还与各组分的浓度（分压）有关，分压大的气体其吸附性强。但是各组分的分压变化与其吸附量的变化是不成比例的，而且吸附量的变化比其分压变化要小。

设煤储层内已吸附 CH_4，注入 CO_2 或 N_2 控制整个吸附过程，则由动力学方程可知：

$$\frac{dx}{dt}=k\theta_A\theta_{CH_4}=\frac{kb_Ab_{CH_4}P_AP_{CH_4}}{(1+b_AP_A+b_{CH_4}P_{CH_4})^2} \qquad (4\text{-}17)$$

式中，A 为 CO_2 或 N_2；dx/dt 为置换/解吸速率；k 为置换/解吸速率常数。

往煤储层中注入 N_2 降低 CH_4 分压，使 CH_4 解吸，即：

$$N_2+CH_4\longrightarrow CH_4+N_2$$

煤对 N_2 的吸附能力弱于 CH_4，有：$b_{N_2}P_{N_2}<<b_{CH_4}P_{CH_4}+1$，则：

$$\frac{dx}{dt}\approx\frac{kb_{N_2}b_{CH_4}P_{N_2}P_{CH_4}}{(1+b_{CH_4}P_{CH_4})^2} \qquad (4\text{-}18)$$

式（4-18）中，随 P_{N_2} 的分压增加，初始时 CH_4 解吸速率几乎呈线性增大，后随 P_{CH_4} 分压的减小，由缓慢增加至几乎不增加。

往煤储层中注入 CO_2 置换出 CH_4，即：

$$CO_2+CH_4\longrightarrow CH_4+CO_2$$

煤对 CO_2 的吸附能力强于 CH_4，有：$b_{CH_4}P_{CH_4}<<b_{CO_2}P_{CO_2}+1$，则：

$$\frac{dx}{dt}\approx\frac{kb_{CO_2}b_{CH_4}P_{CO_2}P_{CH_4}}{(1+b_{CO_2}P_{CO_2})^2} \qquad (4\text{-}19)$$

式（4-19）中，P_{CH_4} 分压不变，随 P_{CO_2} 的分压增加，置换速率会出现极大值；P_{CO_2} 分压不变，因 P_{CH_4} 分压的逐渐减小，置换速率呈线性减小。

二、 多相介质的吸附特征

多相介质吸附指煤不但吸附气相（CH_4、CO_2 、N_2 等），还吸附液相（如油、水）。油、水为极性分子，极性键的存在使油或水分子与煤孔隙内表面或煤大分子结构缺陷及它们本身之间的结合力更强，结合也更紧密。与 CH_4、CO_2 、N_2 等相比，油、水分子优先吸附于煤中，从而占据了部分能吸附气体的位置，使煤吸附气体的能力变弱。

1、水与单组分气体-CH_4 的吸附

水分对煤吸附气相组分起抑制作用，水分的存在降低了煤对甲烷的吸附量。Joubert（1973，1974）发现：只有在未达到临界含水量（相当于平衡水分）时，水分增加甲烷吸附量才会降低，超过临界水分含量时，增加的水分不再对气体吸附产生影响。但游离态的水常以各种形式与煤中氧结合，从而堵塞了部分煤孔隙喉道，导致有效吸附面积和透气性能的降

低。

图 4-8 为水分含量对吸附等温线的影响，在达到临界含水量（2%）之前，煤层吸附甲烷的能力随水分含量的增加而减少，水分含量由 0 增加到 2%，煤层吸附气量从 12.74 cm^3/g 降至 8.49 cm^3/g（5.6MPa），水分含量超过 2%之后，对煤层吸附气量几乎没有影响。

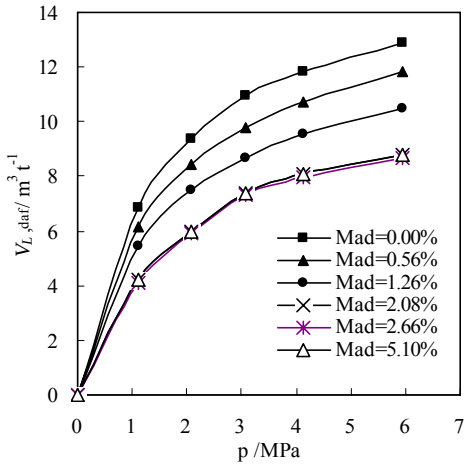


图 4-8 水分含量对等温线的影响(Joubert,1974)

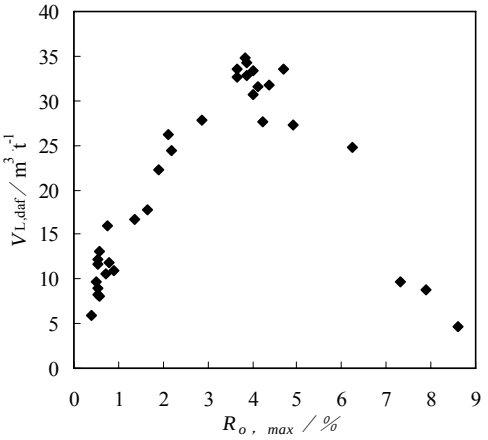


图 4-9 朗格缪尔体积（$V_{L,daf}$）与 $R_{o,max}$ 的关系

2、平衡水条件下煤对 CH_4 的吸附特征

据傅雪海（2001）对采自我国阳泉、沁源、潞安、晋城、阳城、沁水、霍州、淮南、淮北、徐州、焦作、荥巩、济源、梅田、京西、准噶尔和吐哈盆地等 26 个矿区 35 个生产矿井的 35 个煤样（样品时代为华北石炭~二叠纪和西北侏罗纪，镜质组最大反射率 $R_{o,max}$%介于 0.38%~8.61%之间），在平衡水和 30° C 条件下的高压吸附实验表明， 朗格缪尔体积（V_L）与镜质组最大反射率 $R_{o,max}$ 的关系在 $R_{o,max}$=4.5%左右出现拐点（图 4-9），即当 $R_{o,max}$<4.5%，朗格缪尔体积随 $R_{o,max}$ 的增加而增大；当 $R_{o,max}$>4.5%，随 $R_{o,max}$ 的增加而减少。

以上关系揭示出煤化作用机理对煤的吸附能力起着重要的控制作用。低煤化烟煤分子排列不规则，结构松散，单位内表面上的碳原子密度小，且含氧官能团多，吸附的水分多，对气体的吸附势低，因而煤岩体单位内表面吸附气体的能力弱，朗格缪尔体积总体偏低。低煤化烟煤中孔隙以大孔为主，随着煤级的增加，煤中大孔隙（>30nm）减少，微孔隙（<1.3nm=增加，比表面积增大，煤的吸附性增强。但在 $R_{o,max}$=4.5%附近，煤的物理和化学性质发生了显著跃变。在物理性质上：镜质组反射率超过惰质组（粗粒体），完成了反射率关系的全面转换；树皮体反射率发生倒转，出现了显微组分光学性质演化史上的一次重大变化；也是孔隙率、孔容、孔比表面积随煤级变化出现的最重要的拐点之一。在化学性质上:煤的有机组成差异基本消失，芳香度增长突然变缓（图 4-10），环缩合指数持续明显增长（图 4-11）；基本结构单元（BSU）的堆砌层数达到极大值，延展度发生阶跃，双周期组合基本消失，普遍出现 BSU 单体之间的相互拼叠，自由基浓度达到最大值，线宽也出现从增长向减少转化的趋势，尤其是煤岩体吸附势（吸附 1mol 气体时所放出的热量）逐渐降低。

当 $R_{o,max}$>4.5%之后，随 $R_{o,max}$ 的增加，朗格缪尔体积减少。主要有两方面的原因，一是中、高级无烟煤吸附的水较多，减少了煤吸附甲烷的有效面积，水的存在还阻塞了甲烷进入微孔隙的通道；另一方面，中、高级无烟煤的吸附势较低。

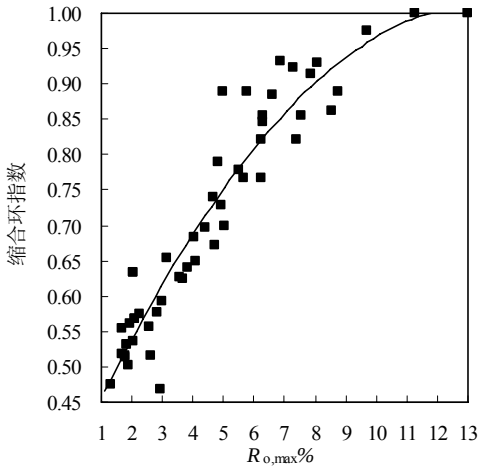


图 4-10 芳香度与镜质组反射率（$R_{o,max}$）的关系（据秦勇，1994）

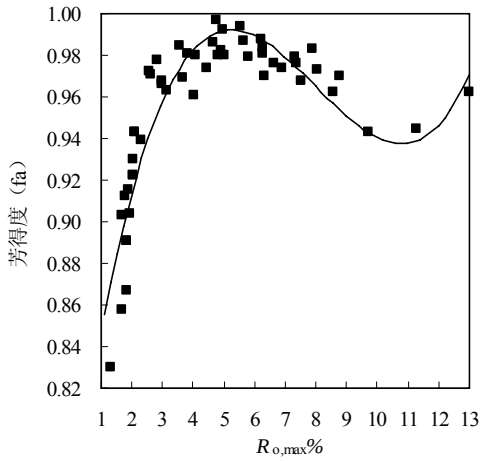


图 4-11　环缩合指数与镜质组反射率（$R_{o,max}$）的关系（据秦勇，1994）

Ettinger（1966）发现，富惰质组煤的甲烷吸附量在中煤级煤阶段高于富镜质组煤，在高煤级煤阶段两者相当。巴卡耶娜（1980）认为，惰质组的相对吸附性与煤级有关，在长焰煤~肥煤阶段，惰质组吸附量高于镜质组，在瘦煤~无烟煤阶段反之。于良臣等（1985）等对淮南煤的试验结果却与此相反。钟玲文等（1990)发现惰组含量与朗格缪尔体积之间的关系较为复杂，粗粒体、微粒体和惰屑体的吸附量一般较低，而细胞腔未被充填的丝质体和半丝质体的吸附量通常较高。张群等（1999）研究东北、华北、华南和西南地区的中生代和晚古生代主要煤田或含煤区的数十个煤样（1.10%＜$R_{o,max}$＜3.09%），得出朗格缪尔体积随镜质组含量增加而增大，随惰质组含量的增加而减小。

镜质组与惰质组以及惰质组中不同显微组分之间朗格缪尔体积的差异是造成显微组分含量与朗格缪尔体积之间离散性较大的主要原因。也可能与镜质组和惰质组各煤岩组分内表面的物理化学活性差异有关。壳质组分中的沥青质体往往充填部分煤内孔、裂隙，从而减少煤吸附甲烷的有效面积，也影响到煤层气的渗流。显然，壳质组含量高既不利于吸附，也不利于解吸。由此可见，平衡水条件下，低煤级煤和低煤化烟煤的等温吸附特征与中、高煤化烟煤和高煤级煤的差异主要表现在受煤级的影响减弱，受煤岩组分的影响增强。

3、水与多元组分气体的吸附特征

平衡水条件下，CH_4 与 CO_2 或 N_2，CH_4、CO_2 和 N_2 多元组分气体的吸附特征与干燥煤样（图 4-6）十分近似，只是最大吸附量比干燥煤样低一些。

4、油与 CH_4 的吸附特征

中、高煤化烟煤阶段，油相组分的存在导致 CH_4 的吸附能力的减弱，这主要是因为 CH_4 的体积少，极性低，结合力弱所致，上述干燥煤样最大吸附量在 $R_{o,max}$＝1.1%处出现极少值就可能与油相组分有关。吐哈盆地与准噶尔盆地变质程度相近的煤样，前者最大吸附量较后者低得多，但前者壳质组含量比后者高许多，作者推测吐哈盆地中油分子占据甲烷分子位置使甲烷的吸附量减少造成的。这种推测从圣胡安盆地 BEA15-4 井水果地组所取煤样分析中得到很好的印证，当把煤样放进亚甲氯化物溶液中溶解去掉油后，煤的吸附能力迅速提高。

第五节　等温吸附曲线的应用

在煤层气研究工作中，煤的等温吸附曲线主要应用于以下三方面：第一，确定煤储层中的煤层气临界解吸压力；第二，估算煤储层的理论含气量和确定煤层气的饱和状态；第三，预测煤储层在降压解吸过程中煤层气的采收率或可采资源量。

一、理论饱和度或实测饱和度

应当指出：等温吸附曲线和煤层含气量均应校正为干燥无灰基，才能进行对比；对于煤储层的气饱和状态的估计，可采用理论饱和度或实测饱和度参数，理论饱和度是实测含气量与郎氏体积之比值，即：

$$S_{理}=V_{实}/V_L \qquad (4\text{-}20)$$

式中，$S_{理}$—理论饱和度，%；　$V_{实}$—实测含气量，m^3/t；其它符号同前。

实测饱和度则是实测含气量与实测储层压力投影到吸附等温线上所对应的理论含气量的比值（图 4-12），有：

$$S_{实}=V_{实}/V \qquad (4\text{-}21)$$

$$V=V_L P/(P+P_L)$$

式中，$S_{实}$—实测饱和度，%；　P—实测储层压力，MPa；V—实测储层压力投影到吸附等温线上所对应的理论含气量，m^3/t；其它符号同前。

据沁水盆地施工的煤层气参数井实测含气量、储层压力、等温吸附曲线计算得出的煤层实测饱和度变化于 27.5~71.8%,平均为 51.6%,以樊庄、潘庄最高，长治、赵庄最低（表 4-2）。

实测饱和度的可靠程度虽然远高于理论饱和度，但因吸附等温线是在实验室内通过气压实验得出的，储层压力又是通过试井得出的水体流动压力，而煤储层原位流体压力是气压与水压的综合。因此，计算的饱和度误差较大，因实测的煤层含气量中包括有游离气，使不同煤级煤计算的饱和度误差不同，低煤级煤误差更大。

二、临界解吸压力

煤层气临界解吸压力与煤储层含气量及吸附—解吸特性呈函数关系，是估算煤层气采收率的重要参数。临界解吸压力与储层压力之比（简称为临储压力比）往往决定了地面煤层

气开采中排水降压的难易程度。

临界解吸压力系指在等温曲线上煤样实测含气量所对应的压力（图 4-12），可由式（4-22）计算得到。

$$P_{cd}=\frac{V_{实}P_L}{V_L-V_{实}} \qquad (4\text{-}22)$$

式中，P_{cd}—临界解吸压力，MPa；其它符号同前。

据沁水盆地施工的煤层气参数井实测含气量、储层压力、等温吸附曲线计算得出临界解吸压力范围为 0.84~2.40MPa,平均为 1.58MPa，晋城矿区高于潞安矿区，晋城矿区大多都在 2 MPa 以上，潞安矿区一般在 1 MPa 左右（表 4-2）。但据全国煤层气资源评价资料，由等温吸附曲线和含气量计算的临界解吸压力值普遍偏低，一些煤层气试验井的排采资料表明，气井的实际临界解吸压力要高于等温吸附曲线所计算的值。如樊庄北 TL003 井的实际临界解吸压力比计算的高 0.7MPa。正如前面所提到的因为煤储层压力的复杂性，计算的临界解吸压力与我国煤层气井，尤其是气压较大的煤储层差别很大。

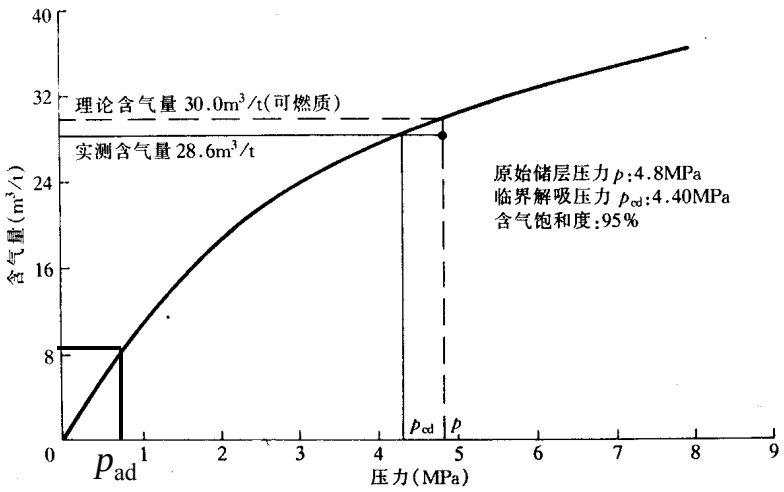


图 4-12　据吸附等温线计算的实测饱和度和临界解吸压力

表 4-2　沁水盆地中南部含气饱和度、理论采收率

参数	3 煤					15 煤				
地点	V_L/ $m^3.t^{-1}$	P_L /MPa	P_{cd} /MPa	S /%	η /%	V_L/ $m^3.t^{-1}$	P_L /MPa	P_{cd} /MPa	S /%	η /%
潞安	34.1	2.23	0.89	55.0	16.2	31.9	1.00	1.14	51.1	28.9
屯留	32.2	1.82	1.37	59.0	35.3	25.9	2.35	1.84	43.8	47.7
长治	32.6	2.47	0.84	27.5	14.3	33.6	2.47	1.17	45.8	19.7
赵庄	32.6	2.47	0.86	35.5	15.7	35.4	2.39	1.26	44.9	21.0
樊庄	47.5	2.78	2.37	71.8	57.8	49.6	2.95	1.26	60.7	55.9
潘庄	44.2	2.31	2.40	56.8	54.4	51.8	2.19	2.24	69.7	52.1
大宁	40.7	2.40	2.38	54.2	52.8	50.4	2.31	2.11	45.9	49.7

三、理论采收率

煤层甲烷采收率不仅取决于煤层的含气性、煤的吸附／解吸特性以及煤层所处的原始压力系统，而且相当程度上受控于煤层气的钻井、完井和开采工艺，即煤层被打开后储层压力所能降低的程度和压降的大小。据美国的经验可降至的最低储层压力为 100 磅/平方英寸，

约为 0.7MPa，由临界解吸压力和朗格缪尔常数可计算出最大理论采收率。

$$\eta = 1 - \frac{P_{ad}(P_L + P_{cd})}{P_{cd}(P_L + P_{ad})} \qquad (4\text{-}23)$$

式中，η—最大理论采收率，%；P_{ad}—枯竭压力，MPa；其它符号同前。

据沁水盆地施工的煤层气参数井实测含气量、储层压力、等温吸附曲线计算得出的临界解吸压力可以得到理论采收率（表 4-2），其值变化于 14.3-57.8%,平均为 37.3%，晋城矿区大于潞安矿区，以潘庄、樊庄井田最高，长治、赵庄井田最低。

第六节　影响煤的吸附性因素

影响煤的吸附性因素有压力、温度、埋深、煤岩组分、煤级、煤储层含水性等。

一、压力和温度

压力和温度对吸附气量也起着重要作用。一定煤阶的煤，随压力的增大，吸附气量增大，随温度的增高，吸附气量降低。

当压力较低时，随压力的增加，煤对甲烷的吸附量增加较快；当压力低于 1.5MPa 时，煤的吸附量随压力的增加呈线性增大。而在较大压力时却增加较为缓慢，压力为 5MPa 时，煤的吸附量已达最大吸附量的 90%以上；8MPa 时，已基本吸附饱和，即压力大于 8MPa 时，吸附量几乎不再增大。因此，深部煤储层压力对煤的吸附性影响不大。

煤的吸附量总体上随温度的增加而减少，温度区间不同和煤样不同，减少的程度有所差异。从 30℃到 40℃，温度每升高 1℃，吸附量减少 0.11~0.29cm^3/g，平均约减少 0.18cm^3/g；从 40℃到 50℃，温度每升高 1℃，煤样吸附量减少 0.03~0.15cm^3/g，平均约减少 0.09cm^3/g（表 4-3）。与煤科院重庆分院得出的“温度（30℃~40℃区间）每升高 1℃，干燥煤样吸附量减少 0.1~0.3cm^3/g”、叶建平等（1998）对平顶山二 $_1$ 煤得出的“从 30℃开始，温度每升高 1℃， 煤吸附量减少 0.2cm^3/g” 和 Levy 等（1997）测定在 5MPa 时，温度每升高 1℃，平衡水煤样甲烷吸附量下降 0.12cm^3/g 等结论基本一致。

表 4-3　不同温度条件下的等温吸附实验成果

地点	样号	$R_{o,max}$（%）	煤级	朗格缪尔体积、朗格缪尔压力								
				30℃			40℃			50℃		
				M_e	$V_{L,daf}$	$P_{L,daf}$	M_e	$V_{L,daf}$	$P_{L,daf}$	M_e	$V_{L,daf}$	$P_{L,daf}$
孤南	4	0.86	气煤	2.85	11.15	0.50	2.53	9.64	0.97	2.53	8.67	0.49
坊子	13-1	0.88	气煤	2.81	10.25	0.61	3.23	8.35	0.41	3.23	7.62	0.43
庄古	9	0.95	肥煤	5.14	8.87	0.42	3.39	**10.93**	0.47	3.39	**9.48**	0.47
王庄	12-1	1.23	焦煤	5.94	11.88	0.20	2.80	9.03	0.22	2.80	8.43	0.24
坊子	13	1.38	焦煤	3.85	11.60	0.46	2.61	10.53	0.15	2.61	**12.25**	0.26
王庄	12	2.57	无烟煤	6.67	18.50	0.58	3.07	16.93	0.66	3.07	15.39	0.75

注：$R_{o,max}$—镜质组最大反射率，%；Me—平衡水含量，%；$V_{L,daf}$—干燥基无灰基朗格缪尔体积，m^3/t；$P_{L,daf}$

—干燥基无灰基朗格缪尔压力，MPa。表中粗体为异常值，可能系较高温度下煤样未能吸湿平衡所致。

二、煤层埋深

煤层埋深是温度和压力的间接反映，煤层埋深增大、压力和温度均增加。一般而言，煤层甲烷吸附量随埋深的增加而增大。从瓦斯风化带边界到 400~600m 深度，甲烷含量增加最快；800~1000m 为缓慢增加的区段；1000~1500m 压力增加使吸附甲烷含量增加很小，而此时温度较高，使吸附甲烷量减少较多，二者综合结果，吸附气量总体趋于减少。但不同煤级煤吸附甲烷含量随埋深的变化差异很大。

三、煤阶

吸附气含量先随煤阶的增加而增大，后随煤阶的增加而减少，其拐占大约在镜质组反射率 $R_{o,max}$=4.5%左右。平衡水条件下，低煤阶煤（$R_{o,max}$<0.65%），吸附气量一般小于 18cm^3/g，高煤阶的煤（$R_{o,max}$ 在 4.5%左右），气体含量可达 40cm^3/g。

四、临界含水量

自然状态下，几乎所有的煤层都含有水。为便于实际应用，美国 ASTM 规定煤层含水量是指温度在 104~110℃时，煤层水以水分子形式释放出来的数量。水在煤里以自由水、束缚水和水化合物的形式存在。自由水存在于裂隙和大孔隙内。束缚水和含氧官能团通过氢键结合。水化合物属无机物，如石膏和粘土。水常常和甲烷竞争被吸附的位置，煤层吸附水的数量称为临界含水量，它取决于煤层氧的含量。高于临界含水量的水含量并不能影响甲烷气的吸附能力。低煤阶煤比高煤阶煤含有更多的氧，因而其吸附水要比高煤阶煤要多，吸附气量相对要低。

1、干燥煤样等温吸附数据的水分校正

艾琴格尔（Ettinger）建立了水分含量对甲烷吸附量影响的经验公式，当水分含量（M_{ad}）低于临界含水量（M_e）时，有：

$$V_d / V_w = C_0 M + 1 \qquad (4\text{-}24)$$

式中，V_d-干燥煤样吸附甲烷体积，cm^3；V_w-含水煤样吸附甲烷体积，cm^3；C_0-系数，烟煤该值为 0.31。Killingley 等（1995）据 Bowen 盆地煤样测定 C_0 值为 0.39，Joubert 等测得 C_0 值为 0.23，傅雪海等（1998）据大城、开滦、峰峰、平顶山、焦作、韩城、阳泉—寿阳、潞安、淮南、淮北等地所测试的干燥煤样与平衡水煤样等温吸附平行实验数据得出，低煤级煤和高煤级煤 C_0 值取值为 0.25~0.31，中煤级煤 C_0 取值为 0.18~0.25。

对比分析表明：在大城大参 1 井、开滦唐试 1 井，平衡水煤样朗格缪尔体积比干燥煤样 a 值分别降低了 26.7%和 17.3%（4.3MPa，图 4-13）。

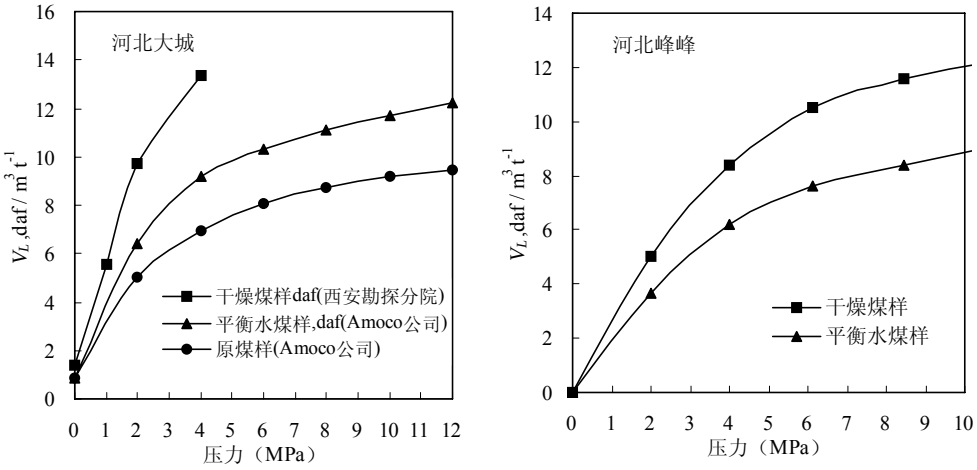


图 4-13　干燥煤样与平衡水煤样等温吸附曲线对比图（转引自叶建平，1998）

2、干燥煤样与平衡水煤样最大吸附量之间的回归公式

傅雪海等（1998）还据大城、开滦、峰峰、平顶山、焦作、韩城、阳泉—寿阳、潞安、淮南、淮北等地所测试的干燥煤样与平衡水煤样等温吸附平行实验数据，建立了干燥煤样最大吸附量(a 值)换算成平衡水煤样最大吸附量（a'）的经验公式（图 4-14），即：

$$a' = 0.88403a - 0.0802 \qquad r = 0.9487 \qquad (4\text{-}25)$$

式中，a'相当于平衡水煤样最大吸附量（cm^3/g）；a 是干燥煤样最大吸附量(cm^3/g)。

该公式拟合数据取自 0.80~3.20%$R_{o,max}$ 范围，低煤级煤和高煤级煤，即水分含量过高的煤，会有一定误差。在气、肥、焦、瘦、贫及三号无烟煤阶段其校正值与平衡水煤样实测数据接近。干燥煤样 a 值经水分校正后，a'值与煤级的关系为：当 $R_{o,max}$<4.5%，a'值随煤级的升高而增大，当 $R_{o,max}$>4.5%，a'值随煤级的增加而减少（图 4-15），与前述平衡水煤样等温吸附实验结果几乎完全一致。

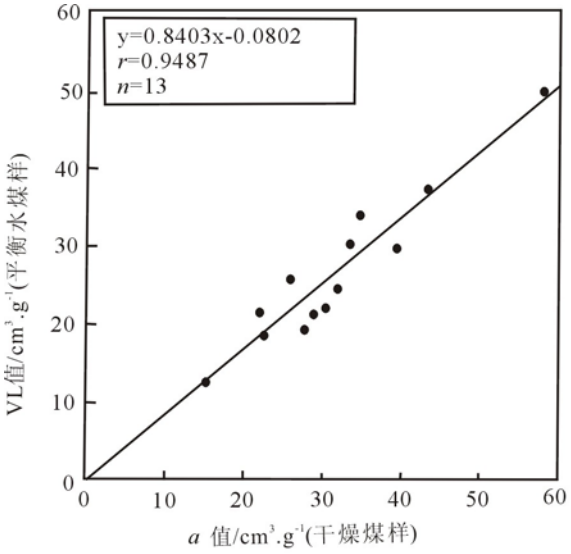


图 4-14　干燥煤样与平衡水煤样最大吸附量之间的相关图

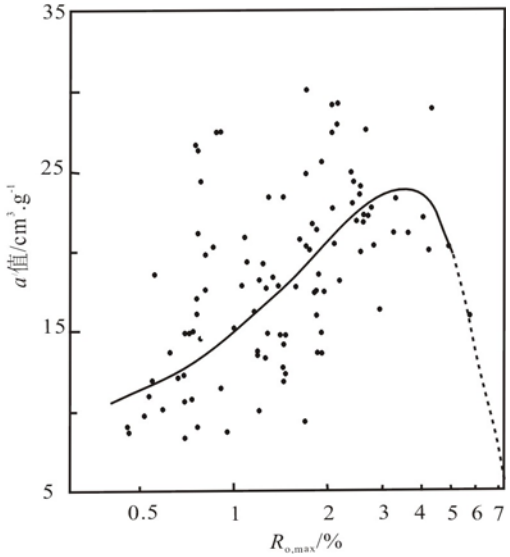


图 4-15　水分校正后 a' 值与煤级的关系

五、煤的无机组成和显微组分

煤的无机组分和显微组分是影响吸附气含量的另一个因素。无机物质表面和气体之间没有亲和力，有机物质占据的空间若被无机物质所替代，势必会减少有机物质吸附气体的表面积。因此，对于同一煤阶而言，高灰分含量的煤要比低含灰分的煤吸附的气要少。因为富氢的高挥发分烟煤有重烃物质存在，使得煤的微孔隙被堵塞，导致储气能力下降。对于更高煤阶，因为重烃物质又被热解成水、气分子，煤的储气能力又有所增大。

第七节 煤储层的解吸特征

解吸是煤中吸附气由于储层压力降低而转变成游离气体的过程，在压降过程中，吸附/解吸动态平衡结果是造成吸附量减少。煤储层解吸特性常用可解吸率或可解吸量和解吸速率来衡量，解吸总量由阶段解吸量组成，解吸速率往往采用吸附时间来定量表示。

一、解吸率与解吸量

我国煤层气井和美国煤层气解吸资料由 3 部分构成，即逸散气量、解吸气量（解吸至一周内平均每天小于 $10cm^3$ 时为止）、残余气量。逸散气量、解吸气量之和为可解吸量，其与总含气量之比称为可解吸率。

我国前期煤田地质勘探资料，瓦斯（煤层气）解吸资料多由四部分构成，即损失气量（V_1）、现场两小时解吸量（V_2）、真空加热脱气量（V_3）和粉碎脱气量（V_4）。通常，将损失气量与解吸气量之和与总气量之百分比称为解吸率，解吸率与该深度下实际含气量的乘积称为解吸量。

沁水盆地中南部煤储层的解吸特性变化较大，煤层甲烷解吸率分布范围为 15.6 ～

68.0%(表 4-3)，平均为 37.82%，其中，3 煤解吸率、解吸量基本上随埋深增加而增大（图 4-16）；15 煤在埋深 500m 左右解吸率最高（图 4-17）。层域上，15 煤解吸率、解吸量大于 3 煤，3 煤平均解吸率为 30.9%，15 煤平均为 37.8%，区域上，屯留、大宁解吸率最低，樊庄次之，但大宁、樊庄、屯留井田含气量大，解吸量仍然很大。

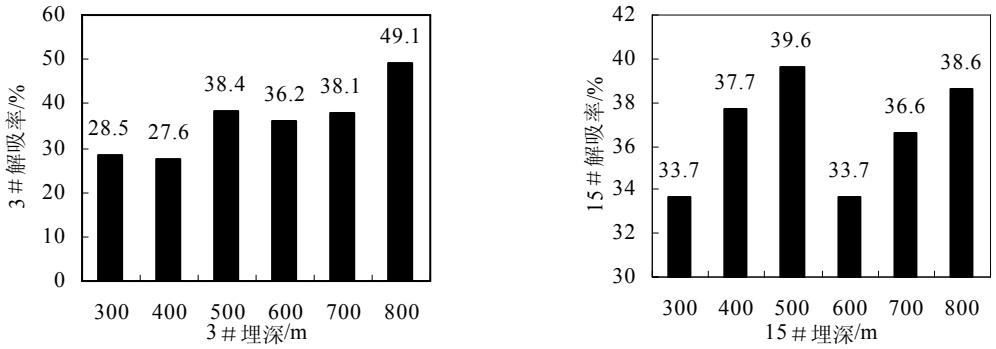


图 4-16 沁水盆地中南部解吸率与煤层埋深的关系

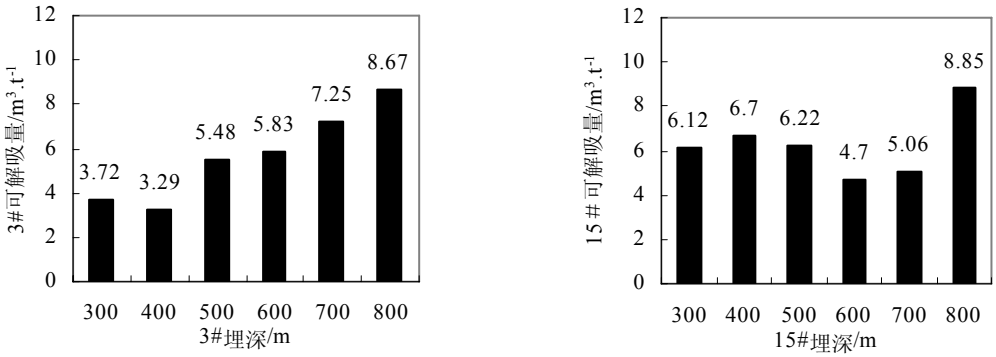


图 4-17 沁水盆地中南部解吸量与煤层埋深的关系

二、吸附时间

吸附时间由罐装煤样解吸实验求得，定义为实测气体体积累计达到 63%所对应的时间。显然，吸附时间短，则煤层气井有可能在短期内达到产能高峰，有利于缩短开发周期，但不利于气井的长期稳产。

煤储层的吸附时间变化极大。例如，美国圣胡安盆地、中阿巴拉契亚等为 1~5d，黑勇士盆地为 1~30d，北阿巴拉契亚为 80~100d，长短相差悬殊，最大值与最小值相差达 100 倍以上。

我国以前没有煤储层吸附时间资料，近年来进行过少量测试。总的来看，我国煤储层吸附时间在数小时至 5d 之。例如，平顶山三 $_{9\text{-}10}$ 煤为 2~3d，二 $_{1}$ 煤为 13h；淮南 13-1 煤为 1h 到 4.6d，11-1 煤为 1h 到 1.8d，8 煤为 3h 到 1.5d；韩城 3 煤在 1d 左右，11 煤为 8h；峰峰 2 煤为 1.5h 到 1.6d，4 煤和 6 煤仅有数小时。沁水盆地北部韩庄井田石炭—二叠系煤的吸附时间相对较长，但也只有 1~9d。与美国圣胡安盆地和中阿巴拉契亚地区类似，煤层气解吸速率较快，若为水饱和煤储层，很快就能达到较高气产量。

表 4-3　沁水中南部主煤层解吸气量与埋深关系统计表

地区	煤层	甲烷解吸率/%(样品数)					
	埋深/m	300~400	400~500	500~600	600~700	700~800	800~900
长治	3#	38.3(5)	23.6(14)	39.9(5)			
	15#	35.4(1)	32.2(3)	34.5(18)	34.6(7)		
夏店	3#	22.1(2)	32.8(2)	45.2(4)	68.0(4)		
	15#			31.2(2)	31.9(2)	63.3(1)	
屯留	3#		33.7(13)	35.5(34)	38.1(10)	39.6(3)	43.4(1)
	15#		15.6(1)	19.0(1)	31.1(8)	34.5(6)	
南峰	3#		23.5(5)	45.8(2)	50.8(1)	49.6(2)	
	15#		25.2(1)	31.8(3)	56.9(1)		38.6(1)
赵庄	3#		17.9(3)	44.5(2)	33.7(4)	26.3(2)	54.8(1)
	15#	41.8(2)	23.6(1)	47.1(3)	27.8(1)	35.1(2)	
官庄	3#		32.7(5)	51.3(5)	42.7(2)		
	15#			34.5(1)		50.9(1)	
樊庄	3#	54.8(2)	24.1(4)	25.0(2)	34.6(1)	24.8(2)	
	15#			27.6(1)	35.2(1)	42.1(3)	
潘庄	3#	26.1(29)	31.1(13)	19.4(5)			
	15#	40.3(14)	38.2(25)	46.9(12)	34.7(3)		
大宁	3#	20.1(8)	38.9(7)	33.4(1)	32.6(1)	39.8(3)	
	15#	19.0(8)	22.2(3)	22.9(13)			
总计	3#	28.5(46)	27.6(62)	38.4(59)	36.2(23)	38.1(12)	49.1(2)
	15#	33.7(25)	37.7(34)	39.6(44)	33.7(23)	36.6(13)	38.6(1)
解吸量 m^3/t	3#	3.72(46)	3.29(62)	5.48(59)	5.83(23)	7.25(12)	8.67(2)
	15#	6.12(25)	6.70(34)	6.22(44)	4.70(23)	5.06(13)	8.85(1)

第二节　煤储层的吸附特征

吸附是气体与固体表面之间未达到热力学平衡时发生的，达到平衡是作为“吸附质”的气体分子在“吸附剂”的固体表面上的积累实现的。吸附的结果，在固体表面上形成了由吸附质构成的“吸附层”。Moffat 等（1955），Yang 等（1985）测得煤对甲烷的吸附热比汽化热低 2~3 倍，煤层甲烷以物理吸附方式储存在煤中，氮气、二氧化碳等的吸附也与甲烷一样，表明煤对气体的吸附性是无选择性的（Moffat，1955；Yang，1985）。大量实验证明，煤对气体的吸附是可逆的。由于范德华力的作用，在临界温度以下所有气体都有吸附势，并会形成多层吸附，甚至产生凝结现象。甲烷气体与煤表面相互作用的现场低温红外光谱实验表明：甲烷与煤核表面的相互作用是各向异性的，当甲烷在煤核表面呈正三角锥重叠时能量最低，相互作用势最大；在-100~30℃范围内未发现化学吸附态的存在（陈昌国，1995）。量子化学计算得出，当甲烷吸附于煤 d_{002} 面时，最大吸附势仅为 2.65kJ/mol，显然属于物理吸附过程，即表面凝聚（李葵英，1998）。

一、朗格缪尔理论

按 Bruhauer 等人的分类，煤对甲烷的吸附属于第Ⅰ类吸附等温线（图 4-3），其特征是不存在吸附分子与脱附分子的分离现象，即不存在所谓的吸附回线；不仅单分子层吸附表现出第Ⅰ类吸附等温线，当吸附剂仅有 2.0~3.0nm 或以下的微孔时，虽发生多层吸附与毛细凝聚，其吸附等温线仍表现为第Ⅰ种类型。

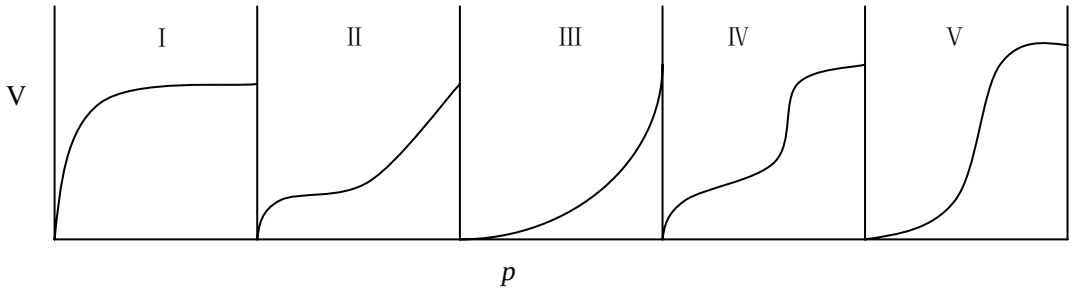


图 4-3　气体在固体表面上吸附等温线的不同类型

煤储层的三元孔、裂隙结构决定了煤层甲烷解吸动力学的阶段性，在排水降压作用下，煤储层宏观裂隙内压降较快，显微裂隙、大孔隙次之，而微孔隙则压降缓慢。当储层压力低于临界解吸压力以后，甲烷首先在宏观裂隙内开始解吸，然后依次是显微裂隙、大孔隙、微孔隙。煤层甲烷不断由吸附相变成游离相。解吸与吸附作用几乎是完全可逆的过程，同样可用 Langmuir 等温吸附定理来描述。

朗格缪尔模型（Langmuir，1916）是根据汽化和凝聚的动力学平衡原理建立的，其方程简单实用，已广泛用于煤和其它吸附剂对气体的吸附，大多数研究煤的等温吸附仪也是遵循这一理论设计的。

朗格缪尔模型是基于单分子层吸附理论得出的，其基本假设为：

①　固体表面具有吸附能力是因为其表面上的原子力场没有得到饱和，有剩余力存在，

当气体分子碰撞到固体表面上时，其中一部分就被吸附并放出热量。但是气体分子只有碰撞到尚未被吸附的空白表面上才能够发生吸附作用。当固体表面排满一层分子之后，这种力场得到了饱和，因此吸附是单分子层的；

② 固体表面是均匀的，各处的吸附能力是相同的，吸附热不随覆盖度变化，是一个常数；

③ 已被吸附的分子，当其热运动的动能足以克服吸附剂引力场位垒时，又会重新回到气相，再回到气相的机会不会受邻近其它吸附分子的影响，即被吸附分子之间无作用力；

④ 吸附平衡是动态平衡。所谓动态平衡是指吸附达到平衡时，吸附仍在进行，相应的解吸（脱附）也在进行，只是吸附速度等于解吸速度而已。上述过程可表示为：

$$\text{气体分子（空间）} \underset{\text{解吸}}{\overset{\text{吸附}}{\rightleftharpoons}} \text{气体分子（被吸附在固体表面上）}$$

若用 θ 代表表面被覆盖的百分数，称为覆盖度，即：

$$\theta = \frac{S_\theta}{S_t} \qquad (4-1)$$

式中，S_θ 为已被吸附质覆盖的固体表面积；S_t 为固体的总表面积。则（1－ θ）表示空白百分数。当吸附达平衡时，根据基本假设可知，吸附速度等于脱附速度。若以 N 代表单位时间内单位表面上的碰撞分子数，根据气体分子运动论，有：

$$N = \frac{p}{\sqrt{2\pi mkT}} \qquad (4-2)$$

式中，p 为气体压力；m 为气体分子的质量；k 为 Boltzman 常数；T 为绝对温度。

设 α 为碰撞分子中被吸附的分数，根据 Langmuir 模型中的基本假设，吸附速度 V_a 应为：

$$V_a = \alpha N(1-\theta) \qquad (4-3)$$

由基本假设可知，单位时间，单位面积上解吸的分子数只与被覆盖的分数成正比，所以解吸速度 V_d 为：

$$V_d = \nu\theta \qquad (4-4)$$

式中，ν 为解吸比例常数，由上式可以看出，它为 $\theta = 1$ 时的解吸速度。

吸附平衡时，$V_a = V_d$，即可导出：

$$\theta = \frac{\frac{\alpha}{\nu}N}{1+\frac{\alpha}{\nu}N} = \frac{bp}{1+bp} \qquad (4-5)$$

式（4－5）即为 Langmuir 吸附等温式，其中，

$$b=\frac{\alpha}{\nu}\frac{1}{\sqrt{2\pi mkT}} \qquad (4-6)$$

Langmuir 吸附等温式还可写为：

$$\theta=\frac{V}{V_m}=\frac{bp}{1+bp} \quad 或 \quad V=\frac{V_m bp}{1+bp}=\frac{abp}{1+bp}=\frac{V_L p}{p+p_L} \qquad (4-7)$$

式中，V_L或V_m或 a 代表吸附剂的表面覆盖满单分子层时的吸附量，也称最大吸附量，V_L 通常称为朗格缪尔体积，$V_L=V_m=a$；V 是吸附剂在气体压力为 p 时吸附气体的吸附量；P_L为朗格缪尔压力，P_L等于 1／b。V_m和V 在计算时均以在标准状态下的体积表示。

式（4－5）中 b 称为吸附系数。若一个分子被吸附时放热 q，则被吸附分子中具有 q 以上能量的分子就能离开表面返回气相。根据 Boltzmann 定理，返回气相的分子数与 exp[-q/kT] 成正比，所以：

$$\nu=\nu_0\exp\left[-q/kT\right] \qquad (4-8)$$

式中，ν_0为初始解吸比例常数，其它符号同前。式（4－8）代入式（4－6）得：

$$b=\alpha\exp[q/kT]/[\nu_0(2\pi mkT)^{1/2}] \qquad (4-9)$$

式（4－9）可以看出，b 主要是温度和吸附热的函数。对于放热过程，q 增加，b 也随之增大，温度升高，b 减小。所以一般提高温度，吸附量降低。

二、 压力效应

当温度与其它因素相同时，煤储层甲烷吸附量随压力的增加而增大，但不同的压力区间，其增加的幅度是不同的。低压时，吸附量随压力几乎呈线性增长，朗格缪尔方程可简化为享利（Henry）公式，即：

$$V=V_L bP \qquad (4-10)$$

式中，V－吸附量，cm^3/g；V_L－朗格缪尔吸附常数，cm^3/g；b－朗格缪尔压力倒数，1 / MPa；P－气体压力，MPa。由此可见，低压时吸附量与气体压力成简单的正比线性关系。在中~高压时，吸附量增长率逐渐变小，至某一极限压力，吸附达到饱和状态，吸附量不再增大。地层条件下，压力通常是煤层埋深的函数。

三、 温度效应

理论上，吸附常数 V_L 不受温度的影响，在任何温度条件下，极限吸附量都相同。而压力常数 P_L 与温度有关，其关系可由 Vant　Hoff 方程给出：

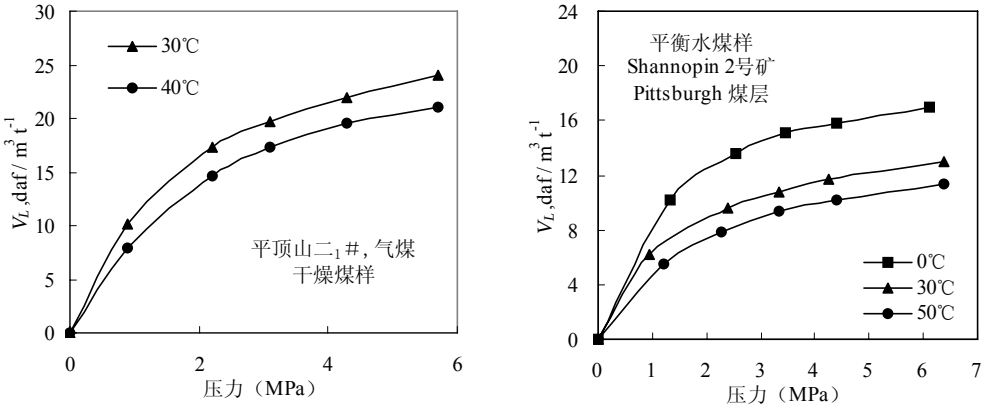
$$b=\frac{1}{P_L}=b_0\exp\left(-\Delta H/RT\right) \qquad (4-11)$$

式中，b_0－朗格缪尔压力常数，1 / MPa；ΔH －吸附能，cal/g.mol；R－通用气体常数，1.987cal/g.mol.k；T－绝对温度，K。温度总是对脱附起活化作用，温度越高，越有利于解吸，式（4－11）式描述了温度对吸附的影响，吸附是放热过程，故ΔH 是负值，因此，指数项是正值。所以，随着温度升高，压力常数 b 减少，吸附能力减弱（图 4－4）。

Ettinger 等（1966）建立了一个经验方程，如果已知煤在 30℃时甲烷的吸附量，则在其它温度下的吸附量由下式得到：

$$V_t = V_{30} e^{n_{30}} / e^{n_t} \qquad (4-12)$$

式中，V_t 和 V_{30} 分别是温度为 t 和 30℃时干煤样甲烷的吸附量，n_t 和 n_{30} 是该温度下的温度系数指数。



a b

图 4－4　温度对吸附性的影响　（*a*－据叶建平,1998；b-killingley,1995）

温度升高，煤层吸附量减少。据煤科院重庆分院的研究，温度每升高 1^0C，干燥煤样吸附量减少 0.1~0.3cm^3/g，叶建平等（1998）对平顶山二 $_1$ 煤分别在 30^0C、40^0C 所作的等温吸附曲线也表明从 30^0C 开始，温度每升高 1^0C，煤吸附量减少 0.2cm^3/g。Killingley 等（1995）测定在 5MPa 时，温度每升高 1^0C，平衡水煤样甲烷吸附量下降 0.12cm^3/g。

煤的吸附能力是煤的物性、外部温度、压力及吸附介质的函数，即：

$$V = \frac{V_L P}{P_L + P} \exp\left[n\left(t - t_0\right)\right] \qquad (4-13)$$

式中，V_L、P_L，朗氏体积和朗氏压力；V，压力 P 下的气体吸附量；t，实验温度；t_0，煤储层温度；$n = \dfrac{0.02}{0.993 + 0.7P}$。

煤层气的赋存状态，可能由于钻井和采样过程中外界条件的改变而发生变化，所以，在测定煤样含气量时并不是按这三种状态去测定的。测定气体含气量时，通常只测其游离气和吸附气含量，且必须注意，煤层气在地下的三种赋存状态和样品状态下分别测定的三部分气体不能等同而论。

第三节　平衡水等温吸附实验

煤层气大部分以吸附形式存储于煤中，煤样的吸附与解吸可由下面的实验来确定：①在恒压条件下测定不同温度时的吸附量（等压线）；② 吸附物质的量或体积一定时，比较不同温度下的压力变化(等容线)；③ 在恒温条件下测定不同压力时被吸附物质的数量(等温线)。由于一种类型的曲线可以换算成另一种类型的曲线，故一般只进行等温吸附实验。

测量吸附等温线的方法有体积法或 PVT（压力－体积－温度）法、重量法和气相色谱法。二十世纪九十年代以前，大多是在低压条件下，用重量法或容量法测定干燥煤样的等温吸附曲线。本次利用 Bell 和 Rakop（1986）及 Mavor（1990b）给出的体积法在平衡水条件下测定煤样的吸附等温线。

1、实验仪器

测量仪器是一台改进了的波义耳定律孔隙率仪(美国 Raven Ridge 公司生产的高压等温吸附仪，图 4－5)，它安装在恒温水浴上，由容量为 80cm^3 的不锈钢基准缸和容量为 160cm^3 的不锈钢器缸组成，容器、管子和阀门的压力值必须大于实验时所预料的最高压力值，所有缸和管子的容积必须精确地测定。基准缸和实验缸设在恒温器中, 其温度误差控制在±0.2℃以内, 基准缸和实验缸压力是由高精密压力传感器单独监控，精度为 3.51kPa。实验缸的温度在实验期间要确保稳定。

不同时间的温度和压力数据均由计算机收集,数据采集使用高速 16 位模拟数字转换器完成，在前 60s 以每秒 100 个点的速度来采集，随后的数据以每秒 10 个点的速度采集，可以同时进行 4 个等温实验缸的数据采集。

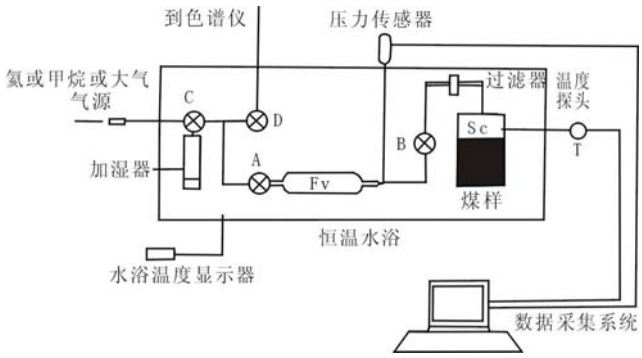


图 4-5　吸附或解吸试验测试装置

2、实验样品

将样品破碎到小于 60 目（0.25mm），再进行筛分分析，以确定样品的粒径分布。在进行等温吸附实验以前，首先进行样品的工业分析，以测定样品的水分、灰分、挥发分和固定碳含量。为了再现储层条件，采用美国材料实验协会（ASTM）所推荐的标准，即在储层温度和平衡水含量条件下进行气体吸附实验[135]。

平衡水分含量的确定方法：首先将样品称重（约 100g），精确到 0.2mg，把预湿煤样或自然煤样放入装有过饱和 K_2SO_4 溶液的恒温箱中，该溶液可以使相对湿度保持在 96%~97%之间。48h 后煤样即被全部湿润，间隔一定时间称重一次，直到恒重为止。平衡水分含量等于工业分析中空气干燥基水分（M_{ad}）与平衡煤水分含量之和。

3、容量测定

容量测定包括如下步骤：① 校准仪器以确定实验缸的孔隙体积；② 使基准缸充气的压力大于现时等温阶段实验缸要求的最终压力；③ 打开基准缸和实验缸之间的阀门，使其压力相等，并关闭该阀门；④ 监测实验缸的压力，以确定该压力点何时达到稳定，即达到吸附或脱附平衡；⑤ 重复步骤 2 到步骤 5，直至达到实验最终压力为止；⑥ 进行等温解吸测量。

把煤放进仪器之前，先把体积已知的钢坯放进实验缸，根据波义耳定律，用氦气确定基准缸和实验缸的总容积。在实验室温度下重复三次作初始校准，以便把实验误差降至最低。总容积测量的误差一般是±0.03cm^3。

一旦煤样的水分含量达到平衡，就将 80~150g 的样品密封在实验缸内。用氦清洗缸体，用氦标定的过程要重复进行四次，以确定实验缸的容积和煤的密度，空隙容积测量误差一般在±0.03cm^3 以内。在标定期间，必须估算相应温度和压力时氦的气体偏差系数，这种估算值可从氦的气体偏差系数表中获得。

实验过程中首先用高纯甲烷（甲烷纯度为 99.99% ）清洗基准缸，然后充气使基准缸的压力大于这个压力点估算的稳定压力，打开两个缸之间的阀门，使其压力相等，记录整个阶段内不同时间的压力。在该压力点早期，以 0.01s 的间隔收集数据，而在该压力点晚期，则以 0.1min 的间隔收集，这个阶段是连续的，直到 30min 内压力变化小于 0.7kPa 为止。逐渐加压直至最终压力，以确定从一个大气压到大于储层压力范围内的吸附等温线。试验压力点数根据要求的最高压力确定，当最高压力小于或等于 8MPa 时，压力点数一般为 6 个，每个压力点的吸附平衡时间一般大于 12h，实验最高压力为 12MPa，稳定压力为 10 MPa，压力点数也为 6 个。

第四节　多相介质煤岩体的吸附特征

由前面两章我们知道煤储层中含有多种介质。在此我们简单地介绍煤对多组分气相介质及对水与气二相介质的吸附特征。

一、气相多组分吸附特征

煤储层内的气相介质是由 CH_4、CO_2 、N_2、C_2H_6 等多组分的混合物，仅仅研究单组分气体的吸附是不全面的。通过多组分气体的吸附性来分析煤层气开发过程中注入 CO_2 置换 CH_4 或注入 N_2 降低 CH_4 分压的理论依据和效果。

1、 单组分气体的吸附能力

不同气体组分的吸附能力不同，主要由气体分子与煤分子之作用力的不同而引起。这种作用力与一个大气压下各种吸附质的沸点有关，沸点高，则吸附能力强。由此可见几种常见吸附介质的相对吸附能力增长的顺序是 N_2＜CH_4＜C_2H_6＜CO_2＜C_3H_8＜H_2O。因此，CH_4 的吸附能力大于 N_2，但小于 CO_2（图 4-6）和 H_2O，其吸附力相对较弱，这就使得 CH_4 相对容易从煤中解吸出来，有利于煤层气的开采。

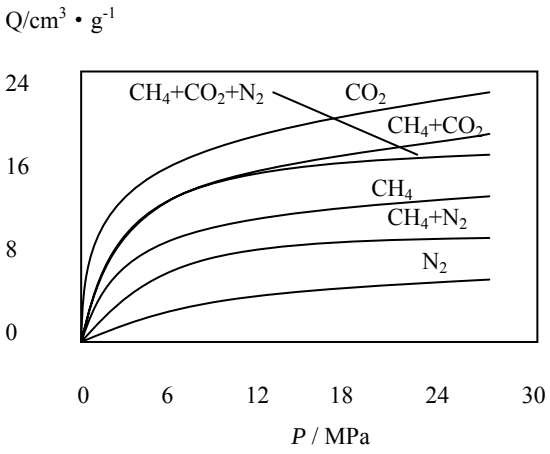


图 4-6　单组分和多组分混合气体等温吸附曲线（据何学秋，1995）

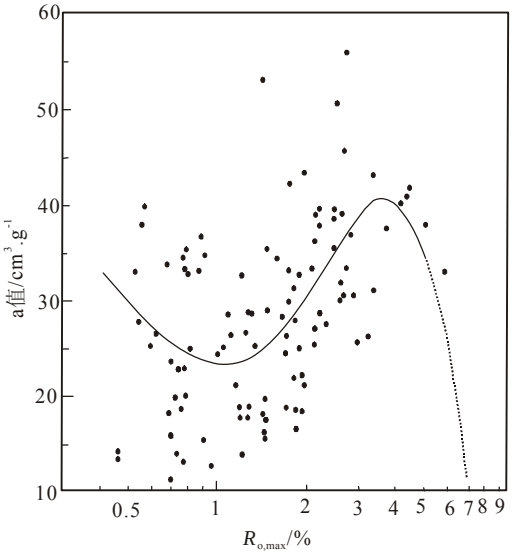


图 4-7 最大吸附量（a 值）与 $R_{o,max}$ 的关系（干煤样，傅雪海，1998）

对单组分气体吸附特征研究最多的是在干燥条件下煤对甲烷的吸附，傅雪海等（1998，2000）的研究结果表明：随镜质组反射率 $R_{o,max}$ 增高，干煤样的朗格缪尔体积呈波状演化，分别在镜质组最大反射率=1.1%附近出现极小值，在 $R_{o,max\,右}$=4.0%左右出现极大值，即：当 $R_{o,max}$＜1.1％和 $R_{o,max}$＞4.0％，朗格缪尔体积随煤级的增加而减少；当 1.1％＜$R_{o,max}$＜4.0％，朗格缪尔体积随煤级的增加而增大（图 4-7）。同平衡水条件下甲烷吸附与煤级的关系存在着较大差异，即平衡水条件下不存在第一个拐点。

2、多组分气体的吸附特征

根据前述 langmuir 模型，设有 A、B 两种气体的覆盖度和分压分别 θ_A、θ_B 及 P_A、P_B。当吸附达到平衡时，A、B 两种气体各自的吸附与解吸速度相等，即：

$$\alpha_A N_A\left(1-\theta_A-\theta_B\right)=\nu_A\theta_A$$

$$\alpha_B N_B\left(1-\theta_A-\theta_B\right)=\nu_B\theta_B$$

或

$$\frac{\theta_A}{1-\theta_A-\theta_B}=\alpha_A P_A \qquad (4-14a)$$

$$\frac{\theta_B}{1-\theta_A-\theta_B}=\alpha_B P_B \qquad (4-14b)$$

式中，N_A、N_B和ν_A、ν_B 分别为 A、B 气体在单位时间、单位面积上的碰撞数和解吸速度的比例常数；α_A、α_B 分别为 A、B 气体单位时间、单位面积上碰撞分子被吸附的分数。根

据式（4-9）得：

$$b_A = \alpha_A \exp[q_A / kT]/[\nu_{0A}(2\pi m_A kT)^{1/2}]$$

$$b_B = \alpha_B \exp[q_B / kT]/[\nu_{0B}(2\pi m_B kT)^{1/2}]$$

式中，q_A、q_B分别为 A 和 B 一个分子的吸附热。联立式（4-14a）和式（4-146b），可以得到 A、B 两种气体的 Langmuir 等温方程式：

$$\theta_A = \frac{b_A P_A}{1 + b_A P_A + b_B P_B} \qquad (4\text{-}15a)$$

$$\theta_B = \frac{b_B P_B}{1 + b_A P_A + b_B P_B} \qquad (4\text{-}15b)$$

同理可以推得 n 种气体混合时，其中某一种气体 i 的 Langmuir 等温吸附方程式：

$$\theta_i = \frac{b_i P_i}{1 + \sum_{i=1}^{n} b_i P_i} \qquad (4\text{-}16)$$

从式（4-15a）和式（4-15b）可以看出，A、B 气体是相互抑制的。

由图 4-6 可知：二元气体的吸附等温线总是界于吸附能力强的气体与吸附能力弱的气体的吸附等温线之间，CH_4－N_2 二元混合气体的吸附量总是小于纯 CH_4 的吸附量，CH_4－CO_2 二元混合气体的吸附量总是大于纯 CH_4 的吸附量。CH_4、CO_2 、N_2 三元混合气体吸附等温线亦表明：混合气体的吸附等温线在刚开始时由于压力不高，则与混合气体中吸附性强的双组分气体（CH_4＋CO_2）等温吸附曲线很接近，随着吸附压力的提高，其吸附性界于吸附性强的双组分（CH_4＋CO_2）和 CH_4 单组分气体之间。这说明了混合气体刚开始吸附时，煤体主要是对混合气体中吸附性强的气体组分进行吸附，随着压力的升高，吸附性强气体组分浓度的降低，吸附性弱的气体才逐渐被吸附，且吸附性弱的气体组分对吸附性强的气体组分影响较小。此外，混合气体各组分的百分比不同，即各组分的分压不同，其所得的等温线也不同。

3、CO_2 置换 CH_4 或 N_2 降低 CH_4 分压

多元组分气体吸附实验表明，混合气体的吸附性不仅与混合气体中各组分的吸附性强弱有关，而且还与各组分的浓度（分压）有关，分压大的气体其吸附性强。但是各组分的分压变化与其吸附量的变化是不成比例的，而且吸附量的变化比其分压变化要小。

设煤储层内已吸附 CH_4，注入 CO_2 或 N_2 控制整个吸附过程，则由动力学方程可知：

$$\frac{dx}{dt} = k\theta_A\theta_{CH_4} = \frac{kb_A b_{CH_4} P_A P_{CH_4}}{(1 + b_A P_A + b_{CH_4} P_{CH_4})^2} \qquad (4\text{-}17)$$

式中，A 为 CO_2 或 N_2；dx/dt 为置换/解吸速率；k 为置换/解吸速率常数。

往煤储层中注入 N_2 降低 CH_4 分压，使 CH_4 解吸，即：

$$N_2 + CH_4 \longrightarrow CH_4 + N_2$$

煤对 N_2 的吸附能力弱于 CH_4，有：$b_{N_2}P_{N_2} << b_{CH_4}P_{CH_4}+1$，则：

$$\frac{dx}{dt} \approx \frac{kb_{N_2}b_{CH_4}P_{N_2}P_{CH_4}}{(1+b_{CH_4}P_{CH_4})^2} \qquad (4\text{-}18)$$

式（4-18）中，随 P_{N_2} 的分压增加，初始时 CH_4 解吸速率几乎呈线性增大，后随 P_{CH_4} 分压的减小，由缓慢增加至几乎不增加。

往煤储层中注入 CO_2 置换出 CH_4，即：

$$CO_2+CH_4 \longrightarrow CH_4+CO_2$$

煤对 CO_2 的吸附能力强于 CH_4，有：$b_{CH_4}P_{CH_4} << b_{CO_2}P_{CO_2}+1$，则：

$$\frac{dx}{dt} \approx \frac{kb_{CO_2}b_{CH_4}P_{CO_2}P_{CH_4}}{(1+b_{CO_2}P_{CO_2})^2} \qquad (4\text{-}19)$$

式（4-19）中，P_{CH_4} 分压不变，随 P_{CO_2} 的分压增加，置换速率会出现极大值；P_{CO_2} 分压不变，因 P_{CH_4} 分压的逐渐减小，置换速率呈线性减小。

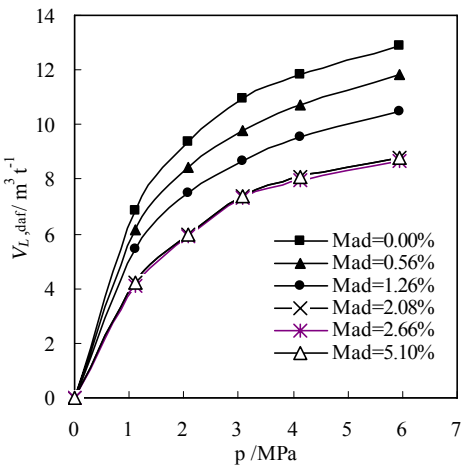
二、 多相介质的吸附特征

多相介质吸附指煤不但吸附气相（CH_4、CO_2 、N_2 等），还吸附液相（如油、水）。油、水为极性分子，极性键的存在使油或水分子与煤孔隙内表面或煤大分子结构缺陷及它们本身之间的结合力更强，结合也更紧密。与 CH_4、CO_2 、N_2 等相比，油、水分子优先吸附于煤中，从而占据了部分能吸附气体的位置，使煤吸附气体的能力变弱。

1、水与单组分气体－CH_4 的吸附

水分对煤吸附气相组分起抑制作用，水分的存在降低了煤对甲烷的吸附量。Joubert（1973，1974）发现：只有在未达到临界含水量（相当于平衡水分）时，水分增加甲烷吸附量才会降低，超过临界水分含量时，增加的水分不再对气体吸附产生影响。但游离态的水常以各种形式与煤中氧结合，从而堵塞了部分煤孔隙喉道，导致有效吸附面积和透气性能的降低。

图 4-8 为水分含量对吸附等温线的影响，在达到临界含水量（2%）之前，煤层吸附甲烷的能力随水分含量的增加而减少，水分含量由 0 增加到 2%，煤层吸附气量从 12.74 cm^3/g 降至 8.49 cm^3/g（5.6MPa），水分含量超过 2%之后，对煤层吸附气量几乎没有影响。



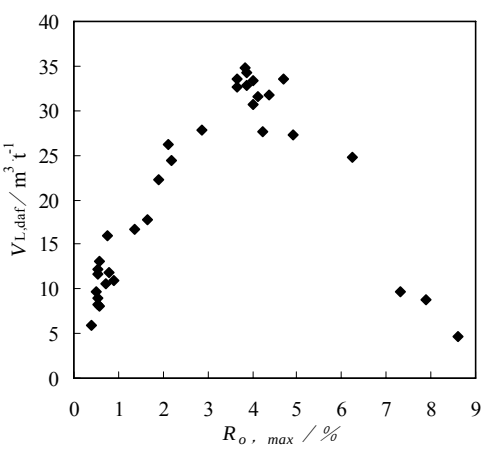


图 4-8 水分含量对等温线的影响(Joubert,1974)　　图 4-9 朗格缪尔体积（$V_{L,daf}$）与 $R_{o,max}$ 的关系

2、平衡水条件下煤对 CH_4 的吸附特征

据傅雪海（2001）对采自我国阳泉、沁源、潞安、晋城、阳城、沁水、霍州、淮南、淮北、徐州、焦作、荥巩、济源、梅田、京西、准噶尔和吐哈盆地等 26 个矿区 35 个生产矿井的 35 个煤样（样品时代为华北石炭~二叠纪和西北侏罗纪，镜质组最大反射率 $R_{o,max}$%介于 0.38%~8.61%之间），在平衡水和 30° C 条件下的高压吸附实验表明， 朗格缪尔体积（V_L）与镜质组最大反射率 $R_{o,max}$ 的关系在 $R_{o,max}$＝4.5%左右出现拐点（图 4-9），即当 $R_{o,max}$＜4.5%，朗格缪尔体积随 $R_{o,max}$ 的增加而增大；当 $R_{o,max}$＞4.5%，随 $R_{o,max}$ 的增加而减少。

以上关系揭示出煤化作用机理对煤的吸附能力起着重要的控制作用。低煤化烟煤分子排列不规则，结构松散，单位内表面上的碳原子密度小，且含氧官能团多，吸附的水分多，对气体的吸附势低，因而煤岩体单位内表面吸附气体的能力弱，朗格缪尔体积总体偏低。低煤化烟煤中孔隙以大孔为主，随着煤级的增加，煤中大孔隙（＞30nm）减少，微孔隙（＜1.3nm＝增加，比表面积增大，煤的吸附性增强。但在 $R_{o,max}$＝4.5%附近，煤的物理和化学性质发生了显著跃变。在物理性质上：镜质组反射率超过惰质组（粗粒体），完成了反射率关系的全面转换；树皮体反射率发生倒转，出现了显微组分光学性质演化史上的一次重大变化；也是孔隙率、孔容、孔比表面积随煤级变化出现的最重要的拐点之一。在化学性质上:煤的有机组成差异基本消失，芳香度增长突然变缓（图 4-10），环缩合指数持续明显增长（图 4-11）；基本结构单元（BSU）的堆砌层数达到极大值，延展度发生阶跃，双周期组合基本消失，普遍出现 BSU 单体之间的相互拼叠，自由基浓度达到最大值，线宽也出现从增长向减少转化的趋势，尤其是煤岩体吸附势（吸附 1mol 气体时所放出的热量）逐渐降低。

当 $R_{o,max}$＞4.5%之后，随 $R_{o,max}$ 的增加，朗格缪尔体积减少。主要有两方面的原因，一是中、高级无烟煤吸附的水较多，减少了煤吸附甲烷的有效面积，水的存在还阻塞了甲烷进入微孔隙的通道；另一方面，中、高级无烟煤的吸附势较低。

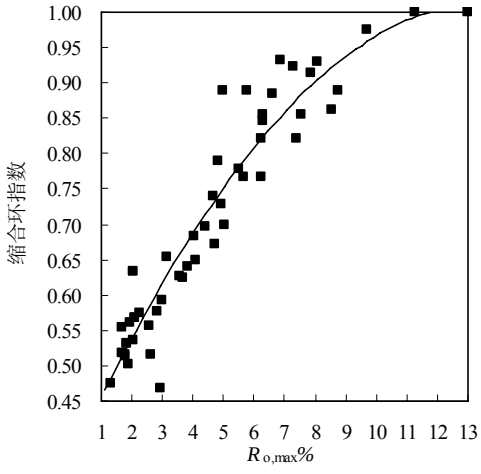


图 4-10 芳香度与镜质组反射率（$R_{o,max}$）的关系（据秦勇，1994）

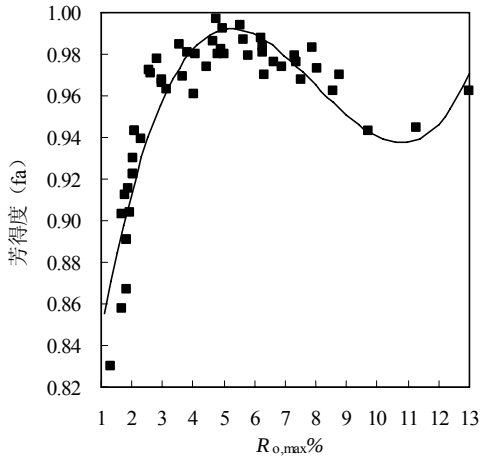


图 4-11　环缩合指数与镜质组反射率（$R_{o,max}$）的关系（据秦勇，1994）

Ettinger（1966）发现，富惰质组煤的甲烷吸附量在中煤级煤阶段高于富镜质组煤，在

高煤级煤阶段两者相当。巴卡耶娜（1980）认为，惰质组的相对吸附性与煤级有关，在长焰煤~肥煤阶段，惰质组吸附量高于镜质组，在瘦煤~无烟煤阶段反之。于良臣等（1985）等对淮南煤的试验结果却与此相反。钟玲文等（1990)发现惰组含量与朗格缪尔体积之间的关系较为复杂，粗粒体、微粒体和惰屑体的吸附量一般较低，而细胞腔未被充填的丝质体和半丝质体的吸附量通常较高。张群等（1999）研究东北、华北、华南和西南地区的中生代和晚古生代主要煤田或含煤区的数十个煤样（1.10%＜$R_{o,max}$＜3.09%），得出朗格缪尔体积随镜质组含量增加而增大，随惰质组含量的增加而减小。

镜质组与惰质组以及惰质组中不同显微组分之间朗格缪尔体积的差异是造成显微组分含量与朗格缪尔体积之间离散性较大的主要原因。也可能与镜质组和惰质组各煤岩组分内表面的物理化学活性差异有关。壳质组分中的沥青质体往往充填部分煤内孔、裂隙，从而减少煤吸附甲烷的有效面积，也影响到煤层气的渗流。显然，壳质组含量高既不利于吸附，也不利于解吸。由此可见，平衡水条件下，低煤级煤和低煤化烟煤的等温吸附特征与中、高煤化烟煤和高煤级煤的差异主要表现在受煤级的影响减弱，受煤岩组分的影响增强。

3、水与多元组分气体的吸附特征

平衡水条件下，CH_4 与 CO_2 或 N_2，CH_4、CO_2 和 N_2 多元组分气体的吸附特征与干燥煤样（图 4-6）十分近似，只是最大吸附量比干燥煤样低一些。

4、油与 CH_4 的吸附特征

中、高煤化烟煤阶段，油相组分的存在导致 CH_4 的吸附能力的减弱，这主要是因为 CH_4 的体积少，极性低，结合力弱所致，上述干燥煤样最大吸附量在 $R_{o,max}$＝1.1%处出现极少值就可能与油相组分有关。吐哈盆地与准噶尔盆地变质程度相近的煤样，前者最大吸附量较后者低得多，但前者壳质组含量比后者高许多，作者推测吐哈盆地中油分子占据甲烷分子位置使甲烷的吸附量减少造成的。这种推测从圣胡安盆地 BEA15-4 井水果地组所取煤样分析中得到很好的印证，当把煤样放进亚甲氯化物溶液中溶解去掉油后，煤的吸附能力迅速提高。

第五节　等温吸附曲线的应用

在煤层气研究工作中，煤的等温吸附曲线主要应用于以下三方面：第一，确定煤储层中的煤层气临界解吸压力；第二，估算煤储层的理论含气量和确定煤层气的饱和状态；第三，预测煤储层在降压解吸过程中煤层气的采收率或可采资源量。

一、理论饱和度或实测饱和度

应当指出：等温吸附曲线和煤层含气量均应校正为干燥无灰基，才能进行对比；对于煤储层的气饱和状态的估计，可采用理论饱和度或实测饱和度参数，理论饱和度是实测含气量与郎氏体积之比值，即：

$$S_{理}=V_{实}/V_L \qquad (4\text{-}20)$$

式中，$S_{理}$—理论饱和度，%； $V_{实}$—实测含气量，m^3/t；其它符号同前。

实测饱和度则是实测含气量与实测储层压力投影到吸附等温线上所对应的理论含气量的比值（图 4-12），有：

$$S_{实}=V_{实}/V \qquad (4\text{-}21)$$

$$V=V_L P/(P+P_L)$$

式中，$S_{实}$—实测饱和度，%； P—实测储层压力，MPa；V—实测储层压力投影到吸附等温线上所对应的理论含气量，m^3/t；其它符号同前。

据沁水盆地施工的煤层气参数井实测含气量、储层压力、等温吸附曲线计算得出的煤层实测饱和度变化于 27.5~71.8%,平均为 51.6%,以樊庄、潘庄最高，长治、赵庄最低（表 4-2）。

实测饱和度的可靠程度虽然远高于理论饱和度，但因吸附等温线是在实验室内通过气压实验得出的，储层压力又是通过试井得出的水体流动压力，而煤储层原位流体压力是气压与水压的综合。因此，计算的饱和度误差较大，因实测的煤层含气量中包括有游离气，使不同煤级煤计算的饱和度误差不同，低煤级煤误差更大。

二、临界解吸压力

煤层气临界解吸压力与煤储层含气量及吸附—解吸特性呈函数关系，是估算煤层气采收率的重要参数。临界解吸压力与储层压力之比（简称为临储压力比）往往决定了地面煤层

气开采中排水降压的难易程度。

临界解吸压力系指在等温曲线上煤样实测含气量所对应的压力（图 4-12），可由式（4-22）计算得到。

$$P_{cd}=\frac{V_{实}P_L}{V_L-V_{实}} \qquad (4\text{-}22)$$

式中，P_{cd}—临界解吸压力，MPa；其它符号同前。

据沁水盆地施工的煤层气参数井实测含气量、储层压力、等温吸附曲线计算得出临界解吸压力范围为 0.84~2.40MPa,平均为 1.58MPa，晋城矿区高于潞安矿区，晋城矿区大多都在 2 MPa 以上，潞安矿区一般在 1 MPa 左右（表 4-2）。但据全国煤层气资源评价资料，由等温吸附曲线和含气量计算的临界解吸压力值普遍偏低，一些煤层气试验井的排采资料表明，气井的实际临界解吸压力要高于等温吸附曲线所计算的值。如樊庄北 TL003 井的实际临界解吸压力比计算的高 0.7MPa。正如前面所提到的因为煤储层压力的复杂性，计算的临界解吸压力与我国煤层气井，尤其是气压较大的煤储层差别很大。

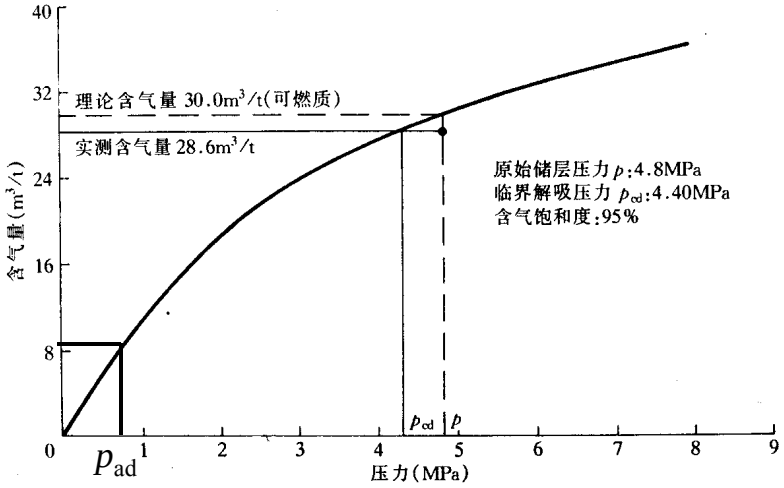


图 4-12　据吸附等温线计算的实测饱和度和临界解吸压力

表 4-3　沁水盆地中南部含气饱和度、理论采收率

参数	3 煤					15 煤				
地点	V_L/ $m^3.t^{-1}$	P_L /MPa	P_{cd} /MPa	S /%	η /%	V_L/ $m^3.t^{-1}$	P_L /MPa	P_{cd} /MPa	S /%	η /%
潞安	34.1	2.23	0.89	55.0	16.2	31.9	1.00	1.14	51.1	28.9
屯留	32.2	1.82	1.37	59.0	35.3	25.9	2.35	1.84	43.8	47.7
长治	32.6	2.47	0.84	27.5	14.3	33.6	2.47	1.17	45.8	19.7
赵庄	32.6	2.47	0.86	35.5	15.7	35.4	2.39	1.26	44.9	21.0
樊庄	47.5	2.78	2.37	71.8	57.8	49.6	2.95	1.26	60.7	55.9
潘庄	44.2	2.31	2.40	56.8	54.4	51.8	2.19	2.24	69.7	52.1
大宁	40.7	2.40	2.38	54.2	52.8	50.4	2.31	2.11	45.9	49.7

三、理论采收率

煤层甲烷采收率不仅取决于煤层的含气性、煤的吸附／解吸特性以及煤层所处的原始压力系统，而且相当程度上受控于煤层气的钻井、完井和开采工艺，即煤层被打开后储层压力所能降低的程度和压降的大小。据美国的经验可降至的最低储层压力为 100 磅/平方英寸，约为 0.7MPa，由临界解吸压力和朗格缪尔常数可计算出最大理论采收率。

$$\eta = 1 - \frac{P_{ad}(P_L + P_{cd})}{P_{cd}(P_L + P_{ad})} \qquad (4\text{-}23)$$

式中，η—最大理论采收率，%；P_{ad}—枯竭压力，MPa；其它符号同前。

据沁水盆地施工的煤层气参数井实测含气量、储层压力、等温吸附曲线计算得出的临界解吸压力可以得到理论采收率（表 4-2），其值变化于 14.3—57.8%,平均为 37.3%，晋城矿区大于潞安矿区，以潘庄、樊庄井田最高，长治、赵庄井田最低。

第六节　影响煤的吸附性因素

影响煤的吸附性因素有压力、温度、埋深、煤岩组分、煤级、煤储层含水性等。

一、压力和温度

压力和温度对吸附气量也起着重要作用。一定煤阶的煤，随压力的增大，吸附气量增大，随温度的增高，吸附气量降低。

当压力较低时，随压力的增加，煤对甲烷的吸附量增加较快；当压力低于 1.5MPa 时，煤的吸附量随压力的增加呈线性增大。而在较大压力时却增加较为缓慢，压力为 5MPa 时，煤的吸附量已达最大吸附量的 90%以上；8MPa 时，已基本吸附饱和，即压力大于 8MPa 时，吸附量几乎不再增大。因此，深部煤储层压力对煤的吸附性影响不大。

煤的吸附量总体上随温度的增加而减少，温度区间不同和煤样不同，减少的程度有所差异。从 30℃到 40℃，温度每升高 1℃，吸附量减少 0.11~0.29cm^3/g，平均约减少 0.18cm^3/g；从 40℃到 50℃，温度每升高 1℃，煤样吸附量减少 0.03~0.15cm^3/g，平均约减少 0.09cm^3/g（表 4-2）。与煤科院重庆分院得出的“温度（30℃~40℃区间）每升高 1℃，干燥煤样吸附量减少 0.1~0.3cm^3/g”、叶建平等（1998）对平顶山二 $_1$ 煤得出的“从 30℃开始，温度每升高 1℃， 煤吸附量减少 0.2cm^3/g” 和 Levy 等（1997）测定在 5MPa 时，温度每升高 1℃，平衡水煤样甲烷吸附量下降 0.12cm^3/g 等结论基本一致。

表 4-2　不同温度条件下的等温吸附实验成果

地点	样号	$R_{o,max}$（%）	煤级	朗格缪尔体积、朗格缪尔压力								
				30℃			40℃			50℃		
				M_e	$V_{L,daf}$	$P_{L,daf}$	M_e	$V_{L,daf}$	$P_{L,daf}$	M_e	$V_{L,daf}$	$P_{L,daf}$
孤南	4	0.86	气煤	2.85	11.15	0.50	2.53	9.64	0.97	2.53	8.67	0.49
坊子	13-1	0.88	气煤	2.81	10.25	0.61	3.23	8.35	0.41	3.23	7.62	0.43
庄古	9	0.95	肥煤	5.14	8.87	0.42	3.39	**10.93**	0.47	3.39	**9.48**	0.47
王庄	12-1	1.23	焦煤	5.94	11.88	0.20	2.80	9.03	0.22	2.80	8.43	0.24
坊子	13	1.38	焦煤	3.85	11.60	0.46	2.61	10.53	0.15	2.61	**12.25**	0.26
王庄	12	2.57	无烟煤	6.67	18.50	0.58	3.07	16.93	0.66	3.07	15.39	0.75

注：$R_{o,max}$—镜质组最大反射率，%；Me—平衡水含量，%；$V_{L,daf}$—干燥基无灰基朗格缪尔体积，m^3/t；$P_{L,daf}$—干燥基无灰基朗格缪尔压力，MPa。表中粗体为异常值，可能系较高温度下煤样未能吸湿平衡所致。

二、煤层埋深

煤层埋深是温度和压力的间接反映，煤层埋深增大、压力和温度均增加。一般而言，煤层甲烷吸附量随埋深的增加而增大。从瓦斯风化带边界到 400~600m 深度，甲烷含量增加最快；800~1000m 为缓慢增加的区段；1000~1500m 压力增加使吸附甲烷含量增加很小，而此时温度较高，使吸附甲烷量减少较多，二者综合结果，吸附气量总体趋于减少。但不同煤级

煤吸附甲烷含量随埋深的变化差异很大。

三、煤阶

吸附气含量先随煤阶的增加而增大，后随煤阶的增加而减少，其拐占大约在镜质组反射率 $R_{o,max}$=4.5%左右。平衡水条件下，低煤阶煤（$R_{o,max}$<0.65%），吸附气量一般小于 18cm^3/g，高煤阶的煤（$R_{o,max}$ 在 4.5%左右），气体含量可达 40cm^3/g。

四、临界含水量

自然状态下，几乎所有的煤层都含有水。为便于实际应用，美国 ASTM 规定煤层含水量是指温度在 104~110℃时，煤层水以水分子形式释放出来的数量。水在煤里以自由水、束缚水和水化合物的形式存在。自由水存在于裂隙和大孔隙内。束缚水和含氧官能团通过氢键结合。水化合物属无机物，如石膏和粘土。水常常和甲烷竞争被吸附的位置，煤层吸附水的数量称为临界含水量，它取决于煤层氧的含量。高于临界含水量的水含量并不能影响甲烷气的吸附能力。低煤阶煤比高煤阶煤含有更多的氧，因而其吸附水要比高煤阶煤要多，吸附气量相对要低。

1、干燥煤样等温吸附数据的水分校正

艾琴格尔（Ettinger）建立了水分含量对甲烷吸附量影响的经验公式，当水分含量（M_{ad}）低于临界含水量（M_e）时，有：

$$V_d / V_w = C_0 M + 1 \qquad (4\text{-}24)$$

式中，V_d—干燥煤样吸附甲烷体积，cm^3；V_w—含水煤样吸附甲烷体积，cm^3；C_0—系数，烟煤该值为 0.31。Killingley 等（1995）据 Bowen 盆地煤样测定 C_0 值为 0.39，Joubert 等测得 C_0 值为 0.23，傅雪海等（1998）据大城、开滦、峰峰、平顶山、焦作、韩城、阳泉—寿阳、潞安、淮南、淮北等地所测试的干燥煤样与平衡水煤样等温吸附平行实验数据得出，低煤级煤和高煤级煤 C_0 值取值为 0.25~0.31，中煤级煤 C_0 取值为 0.18~0.25。

对比分析表明：在大城大参 1 井、开滦唐试 1 井，平衡水煤样朗格缪尔体积比干燥煤样 a 值分别降低了 26.7%和 17.3%（4.3MPa，图 4-13）。

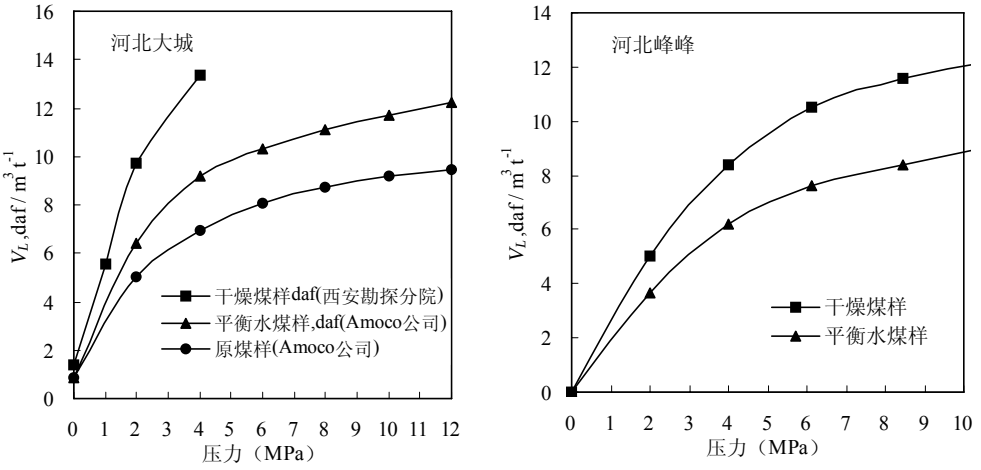


图 4-13　干燥煤样与平衡水煤样等温吸附曲线对比图（转引自叶建平,1998）

2、**干燥煤样与平衡水煤样最大吸附量之间的回归公式**

傅雪海等（1998）还据大城、开滦、峰峰、平顶山、焦作、韩城、阳泉—寿阳、潞安、淮南、淮北等地所测试的干燥煤样与平衡水煤样等温吸附平行实验数据，建立了干燥煤样最大吸附量(*a* 值)换算成平衡水煤样最大吸附量（*a* ´）的经验公式（图 4-14），即：

$$a' = 0.88403a - 0.0802 \qquad r = 0.9487 \qquad (4\text{-}25)$$

式中，*a* ´相当于平衡水煤样最大吸附量（cm^3/g）；*a* 是干燥煤样最大吸附量(cm^3/g)。

该公式拟合数据取自 0.80~3.20%$R_{o,max}$ 范围，低煤级煤和高煤级煤，即水分含量过高的煤，会有一定误差。在气、肥、焦、瘦、贫及三号无烟煤阶段其校正值与平衡水煤样实测数据接近。干燥煤样 *a* 值经水分校正后，*a* ´值与煤级的关系为：当 $R_{o,max}$<4.5%，*a* ´值随煤级的升高而增大，当 $R_{o,max}$>4.5%，*a* ´值随煤级的增加而减少（图 4-15），与前述平衡水煤样等温吸附实验结果几乎完全一致。

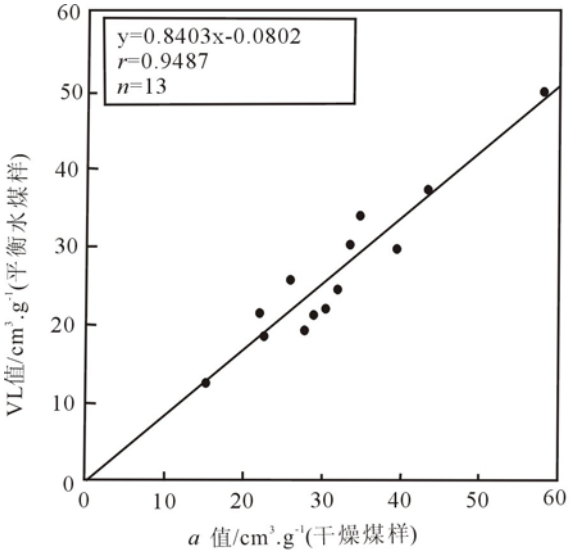


图 4-14　干燥煤样与平衡水煤样最大吸附量之间的相关图

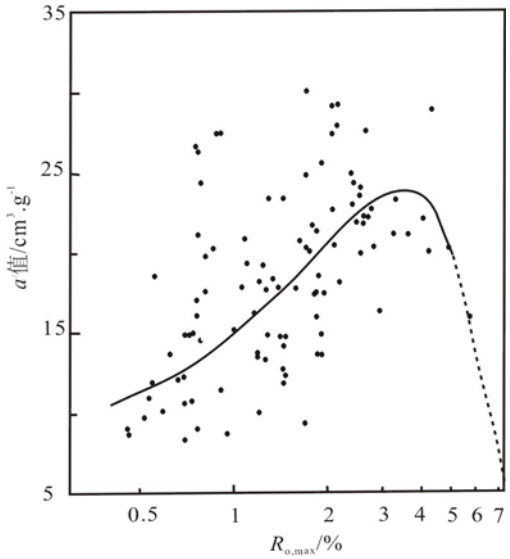


图 4-15　水分校正后 *a* ´值与煤级的关系

五、煤的无机组成和显微组分

煤的无机组分和显微组分是影响吸附气含量的另一个因素。无机物质表面和气体之间没有亲和力，有机物质占据的空间若被无机物质所替代，势必会减少有机物质吸附气体的表面积。因此，对于同一煤阶而言，高灰分含量的煤要比低含灰分的煤吸附的气要少。因为富氢的高挥发分烟煤有重烃物质存在，使得煤的微孔隙被堵塞，导致储气能力下降。对于更高煤阶，因为重烃物质又被热解成水、气分子，煤的储气能力又有所增大。

第七节 煤储层的解吸特征

解吸是煤中吸附气由于储层压力降低而转变成游离气体的过程，在压降过程中，吸

附/解吸动态平衡结果是造成吸附量减少。煤储层解吸特性常用可解吸率或可解吸量和解吸速率来衡量，解吸总量由阶段解吸量组成，解吸速率往往采用吸附时间来定量表示。

一、解吸率与解吸量

我国煤层气井和美国煤层气解吸资料由 3 部分构成，即逸散气量、解吸气量（解吸至一周内平均每天小于 10cm^3 时为止）、残余气量。逸散气量、解吸气量之和为可解吸量，其与总含气量之比称为可解吸率。

我国前期煤田地质勘探资料，瓦斯（煤层气）解吸资料多由四部分构成，即损失气量（V_1）、现场两小时解吸量（V_2）、真空加热脱气量（V_3）和粉碎脱气量（V_4）。通常，将损失气量与解吸气量之和与总气量之百分比称为解吸率，解吸率与该深度下实际含气量的乘积称为解吸量。

沁水盆地中南部煤储层的解吸特性变化较大，煤层甲烷解吸率分布范围为 15.6 ～ 68.0%(表 4-3)，平均为 37.82%，其中，3 煤解吸率、解吸量基本上随埋深增加而增大（图 4-16）；15 煤在埋深 500m 左右解吸率最高（图 4-17）。层域上，15 煤解吸率、解吸量大于 3 煤，3 煤平均解吸率为 30.9%，15 煤平均为 37.8%，区域上，屯留、大宁解吸率最低，樊庄次之，但大宁、樊庄、屯留井田含气量大，解吸量仍然很大。

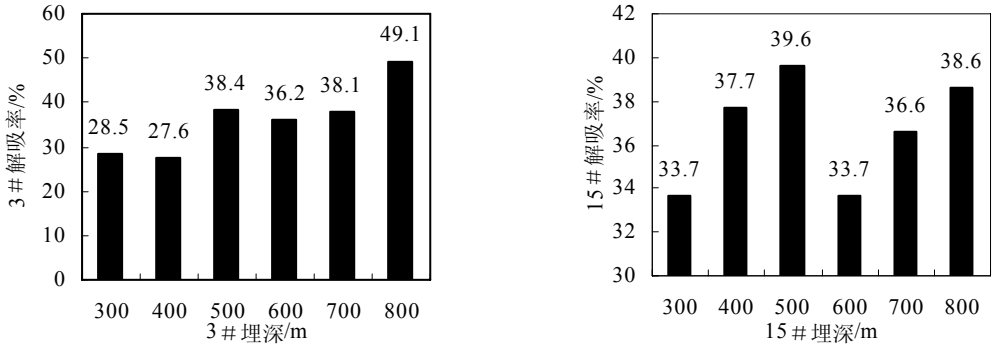


图 4-16 沁水盆地中南部解吸率与煤层埋深的关系

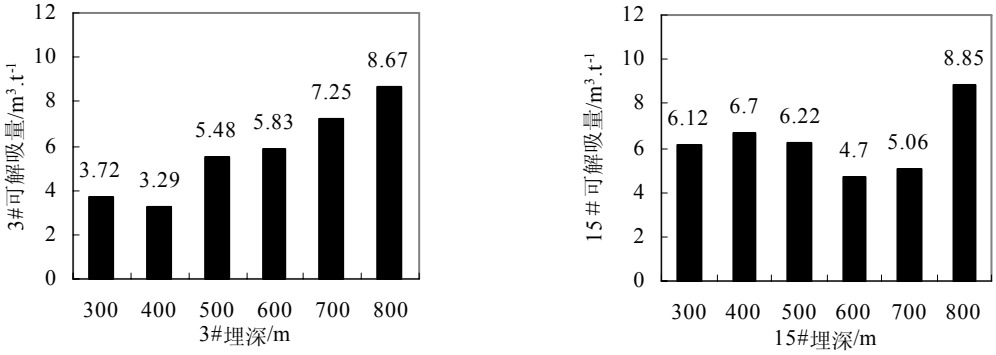


图 4-17 沁水盆地中南部解吸量与煤层埋深的关系

表 4-3　沁水中南部主煤层解吸气量与埋深关系统计表

地区	煤层	甲烷解吸率/%(样品数)

	埋深/m	300~400	400~500	500~600	600~700	700~800	800~900
长治	3#	38.3(5)	23.6(14)	39.9(5)			
	15#	35.4(1)	32.2(3)	34.5(18)	34.6(7)		
夏店	3#	22.1(2)	32.8(2)	45.2(4)	68.0(4)		
	15#			31.2(2)	31.9(2)	63.3(1)	
屯留	3#		33.7(13)	35.5(34)	38.1(10)	39.6(3)	43.4(1)
	15#		15.6(1)	19.0(1)	31.1(8)	34.5(6)	
南峰	3#		23.5(5)	45.8(2)	50.8(1)	49.6(2)	
	15#		25.2(1)	31.8(3)	56.9(1)		38.6(1)
赵庄	3#		17.9(3)	44.5(2)	33.7(4)	26.3(2)	54.8(1)
	15#	41.8(2)	23.6(1)	47.1(3)	27.8(1)	35.1(2)	
官庄	3#		32.7(5)	51.3(5)	42.7(2)		
	15#			34.5(1)		50.9(1)	
樊庄	3#	54.8(2)	24.1(4)	25.0(2)	34.6(1)	24.8(2)	
	15#			27.6(1)	35.2(1)	42.1(3)	
潘庄	3#	26.1(29)	31.1(13)	19.4(5)			
	15#	40.3(14)	38.2(25)	46.9(12)	34.7(3)		
大宁	3#	20.1(8)	38.9(7)	33.4(1)	32.6(1)	39.8(3)	
	15#	19.0(8)	22.2(3)	22.9(13)			
总计	3#	28.5(46)	27.6(62)	38.4(59)	36.2(23)	38.1(12)	49.1(2)
	15#	33.7(25)	37.7(34)	39.6(44)	33.7(23)	36.6(13)	38.6(1)
解吸量 m^3/t	3#	3.72(46)	3.29(62)	5.48(59)	5.83(23)	7.25(12)	8.67(2)
	15#	6.12(25)	6.70(34)	6.22(44)	4.70(23)	5.06(13)	8.85(1)

二、吸附时间

吸附时间由罐装煤样解吸实验求得，定义为实测气体体积累计达到 63%所对应的时间。显然，吸附时间短，则煤层气井有可能在短期内达到产能高峰，有利于缩短开发周期，但不利于气井的长期稳产。

煤储层的吸附时间变化极大。例如，美国圣胡安盆地、中阿巴拉契亚等为 1~5d，黑勇士盆地为 1~30d，北阿巴拉契亚为 80~100d，长短相差悬殊，最大值与最小值相差达 100 倍以上。

我国以前没有煤储层吸附时间资料，近年来进行过少量测试。总的来看，我国煤储层吸附时间在数小时至 5d 之。例如，平顶山三 $_{9\text{-}10}$ 煤为 2~3d，二 $_1$ 煤为 13h；淮南 13-1 煤为 1h 到 4.6d，11-1 煤为 1h 到 1.8d，8 煤为 3h 到 1.5d；韩城 3 煤在 1d 左右，11 煤为 8h；峰峰 2 煤为 1.5h 到 1.6d，4 煤和 6 煤仅有数小时。沁水盆地北部韩庄井田石炭—二叠系煤的吸附时间相对较长，但也只有 1~9d。与美国圣胡安盆地和中阿巴拉契亚地区类似，煤层气解吸速率较快，若为水饱和煤储层，很快就能达到较高气产量。

第五章　煤储层含气性及其地质控制

含气量是确定煤层气资源量必不可少的参数，与储层压力和吸附等温线结合起来使用，就可以预测煤层气产能。值得注意的是，并不是每个含煤区，每个煤层都赋存有可供开采的煤层气，因此，必须预先测定其含气量。

第一节　煤储层含气量的组成

煤层的含气量测定目前为大多数人所接受的是美国矿业局（USBM）的直接法（Kissel等，1973）。我国在此基础上作了大量修改，由抚顺分院等单位制定了“煤层瓦斯含量和成分测定方法”（MT-77-84）。

一、阶段含气量

USBM 的直接法测定的含气量由三部分组成，即逸散气量、解吸气量和残留气量。

逸散气量：指从钻头钻至煤层到煤样放入解吸罐以前自然析出的天然气，通常依据前两小时的解吸资料推测。这部分气体无法直接测得，可通过计算求得。逸散气的体积取决于钻孔揭露煤层到把煤样密封于解吸罐的时间、煤的物理特性、钻井液特性、水饱和度和游离态气体含量。缩短取心时间是准确计算逸散气的有效途径之一，如采用绳索取心对于 600m 的井深只需几分钟，这就大大降低了逸散气的体积。不同物理特性的煤具有不同的解吸速率，如碎粉煤、糜棱煤由于扩散距离短造成逸散气体积大。钻井液的比重较大时对于煤层气的逸散有阻滞作用。如果煤储层被水饱和，游离态煤层气含量低，则逸散气体积小；相反如果煤储层未被水饱和，游离态煤层气含量高，则逸散气体积较大。

解吸气量：解吸气是指煤样置于解吸罐中在正常大气压和储层温度下，自然脱出的煤层甲烷，终止于一周内平均小于 10ml/d 或在一周内每克样品的解吸量平均小于 0.05ml/d，实测的解吸气量只是总解吸气量的一部分，总解吸气量应包括逸散气量。

残留气：是指解吸结束后残留在煤样中的煤层气，将样品罐加入钢球后密封，放在球磨机上磨 2h，然后按测试解吸气的程序测残留气。残留气或者是由于扩散速率极低所致，或者是在一个大气压下煤层气处于吸附平衡状态，不再解吸。根据 Diamond 对美国 1500 个煤样的统计，残留气体积在低煤级煤中可占总含气量的 40%-50%，而中高变质烟煤的残留气仅占总含气量的 10%以下。在煤层气开发中要特别注意残留气的含量，因为这部分气体是目前经济技术条件下难以回收的。

我国 MT-77-84 测定的煤层含气量由四部分组成，包括损失气量、现场 2h 解吸量、真空加热脱气量以及粉碎脱气量。

国内、外解吸气中逸散气量（损失气量）所指部分是相同的，但国内 2h 解吸气量只是美国解吸气量的一部分，且不是在储层温度下进行的，尽管气体体积校正到标准状态，但不同温度条件下，煤层气的解吸速度不同。因此，由 2h 解吸气量推算的逸散气量（损失气量）也存在差别。解吸温度低时，逸散气量（损失气量）偏少；解吸温度高时，逸散气量（损失气量）偏大。

在现场把出井的煤心或煤屑立即装罐密封，以样品罐密封起计时测量。解吸气量的测定及求取过程中需要进行精确的时间记录。包括：开始钻遇煤层时间（t_0）、开始取芯时间（t_1）、开始起钻时间（t_2）、煤芯提至井深一半时间（t_3）、煤芯提出井口时间（t_4）、完成煤心封罐时间（t_5）、开始解吸时间（t_6）。

USBM 法测试要求解吸开始按每小时计量 4~5 次，压力不超过 28~34Kpa，含气量高的样品计量要求加密，几天过后气量已经很小，气压发生波动，要防止发生倒吸现象，当解吸速率降为一周内平均每天低于 10ml 时，停止现场解吸。国内煤层瓦斯解吸仪进行解吸测定时要求煤芯提出井口时间(t_4)与完成煤芯封罐时间(t_5)间隔小于 15min，密封时间与解吸时间间隔小于 2min，现场解吸 2 小时后，停止解吸。

在美国应用 USBM 法测定含气量时一般不测定残余气量，因为解吸周期长，残余气体难以解吸，对采收率几乎没有影响。国内进行现场 2h 解后，必须测定残余气量。将经过解吸测定的煤样，在密封状态下尽快送到试验室进行加热脱气，加热脱气后将煤样粉碎，再进行一次脱气（简称粉碎脱气）。即要经过以下两个步骤：

加热脱气：开罐之前抽真空，加热至 95° C，一直进行到每半小时内脱出气量小于 10ml 为止。

粉碎脱气：煤样在球磨机上粉碎 4~5h，煤样粒度 0.25mm 以下，然后再进行抽真空、加热脱气 4h 左右。

二、逸散气量（损失气量）的计算

逸散气量（损失气量）与取心至样品密封解吸罐中所需时间有关，取心、装罐所需时间越短，则计算的逸散气量（损失气量）越准确。当逸散气量（损失气量）不超过总含气量的 20%时，直接法所测的含气量比较准确。

USBM 直接法被认为是测定煤层含气量的工业标准，它假设煤中气体解吸的理想模式为气体从圆柱型颗粒中扩散出来，可用扩散方程来描述，初始浓度为常数，表面浓度为零，其数值解表明在初始时刻累积解吸气量与时间的平方根成正比。由此在解吸气量与时间的平方根的图中，反向延长到计时起点，即可估算出逸散气量（损失气量，图 5-1）。直接法的计时起点与钻井液类型有关，对于气相或雾相取心，假设取心筒穿透煤层即开始解吸，损失时间为取心时间、起钻时间和样品到达地面后密封在解吸罐中之前时间的总和。对于清水取心，假设当岩心提到距井口一半时开始解吸，这种情况下，损失时间为起钻时间的一半加上地面装罐之前的时间。

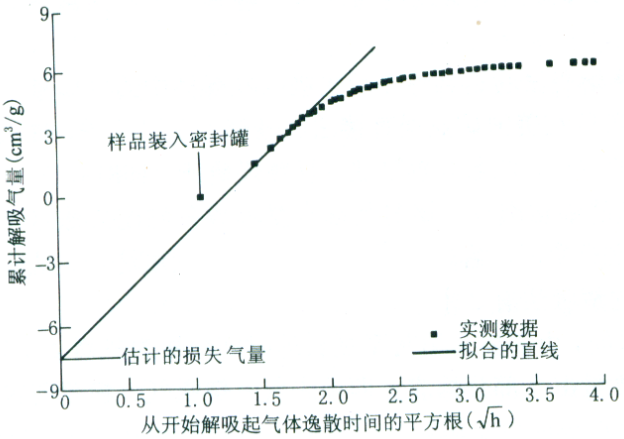


图 5-1 逸散气量（损失气量）的估算

解吸气和逸散气（损失气量）是煤层气的可采部分，因此准确测定逸散气（损失气量）至关重要。美国矿物局采用的直接法计算逸散气的理论依据是：煤体内的空隙是球形的，且孔径的分布是单峰的，气体在孔隙中的扩散是等温的且服从菲克第一定律，所有孔隙中气体的初始浓度相同，球体的边界处浓度为零。则解吸最初几个小时释放出的气体与解吸时间的平方根成正比，总的解吸量可由下式表示：

$$V_{总}=V_1+a\sqrt{t+t_0} \tag{5-1}$$

式中：$V_{总}$—总解吸量，ml；V_1—逸散气量，ml；a—系数；t—解吸罐解吸时间，min；t_0—逸散时间，min。令$T=\sqrt{t+t_0}$，则上式写为：

$$V_{总}=V_1+aT \tag{5-2}$$

其中实测解吸气量$V_2=aT$。

由该式通过两种途径计算逸散气：一是作图法。即以 T 为横坐标，以实测解吸量 V_2 为纵坐标，通过作图得一条直线，这一直线在纵轴上的截距即为逸散气（如图 5-1），另一是回归法，以最初几个小时的实测数据为依据，用最小二乘法作回归分析，求出逸散气。

第二节　煤储层围岩物性及封盖能力

围岩物性，包括孔隙性、渗透性和节理发育等特征，它们直接决定着突破压力这一重要物性，从而影响围岩对煤储层的封盖性能，决定煤层气的保存和逸散条件。围岩的上述物性特征，与围岩的岩石类型及其组合密切相关。即是说，对围岩岩石类型及其组合的了解，有助于从宏观上把握煤层气的封盖特征。

一、煤储层顶底板的岩石类型

煤层顶底板是封堵煤层气的第一道屏障，是煤储层围岩组合中最重要的岩层。其主要岩石类型有碳酸盐岩、砂岩、泥岩、油页岩及砂泥岩互层组合。

1、碳酸盐岩类型

中国含煤地层碳酸盐岩，除华北盆地本溪组有薄层白云岩以外，其余几乎均是石灰岩。灰岩作为煤储层直接顶底板，较常见于华北盆地的太原组和华南地区的合山组，主要为生物碎屑灰岩。华北盆地南部的太原组灰岩，约占该组垂向剖面厚度的 20%~40％，一般分为 10~13 层，薄者不到 1 m，厚者可达 18 m，分布比较稳定；北部太原组灰岩的层数明显减少，且以泥晶致密灰岩为主，除风暴滞积层外，生物碎屑含量比较低，孔隙度一般小于 1.5％，渗透率一般小于 $0.05\times10^{-3}\,\mu m^2$。只有在构造运动较弱的地区，溶洞、缝合线不发育的致密灰岩才可形成一定的封盖能力。含煤地层中的灰岩普遍含有一定数量的生物碎屑，溶洞和缝合线一般较为发育，平均孔隙度为 46％，渗透率为 $1.5\sim2.5\times10^{-3}\,\mu m^2$，普遍含水，对煤层气的保存十分不利。一方面煤层气通过煤储层顶底板灰岩中的孔隙和裂隙发生运移，另一方面它又被灰岩中地下水径流带走。因此，华北盆地南部太原组灰岩的封盖能力极弱，尽管华北盆地北部灰岩由于泥质含量增高而封盖能力有所增强，但华北盆地仍表现出太原组煤储层含气量一般低于山西组煤储层的规律性。

在华南地区，与灰岩共生组合的合山组煤储层含气量普遍较低。在川南—黔北一带南桐矿区的红岩矿和砚石台矿，尽管龙潭组不含灰岩，但因地层褶皱倒转致使茅口灰岩成为煤储层的“顶板”，因而煤层气大部分逸散，从而使这两个矿成为南桐矿区仅有的未发生过瓦斯突出的矿井。丰城矿区长兴组灰岩是龙潭组上部 C 煤组的顶板，该组灰岩岩溶发育，岩溶裂隙含水层含水丰富，两者之间水力联系密切，地下水径流携带煤层气运移出煤系，因而造成 C 组煤层的含气量普遍低于下部的 B 组煤层。

2、砂岩类型

砂岩顶底板，总体上不利于煤层气的保存，但因其成分、结构的不同及成岩后生作用的差异，对于煤储层的封盖能力变化极大。我国含煤地层的沉积相和构造演化历史的差异，导致我国煤储层顶底板砂岩的岩性特征差别很大，但其结构成熟度从下石炭统到第三系具有逐渐变差的趋势。下石炭统到上二叠统煤层的顶底板砂岩，在长期成岩、后生作用中经历了压实、压溶、石英次生加大、长石增生、粘土矿物重结晶、碳酸盐交代胶结等填塞孔隙的作用，许多砂岩中原生孔隙已被全部充填。同时，砂岩中一些组分如碎屑长石、粘土基质、碳酸盐胶结物等也经历了溶解淋滤和溶蚀作用，形成了一定数量的次生孔隙。在华北盆地鄂尔多斯北部及西部的石炭—二叠系砂岩的孔隙率大于 5%，渗透率超过 $2\times10^{-3}\mu m^2$，不仅对煤储层毫无封盖能力，而且还可直接作为天然气的储层；其他地区顶底板砂岩的平均孔隙率为 3.57%，平均渗透率为 $0.56\times10^{-3}\mu m^2$。煤储层含气量与上覆砂岩厚度呈指数下降关系。图 5-2 所示为淮北宿南向斜山西组 10 号煤层上覆砂岩厚度与煤层甲烷含量的关系。

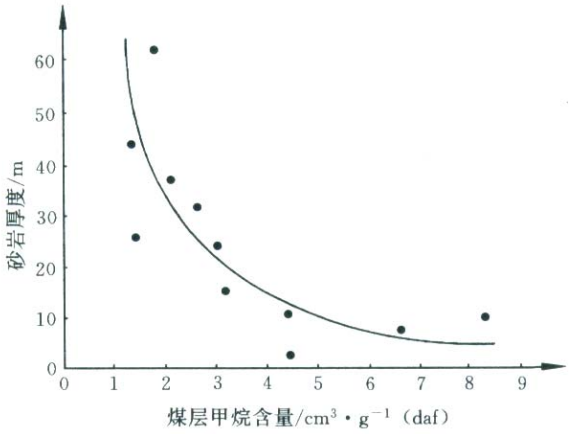


图 5-2　淮北目标区宿南向斜山西组 10 号煤层上覆砂岩厚度与煤层甲烷含量的关系图

3、砂泥岩互层类型

细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩和泥岩互层，是煤储层常见的顶底板岩石组合类型。按泥岩在互层组合中所占比例可分为非均质围岩和较均质围岩两类，在前者组合中泥岩所占比例小于 50%，在后者组合中泥岩所占比例为 50%~75%。我国南方二叠纪含煤地层大都属较均质围岩类型。

泥质含量通过对岩石结构的影响控制着互层类型围岩的孔渗特征。砂泥岩互层组合中泥质含量增加，最大孔隙直径和优势孔径减小，突破压力随之增大。显然，较均质围岩的封盖能力要相对强于非均质围岩，在其他条件的有利配合下可对煤储层起到一定程度的封盖作

用。

4、 泥岩类型

泥岩是碎屑海岸相和湖泊相成因煤储层的常见顶底板岩石类型，在区域上往往具有一定的稳定性和连续性，故又被称为区域性盖层。在裂隙不发育的情况下，泥岩是非渗透性盖层，有极好的封盖能力。泥岩的物性与其成岩演化阶段有关，随着其成岩程度加深，塑性降低，脆性增强，裂隙发育程度增大，封盖能力有所减弱（表 5-1）。

表 5-1 泥岩成岩演化及其与封盖能力和煤化作用阶段的关系

煤化作用阶段	泥岩成岩特征及封盖能力
褐煤	塑性强，无张开的裂隙，为非渗透性盖层
长焰煤	塑性减弱，脆性增强，但仍为非渗透性盖层
气煤—肥煤	形成张开裂隙，导致岩石封盖能力有所降低，但岩石发生一定膨胀可使部分裂隙闭合，有利于保持封盖能力
焦煤	不膨胀，张开裂隙较为发育，封盖性能明显降低
瘦煤—无烟煤	脆性较大，张开裂隙较为发育，封盖能力进一步降低

泥岩的封盖能力还与粘土矿物的组成密切相关。以高岭石或伊利石为主的泥岩，吸水膨胀性和可塑性较高，其封盖能力较强。例如，峰峰、开滦等矿区在钻孔钻至铝土泥岩（高岭石泥岩）时常见气体显示，铝土泥岩对于煤储层的良好封盖作用是其重要的原因。当绿泥石含量增高时，泥岩脆性变大，封盖能力变差。在我国近海相含煤地层中，泥岩大多含有绿泥石，在陆相含煤地层中则以高岭石泥岩为主。因此，华北盆地太原组和华南地区龙潭组泥岩的封盖能力要弱于华北盆地山西组，而华北盆地的下石盒子组泥岩的封盖能力则进一步强于上述三组。

5、油页岩类型

油页岩致密度高、韧性大、裂隙不发育，含油率和水分含量高，其孔隙率低、渗透率小，是煤储层最理想的封盖层。我国含煤地层中的油页岩多见于西北、东北、两广和云南等地区的中新生代小型盆地，分布局限，不具普遍意义。

在抚顺矿区，油页岩直接覆盖于煤层之上，其孔隙率为 3.09%~6.07%，平均含油率达 5%~6%，水和油充填了孔隙空间，致使岩石渗透率很低（$10^{-8}\times10^{-3}\ \mu m^2$级），突破压力大（>6 MPa），对下伏煤储层具有良好的封盖作用。尽管抚顺第三系煤的煤级为长焰煤至气煤，但其甲烷平均含量却达到 9.83 m^3/t。

二、围岩的封盖能力和封闭机理

围岩封盖能力随碎屑含量减少、颗粒变细和泥质含量增高而增强。由此可知，由砂岩、碳酸盐岩、砂泥岩互层组合、泥岩、煤层到油页岩，其封盖能力依次增强。

据淮北矿区统计资料：顶板为砂岩的煤储层，其甲烷含量最高不超过 6 $m^3/t(daf)$；顶板为粉砂岩的煤储层，甲烷含量最高不超过 10$m^3/t(daf)$；凡甲烷含量大于 10$m^3/t(daf)$的煤储层，其顶板几乎均为泥岩。

围岩的封闭机理，可以分为薄膜封闭、水力封闭、压力封闭和浓度封闭几种类型，如表

5-2 所示。煤层气聚集是煤层气不断散失与深部煤层气补给并在某种程度上达到相对平衡的结果，扩散作用只要存在浓度差就能发生，扩散作用在煤化作用的各个阶段始终存在。煤层气通过围岩的扩散作用大于补给作用，则煤储层气体不饱和。围岩的厚度和质量是影响煤层气逸散和聚集的重要因素。在我国，除局部地区存在油页岩或厚层碳质泥岩的浓度封闭使煤储层基本上处于饱和状态之外，大多数地区煤层气均不同程度地向围岩扩散，煤储层含气饱和度普遍较低。

表 5-2　围岩的封闭类型　（转引自庞雄奇等，1993）

封盖类型	封盖机理	围岩类型
薄膜封闭	毛细管压力封闭	泥岩、油页岩、部分致密灰岩和砂岩
水力封闭	孔隙流体压力和毛细管压力封闭	含水泥岩、含液态烃油页岩
压力封闭	厚层泥岩欠压实造成流体排出不畅，导致地层压力异常增高	巨厚泥岩
浓度封闭	围岩本身的生烃强度能阻止煤层气的扩散作用	油页岩、碳质泥岩

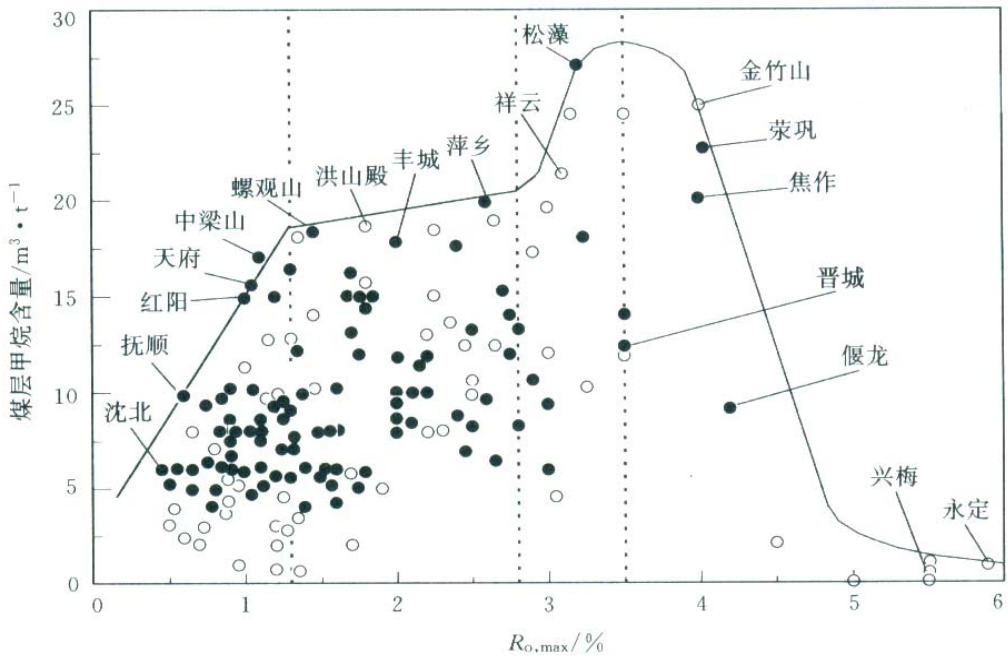
第三节　控气地质因素

煤层气富集的必要前提是生成、储集、封盖、运移、聚集、保存六方面条件及其动态发展过程的有利配置，是构造因素控制之下诸多地质因素综合作用的结果。探讨有关地质因素的控气作用特征，分析控气因素制约下的煤层气聚集规律，有利于煤层气区带的评价和优选，并能为煤层气资源勘探开发部署提供决策依据。

一、煤级控气

煤层含气量随煤级的增加呈现出急剧增高→缓慢增高→急剧增高→急剧降低的阶段性演化特征，某一煤级阶段最高含气量的连线附近的矿区或井田均为煤储层封盖条件极好或煤储层渗透率极差的地区（图 5-3）。

第一阶段终止于镜质组最大反射率 1.3%处附近，相当于褐煤至焦煤初期阶段，最大含气量随煤级的增高而呈线性急剧增大，最大含气量在褐煤阶段不超过 6m^3/t，在气煤阶段不超过 11m^3/t，在肥煤阶段小于 15m^3/t。第二阶段介于镜质组最大反射率为 1.3%~2.8%之间，包括焦煤、瘦煤、贫煤和无烟煤初期阶段，随煤级增高，最大含气量从 18m^3/t 缓慢增至 20 m^3/t 左右。第三阶段为无烟煤早期阶段，介于镜质组最大反射率为 2.8%~3.5%之间，统计单



元煤层最大含气量急剧增至 25m^3/t 以上。第四阶段的镜质组最大反射率大于 3.5%，包括无烟煤的中—后期阶段，最大含气量随煤级的增高而急剧降低，在镜质组最大反射率 5.0%左右处降至 4m^3/t 以下，在镜质组最大反射率 6%左右接近于零，反射率大于 7%的煤层中几乎没有甲烷存在。

图 5-3 中国煤层含气量随煤级的演化趋势图

(每一数据点代表一个矿区或井田的平均值，据秦勇等，1999)

煤层含气量阶段性演化与煤化作用的阶段性和跃变性高度一致，也与煤吸附性的演化特征密切相关，揭示出煤化作用机理对煤层含气性具有重要的控制作用。在褐煤至焦煤初期阶段，煤中水分显著减少，大分子基本结构单元边基侧链不断脱落生成油气，煤中微孔增多和孔比表面积不断增大，煤对甲烷的吸附性增强，特别是早期未被甲烷充满的孔隙空间由于生气量的增大而被快速充填，从而导致该阶段煤层含气量急剧增大。

在镜质组最大反射率为 1.3%处附近，煤化作用出现第二次跃变，沉积有机质的生油阶段结束、进入热裂解气生成阶段，镜质组的物理化学特性发生转换或转折，湿润热、内在水分、芳香性大分子环缩合度等达到极小值。随煤级进一步增高，大分子基本结构单元甲基侧链及先期生成并充填在煤孔隙中的石油发生热裂解，孔隙率、总孔容、微孔孔容、孔比表面积等继续增大，生气作用和吸附性进一步增强，但由于含气量的增高主要依赖于新生成孔隙增大的空间，而使得含气量的增高速率变缓。

在镜质组最大反射率为 2.7%和 3.7%处附近，分别发生第三次和第四次煤化作用跃变，

前者以甲基大量脱落和大分子结构有序化程度明显增强为特征，后者则表现为孔隙率、孔容、孔比表面积、基本结构单元延展度和堆砌度等达到极大值。在这两次煤化作用跃变之间，物理和化学性质上的演化导致在甲烷不断生成的同时煤的孔隙空间和吸附性极度增强而使含气量急剧增高。

在第四次煤化作用跃变之后，沉积有机质的生气作用基本停止，由于大分子化学结构的调整使得镜质组的孔隙率、总孔容、微孔孔容、孔比表面积等显著变少，气源消失，储集空间减小，先期储集于煤中的甲烷在煤化热力作用下大量逸散，致使含气量急剧降低。在镜质组最大反射率为 6.0%附近，镜质组化学结构再次发生重大调整，大分子定向性极度增强，内在水分从增大变为减小的现象暗示吸附热开始急剧降低。京西无烟煤（镜质组最大反射率为 7.0%）的朗氏体积变为零，表明对甲烷的吸附能力趋于消失。

综上所述，褐煤—焦煤初期阶段，煤层含气量的急剧增高主要依赖于煤中微孔的增多、孔比表面积的加大和生气量的增高；焦煤—无烟煤初期阶段，含气量仅缓慢增高的主要原因是新生成孔隙增大的空间有限；而无烟煤早期阶段含气量的再度急剧增高，则是起因于在甲烷不断生成的同时煤中孔隙空间明显增多和吸附性极度增强；无烟煤中—后期阶段，含气量的急剧降低则是生气作用停止、镜质组化学结构再次发生重大调整而导致吸附能力趋于消失的结果。

从更宽的演化角度来看，以镜质组最大反射率 4%为分划性界线，煤化作用早—中期为“煤层气生成—吸附性增强—煤层气储集”阶段，煤化作用后期则为“生成作用停止—吸附性消失—煤层气残留或逸散”阶段，这是镜质组反射率大于 5.0%的地区煤层含气量极低的根本性地质原因。

二、构造类型控气

不同类型的地质构造，在其形成过程中构造应力场特征及其内部应力分布状况的不同，均会导致煤储层和封盖层的产状、结构、物性、裂隙发育状况及地下水径流条件等出现差异并进而影响到煤储层的含气特性。

根据形态和动力学特征，与煤层气有关的构造可归纳为向斜构造、背斜构造、褶皱—逆冲推覆构造和伸展构造四个大类。在此基础上，考虑构造形态和不同类型构造的组合关系，并结合断层运动学特征可进一步总结出 10 种基本构造类型以及与其相应的 14 种构造形态。

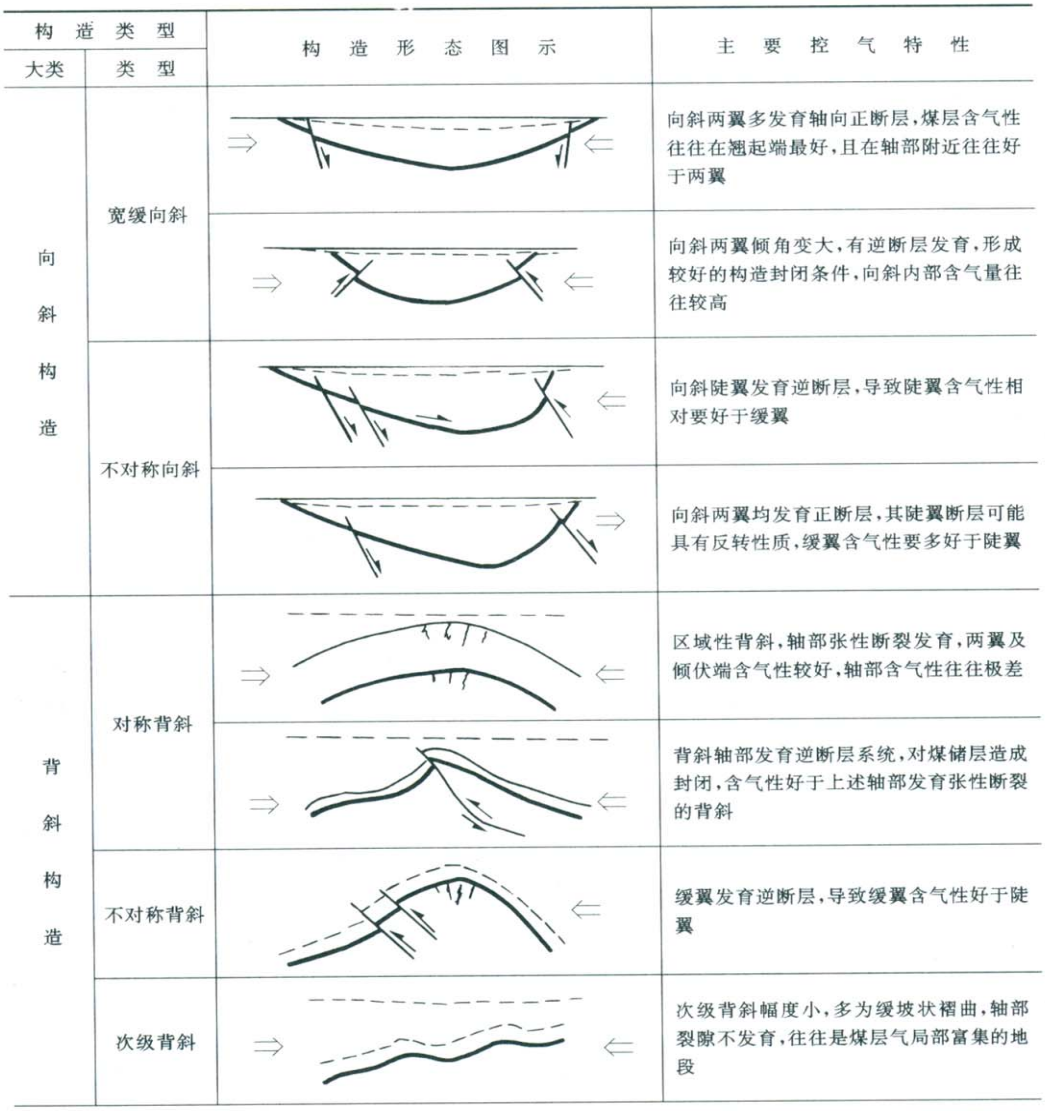
1、向斜构造

该大类包括宽缓向斜和不对称向斜两种构造类型，每种类型依据与断层类型的组合关系又可各分为两种情况（图 5-4）。单纯从构造角度来看：向斜两翼地层倾角越大，张性断裂越发育，煤层气就越易逸散；反之，两翼倾角越缓，断裂不发育或发育逆断层，就越有利于煤层气的保存。因此，断层不甚发育的向斜（特别是宽缓向斜）、两翼发育逆断层的宽缓向斜和有逆断层发育的不对称向斜陡翼，煤层气的保存条件在总体上比较好。在大型宽缓向斜中，由于两翼有纵向正断层和次级褶曲发育，煤层气易于顺两翼断层和次级背斜顶部裂隙运移逸散，故含气性最好的地段往往位于向斜的仰起端和次级向斜部位，沁水大型宽缓向斜就属于这种情况。但是，如果向斜中存在一个完整的地下水补给—排泄系统，即地下水由一翼露头处补给而由另一翼露头处排泄，则地下水补给翼的煤层含气性往往要相对比较好，如开

平向斜。

2、背斜构造

该大类包括对称背斜、不对称背斜和次级背斜三种基本类型（图 5-4）。在对称背斜类型中，大型背斜顶部裂隙密集发育，形成气体逸散运移的通道，故背斜轴部的含气性往往较差，而向两翼及倾伏端方向含气性变好；如果构造挤压变形强度加大，导致背斜轴部发育逆断层系统，则在一定程度上有利于煤层气保存，其含气性可能要好于前述的背斜情况。不对称背斜，顶部多发育张性裂隙，在缓翼有逆断层形成，煤层气在陡翼顺层运移并从裂隙逸散，在缓翼因受逆断层的阻隔而煤层气常得以较好保存。次级背斜，多发育在大面积单斜的构造背景中，多位于大型宽缓复式向斜的两翼，背斜幅度小，两翼产状缓，裂隙不甚发育，有利于形成小型构造“圈闭”，因此次级背斜多是寻找富气地段和确定煤层气井位时优先考虑的构造部位。如果大型背斜顶部遭受剥蚀并涉及到煤层、形成煤层气的“逸散窗”，煤层气由

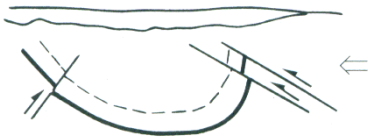
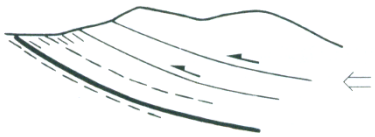
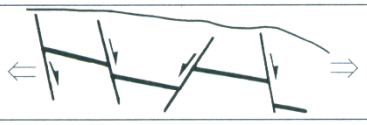


深部向浅部补给并顺煤层露头逸散，则背斜顶部附近煤层的含气性极差，含气性较好的地段往往位于两翼斜坡部位，淮南谢李矿区和平顶山白石山背斜就是这种构造情况的典型实例。

图 5-4 构造类型及其控气特征（据王长海）

3、褶皱—逆冲推覆构造

该大类又分为褶皱推覆和逆冲推覆两种基本类型（图 5-5），其共同特征是有较大规模的推覆体发育。褶皱推覆构造与陡翼发育逆断层的不对称向斜具有相似之处，二者形成于相近的构造动力学机制下，均是在挤压应力作用下形成的，有利于煤层气的保存；其不同之处在于，褶皱推覆构造中逆断层面的倾角极缓，呈波状起伏，上盘逆冲岩席规模往往较大，对推覆体下伏地层和煤层的构造破坏作用更为强烈。褶皱推覆通常与强烈褶皱伴生，逆冲推覆则只是构造相对简单的岩席推覆和逆冲。因此，褶皱推覆构造一方面既可形成区域性封盖的构造条件而有利于煤层气保存，另一方面又强烈破坏了煤层的原生结构而使煤储层渗透性降低，从而导致煤储层含气量较高而物性又较差，例如豫西、淮南、大青山等目标区的某些地

构造类型		构造形态图示	主要控气特性
大类	类型		
褶皱—逆冲推覆构造	褶皱推覆		较老地层推覆于含煤地层之上，较缓翼发育反向逆断层，构造“圈闭”条件好，煤层含气量往往较高
	逆冲推覆		逆冲推覆断面形成有利“隔挡”面，在煤层顶板封盖条件良好的情况下增强了封盖作用，有利于煤层气保存和富集
伸展构造	单斜断块		一般面积较小，连续性较差，断块边界附近含气性差，向断块内部含气性变好
	断陷盆地		单断型，煤层上覆有效地层厚度较大，地层连续性相对较好，有利于煤层气保存
			双断型，煤层上覆有效地层厚度较大，但地层连续性往往差于单断型，煤层气保存条件较好
	滑动构造		位于煤层顶板附近或煤层中的滑面有利于对煤层气形成封闭，但构造煤发育而使煤层渗透性变差，若滑面远离煤层则对煤层气保存条件无直接影响

段。逆冲推覆构造共生于单斜构造背景，逆冲断层面同样是阻隔煤层气逸散的良好构造界面，有利于煤层气的大面积保存。在某些情况下，褶皱—逆断层与褶皱—逆冲推覆构造共生，致使控气构造背景复杂化，如鄂尔多斯盆地西部。

图 5-5 构造类型及其控气特征（据王长海）

4、伸展构造

该大类包括单斜断块、断陷盆地和滑动构造三种基本类型（图 5-5）。它们均为拉张构造应力作用的产物，但由于发育的地质时期不同和运动学特征的差异，对煤层气保存条件影响的特征和程度亦有所不同。我国断陷型含煤盆地多形成于中—新生代，同沉积盆缘断裂的发育往往导致煤层本身及上覆地层厚度巨大，其特点是以高角度正断层为主体,大都呈在断

裂基础上发育起来的地垒、地堑、半地堑和复式断陷盆地等组合形式。其在总体上是煤层气富集区，但煤层气赋存存在不均一性，煤层的连续性很差，构造简单的块段面积小，而使单井有效抽排面积小，如阜新、抚顺、鹤岗、鸡西、双鸭山等矿区。单斜断块大都发育在大型盆地边缘或大型隆起区外缘地带，断块之间发育高角度张性正断层，破坏了煤储层的连续性，煤层气沿断层大量逸散，或使含气性整体变差（如苏北地区），或造成含气性区域分布具极大的不均一性（如太行山东麓各矿区）。滑动构造又包括伸展滑脱和重力滑动两种形式，变形强度相对较低但剪切应变作用较强，作用于滑动面下伏煤层或有关地层的是压剪性构造应力机制。如果滑动面发育在煤层顶板附近或煤层之中，则可导致构造岩或构造煤发育，在增进封盖能力的同时几乎毫无例外地造成煤储层渗透性变差，豫西的大部分矿区、涟邵矿区等均属此种类型；而滑动面若远离煤层，则对煤层气保存条件没有直接的影响。

三、沉积作用的控气特征

聚煤特征、含煤岩系的岩性、岩相组成及其空间组合均受控于沉积环境。基于这种因果关系，沉积作用便在很大程度上决定煤层气生成的物质基础以及煤储层、盖层的几何特征和物性，并通过煤层与围岩之间的组合关系影响到煤层气的保存条件。

沉积体系研究应用于石油和常规天然气储盖特征的历史由来已久，煤田地质工作中在含煤性预测方面也有成功应用的经验。形成于一定沉积体系中的煤系具有一定的煤储层与盖层组合关系，不同组合中围岩的岩性差异对于煤储层的封盖潜势的影响亦有所不同。因此，借鉴含煤沉积研究的有关成果，结合煤层气地质的具体特征，有可能对煤储层围岩的封盖潜势进行区域性预测。

含煤地层发育于克拉通内部盆地、陆内坳陷盆地和裂谷型盆地，沉积体系有浅海—障壁海岸、浅海—无障壁海岸、三角洲、河流、湖泊和冲积扇六种体系。在不同的沉积体系中，煤层赋存于成因地层单元（旋回）中的不同位置，与顶板甚至顶板之上一定距离内的围岩构成各式各样的组合关系，形成了在区域上具有一定展布规律的储盖组合的六种基本成因类型（表 5-3）。

1、浅海—障壁海岸沉积体系

成因地层单元主要由台地、障壁岛、泻湖、潮坪相的碳酸盐岩、中~细碎屑岩和泥岩组成。根据作用营力，可进一步分为以潮汐作用为主的潮坪型和以波浪作用为主的滨海平原型。潮坪型见于华北盆地的下二叠统山西组、华南地区的下石炭统测水组和上二叠统龙潭组以及东北三江—穆棱河平原的下白垩统城子河组。旋回结构多较完整，煤层位于单元的中部或上部，发育于潮坪或潮上坪环境，顶、底板往往均为沼泽相或潮坪相泥岩和粉砂质泥岩，因此对煤储层的封盖能力较强。

2、在浅海—无障壁海岸体系

成因地层单元由局限海台地相碳酸盐岩、沼泽相泥岩和泥炭沼泽相煤组成，在旋回完整的情况下煤层上覆沼泽相泥岩。但是，在多数情况下由于海侵作用的影响，台地相碳酸盐岩往往与煤层直接接触、形成煤储层的直接顶板，从而导致封盖条件极度恶化、封盖能力变差，如华北部分地区的太原组、华南桂中和桂北的合山组等。同时，煤储层底部的沼泽相泥岩一般较薄，亦无法有效地阻隔煤储层与下伏台地相灰岩含水层之间的水力联系，致使围岩条件

进一步变差。

3、近海三角洲体系

近海三角洲体系是华北山西组、华北南部上、下石盒子组、华南滇东—黔西和湘南龙潭组等的主要沉积体系。三角洲平原和分流间湾是重要的聚煤场所，煤储层连续性沿沉积倾向较好、平行于走向变差。其成因地层单元具有逆粒序—正粒序的垂向组合层序，中下部为前三角洲相泥岩或粉砂质泥岩以及巨厚的三角洲前缘相砂岩，煤层位于单元上部或顶部，上覆沼泽相或泻湖海湾相泥岩，因此封盖的沉积条件较好。在部分地段，煤层被分流河道、决口扇砂岩覆盖，围岩的透气性增高而使封盖能力变弱。

表 5-3 煤层气储盖组合的基本类型及其主要特征

沉积体系	储盖组合岩相岩性特征			封盖能力
	岩相组合	岩性组合	煤层在组合中的位置	
浅海—障壁海岸	台地相→沙坝相→障壁岛→泻湖相→潮坪相→沼泽相→泥炭沼泽相→泻湖相	碳酸盐岩→细砂岩→粉砂岩或泥岩→泥岩或碳质泥岩→煤→泥岩或粉砂质泥岩	中部或上部	完整，强
浅海—无障壁海岸	台地相→泻湖或潮坪相→沼泽相→泥炭沼泽相→台地相	碳酸盐岩→粉砂岩或泥岩→泥岩或碳质泥岩→煤→碳酸岩盐	中部或上部	完整，弱
三角洲	前三角洲相→三角洲前缘相→三角洲平原相（分流河道相/沼泽相/泥炭沼泽相/分流河道相）	泥岩或粉砂质泥岩→砂岩→泥岩或粉砂质泥岩或砂岩→煤→泥岩或粉砂质泥岩或砂岩	上部或顶部	较强或弱
河流	河床相→河漫相→泥炭沼泽相→沼泽相	砂岩→砂质泥岩或泥岩→煤→砂质泥岩或泥岩	上部	完整，较弱
	河床相→河漫相→泥炭→沼泽相→河床相	砂岩→砂质泥岩或泥岩→煤→砂岩	顶部	不完整，弱
湖泊	滨湖三角洲或浅湖或滨湖相→沼泽相→泥炭沼泽相→沼泽相或深湖相	细砂岩或粉砂岩或粉砂质泥岩→泥岩或粉砂质泥岩→煤→泥岩或粉砂质泥岩或油页岩	上部或顶部	强或极强
冲积扇	扇顶相→扇中相→扇尾相	砾岩或砂岩→(碳质泥岩)→煤→（砂质泥岩或砂岩或砾岩）	上部或顶部	较弱或弱

4、在河流体系

聚煤作用发生在河流冲积平原上。其成因地层单元具有双层结构特征，下层结构为厚度较大的河床相砂岩和砂砾岩，上层结构由河漫相和沼泽相的细粒沉积、泥炭沼泽相的煤层及洪水成因的天然堤相、决口扇相砂岩和粉砂岩等组成，有时煤层被湖相泥岩直接覆盖，煤层位于单元的上部或顶部。如果单元结构完整，则煤层为细粒碎屑沉积覆盖，封盖条件较好；若河道发生决口或侧向迁移，一方面冲刷作用使煤储层变薄甚至缺失，河道相或决口扇相粗—中粒砂岩往往形成煤储层的直接顶板，为煤层气垂向运移提供了通道，另一方面使煤层与河道相粗—中粒砂体侧向相连，造成煤层气侧向运移散失，对煤层气的保存十分不利。这种

情况较常见于四川盆地上三叠统须家河组、华北（特别是中部和北部）山西组、上、下石盒子组以及我国中、新生代煤系地层。

5、湖泊体系

沉积相带往往呈环带状展布，湖泊三角洲和滨湖平原是聚煤作用最有利的场所，煤层由陆向湖方向变薄、分岔和尖灭。成因地层单元的下、中部由浅湖相、滨湖相或滨湖三角洲相的中—细粒沉积组成，往上发育沼泽相泥岩或碳质泥岩及泥沼相煤层，煤层顶板多为沼泽相或湖相细粒沉积，对煤储层的封盖能力较强，如鄂尔多斯盆地上三叠统含煤地层。在我国某些中、新生代小—中型陆相盆地中，深湖相巨厚油页岩直接覆盖于煤层之上或与煤层过渡，一方面形成封盖能力极强的煤层顶板，另一方面由油页岩生成的天然气往往输入煤层而成为煤层气的气源之一，如西北民和（窑街）、东北抚顺、沈北、华北黄县等盆地。

6、冲积扇体系

冲积扇体系是断陷聚煤盆地的重要沉积特征，在某些中—大型坳陷型聚煤盆地边缘也极为发育。前者如东北早白垩世的断陷盆地，冲积扇在空间上与湖泊相急剧过渡，两者沉积呈舌状交互；后者如华北晚古生代的盆地北缘、西北准噶尔早—中侏罗世盆地的周缘等，冲积扇沿下倾方向过渡为河流体系。扇顶区为含砾粗砂岩沉积，扇中区朵体之间、废弃扇体间湾地带和扇尾区（冲积扇前缘）是聚煤场所。煤层沿倾向方向连续性较好，但分岔十分普遍，在垂向上由细—粗碎屑岩夹煤层组成，煤层气向上、向下都有便利的运移通道，围岩的封盖能力在总体上极差。

四、煤层厚度控气作用

煤储层的几何特征，系指煤层在三维空间的展布形式，包括煤层厚度、煤层稳定性、煤层结构等。这些特征对煤储层含气性和物性有一定影响，同样是控气系统中的重要地质因素。

煤层气的逸散以扩散方式为主，空间两点之间的浓度差是其扩散的主要动力。根据费克定律和质量平衡原理建立的煤层甲烷扩散数学模型可知，在其他初始条件相似的情况下，煤储层厚度越大，达到中值浓度或者扩散终止所需要的时间就越长（韦重涛，1998）。进一步分析可知，煤储层本身就是一种高度致密的低渗透性岩层，上部分层和下部分层对中部分层有强烈的封盖作用，煤储层厚度越大，中部分层中煤层气向顶底板扩散的路径就越长，扩散阻力就越大，对煤层气的保存就越有利，这也许就是某些地区煤厚与含气量之间具有正相关趋势的根本原因。

五、水文地质的控气特征

水文地质是影响煤层气赋存的一个重要因素。煤层气以吸附状态赋存于煤的孔隙中，地层压力通过煤中水分对煤层气起封闭作用。因此，水文地质条件对煤层气保存、运移影响很大，对煤层气的开采至关重要。

水文地质的控气特征可概括为三种作用：一是水力运移逸散控气作用；二是水力封闭控气作用；三是水力封堵控气作用。其中，第一种作用导致煤层气散失，后两种作用则有利于煤层气保存。

1、水力运移逸散控气作用

水力运移逸散控气作用常见于断层发育地区。其断层呈导水性质，通过导水断层或裂隙

而沟通煤层与含水层。水文地质单元的补、径、排系统完整，若含水层富水性、水动力强、强径流，含水层与煤层水力联系较好，则地下水在运动过程中携带煤层中气体运移而逸散(图5-6)。与煤层有水力联系的含水层，包括煤系下伏灰岩岩溶裂隙含水层、煤系中灰岩岩溶裂隙含水层、砂岩裂隙含水层和第四系松散孔隙含水层。

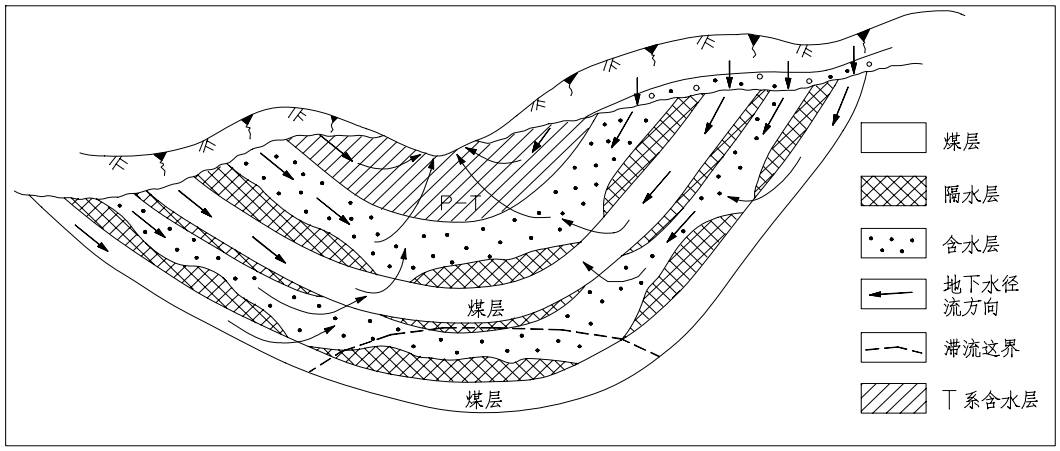


图 5-6　煤层重力水参与围岩含水层流动系统示意图

例如开平向斜为一不对称向斜，西北翼陡，东南翼缓，向斜轴面向北西倾斜，两翼岩层露头为西北翼高而东南翼低，新生界松散含水层厚 600 余米，含水丰富，渗透性好，其单位涌水量北部为 3～11L/s.m，南部为 0.286～1.704L/s.m，渗透系数为 0.896～20.626m/d，矿化度 290.0～386.0mg/L，水化学类型为 HCO_3—Ca+Mg 型。新生界松散含水层直接覆盖于煤系地层之上，与煤系地层的主要含水层相接触。即 12 煤以下砂岩和 5 煤以上砂岩裂隙含水层。而该含水层在西北翼接受新生界松散含水层地下水补给，然后向东南方流动，又补给东南翼新生界松散含水层形成其较完整的补、径、排条件（图 5-7）。在向斜东南翼煤层气的运移方向现地下水的流动方向相同，地下水的流动一方面对煤层气在静压力作用下向上的移动提供动力，加快运移速度，另一方面在流动过程中又可携带溶解的部分煤层气，至浅部逸散。这是造成开平向斜东南翼煤层含气量低的主要原因之一。

2、水力封闭控气作用

水力封闭控气作用常发生在构造简单的宽缓向斜或单斜中，其断裂不甚发育。可见的断裂构造多为不导水性质断裂，特别是一些边界断层，多具有挤压、逆掩性质而成为隔水边界。煤系地层上部和下部存在良好的隔水层，或者说，煤系地层含水层与上覆第四系松散含水层、下伏灰岩岩溶裂隙含水层并无水力联系，区域水文地质条件相对简单。煤层直接充水含水层即是煤系中砂岩裂隙含水层。砂岩裂隙含水层含水性微弱，渗透系数低，地下水径流缓慢甚至停滞。含水层补给只限于浅部露头的大气降水，补给量小。地下水以静水压力、重力驱动方式流动。地下水呈封闭状态，对煤层气有封隔作用。煤层气受水力封闭作用而富集，煤层含气量比较高。

3、水力封堵控气作用

当煤储层和煤系围岩含水层地下水流向与煤层气运移方向相反时，地下水的流动一方面可以对煤层甲烷在静压力作用下顺层向浅部的运移产生一定的阻力，减缓煤层气的运移速度。另一方面又可携在流动过程中溶解的部分煤层气向深部聚集，因而有利于煤层气富集。

水力封堵控气作用常见于不对称向斜或单斜中。含水层从露头接受补给，地下水顺层由浅部向深部运动，将煤层中向上扩散的气体封堵，致使煤层气聚集。

水力封堵控气作用常见于不对称向斜或单斜中。含水层从露头接受补给，地下水顺层由浅部向深部运动，将煤层中向上扩散的气体封堵，致使煤层气聚集。如开平向斜新生界松散含水层接受大气降水和地表迳流补给后，把充足的水量从西北翼的岩层隐伏露头区补给石炭、二叠系和奥陶系地层，接受补给后的煤储层地下水顺层向深部流动，而煤储层中的甲烷则是由深部高压区顺层沿两翼岩层向上运移，具体在西北翼是逆倾向向北西朝上运移，至使地下水的流动方向与煤层气的运移方向相反，地下水的流动一方面对煤层气在静压力作用下向上的移动产生阻力，减缓运移速度，另一方面又可携带在流动过程中溶解的部分煤层气，至深部随压力的增大，吸附能力增强，使煤层气富集（图 5-7）。这是造成开平向斜西北翼马家沟等井田含气量高的主要原因之一。

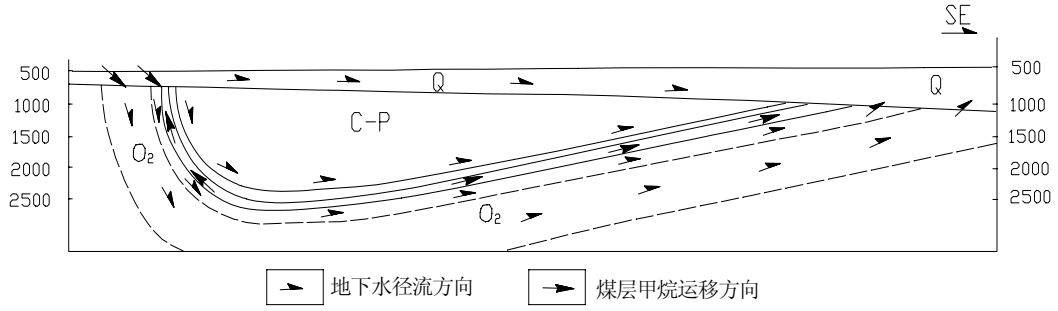


图 5-7　开平向斜地下水径流方向剖面示意图（据吴建光, 1996）

水力运移逸散控气作用贯穿于煤层气演化史的全过程，尤其在生物气阶段、地层抬升阶段更为突出，现代水动力运移逸散控气作用分布于盆地边缘或基岩埋藏较浅地区；水力封堵控气作用分布于盆地斜坡地带；水力封闭控气作用分布于盆地中心。

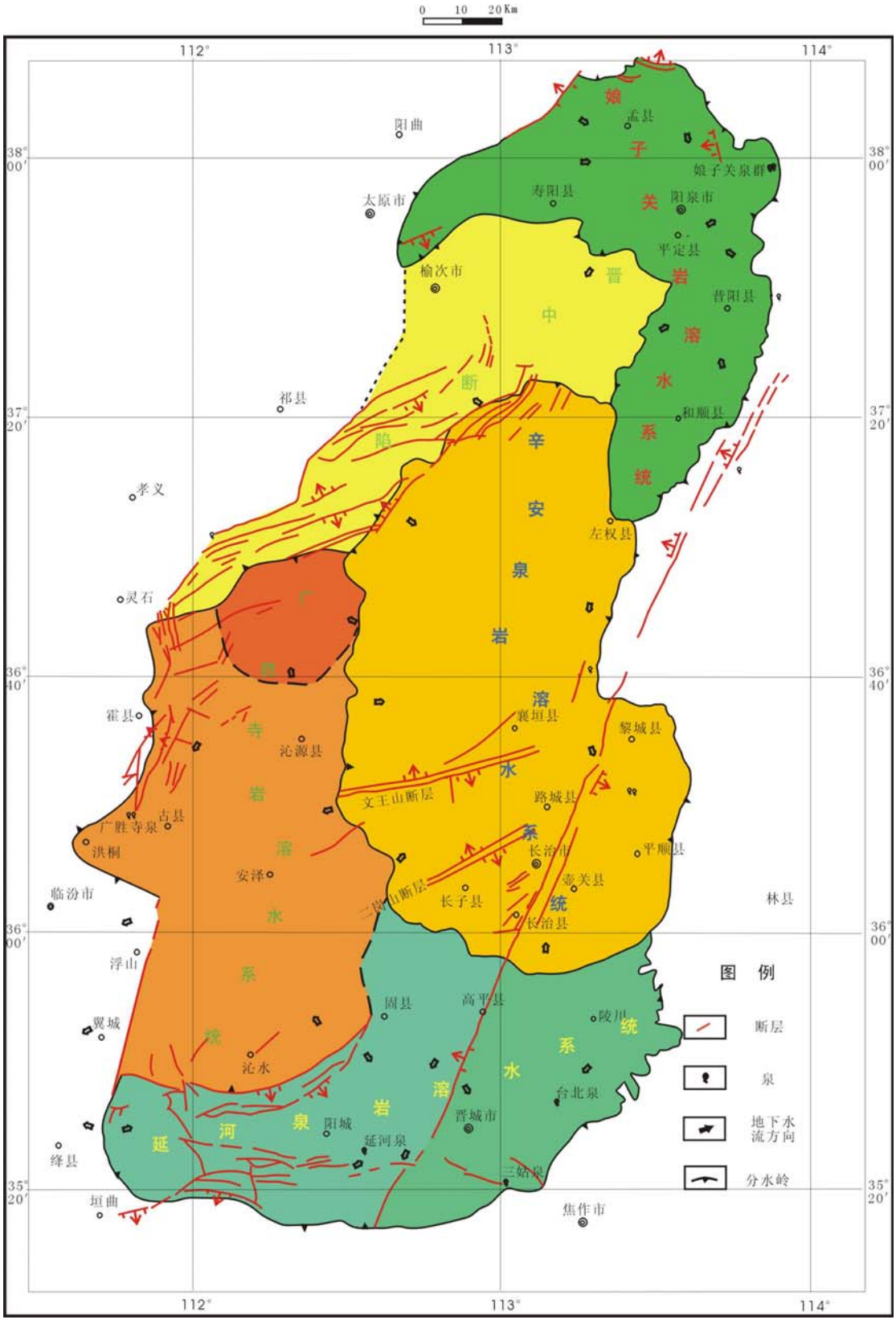
对于一个沉积盆地而言，从盆缘到盆地中心可划分为“强径流”、“缓流”和“滞流”三种控气类型。如沁水盆地根据其内部水文地质边界及其补、径、排关系可划分为北部娘子关泉域、西部广胜寺泉域、东部辛安泉域和南部延河泉域。各泉域内的碳酸盐岩类含水层组、碎屑岩类含水层组和松散岩类含水层组垂向和平面之间的补、径、排关系统称为相应的泉域水系统，即：北部娘子关泉域水系统、西部广胜寺泉域水系统、东部辛安泉域水系统和南部延河泉域水系统（图 5-8）。各泉域地层，构成南部向北、北部向南、东西两侧向盆地中心的复式向斜储水构造。

强径流型控气作用：该类型在各泉域水系统外部边界均有不同程度体现，在广胜寺泉域水系统的北部即沁源以北地区表现尤为明显，其西北部为霍山隆起，水动力势很高，地下水从西北向东南呈单斜形式径流，地下水径流能力很强；在各泉域水系统内部边界地表或地下分水岭，地下水径流能力较强，对煤层气的保存不利。

缓流型控气作用：该类型见于娘子关泉域水系统、辛安泉域水系统、广胜寺泉域水系统，其特征是三面水势较高，一面水势较低，呈簸箕状，水势低的一面有水源补给，径流受到封阻，等水位线平缓，地下水在水动力势驱动下流动十分缓慢，对煤层气的保存较为有利。

滞流型控气作用：该类型出现在各水文地质单元的稍深部位置，由次级褶皱、断层形成的局部相对滞流区，范围大小不一。如娘子关泉域水系统的韩庄井田、阳泉一矿、三矿扩区，辛安泉域水系统的沁县、武乡、榆社地区，广胜寺泉域水系统的东南部寺头断层西北侧的沁水县郑庄地区，延河泉域水系统的大宁～潘庄～樊庄一带，水位等势面明显呈“洼地”形态，即地下水几乎呈封闭状态。经水质分析，全固形物和硬度均很大，矿化度极高，氚同位素值较低，表明地下水流不畅，地表水入渗微弱，煤层气因水力封闭而富集。

图 5-8　沁水盆地水文地质分区图



第四节　煤层含气性的预测方法

煤储层含气性大多依靠煤田地质勘探实测的集气法资料、MT77-84 解吸法资料（真空罐资料均不采用），一般将集气法数据乘以一个系数（通常采用 1.2）换算成 MT77-84 解吸法资料，有时也用矿井相对瓦斯涌出量乘以一个系数（通常采用 1/3），少数到井下用瓦斯罐采样进行实测。煤层气井大多采用美国矿产局的直接法或“史—威法”，石油系统也进行过保压取芯尝试，但没有在全国推广应用。

1、含气梯度法

含气梯度法主要适用于同一构造单元中的深部外推预测区，或不同构造单元中基本条件相近的预测区，是可靠程度较高且应用最广的预测方法之一。其理论基础为：在构造相对简单的赋煤块段，在一定的埋深范围内，煤层含气量主要受煤层埋深所控制。因此，含气梯度法应用的前提条件为：

1）同一构造单元中已有浅部勘探区含气性资料的深部地区；

2）煤级受埋深控制，煤级相当或变幅较小；

3）勘探区含气性资料较为丰富，含气梯度明显或埋深与煤层气含量关系离散性较小；

4）适用深度：前苏联有关学者认为止深在甲烷风氧化带下 500~700 米，英国斯克顿煤田将这一界线定在 800~900 米，我国张新民等认为这一界线大至由地表（古地表）起算的垂深在 800~1000 米之间。秦勇等人几年来研究表明，煤层气含量随深度增加的幅度和止深受煤变质作用的方式和煤变质作用程度的影响，对于只有深成变质作用，且变质作用程度较低的煤级而言，煤层气含量随深度增加的止深可达煤层风氧化带下 1500 米。

2、压力－吸附曲线法

压力－吸附曲线法预测煤层含量的理论基础为：煤储层含气性取决于煤岩体的吸附能力和含气饱和度，即含气量＝理论吸附量×含气饱和度。煤岩体的吸附能力又是煤储层压力和温度的函数，温度相差不大的情况下，与煤储层压力关系密切，其关系可由等温吸附实验得到，理论吸附量可以由朗格缪尔方程求得；煤储层压力由试井测试的压力梯度或直接由煤层埋深来估算；含气饱和度根据浅部煤层实测饱和度或煤储层成藏条件来估算。

3、煤质－灰分－含气量类比法

对于已知煤级和煤质的预测区，可以应用该方法，其理论基础是煤层含气量受煤级和煤岩组分、灰分等控制。因此，应用该方法的前提条件是预测区煤级、煤岩特征与参照区可以类比，没有含气梯度数据可以考虑使用煤质－灰分－含气量类比法。

4、 测井曲线法

Mullen 等（1989）采用体积密度法，即利用能谱密度测井曲线与附近已测量过灰分和含气量的煤层的测井曲线来对比，建立煤样实测总含气量与所测煤样体积密度之间的经验公式，并利用经验公式估算这些井的灰分和含气量，在使用这些曲线之前必须进行校正。傅雪海等（1997）利用测井响应组合，结合煤层埋深拟合煤层气含量。其应用的前提是：在成煤环境相似的条件下，同一区内有匹配的测井曲线和煤层气实测资料，未知区内有测井曲线。

5、地质条件综合分析法

在基本上没有煤级、煤质和含气性实测资料的情况下，地质条件综合分析是预测煤层含气性的唯一方法。通过对预测区煤层赋存特征、地质构造演化历史及煤层埋藏－热演化－生烃－保存历史分析，确定煤的变质方式和煤的变质程度，进而预测其含气性。

从广义上讲，所有的地质预测方法都包含着一定程度的综合地质分析，不同方法之间存在着一些不可分离的相辅相成的关系。因此，在对同一地区煤层含气性分析预测中，往往是以某种方法为主的多种方法综合预测。

第六章　煤储层的渗透性特征

煤储层系由宏观裂隙、显微裂隙、孔隙组成的三元结构系统，在排水降压开发煤层气过程中各结构系统压降程度不同，客观上存在着三级压力场，煤层气—水的运移也相应地存在着三级渗流场，即：宏观裂隙系统（包括压裂裂缝）—煤层气的层流~紊流场、显微裂隙系统—煤层气的渗流场、煤基质块（孔隙）系统—煤层气的扩散场，煤层气开发三个环节缺一不可，且气、水产能受制于渗流最慢的流场。

第一节　绝对渗透率和相对渗透率

一、渗透率的概念

渗透性即多孔介质允许流体通过的能力。表征渗透性的量为渗透率。与渗透率有关的概念有绝对渗透率和相对渗透率。若孔隙中只存在一相流体，且流体与介质不发生任何物理化学作用，则多孔介质允许流体通过的能力称为绝对渗透率；若孔隙中存在多相流体，则多孔介质允许每一相流体通过的能力称为每相流体的相渗透率，也称为有效渗透率，相渗透率与绝对渗透率的比值称为相对渗透率。

多孔介质的绝对渗透率与所通过的流体无关，只与介质的孔隙结构有关。煤对甲烷、水等流体存在较强的吸附性。因此，甲烷、水等流体通过煤储层时，测得的渗透率不能称之为绝对渗透率，只有不与煤发生任何物理化学作用的流体才能测得绝对渗透率，如氦气等惰性气体。但气体通过煤储层时，会引起克林伯格效应，即气体滑脱效应——气体与流动路径上的壁面相互作用。测得的渗透率经过校正可得到克氏渗透率，即：

$$K_g = K_0\left(1+\frac{b}{p_m}\right) \qquad (6\text{-}1)$$

式中，K_0-克氏渗透率；p_m-平均压力；K_g-每一个测点的气测渗透率；b-与气体性质、孔隙结构有关的常数。对于气体在一根毛管内的流动来说，b 可由下式得出：

$$b = \frac{4c\lambda\overline{p}}{r} \qquad (6\text{-}2)$$

$$\lambda = \frac{1}{\sqrt{2}\pi d^2 \rho_m} \tag{6-3}$$

式中，λ-对应于平均压力 p_m 时的气体分子平均自由程；r-毛管半径（相当于煤孔隙半径）；c-近似于 1 的比例常数；d-分子直径；ρ_m-分子密度。显然，b 值随气体分子平均自由程的增加而增大，随分子直径的增大而减少；克氏渗透率等于平均压力趋于∞时的惰性气体的气相渗透率，且与流体的性质无关，被当作绝对渗透率。

二、单相渗透率

单相渗透率系指单相流体通过煤岩体孔、裂隙时的渗透率。通过测量煤岩样在一定压差下的流体流量，然后由达西定律计算出气和水等单相渗透率。即：

$$K_g = \frac{2p_0 q_g \mu_g L \times 10^2}{A\left(p_1^2 - p_0^2\right)} \tag{6-4}$$

$$K_w = \frac{q_w \mu_w L \times 10^2}{A\left(p_1 - p_0\right)} \tag{6-5}$$

式中，K_g-气测渗透率，$10^{-3}\mu m^2$；p_0-大气压，MPa；q_g-大气压下气流量，cm^3/s；μ_g-在测定温度下 CH_4 的粘度，mPa·s；L-煤样长度，cm； A-煤样横断面面积，cm^3； p_1-进口压力，MPa；K_w-水单相渗透率，$10^{-3}\mu m^2$； q_w-大气压下水流量，cm^3/s； μ_w-在测定温度下水的粘度，mPa·s。

三、相对渗透率

相对渗透率是单相有效渗透率同气相克氏渗透率的比值。即：

$$K_{rw} = \frac{K_{we}}{K_0} \tag{6-6}$$

$$K_{rg} = \frac{K_{ge}}{K_0} \tag{6-7}$$

式中，K_{rw}、K_{rg} 分别为水、气相对渗透率；K_{we}、K_{ge} 分别为水、气有效渗透率；K_0 为气相克氏渗透率。

相对渗透率与多孔介质的结构有关，即与介质的有效孔隙体积、有效孔隙度、绝对渗透率等有关，同时还与该流体的饱和度及与该流体相伴随的另一相流体的特性有关，也与试样的饱和过程有关。

四、煤层气的渗流特征

1） 断层、人工压裂裂缝和大、中裂隙内煤层气呈层流或紊流，小裂隙、微裂隙、显微裂隙和孔隙内呈层流；

2） 孔、裂隙介质单位体积内的表面积大，表面作用明显，任何时候都要考虑粘性作用；

3） 煤层气的地下流动往往压力较大，煤层又为软弱岩层，因而不仅要考虑流体的压缩性，还要考虑煤的压缩性；

4） 煤孔隙形状分布复杂，毛管力作用较普遍，有时还要考虑分子间的作用力和附加毛

管力；

5） 煤层气渗流首先是煤层甲烷的解吸，解吸过程是一个吸热过程，环境温度下降，煤层气渗流是一种非等温渗流；

6） 煤层气渗流过程中，伴随着甲烷气体的解吸，煤体结构发生自发调节－煤基质收缩，其结果使原有裂隙张开，渗透率提高；

7） 煤层气渗流过程中，随着水和甲烷气体的排出，储层压力降低，煤体强度提高，地层应力在煤储层内的水平应力分量减小，煤基质收缩应力增长，有效应力变化较为复杂；

8） 煤储层为多相介质，煤层气渗流过程中粘性指进现象客观存在。

第二节　煤层气渗流

煤裂隙中甲烷气体的层流作用是在压力差的驱动下进行的，可当作线性渗流，遵循达西定律。即：

$$\vec{V} = \frac{[K]}{\mu}\nabla P \qquad (6\text{-}8)$$

式中，$\vec{V}$ ，甲烷渗流速度；[*K*]，渗透率张量；∇，哈密顿算符；*P*，流体压力；μ，流体粘度。

实验测试也表明：裂隙缝宽在0.1~10um 内甲烷呈缓慢的层流，在1.0~100um 内呈剧烈的层流，在大于100um 的裂隙中才出现紊流，围限压力下煤储层的裂隙宽度最大不超过数十微米，甲烷很少进入大雷诺数下的非线性渗流状态。煤层气井揭露煤层后，在排水降压作用下，煤层气的产出大致要经历三个渗流阶段（图 6-1），即：① 单相流阶段：井筒压力大于临界解吸压力，只有水的单相流动；② 非饱和流阶段：水与不连续甲烷气体混合流动；③ 两相流阶段：连续甲烷气体与水混合流动。随着水体的不断排出，井筒内压力逐渐降低，当临界解吸压力大于井底流动压力时，甲烷气体开始解吸，水相渗透率不断降低，气相渗透率逐渐增大。

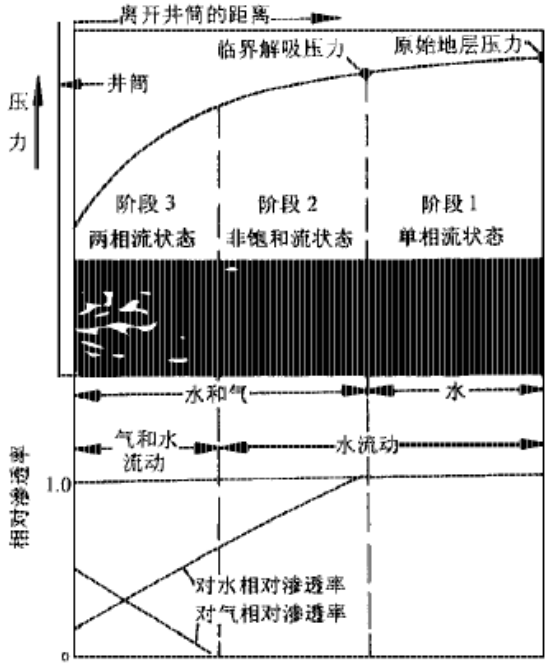


图 6-1 煤层气产出的三个渗流阶段

煤层气井揭露煤层后，在排水降压作用下，煤储层原有的压力平衡被破坏，形成了煤层气流动场，流场近于椭圆形（图 6-2）。流场内煤层气来源于煤储层本身的解吸，流场中

任何一点的流速和压力将随时间而变化。气井附近裂隙内的游离甲烷首先被涌出，随后煤基质块显微孔隙的气相甲烷通过显微裂隙向裂隙内扩散，其压力逐渐降低，化学势减小，变得低于吸附相的化学势，破坏了原有的吸附平衡状态，煤基质块内显微孔隙、显微裂隙中的吸附相甲烷将解吸成气相甲烷，并发生吸热效应，使气相甲烷和周围环境温度降低。理论上煤基质块显微孔隙及显微裂隙内的吸附相甲烷化学势始终高于其气相甲烷，而显微裂隙内的气相甲烷又始终高于裂隙内的气相甲烷，即始终处于不平衡状态，以保持不断解吸出甲烷并经裂隙流向煤层气井，当然整个过程是连续进行的。

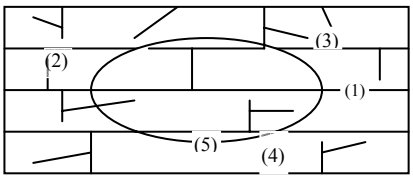


图 6-2 煤层气渗流场

（1）面裂隙；（2）端裂隙；（3）显微裂隙；（4）煤基质块；（5）渗流椭圆

第三节　煤层气的扩散

随煤基质块孔径大小的不同有三种扩散方式，即：① 整体扩散：分子—分子间的相互作用；②克努森型扩散：分子—孔壁间相互作用；③ 表面扩散：像液膜一样吸附的甲烷沿微孔隙壁运移。当孔隙直径大于气体分子的平均自由程时以整体扩散为主，当孔隙直径小于气体分子的平均自由程时以克努森型扩散为主[1]，表面扩散作用受气体分子和孔壁表面之间的连续碰撞所控制，气体是作为吸附相运移的。整个扩散作用中，表面扩散作用最小。

煤基质显微孔隙内甲烷气体的扩散系在浓度差的驱动下进行的，若单位时间内通过单位面积的扩散速度与浓度梯度呈正比，即（准）稳态扩散，遵循 Fick 第一定律。即：

$$\vec{J} = -[D]\nabla C = -D\nabla C \qquad (6\text{-}9)$$

式中，$\vec{J}$，扩散速度；[D]，扩散系数张量；∇，哈密顿算符；C，甲烷浓度；D，扩散系数，煤基质块体通常被看成各向同性体，即扩散系数 D 为一常数。

所谓稳态扩散，就是浓度不随时间变化，即扩散速度仅取决于距离，与时间无关。则煤层甲烷从煤基块扩散进入煤层裂隙的量右由下式来计算。即

$$q_m = D\sigma V_m(\overline{C_m} - C(P_g) \qquad (6\text{-}10)$$

式中：q_m—从煤基块中扩散出的甲烷量，m^3/d；D—扩散系数，m^2/d；σ —形状系数，m^{-2}；V_m—煤基块体积，m^3；$\overline{C_m}$—煤基块中甲烷的平均浓度，m^3/m^3；$C(P_g)$——基块与割理边界上的平衡甲烷浓度，m^3/m^3。

若煤层甲烷的扩散通量既随时间变化，又随距离变化，则称为非稳态扩散，则用 Fick 第一定律来描述。即：

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D\frac{\partial^2 C}{\partial^2 x} \qquad (6\text{-}11)$$

这是一个二次齐次方程，其解可由浓度 C、时间 t 和距离 x 的关系及边界条件、初始条件得出。

第四节　煤储层渗透性的地质控制

影响煤储层渗透率的因素是十分复杂的。地质构造、应力状态、煤层埋深、煤体结构、煤岩煤质特征、煤级和天然裂隙系统等都不同程度地影响着煤储层渗透率。有时是多因素综合作用的结果，有时是某一因素起主要作用。一般来说，煤层割理、裂缝等内在因素起着主导作用，但是在我国复杂的地质构造背景下，原地应力等外在因素对于煤储层渗透率的影响是很显著的。

一、原地应力

众所周知，煤层渗透率对应力最为敏感。煤层渗透率随有效应力增大而减小，可用下式表示:

$$K_a = K_{ai} \cdot e^{3c\Delta\sigma} \qquad (6\text{-}12)$$

式中，K_a—一定应力条件下的绝对渗透率；K_{ai}—无应力条件下的绝对渗透率；c—煤的孔、裂隙压缩系数；$\Delta\sigma$—从初始到某一应力状态下的有效应力变化值。

地应力随深度增加而呈增大的趋势明显。地应力对渗透率的影响，既反映上覆地层对煤层的垂向作用力，也反映水平构造应力的作用。区域构造应力对煤层渗透率的作用十分显著。构造挤压区、逆冲推覆作用强烈地区、不同走向断裂的结合部位，是构造应力集中的地区，往往也是低渗透率分布地区。构造应力松弛、转折端挠褶带、与断层有关的次生裂隙、破碎断层面，是低应力的分布地区，往往也是煤层高渗透率分布地区。Decker 等（1989）指出：勘探区应根据应力状态划分，不同应力状态下的渗透率与深度的变化趋势不同。应力松弛地区渗透率高，随深度增加渗透率变化幅度不大；正常应力地区渗透率中等，随深度增加而渗透率减少；高应力地区渗透率较低，且随深度增加渗透率急剧减小。

我国煤层气试井数据表明，地应力在 20 MPa 以上时煤层渗透率以小于 $0.1\times10^{-3}\ \mu m^2$ 为主；地应力小于 10 MPa 时煤层渗透率以大于 $0.1\times10^{-3}\ \mu m^2$ 为主；地应力处于 10~20 MPa 之间时煤层渗透率变化区域比较大，无明显变化规律（图 6-3）。

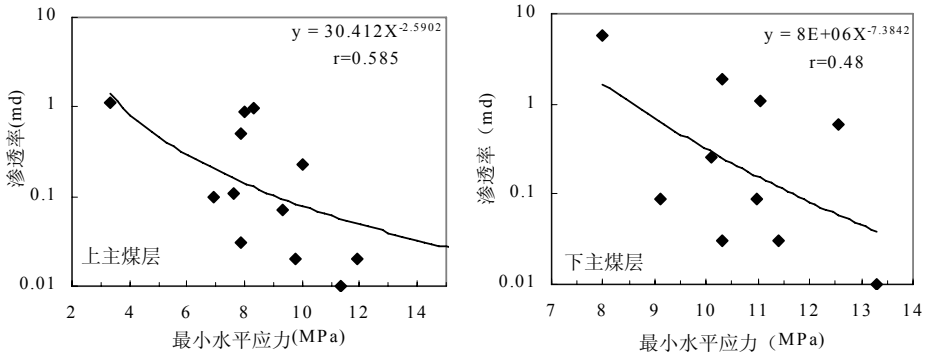


图 6-3　沁水盆地中南部上主煤层（山西组 3 煤）与下主煤层（太原组 15 煤）渗透率与最小主应力的关系

二、埋藏深度

一般来说，煤储层埋藏深度增大，其渗透率降低，但是，这种规律性的显现是有前提条

件的。决定渗透率的首要因素是构造应力环境，渗透率与埋藏深度之间的关系要极大地受到地应力的影响。只有区别不同应力环境，才能分析渗透率随深度变化的趋势。我国煤储层渗透率随应力增高而减少的趋势十分显著，煤储层渗透率与埋深之间亦表现出渗透率随埋深增大而减小的总体趋势，但在某一深度段，煤储层渗透率的分布比较离散。红阳、淮南和淮北等地随着埋深增加渗透率降低较快，太行山东、韩城等地随深度增加渗透率稍有降低，沁水煤田中南部渗透率随埋深增加呈降低趋势，但分布较为离散（图 6-4）。

对于同一煤盆地，地应力条件类似，随煤层埋深由盆缘至盆地中心增大，煤储层渗透率逐渐降低，呈同心圆状分布，局部因地质构造的差异导致的局部应力场现而出现变化（图 6-5）。

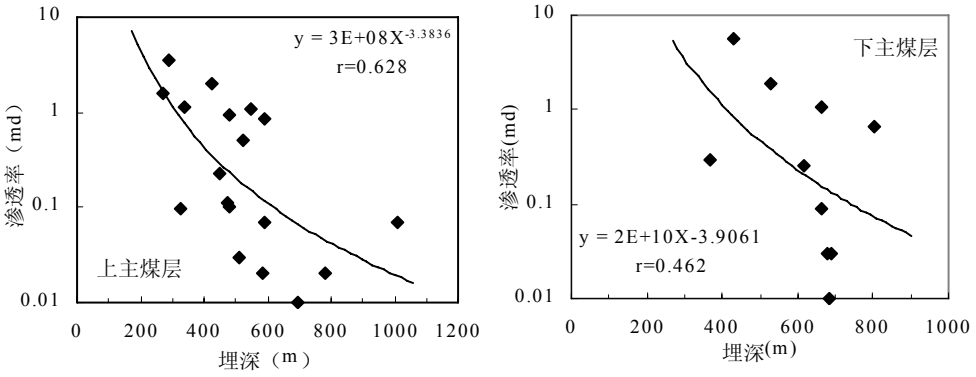


图 6-4　沁水盆地中南部上主煤层（山西组 3 煤）与下主煤层（太原组 15 煤）与埋深的关系

三、天然裂隙

煤储层天然裂隙系统，在某种程度上是煤储层渗透率的重要影响因素。渗透率与裂缝宽度的三次方成正比（Mckee 等，1986）。从理论上讲，煤层天然裂隙发育，有利于提高煤层的渗透率。

天然裂隙越发育，渗透率就越好，而其他因素如煤岩类型、煤质、煤级等则均是次要的因素。Enever 和 Hennig （1997）也同样证明了这一结论。因而，当地层褶皱、隆起时，有效应力降低而使裂缝张开，有利于提高煤层渗透率。有一种观点认为，储层中充满水和气支撑着裂隙系统，减少了有效应力，因而当煤储层呈超压状态时有利于提高煤层渗透率。

四、煤体结构

煤体结构是煤储层在构造应力作用下形变的产物，是煤储层渗透率的间接反映。由于煤体破碎程度不一，煤体结构通常被分为原生结构煤、碎裂煤、碎粉煤和糜棱煤四种类型。原生结构煤~碎裂煤煤体结构相对较完整，强度高，储层可改造性好；碎粉煤、糜棱煤煤体结构松软，强度低，渗透性差。

五、 储层压力

储层压力直接决定着煤层对甲烷等气体的吸附与解吸能力。在排水降压进行煤层气开发时，气含量、临界解吸压力均随储层压力的增大而增大，煤储层压力越高，越容易排采，越有利于煤层气的开发。然而，煤储层渗透率随储层压力增大而呈现十分明显的减少趋势，当

储层压力大于 5MPa，渗透率普遍小于 $0.1\times10^{-3}\,\mu m^2$（图 6-6）。这一关系是煤储层压力随埋深加大而增高以及渗透率随埋深加大而减小的必然结果，同时也说明储层压力对渗透率的影响远逊于埋深对渗透率的控制。

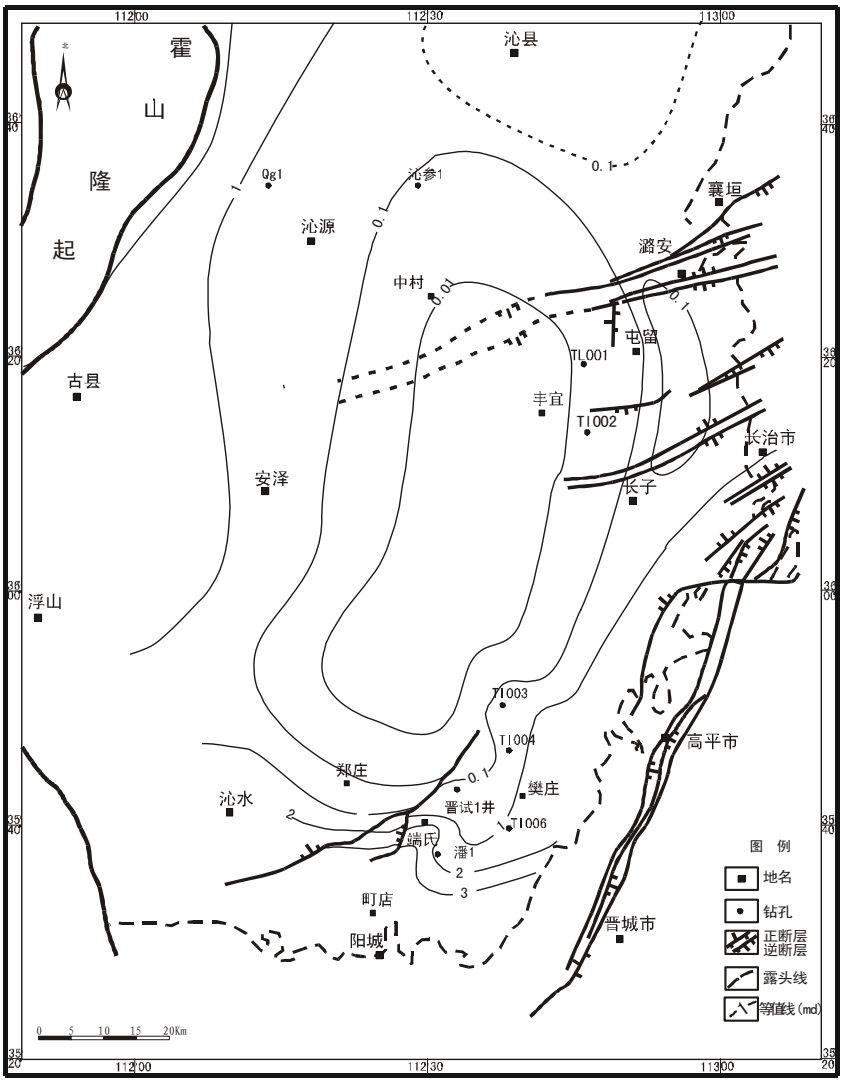


图 6-5 沁水盆地中南部煤储层渗透率分布

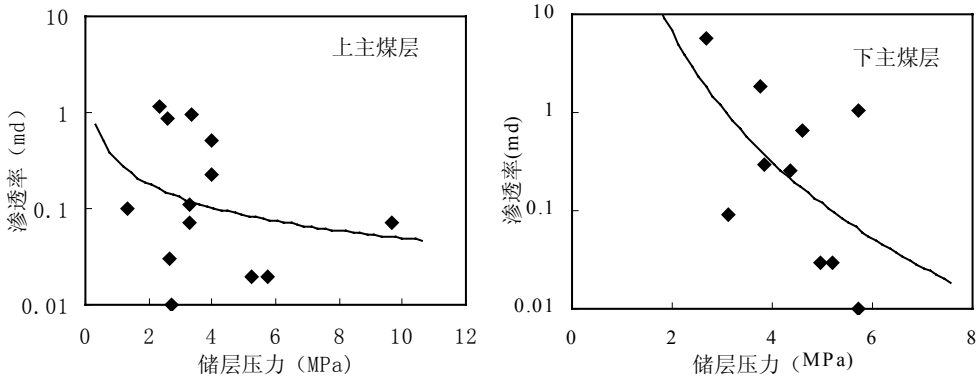


图 6-6　沁水盆地中南部上主煤层（3 煤）与下主煤层（15 煤）煤储层渗透率与储层压力的关系

六、水文地质条件

水是不可压缩的流体，是煤储层渗透率的维持者和地层能量的主要贡献者，水文地质条件对渗透率的影响通过煤层埋深和储层压力来体现。对于一个盆地而言，从盆地边缘到盆地中心，地下水的流动依次分为强径流、中等径流和弱径流，即径流变弱，煤储层渗透率变低的规律性十分明显，据前面的分析，导致这一现象的主控因素是埋深（地应力），水文地质条件的作用可能只占较少部分。

第五节　渗透率研究方法

煤储层渗透率可由多种方法获取，如实验室测定、地球物理测井曲线换算、煤储层透气性系数换算、试井测定和储层数值模拟等。不同的方法求算的结果变化很大，难以相互对比，在诸方法之中，只有试井方法和产能历史匹配方法求得的结果接近于自然界的真实情况。但试井只有在钻井中进行，历史匹配还需要生产数据。因此，利用少量试井资料，结合煤储层孔、裂隙特征、力学性质及流体压力、地应力状态等进行数值模拟，是目前条件下渗透率研究的最佳方法之一。

一、孔、裂隙结构分析

煤储层的固体部分可以看作系由宏观裂隙、显微裂隙和孔隙组成的三重孔、裂隙介质，其中宏观裂隙对渗透率的贡献最大。煤化作用的方式和程度及地应力的大小和性质决定了宏观裂隙发育的频度、规模和方向，煤岩成分、类型和厚度决定了宏观裂隙的高度和间距，现存构造样式和构造应力则影响到宏观裂隙的开合程度。

裂隙描述第一步在井下煤面上进行，测量煤剖面的方位，划分宏观煤岩类型和煤体结构类型，并统计各层次的厚度，然后进行裂隙走向、倾角、长度、连通性、高度、密度、表面形态、裂隙充填、裂隙粗糙度等测量、描述、统计和记录，并在裂隙发育中等的半亮~半暗

型煤中采集大块定向煤样；第二步在室内用肉眼和显微镜进行煤岩组分定量、裂隙宽度测量和显微裂隙描述，利用压汞法测定不同孔径的比孔容和比表面积，并根据孔隙的扩散、渗流特征进行孔隙的分形分类和自然分类。

将裂隙按大小和成因进行分级、按裂面形态进行力学性质分类，并确定各组裂隙的总体组合形态特征。重点对裂隙块度、裂隙密度和孔隙进行连续系统分形研究，在各自标度不变区，得到不同的分数维，分别探讨其成因，并将分数维用于渗透率数值模拟。在上述研究的基础上，探讨孔、裂隙发育方向与区域构造形迹的关系，孔、裂隙发育程度与煤岩、煤级及埋深的关系。

不同煤储层的孔、裂隙具有不同的分布规律，其渗透率差异很大。借鉴裂隙岩体渗透性研究的有关成果，对大、中、小裂隙，以地质资料提供的真实展布为基础，依据其产状、密度、初始宽度（大气压下测得的宽度）等得出初始渗透率的二阶张量表达式，通过坐标变换得到初始水平渗透率。利用气体状态方程，结合有效应力，计算应力条件下的裂隙宽度，或利用力学实验得到的面裂隙、端裂隙方向的线应变、结合裂隙孔隙度来计算不同应力下（对应于一定的埋深)的裂隙宽度，通过上述的二阶张量表达式来计算不同埋深下的水平渗透率，即裂隙渗透率（K_f)。对于微裂隙，则可以合并到显微裂隙、大孔隙中，由压汞法得到的进、退汞曲线研究其孔隙形态和孔隙连通性，其渗透率可能与较高围压下渗透率相当，在此将其称为孔隙渗透率（K_p)。则煤储层渗透率（K）为：

$$K = K_f + K_p \tag{6-13}$$

二、煤体结构分析

煤体结构是煤储层在构造应力作用下形变的产物，是煤储层渗透率的间接反映。由于煤体破碎程度不一，煤体结构通常被分为原生结构煤、碎裂煤、碎粉煤和糜棱煤四类。原生结构煤~碎裂煤裂隙连通性好，渗透率较高；碎粉煤、糜棱煤煤体结构松软，裂隙方向杂乱，连通性差，渗透率相对较低。

生产矿井煤体结构实际编录和钻孔煤芯描述是进行煤体结构划分的最直接方法，但井巷编录对未采区的资料无法获取，钻井取芯也常因构造煤松软，采取率低，煤体结构描述困难，而利用地球物理测井曲线划分煤体结构是一种崭新的思路和方法（见第八章)。

三、应力分析

煤储层渗透率对围岩应力十分敏感，二者之间的耦合关系简称为应力渗透率。分析煤储层的受力状态是进行应力渗透率数值模拟的基础。

1、煤岩样力学参数测试

煤储层是由气、水、煤基质块等组成的多相介质。在孔、裂隙分析的大块定向煤样上，用液氮或水沿层理方向钻取多组大直径煤样（ φ＝75mm，H＝150mm 或φ＝38mm，H＝76mm)，开展自然煤样、饱和水煤样、气、水饱和煤样三轴对比力学实验，分别测试其面裂隙、端裂隙方向应力压缩的线应变和体积应变或吸附甲烷的膨胀线应变和体积应变，并考虑温度对煤岩体形变的影响；建立弹性模量、泊松比、体积压缩系数等随围限压力变化的实验数学模型；分析吸附和游离气、水介质对煤基质的物理化学作用（或称“蚀损效应”）及其对附加应力的影响；进行不同应力条件下毕奥夫（Boit）系数测定，探讨气、水介质对有效应力的影响；开展煤岩体毛细管力、排驱压力及不同应力条件下孔隙度测试，研究有效应力对孔、裂隙度的影响；开展煤的吸附膨胀/解吸收缩实验，测试煤基质块的收缩参数。

2、煤储层受力分析

煤储层为地应力作用下的三维煤岩体，其裂隙开合程度不仅处决于地应力的大小，还与

地应力的方向密切相关。

确定现代地应力的方法包括：通过活动构造如活褶皱、活断层等的地质学方法，地震震源机制解和小震综合面解等地球物理学方法以及通过直接与间接的测量，如空心包体测量、井壁崩落法、水力压裂法、声发射 Kaiser 效应、井下微地震波、水力裂缝启裂、声波地面接收仪等方法来实现。用水压致裂法确定地层最小主应力是目前进行深部绝对应力测量的最直接的方法，在国内外都有广泛应用，煤层气井基本上均使用该方法。

利用上述获得的少量地应力资料，结合煤岩体力学实验成果，借助 FLAC－3D 或 ASYS 等商业软件可进行煤储层三维地应力数值模拟，从而得到主应力和剪应力的大小和方向。本着岩石力学的某些理论，结合煤储层裂隙产状，可求出裂隙面上的正应力和剪应力的大小和方向。

3、应力渗透率数值模拟

利用煤层气试井获得的渗透率资料，或不同围压下获得的实验渗透率资料，结合应力数值模拟，构建渗透率与主应力和剪应力之间的数学模型，并用此模型对区域渗透率进行预测。

四、渗透率实验研究

在有效应力不变的条件下，开展 He（非吸附性气体）和 CH_4、N_2、CO_2 等吸附气体及水单向绝对渗透率平行实验，探讨煤基质收缩对渗透率的影响；开展应力敏感性渗透率实验、温度敏感性渗透率实验、流体压力敏感性渗透率实验、气、水相对渗透率实验、束缚水下流体压力敏感性渗透率实验，分析煤岩体的水锁效应、贾敏效应和粘性指进，构建煤储层渗透率同有效应力（对应于埋深）、温度、流体压力等实验数学模型。

五、 渗透率耦合分析方法

地面排水降压开发煤层气过程中，随着水、气的排出，一方面煤储层内流体压力降低，有效应力增大，裂隙被压缩，裂隙宽度变窄，渗透率降低；另一方面，当储层压力降至临界解吸压力以后，甲烷开始解吸，煤基质发生收缩，地层条件下，煤储层水平方向受到约束，其结果使裂隙张开，渗透率增大。

渗透率与煤储层裂隙宽度的三次方成正比，借助于裂隙平板模型，有：

$$\frac{K_i}{K_0}=\frac{W_i^3}{W_0^3}=\left(\frac{\phi_i}{\phi_0}\right)^3 \qquad (6\text{-}14)$$

式中， K_0、W_0、 ϕ_0－初始渗透率、裂隙宽度和孔隙度；K_i、W_i、 ϕ_i－任一状态渗透率、裂隙宽度和孔隙度。由有效应力改变量和煤储层体积压缩系数得到孔、裂隙体积压缩量，由煤岩体吸附膨胀实验，结合弹性模量、泊松比等力学参数得到煤储层水平方向煤基质收缩量，利用上式可模拟煤储层渗透率动态变化。

第七章　煤储层的力学性质

煤层及顶底板围岩的力学性质是影响储层改造效果的重要因素，因而是进行煤层压裂理论研究的基础，这些参数的测试分析结果，将为准确模拟煤储层三维应力状态、压裂裂缝情况，进行压裂压力曲线分析和优化设计压裂施工参数提供必要的原始依据。煤层及顶底板围岩的力学性质主要包括：弹性模量、泊松比、抗压强度、抗拉强度、抗剪强度等，另外，煤岩的物理性质如硬度、密度、天然裂隙及煤岩的表面物理化学性质、水理性质、热性质等对储层改造效果也有一定的影响。

第一节　主要力学参数

一、抗压强度

煤岩样在单向受压条件下整体破坏时的压力，为单轴抗压强度（P_c），它是岩石力学试验中最基本的指标之一，测试方法简便易行，计算也方便，所得结果可以在一定程度上间接反映地层破裂强度，而且这个指标与抗拉强度等参数有一定的对应关系，一般岩石的抗拉强度为抗压强度的 3%~30%，从而可以藉此进行估算。

煤储层为地下一定深度的三维地质体，单轴抗压强度不能反映煤储层的原位抗压强度，因此，对应于不同埋深（围压）条件下的三轴压力实验得到的抗压强度才能接近煤储层原位的抗压强度值。

二、弹性模量

弹性模量是材料在弹性范围内应力与应变的比值，在力学上反映材料的坚固性。从单向加压的应力－应变曲线上得出的是杨氏模量，由三轴压力实验得到的模量本书称之为弹性模量。

三轴切线弹性模量的公式如下：

$$E=\frac{\sigma_1(\sigma_1+\sigma_3)-\sigma_2}{(\sigma_1+\sigma_3)\varepsilon_1-(\sigma_2+\sigma_3)\varepsilon_2} \tag{7-1}$$

式中，E－弹性模量；σ_1、σ_2、σ_3－三轴压力，σ_1表示垂向压力，实验中指轴压；σ_2、σ_3－表示水平压力，实验中指围压，在假三轴力学实验中，$\sigma_2=\sigma_3$；ε_1－垂向应变，实验指轴向应变；ε_2－横向应变，实验指平均径向应变。将实验中得到的轴向应变、平均径向应变、轴压和围压代入上式，就可求出每一点的静态弹性模量E。

煤岩弹性模量（E）对煤层裂缝发育影响甚大，由力学分析可知，裂缝的宽度基本上与弹性模量成反比关系，由此成为计算裂缝尺寸的直接参数之一，如果煤层与上、下围岩之间存在足够的弹性模量差，就能成为控制水力裂缝不向上、下围岩扩展的重要自然条件。

三、泊松比

岩石在受轴向压缩时（单轴或三轴实验），在弹性变形阶段，横向应变与纵向应变成正比，这个比值就是泊松比（ν）。

三轴应力实验计算泊松比的公式如下：

$$\nu=\frac{\sigma_2\varepsilon_1-\sigma_1\varepsilon_2}{(\sigma_1+\sigma_3)\varepsilon_1-(\sigma_2+\sigma_3)\varepsilon_2} \tag{7-2}$$

式中，ν－泊松比，其它符号同前。将实验中得到的轴向应变、平均径向应变、轴压和围压代入上式，就可求出每一点的静态泊松比ν。

泊松比是确定在上覆岩石垂直重应力作用下，煤岩水平侧向应力大小的依据，因而是决定裂缝产状即水平缝还是垂直缝的直接计算参数之一，也是决定垂直缝破裂压力计算参数之一。此外，泊松比是影响裂隙宽度的直接因素，对裂隙尺寸的确定起重要作用。

四、抗拉强度

岩石抗拉强度（P_t）是岩样受到拉伸达到破坏时的极限应力。由于煤岩抗拉强度远小于抗压强度，因此在煤层破裂研究中，抗拉强度研究具有更为重要的意义。将拉伸外力作用点

由拉伸试样两端等效到试样中间进行挤张，就可视抗拉强度为抗张强度，而抗张强度更符合压裂作用下的挤张破裂情况。

作为最大主应力理论的关键指标，煤岩的抗张强度是最适合于计算煤层破裂压力的直接参数；煤层不同方向上的抗拉强度直接影响到裂缝产状，尤其是确定水平缝和垂直缝时必不可少；煤岩与上、下顶、底板之间抗张强度差值，对控制裂缝高度扩展影响甚大。

五、抗剪强度

作为莫尔强度理论的重要指标，抗剪强度在计算破裂压力时也是重要的参数。利用倾斜压模剪切仪，变动 α 角度可以方便地得到不同正应力 σ 和剪应力 τ 数值，确定莫尔包络线－最大剪应力破坏极限判据－莫尔应力圆。1900 年 Mohr 提出，岩石的破坏是在某个面上的剪切破坏，这时该面上的正应力 σ 与剪应力 τ 满足下列关系式：

$$\tau = f(\sigma) \tag{7-3}$$

根据 Mohr 强度理论，在判断岩石某点处于复杂应力状态下是否破坏时，只要在 τ － σ 平面上作该点的莫尔应力圆；如果所作的应力圆在 Mohr 包络线内，则通过该点任何面上的剪应力都小于相应面上的抗剪强度，说明该点没有破坏，而处于弹性状态。如果所绘应力圆与包络线相切，则通过该点有一对平面上的剪应力刚好达到相应面上的抗剪强度，此时该点处于极限平衡状态。当所绘应力圆与包络线相割时，则该点发生破坏。关于岩石包络线的形状，有多种形式，包括：抛物线形、双曲线形、摆线形与直线形。实验结果表明，对于象煤这样的软弱岩石包络线一般为抛物线。当应力小于 10MPa 时可采用直线形式的包络线，即：

$$\tau = C + \sigma tg\varphi \tag{7-4}$$

式中，C 为内聚力，φ 为内摩擦角。上式即为岩石力学中常用的 Mohr－Coulomb 破坏准则。上式也可写成主应力形式，即：

$$\frac{\sigma_1}{P_c} - \frac{\sigma_3}{P_t} = 1 \tag{7-5}$$

式中 σ_1、σ_3 分别为最大、最小主应力,上述准则假定岩石的破坏属于剪切破坏，破坏面的法线与最大应力方向的夹角 α 为：

$$\alpha = 45^\circ + \frac{\varphi}{2} \tag{7-6}$$

六、Boit 系数

Boit 系数（毕奥特系数），又称有效应力系数，用来确定孔隙压力对岩石变形的影响，定义为：

$$\alpha = 1 - \frac{C_S}{C_v} \tag{7-7}$$

式中，α －Boit 系数；C_S －固体的颗粒压缩系数；C_v －体积压缩系数。对于一个由固体和

流体组成的各向同性的、具有孔隙的渗透介质，Boit 在 1962 年给出了其应力－应变的关系，即：

$$\begin{cases}\sigma_x = \lambda\varepsilon_v + 2L\varepsilon_x - E_c\zeta \\ \sigma_y = \lambda\varepsilon_v + 2L\varepsilon_y - E_c\zeta \\ \sigma_z = \lambda\varepsilon_v + 2L\varepsilon_z - E_c\zeta\end{cases} \tag{7-8}$$

$$\overline{\sigma} = \lambda\varepsilon_v - E_c\zeta \tag{7-9}$$

式中，σ_x，σ_y，σ_z－分别为 x，y，z 轴方向的应力；ε_x，ε_y，ε_z－x、y、z 轴的应变分量；λ、L－孔隙介质中的 Lamer 参数；E_c－用来描述两相介质的附加弹性模量；ζ－孔隙介质中相对固体部分的流体的体积应变；ε_v－孔隙介质中固体部分的体积应变。

Zimmerman 在 Boit 理论的基础上对常数 C_v 进行了扩展，并给出定义：

$$C_{ij} = (\pm 1/V_i)(\delta_{vi} / \delta V_{pj}) \tag{7-10}$$

式中，C_{ij} 和 V_{ij} 的下标 i=v 或 p（v 指岩石体积，p 指岩石孔隙体积）；$j = c$ 或 p（c 指岩石围压，p 指孔隙压力）；V 指体积；δ 为变分符号。则上述参数物理意义如下：C_{vc} 和 C_{pc} 分别为岩石在围压不变的情况下的体积压缩系数和孔隙体积压缩系数；C_{vp} 和 C_{pp} 分别为岩石在孔隙压力不变的情况下的体积压缩系数和孔隙体积压缩系数。

七、煤基质收缩参数

煤基质收缩参数是煤储层渗透率在煤层气排采过程中能否得到改善的反映。Harpalani S．等（1990）研究表明 CH_4 和 CO_2 的吸附应变可用朗格缪尔等温吸附模型来精确地模拟，因此，一个与朗格缪尔等温吸附模型有同样数学表达式的方程适合于吸附应变数据，即：

$$\varepsilon_v = \frac{\varepsilon_{\max} p}{p + p_{50}} \tag{7-11}$$

式中，ε_v－压力 p 下吸附的体积应变；$\varepsilon_{\max}$－与朗格缪尔方程中朗格缪尔体积数据表达的含义相当，代表理论最大应变量，即无限压力下的渐近值；p_{50}－与朗格缪尔压力数据表达的含义相当，代表煤岩体达到最大应变量的一半时的压力。

J R. Levine（1996）的实验进一步表明，吸附应变与压力并非呈线性关系，而呈一曲线，低压时曲线较陡，高压时曲线变得平滑，与吸附等温线类似。

式（7-11）中，体积应变在任何压力下的微分，就是应变率(M_S)，即：

$$M_S = \frac{d\varepsilon_v}{dp} = \frac{\varepsilon_{\max} p_{50}}{(p + p_{50})^2} \tag{7-12}$$

计算 $\varepsilon_{\max}$ 和 p_{50} 分两步进行，首先将（7-11）化成直线型，即：

$$\frac{\varepsilon_v}{p}=-\frac{1}{p_{50}}\varepsilon_v+\frac{\varepsilon_{\max}}{p_{50}} \tag{7-13}$$

由（7-13）进行线性拟合得截距 $\varepsilon_{\max}/p_{50}$ 和斜率 $1/p_{50}$；第二步由 $\varepsilon_{\max}/p_{50}$ 和 $1/p_{50}$ 计算出 $\varepsilon_{\max}$ 和 p_{50}，将 $\varepsilon_{\max}$ 和 p_{50} 代入（7-11），即可得到朗格缪尔型吸附膨胀方程。

八、体积压缩系数与体积模量

体积压缩系数是当温度一定时，围压每升高 1 MPa 所引起的体积相对变化的量度。体积压缩系数 C_v 表示为：

$$C_v=-\frac{1}{V}\frac{dV}{dP} \tag{7-14}$$

式中，V 是煤岩体的体积，dP 、dV 是压力和体积的变化量。显然压力和体积的变化方向相反，即压力增加，体积压缩。体积压缩系数与压力的量纲互为倒数，体积压缩系数的倒数即为体积模量（K_v），即：

$$K_v=\frac{1}{C_v} \tag{7-15}$$

实验中得到的体积应变率同围压微分的比值即为体积压缩系数，体积压缩系数随围压的变化而变化。

九、动态弹性模量与泊松比

在假定岩石为均质、各向同性的线弹性的前提下，岩石的纵波、横波速度与岩石弹性参数之间的关系可用牛顿运动定律结合线弹性理论导出。设 x、y、z 方向的位移分别为 u、v、w，于是按位移表示的方程为：

$$\begin{cases}\rho\dfrac{\partial^2 u}{\partial t^2}=\left[K_v+\dfrac{G}{3}\right]\dfrac{\partial\Delta}{\partial x}+G\nabla^2 u+\rho X\\ \rho\dfrac{\partial^2 v}{\partial t^2}=\left[K_v+\dfrac{G}{3}\right]\dfrac{\partial\Delta}{\partial y}+G\nabla^2 v+\rho Y\\ \rho\dfrac{\partial^2 w}{\partial t^2}=\left[K_v+\dfrac{G}{3}\right]\dfrac{\partial\Delta}{\partial z}+G\nabla^2 w+\rho Z\end{cases} \tag{7-16}$$

式中，X、Y、Z—体积力在 x、y、z 方向的分力；K_v、G—分别为体积模量和剪切模量；ρ—煤岩的体积密度；$\Delta=\dfrac{\partial u}{\partial x}+\dfrac{\partial v}{\partial y}+\dfrac{\partial w}{\partial z}$；$\nabla^2$—拉普拉斯算符，$\nabla^2=\dfrac{\partial^2}{\partial x^2}+\dfrac{\partial^2}{\partial y^2}+\dfrac{\partial^2}{\partial z^2}$。

对（7-16）式分别关于 x、y、z 求偏导数再求和得到：

$$\frac{\partial^2\Delta}{\partial t^2}=\left[\frac{K_v+4/3G}{\rho}\right]\Delta\nabla^2+\rho\left[\frac{\partial X}{\partial x}+\frac{\partial Y}{\partial y}+\frac{\partial Z}{\partial z}\right] \tag{7-17}$$

根据式（7-17）可知，纵波通过弹性体的传播速度（V_p）为：

$$V_P = \left[\frac{K_v + 4/3G}{\rho}\right]^{1/2} \tag{7-18}$$

用类似方法可得到绕 X 轴的旋转分量（W_x）为：

$$\frac{\partial^2 W_x}{\partial t^2} = \left(\frac{G}{\rho}\right)\nabla^2 W_x \tag{7-19}$$

由式（7-19）可知，当体积力为常数时，传输旋转具有横波速度（V_S）：

$$V_S = (G/\rho)^{1/2} \tag{7-20}$$

根据弹性参数之间的关系，纵、横波速又可表示为：

$$\begin{cases} V_P = \left[\dfrac{E_d(1-\nu_d)}{\rho(1+\nu_d)(1-2\nu_d)}\right]^{1/2} \\ V_S = \left[\dfrac{E_d}{\rho(1+\nu_d)}\right]^{1/2} \end{cases} \tag{7-21}$$

式中，E_d、ν_d 分别为岩石的动态弹性模量与动态泊松比。

由上两式可得：

$$\begin{cases} E_d = \dfrac{\rho V_S^2\left(3V_P^2 - 4V_S^2\right)}{V_P^2 - V_S^2} \\ \nu_d = \dfrac{0.5V_P^2 - V_S^2}{V_P^2 - V_S^2} \end{cases} \tag{7-22}$$

由实验中得到的纵、横波速度和煤岩体积密度据上式可计算出煤岩的动态弹性模量和动态泊松比，由（7-19）式可得剪切模量，由（7-17）式可得体积压缩模量。

第二节　流体的状态方程

原位地层条件下，煤储层中固体－吸附的甲烷－游离的甲烷－水分等相的关系是稳定的，甲烷的总含量应符合煤层所处的热动力条件。当气体压力或其它类型外力作用相应变化时，其自身结构能等同变化，即多相介质煤岩体是一种分散自调体系。

流相是气相和液相的统称，流体的压缩系数是当液体或气体所承受的法向压力或法向张力发生变化时，其体积变化的量度。在等温条件下，流体的压缩系数 C_s 定义为：

$$C_s = -\frac{1}{V}\frac{dV}{dP} = (\frac{1}{\rho}\frac{d\rho}{dP})_T \qquad (7\text{-}23)$$

式中，V 是一定质量流体的体积，ρ 是密度，P 是压力，下标 T 表示恒温条件。显然压缩系数与压力的量纲互为倒数，其单位为 Pa^{-1} 或 MPa^{-1}。式（7-23）由积分形式给出，则为：

$$\rho = \rho_0 \exp[C_s(P - P_0)] \qquad (7\text{-}24)$$

式中，ρ_0 是参考压力 P_0 条件下的密度。这种表示流体密度和压力（以及温度）之间的关系式称为流体的状态方程。对于液体，其值很小，例如常温下水的压缩系数约为 4.75×10^{-4} MPa^{-1}。通常称水为微可压缩流体。当压力差 $\Delta P = P - P_0$ 不大时，式（7-24）可近似地表示为：

$$\rho = \rho_0[1 + C_s(P - P_0)] \qquad (7\text{-}25)$$

此外，在研究非等温渗流时，还要涉及到流体的热膨胀系数或定压热膨胀系数 β，定义为：

$$\beta = \frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial\rho}{\partial T}\right)_P = \frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P \qquad (7\text{-}26)$$

类似地，在温差 $\Delta T = T - T_0$ 不太大的条件下，仅由温度引起的密度变化可表示为：

$$\rho = \rho_0[1 - \beta(T - T_0)] \qquad (7\text{-}27)$$

其中 ρ_0 是参考温度 T_0 条件下的密度。若同时考虑压力和温度引起的密度变化，近似有：

$$\rho(P,T) = \rho_0(P_0,T_0)[1 + C_S(P - P_0) - \beta(T - T_0)] \qquad (7\text{-}28)$$

然而，对于气体在压力不超过 20MPa，温度不低于 20° C 时，通常按理想气体状态方程式进行计算，即：

$$\frac{P_0V_0}{T_0} = \frac{PV}{T} \quad 或 \quad P = \frac{RT}{M}\rho \qquad (7\text{-}29)$$

式中，P_0 、V_0、T_0，标准状态下游离甲烷压力、游离甲烷含量和绝对温度；P 、V、T，储层状态下压力、游离甲烷含量和绝对温度；ρ，甲烷气体密度；M，甲烷的摩尔质量；R，阿佛加德罗常数。实际上气体分子之间存在着作用力，且分子体积也不为零，按理想气体状态方程式进行计算可能会带来较大误差，由马略特定律得：

$$V_0 = \frac{C_s P\phi T_0}{P_0 T} \quad 或 P = \frac{RTZ}{M}\rho \qquad (7\text{-}30)$$

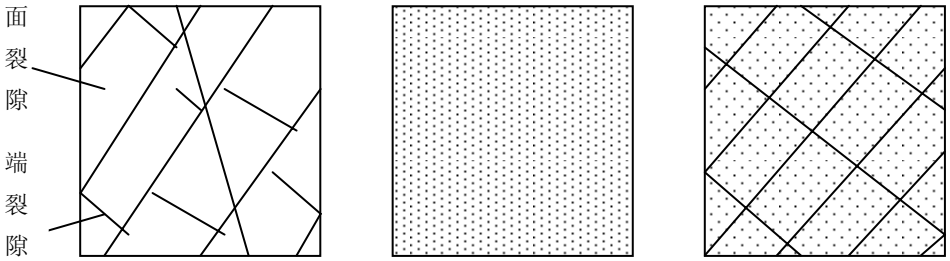
式中，C_s—甲烷体积压缩系数；ϕ—煤储层孔、裂隙度；Z—压缩因子（偏差因子），是压力和温度的函数，即 $Z=Z$（P，T）；其它符号同前。

第三节　不同煤级煤岩体的力学特征

一、表征体积单元

Hudson 认为：随着岩样尺寸的变化，所得出的岩石特性参数也是不同的，但当岩样尺寸达到一定尺度时，则其参数趋于定值，这时的岩样体积称之为表征体积，表征体积实际上也是岩样的临界尺寸。

煤储层流固耦合问题的一个显著特点是固体区域与流体区域相互包含、相互缠绕，难以明显地划分开，因此，必须将流体相与固体相视为相互重叠在一起的拟连续介质，在不同



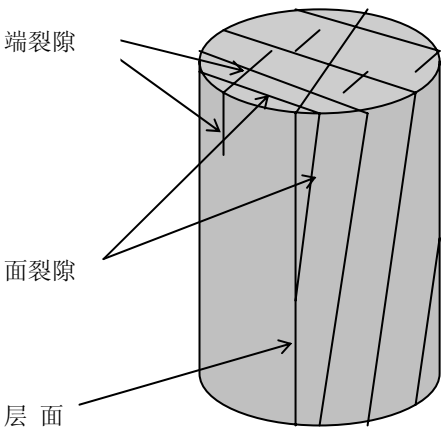
相的准连续介质间可以发生相互作用。将煤储层视为有一定大小，包含足够多条裂隙、无数孔隙和基质骨架的质点。因此，质点有孔隙率，且可以规定其流体压力及固体强度等材料特征参数，同时质点也能承受应力和流体压力的作用。现在的任务是确定围绕孔、裂隙介质的质点的表征体元大小。表征体元应当远比整个研究区域的尺寸小，否则平均的结果就不能代表在质点所发生的现象；另一方面，表征体元与单个孔、裂隙比较又必须足够大，必须包含足够的孔、裂隙，这样才能按拟连续介质概念的要求进行有意义的统计平均（图 7-1）。

裂隙介质　　孔隙介质　　孔、裂隙等效连续介质

图 7-1　煤储层理想化表征体积单元

二、样品制备

从矿井新揭露的工作面上，采取两块边长＞30cm，且比较规整的大煤块，带至运输大巷，用钢锯锯成 20×20×20cm 的立方体，缠绕几层卫生纸，装入黑色塑料袋，再用宽胶带包扎好，背至地面。室内在每件大块煤样上垂直和平行层面方向钻取直径为 50mm，高为 100mm 的大圆柱样或



直径为 25mm，高为 50mm 的小圆柱样（图 7-2）3 组，将煤样端面切平整，加工精度按国际岩石力学学会 （ISRM）推荐的标准进行[115]。力学实验前留下一组自然煤样，将其它三组浸在 5%的 KCl 溶液中，抽真空饱和 24h ~48h。 图 7-2 煤样形态

三、单轴煤岩力学特征

单轴力学实验成果表明，不同煤级煤层的杨氏模量（E）、泊松比（ν）、抗压强度（P_c）、抗拉强度（P_t）、平均最大正应力（σ）、平均最大剪应力（τ）、内聚力（C）和内摩擦角（ϕ），存在一定的差异（表 7-1、表 7-2、表 7-3）。杨氏模量以无烟煤最大（表 7-3），中煤化烟煤最低，低煤化烟煤中等；同煤级煤以光亮型煤最低，半亮~半暗型煤中等，暗淡型煤最高。泊松比各煤级煤相差不大。

顶底板若为炭质泥岩、泥岩、粉砂质泥岩，煤层的力学性质与其相差不大，尤其是无烟煤层；顶底板若为细、中、粗粒砂岩或石灰岩，则煤层的力学性质与其相差较大。砂岩和石灰岩杨氏模量最高，普遍大于 10×10^3MPa；粉砂岩、泥质粉砂岩中等，约为 5.5×10^3MPa，炭质泥岩、泥岩、粉砂质泥岩约为 4.0×10^3MPa，煤层介于 0.98~4.7×10^3MPa。泊松比平均值由大到小排列的顺序是煤层>泥岩 >粉砂岩>中、粗粒砂岩；不同岩性的抗压强度、抗拉强度、平均最大正应力、平均最大剪应力、内聚力和内摩擦角值的分布与杨氏模量几乎完全一致。

表 7-1 低煤化烟煤岩力学实验成果表

地点			层位		岩性	E	ν	P_c	P_t	σ	τ	C	ϕ
准噶尔盆地南缘	河西矿区	联合厂矿	J_{2x}		半暗煤	1.08	0.195	28.2	0.98	4.51	6.82	3.75	34.5
		西山矿	J_{2x}		半暗煤	1.15	0.314	23.4					
	河东矿区	碱沟矿	J_{2x}	顶板	泥岩	1.24	0.285	12.1	1.7				80
				煤层	半暗煤	1.66	0.231	9.49	1.14	4.24	6.26	3.12	36.5
				底板	砂岩	16.1	0.305	41.1	5.1				80
	阜康矿区	西沟矿	J_{1b}	3	半亮煤	1.85	0.297	4.15					
				5	半亮煤	1.05	0.234	6.63					
吐哈盆地	托尔逊凹陷	波尔碱矿	J_{2x}		暗煤	3.56	0.320	70.9	1.2				
		黑山矿	J_{2x}	底板	砂岩	16.4	0.305	41.1	5.1				80

注： E—杨氏模量，$\times10^3$MPa； ν—泊松比；P_c－抗压强度，MPa ；P_t—抗张强度，MPa； σ－平均最大正应力，MPa； τ －平均最大剪应力，MPa；C－内聚力，MPa； ϕ －内摩擦角，度； ＊为收集到的资料。

表 7-2 中煤化烟煤岩力学实验成果表

地点		层位		岩性	E	ν	P_c	P_t	σ	τ	C	ϕ
鄂尔多斯盆地东缘	柳林矿区	P_{1s}^1	顶板	粉砂岩	7.50	0.19						
			4 煤	半亮型	1.02	0.35	9.0	0.21				
			底板	砂岩	14.0	0.14	90.0					
			顶板	砂岩	15.5	0.22	32					

			5 煤	半亮型	1.39	0.23	9.1	0.30				
			底板	含泥砂岩	7.00	0.21	53.5					
		C_{2t}	顶板	石灰岩	10.0	0.18	63.5					
			8 煤	光亮型	0.98	0.29	10.65					
			底板	砂岩	10.0	0.12	28					

表 7-3　无烟煤（岩）力学实验成果表

地点		层位（J_{2y}）	岩性	E	ν	P_c	P_t	σ	τ	C	ϕ
内蒙二道岭矿区	西北端	二$_3$煤	光亮型煤	3.77	0.272	14.5	0.857	2.94	4.98	3.15	31.4
		二$_3$煤顶板	粉砂岩	7.87	0.280	30.6	2.410	7.33	12.27	7.31	35.2
	托里沟井	二$_1$煤上部	半亮型煤	4.71	0.326	15.1	0.855	3.84	6.49	4.05	33.0
		二$_1$煤下部	光亮型煤	4.52	0.308	19.9	1.11	3.66	6.17	3.60	34.6
		二$_1$煤底板	粉砂岩	5.88	0.298	43.8	1.45	8.34	14.1	8.76	35.4
		二$_2$煤上部	光亮型煤	2.61	0.260	14.3	0.763	3.23	5.47	3.25	33.5
		二$_2$煤下部	光亮型煤	3.28	0.288	22.4	1.09	4.3	7.27	4.66	33.2
	别立沟	二$_1$煤	半亮型煤	3.68	0.278	17.2	0.95	3.57	6.03	3.57	34.5
		二$_2$煤顶板	中粒砂岩	19.6	0.224	80.7	6.19	18.03	30.43	17.8	35.9
		二$_2$煤	光亮型煤	2.51	0.270	11.2	0.807	3.21	5.45	3.35	33.2
	兴泰矿	二$_1$煤顶板	中粒砂岩	13.8	0.263	41.9	2.18	9.34	15.77	9.08	35.0
		二$_1$煤上部	光亮型煤	3.95	0.259	23.7	1.62				
		二$_1$煤下部	光亮型煤	4.45	0.298	19.7	0.672	4.53	7.61	4.39	35.4
		二$_2$煤顶板	粗粒砂岩	9.59	0.254	62.5	2.64	12.08	20.33	11.50	36.2
		二$_3$煤顶板	粉、细砂岩	11.0	0.231	44.7	2.91	9.39	15.80	9.20	36.2
		二$_4$煤顶板	炭质泥岩	4.79	0.247	19.4	0.926	4.36	7.36	4.51	34.1
		三煤顶板	粉砂质泥岩	6.43	0.298	31.3	1.68	4.26	7.19	4.35	34.0
	陡崖矿	二$_{1上}$煤顶板	炭质泥岩	4.63	0.266	18.7	0.915	3.20	5.40	3.37	31.9
		二$_{1上}$煤	半亮型煤	5.75	0.272	25.1	1.40	5.17	8.75	5.38	32.8
		二$_1$煤	光亮型煤	2.71	0.265	16.7	0.744	3.68	6.20	3.51	35.5

四、多相介质三轴煤岩力学特征

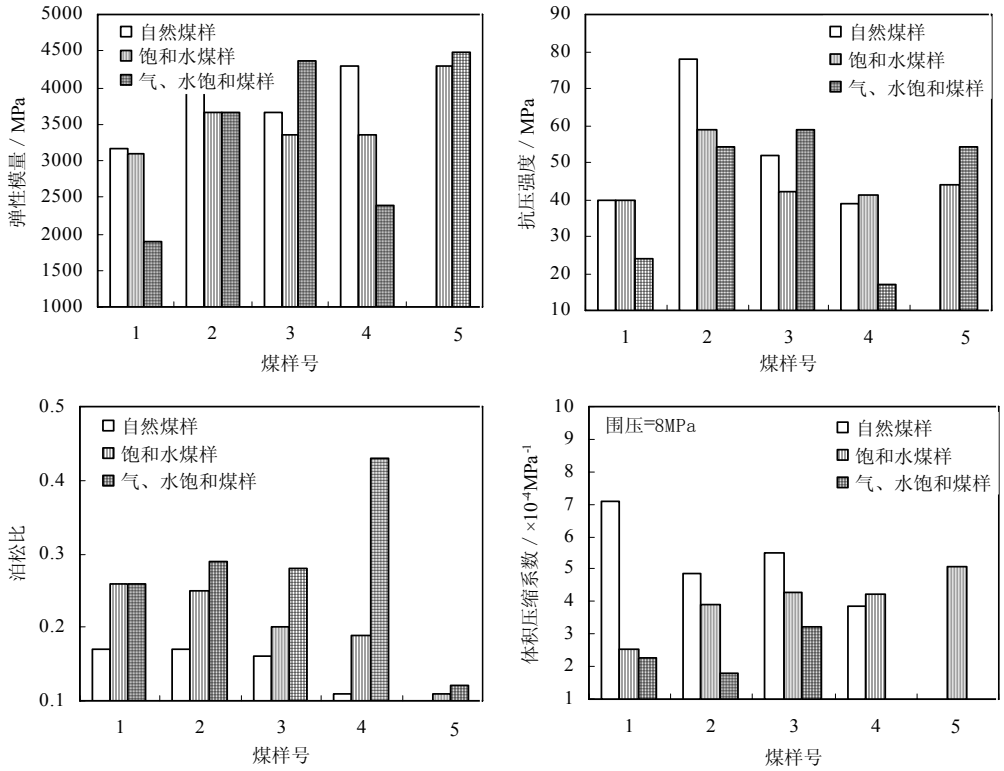
原位煤储层是一种由煤基质、气、水组成的三相介质。多相介质三轴力学实验前先将煤样进行水水饱和、水、气饱和。傅雪海（2001）测得实验煤样的灰份（A_d）、固定碳（FC_{ad}）、吸附气（Q_a）、游离气（Q_f）、束缚水（W_i）和游离水含量（W_f）见表 7-4。所有煤样的灰份（A_d）和固定碳含量（FC_{ad}）相差不大，吸附气（Q_a）和游离气（Q_f）含量均随煤级的增加而增大，束缚水含量（W_i）随煤级的增加而减少，1 号煤样的裂隙最发育，其裂隙含水量也最高（表 7-4）。

表 7-4　三轴力学实验煤样的三相介质组成

地点	样号	$R_{o,max}$ / %	煤类	水		气		固	
				W_i / %	W_f / %	Q_a /m^3t^{-1}	$^*Q_f$ /m^3t^{-1}	A_d /%	FC_{ad} / %
晋城成庄矿	1	2.87	无烟煤	4.16	1.96	11.2	2.0	13.11	77.18
高平望云矿	2	2.17	贫煤	2.66	1.15	8.8	1.6	9.53	78.54
潞安常村矿	3	2.10	贫煤	1.66	1.23	6.4	0.7	9.43	76.55
潞安五阳矿	4	1.89	瘦煤	1.66	0.97	5.6	0.6	11.47	72.19
霍州李家村矿	5	0.89	气煤	2.11	1.08	4.7	0.5	16.97	55.73

注：* 为计算值。

傅雪海（2001）对上述 5 个煤样分别进行了自然条件、水饱和及水、气饱和条件的三轴对比压缩实验，结果表明：自然煤样的弹性模量（E）、抗压强度（P_o）、体积压缩系数（C_V）大于水饱和煤样，水饱和煤样又大于水、气均饱和煤样（图 7-3、表 7-5），而泊松比（ν）正好相反。各种介质条件下煤样的弹性模量、抗压强度、体积压缩系数和泊松比与煤级的关系不甚密切，但 4 号瘦煤样的抗压强度和弹性模量相对最低（表 7-5）。径向应变 1、径向应



变 2 相差较大，水饱和煤样轴向应变还存在两个直线段（图 7-4），说明煤岩体为各向异性体和非均质体。但因煤岩体的非均质性，3 和 5 号煤块样各分样间差别较大，出现与上述规律不符的现象，尤其是 5 号样，因灰分含量最高，达 16.97%，差异性更突出。然而，弹性模量和抗压强度具有较好的一致性，抗压强度大的煤样，其弹性模量也大。自然煤样的泊松比小于水饱和煤样，水饱和煤样又小于水、气饱和煤样（图 7-3），说明水、气饱和煤样径向应变增加。

图 7-3 自然煤样、水饱和煤样及水、气饱和煤样弹性模量、抗压强度、泊松比及体积压缩系数对比柱状图

表 7-5　多相介质煤岩体三轴力学实验成果对比表

煤样	自然状态						水饱和						气、水饱和					
	P_o	E	ν	C_V	$\overline{\varepsilon_r}$	ε_a	P_o	E	ν	C_V	$\overline{\varepsilon_r}$	ε_a	P_o	E	ν	C_V	$\overline{\varepsilon_r}$	ε_a
1	40	3168	0.17	7.10	0.26	0.36	40	3104	0.31	3.86	0.20	0.24	24	1892	0.26	2.97	0.23	0.83
2	78	4200	0.17	4.85	0.23	0.27	59	3656	0.20	4.14	0.22	0.27	54	3648	0.29	3.26	0.12	0.28
3	52	3650	0.16	5.52	0.25	0.30	42	3351	0.20	4.30	0.15	0.17	39	3229	0.25	3.22	0.12	0.14

4	39	3529	0.17	3.84	0.14	0.26	37	3060	0.19	3.25	0.20	0.38	22	1870	0.43	2.76	0.21	0.22
5							44	4296	0.11	5.06			54	4471	0.12			

注：围压为 8MPa，各参数值为同组两个样品的平均值。P_o—抗压强度（屈服强度），MPa；E—弹性模量，MPa；ν—泊松比；C_V—体积压缩系数，$\times 10^{-4}$MPa^{-1}；$\overline{\varepsilon_r}$—平均径向应变，%；ε_a—轴向应变，%。

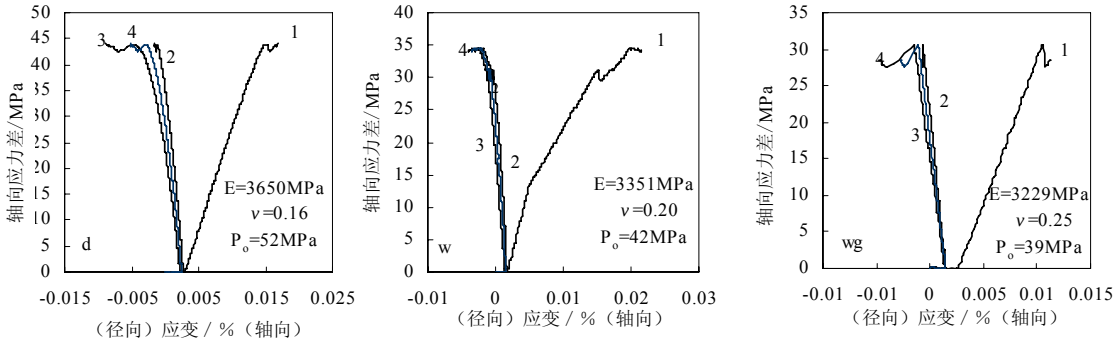


图 7-4　煤岩体应力~应变曲线（3 号煤样）

1—轴向应变　2—径向应变 1　3—径向应变 2　4—平均径向应变

d—自然煤样　w—饱和水煤样　wg—水、气饱和煤样

第八章　煤储层的地球物理特征

随着测井技术的发展，测井响应不但能提供岩层层位、岩性、煤岩煤质参数、含水层参数、孔隙度、力学参数及沉积环境分析等多种测井成果，近年来，在煤层气含量拟合、煤体结构评价及煤储层渗透率预测方面也取得了长足发展。

第一节　测井响应解释煤层气含量

煤层含气量与成煤物质、沉积环境、煤岩组成、煤体结构、变质程度、埋深、煤厚及水文地质条件等关系密切。煤层含气量随镜质组、惰质组含量及煤厚的增加而增加，随煤体结构破碎程度的加大而增大，随变质程度和埋深的加深而增加。煤岩组成直接影响到煤层视电阻率的高低，煤层体积密度与煤体结构相关，可直接从伽玛伽玛测井曲线上得到反映。在相邻矿区或井田内，由于成煤物质、沉积环境、变质程度、水分和矿物质含量相似，煤层含气量和煤体结构将在测井响应上得到反映。

一、测井评价煤层物性的理论依据

煤层气大部分以吸附态存在于煤中微孔隙的内表面，少部分以游离态存在于煤裂隙和大孔隙中，极小部分溶解于煤层内的水体中，煤中甲烷含量与煤中有机质（纯煤）、矿物杂质和水分之间存在着明显的物性差异（表 8-1）。甲烷气体的电阻率为 10^4~10^9Ω•m,密度为0.716Kg/cm^3，考虑煤层甲烷的吸附性，它的密度是其与孔壁之间距离的函数，其密度亦不超过 0.2 g/cm^3，声波时差为 2260μm/s；而烟煤纯煤的电阻率仅为 100~500Ω•m，密度为1.25~1.35 g/cm^3，声波时差为 400~560μm/s，因而煤层的物性要受到煤中甲烷含量的影响。在成煤物质、沉积环境、煤变质程度、水分和矿物杂质含量相似的煤层中，煤体结构愈破碎，煤层体积密度愈低，孔隙率愈大，甲烷含量愈高，煤层电阻率愈大，自然伽玛减弱，而声波时差则相应增大。

近年来，施工的煤层气井大多采用清水钻进，并进行井径校正，数字测井与上述特征较为吻合，但以往煤田地勘过程多采用泥浆护壁，由于构造煤的塌落，泥饼的形成，模拟测井响应值与上述特征存在一定的差异。

二、测井响应拟合煤层气含量

测井响应拟合煤层气含量的工作步骤依次为数据采集、预处理、逐步回归分析、建立数学模型、进行质量检验。若效果显著，就可以利用该数学模型对有测井曲线而无煤层气含量的钻孔进行煤层含气性预测。

1、数据采集

数据采集是从钻探取芯、化验测试和测井解释成果中分别取得煤样的甲烷含量、钻探取样的深度、取芯的长度及对应的测井深度、测井响应值等原始数据。

1）采样深度

为了反应外界压力（地层压力）和环境温度（地温）对煤层甲烷含量的影响，掌握其规律，除采集煤层甲烷含量及煤工业分析等原始数据外，还同时采集测定甲烷含量的取样深度。取样深度采自钻探取芯深度的记录，但钻探深度与测井解释深度不一致时，要作深度校正，使实测甲烷含量深度与采集的测井响应值深度相对应。

表 8-1 纯煤、矿物质、水分和甲烷的物理性质

物质名称			物理性质			
			电阻率 Ω•m	密度 g/cm^3	声波时差 μ m/s	自然伽玛 API
有机质	褐煤的纯煤		40~4000	1.10~1.25	400~560	0
	烟煤的纯煤		100~5000	1.25~1.35		
	无烟煤的纯煤		0.001~100	1.35~1.50		
无机质	矿物质	石英	10^{12}~10^{14}	2.65	182	0 但正长石为 255.29
		长石	4×10^{11}	2.60	180	
		方解石	5×10^{8}~5×10^{12}	2.71	156	
		白云石	5×10^{8}~5×10^{12}	2.85	143	
		粘土矿物	n×10^3	2.00~2.60	180~250	高岭石：7.85
						蒙脱石：4.45
						伊利石：86.68
						绿泥石：94.86
		黄铁矿	10^{-8}~10^{-4}	5.05	90~100	0
	水份		10^{-8}~ n×10^2	1.00~1.22	620~655	纯水为 0
甲烷气体			10^4~10^9	0.0007168	2260	0

据 B L．劳森等，1987

2）测井参数

模拟测井资料采集视电阻率（R）、伽玛伽玛（rr）、和自然伽玛（r）三种参数。而数字测井资料则采集电阻率（R）、密度（ρ）、自然伽玛（r）和声波时差（Δt）四种参数。测井参数是采自与测定甲烷含量煤样的取样深度、取样长度相对应层段的测井响应的平均值。

2、预处理

预处理是指对钻探的取样深度与测井深度进行匹配、煤层甲烷含量基准换算和测井响应值的归一化。

1）钻探取样深度校正

钻探的煤样深度、厚度与测井解释的结果往往不一致，甚至有时差别还较大，为此必须对钻探取样深度进行校正，才能使煤样的甲烷含量与测井响应一一对应。若煤层取芯率高，

煤层结构的测井解释结果与钻探取芯相差不大，则取样深度校正方法如图 6-1 所示。校正后的取样深度d'为：

$$d' = d_2' - (d_2 - d) \times \frac{h'}{h} \quad (8\text{-}1)$$

式中，h、h'—钻探取芯和测井解释所得的煤层厚度；d、d_1、d_2— 钻探的煤层顶、底界面深度和取样深度；d_1'、d_2'、d'— 测井解释所得的煤层顶、底界面深度和经校正后的取样深度。

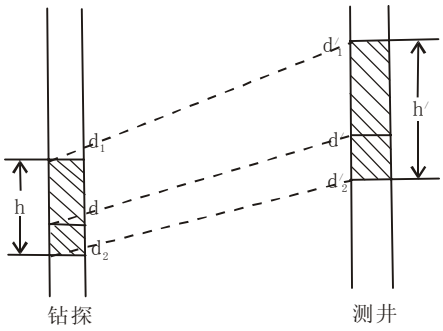


图 8-1 取样深度校正示意图

2）甲烷含量基准换算

本研究区早期集气法所测煤层气含量结果偏低，资料不能使用，本次采用解吸法所测煤层甲烷含量。测井参数是煤层处于原始状态条件下记录的，煤层甲烷含量要用原煤的，对干燥无灰基甲烷含量、干燥基甲烷含量、空气干燥基甲烷含量都要进过换算成收到基甲烷含量。即：

$$(CH_4)_{ar} = (CH_4)_{daf} \times \frac{100 - (M_{ar} + A_{ar})}{100}$$

$$(CH_4)_{ar} = (CH_4)_{d} \times \frac{100 - M_{ar}}{100} \quad (8\text{-}2)$$

$$(CH_4)_{ar} = (CH_4)_{ad} \times \frac{100 - M_{ar}}{100 - M_{ad}}$$

式中，（CH_4）—甲烷含量；A、M—煤样灰分含量和水分含量；ar、ad、d、daf—分别为收到基、空气干燥基、干燥基和干燥无灰基。

3）物性参数归一化处理

数据归一化处理的目的在于消除仪器性能差异和克服参与回归分析的数据因数量级不同带来的影响。在采集煤层物性参数的同时，采集标志层相对应的物性参数及各种参数剔除基岩风化层、氧化层后的最大值、最小值。

标志层为区内发育稳定，物性特征明显且全区可对比的岩层，一般选择铝质泥岩（K_2标志层）或纯石灰岩作为物性标志层。

基岩风氧化带内发生了一系列的物理和化学作用，岩石结构疏松、颗粒间的联结性较弱、裂隙发育、含水增多、强度降低、并产生次生矿物，表现在测井曲线上，其响应值亦发生了相应变化，视电阻率、自然伽玛及密度降低，声波时差增大。在基岩风氧化带内，风氧化作用的强度不同，愈靠近地表，风氧化作用愈强，向下逐渐减弱，直至风氧化作用停止。正因为风氧化作用这一垂向变化的规律性表现在测井曲线上由浅入深、相应地呈现出渐变过程，直至恢复正常，其视电阻率由浅入深，曲线幅值逐渐升高，伽玛伽玛曲线反映的密度变化呈现由小到大的趋势，曲线形态缓波状较为明显，声波速度曲线跳跃明显。

利用上述校正的取样深度和煤样长度，在测井曲线上相应深度和长度内采集取样深度范

围内的测井响应平均值。并对采集的物性参数，数字测井按下式进行归一化处理，即：

$$X' = \frac{X - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \tag{8-3}$$

模拟测井按下式进行归一化处理，即：

$$X' = \frac{X - X_b}{X_b} \tag{8-4}$$

式中，X－原始数据，X_b －标志层的原始数据；X'－预处理后的数据。

傅雪海（1999）利用安微淮南、淮北煤田上世纪九十年代煤田补充勘探和煤层气井的数字测井曲线和前期煤田地勘的模拟测井曲线。采集和归一化处理的煤层甲烷含量及物性参数，数字测井如表 8-2、8-3 形式所示，模拟测井如表 8-4、8-5 形式所示。

表 8－2　淮北宿南向斜桃园井田 CQ－4 孔煤层甲烷含量及数字测井物性参数表

序号	煤层	甲烷含量 / $cm^3 \cdot g^{-1}$	取样深度 / m	电阻率 / Ω・m	密度 / $g \cdot cm^{-3}$	自然伽玛 / r*	声波时差 / um・s
1	$7_1^{\#}$	4.70	648.87	28.60	1.38	149.90	328.38
2	$7_2^{\#}$	5.41	654.10	100.59	1.35	90.73	510.81
3	$8_2^{\#}$	5.95	680.09	599.91	1.36	486.49	135.14
4	$10^{\#}$	5.21	773.11	5029.36	1.37	67.06	391.89
5	$10^{\#}$	2.02	773.61	55.93	2.41	134.12	324.32
6	$10^{\#}$	6.70	774.53	4375.22	1.35	16.96	391.89
7	最大值	6.70	774.53	5173.92	3.01	686.40	743.24
8	最小值	2.02	648.87	7.76	1.13	13.41	1.35
9	极差	4.68	135.66	5166.16	1.88	672.98	741.89

*注：自然伽玛强度单位为 1×E（－14）A / Kg

表 8－3　淮北宿南向斜桃园井田 CQ－4 孔预处理后的数据表

序号	煤层	甲烷含量	取样深度	视电阻率	密度	自然伽玛	声波时差	聚类结果
1	$7_1^{\#}$	0.5726	0.0000	0.0040	0.1328	0.2028	0.4408	Ⅰ
2	$7_2^{\#}$	0.7244	0.0416	0.0180	0.1168	0.1149	0.6867	Ⅱ
3	$8_2^{\#}$	0.8397	0.2485	0.1146	0.1222	0.7030	0.1803	Ⅰ
4	$10^{\#}$	0.6816	0.9887	0.9720	0.1277	0.0797	0.5264	Ⅱ
5	$10^{\#}$	0.0000	0.9926	0.0093	0.6796	0.1794	0.4353	Ⅰ
6	$10^{\#}$	1.0000	1.0000	0.8454	0.1168	0.0053	0.5264	Ⅰ

3、逐步回归分析

逐步回归分析是众所周知的、常见的数理统计方法之一，实际上是一种最优化多元回方程逐步选择的过程，其基本思路是将自变量一个一个地引入，每次引入自变量的条件是：

表 8－4　淮南新集井田模拟测井孔煤层甲烷含量及煤层、标志层测井参数表

序号	孔号	煤层	甲烷含量 / $cm^3 \cdot g^{-1}$	取样深度 /m	煤层、标志层（铝质泥岩）测井参数		
					视电阻率 / Ω・m	伽玛伽玛 /r・mc^{-1}	自然伽玛 /r
1	L_4	20	5.94	515	43　(8)	32　(10)	7　(10)
2	101	13-1	10.93	898	124　(12)	27　(8)	5　(9)
3	701	13-1	2.54	543	94　(26)	15　(9)	2　(19)
4	703	13-1	0.86	310	149　(22)	34　(11)	1　(12)
5	706	13-1	5.04	648	77　(24)	22　(5)	7　(19)
6	708	13-1	0.39	248	124　(19)	30　(10)	7　(19)
7	1102	13-1	2.22	489	36　(24)	31　(7)	8　(21)
8	901	11-2	0.72	412	112　(32)	36　(11)	7　(18)
9	L_3	11-2	4.13	688	46　(19)	55　(18)	6　(18)
10	903	8	2.33	575	255　(95)	40　(11)	5　(28)
11	905	8	1.08	572	10　(8)	37　(12)	6　(19)
12	L_{49}	8	3.18	838	253　(72)	36　(10)	13　(17)
13	702	7-2	4.37	627	40　(2)	25　(15)	15　(30)
14	903	1	2.19	713	270　(95)	40　(11)	10　(28)

表 8－5　淮南新集井田模拟测井孔预处理后的数据表

序号	孔号	煤层	甲烷含量	取样深度	视电阻率	伽玛伽玛	自然伽玛
1	L_4	20	0.5266	0.4108	4.3750	2.2000	-0.3000
2	101	13-1	1.0000	1.0000	9.3333	2.3750	-0.7368
3	701	13-1	0.2040	0.4538	2.6154	0.6667	-0.8947
4	703	13-1	0.0446	0.0954	5.7727	2.0909	-0.9167
5	706	13-1	0.4412	0.6154	2.2083	3.4000	-0.6316
6	708	13-1	0.0000	0.0000	5.5263	2.0000	-0.6316
7	1102	13-1	0.1763	0.3708	0.5000	3.4286	-0.6190
8	901	11-2	0.0313	0.2523	2.5500	2.2727	-0.6111
9	L_3	11-2	0.3548	0.6769	1.4210	2.0556	-0.6667
10	903	8	0.1841	0.5031	1.6842	2.6364	-0.8214
11	905	8	0.0655	0.4985	0.2500	2.0833	-0.6842
12	L_{49}	8	0.2647	0.9077	2.5139	2.6000	-0.2353
13	702	7-2	0.3776	0.5831	19.0000	0.6667	-0.5000
14	903	1	0.1708	0.7154	1.8421	2.6364	-0.6428

注: 甲烷含量与取样深度按(8-3)式处理，其它物性参数按(8-4)式处理。

该变量必须在上次引入中与因变量的偏回归平方和的 F 检验为最显著；同时在引入新变量时，对已引入的老变量作重复检验，并剔除已变为不显著的老变量，依次循环往复直到最后一个自变量为止，最终得到的即为最优化多元回归方程。

1）回归方程及质量检验

经逐步回归分析得到的结果见表 8-6。对回归方程必须用质量检验，以示其可靠性和精确程度。质量检验包括显著性检验和精度检验检验两方面（表 8-7）。数字测井曲线建立的逐步回归方程，虽经质量检验证明其关系显著，但因样本数量太小，缺乏统计基础和代表性，使之不宜推广使用；模拟测井曲线建立的逐步回归方程，质量检验淮南新集井田为显著，淮北宿东向斜芦岭井田和宿南向斜均略煤显著，其自由度分别为 11、12 和 32，可见淮北宿南向斜回归方程具统计基础和一定的代表性。

表 8-6 数字测井与模拟测井回归方程

地点	测井响应类型	回归方程	采样总数	自变量	相关系数
淮北	桃园 CQ-4 孔数字测井	$Q'=1.943d'-1.921R'-4.574\rho'-0.119\Delta t'+1.219$	6	4	0.9999
	芦岭 CQ-5 孔数字测井	$Q'=-0.193d'+1.050R'-3.068\rho'-2.630\Delta t'+2.610$	8	4	0.9664
	芦岭井田模拟测井	$Q'=0.389d'+0.305r'-2.788rr'+0.244$	16	3	0.6477
	宿南向斜模拟测井	$Q'=0.0072d-5.642R'-8.236rr'+4.726$	36	3	0.6240
淮南	新集 CQ-2 孔数字测井	$Q'=0.528d'+1.685R'+2.390\Delta t'-1.605$	12	3	0.9426
	顾桥 CQ-2 孔数字测井	$Q'=0.336d'-0.203R'-2.108\rho'+1.224\Delta t'+0.087$	8	4	0.9667
	新集井田模拟测井	$Q'=0.643d'+0.056R'-0.220$	14	2	0.8649

注：Q'—预处理后的甲烷含量，是一个相对值，由预处理方程反算得到煤层甲烷含量；d—煤层理深；d'、R'、ρ'、rr'、r'、$\Delta t'$—分别为煤层理深、电阻率(视电阻率)、密度、伽玛伽玛、自然伽玛和声波时差。

表 8—7　回归公式质量检验

质量检验项目 \ 地点		桃园 CQ-4 孔数字测井	芦岭 CQ-5 孔数字测井	芦岭井田模拟测井	宿南向斜模拟测井	新集 CQ-2 孔数字测井	顾桥 CQ-2 孔数字测井	新集井田模拟测井
显著性(F)检验	自变量数	4	4	3	3	3	4	2
	自由度	1	3	12	32	8	3	11
	F 统计值	1264.94	10.62	2.89	4.04	21.24	10.71	16.33
	F 临界值	55.83	5.34	2.61	2.28	2.92	5.34	2.86
	结论	十分显著	较显著	略为显著	略为显著	显著	较显著	显著
复相关系数	R 统计值	0.9999	0.9664	0.6477	0.6240	0.9426	0.9667	0.86
	R 临界值	0.9978	0.9364	0.6284	0.1761	0.7230	0.9364	0.58
精误	原甲烷含量平均值	4.99	7.68	6.49	4.42	3.88	4.17	3.28
	回归差平方和	12.97	35.20	63.19	62.36	16.13	10.71	74.37
	残差平方和	0.003	2.49	87.44	164.72	2.03	0.69	25.05

度检验	差来源	总离差平方和	12.97	37.68	150.63	227.08	18.16	10.52	99.41
		回归差自由度	4	4	3	3	3	4	2
		残差自由度	1	3	12	32	8	3	11
		总离差自由度	5	7	15	36	11	7	13
	均方根误差		0.05	0.91	2.70	2.27	0.50	0.48	1.51

利用宿南向斜模拟测井孔回归方程，对 165 个未知点进行煤层甲烷含量预测，预测的煤层甲烷含量与实测甲烷含量基本一致（表 8-8）。

表 8-8 测井解释与实测煤层甲烷含量对比表　　（单位：$cm^3 \cdot g^{-1}$）

结果比较	样品数	最大甲烷含量	最小甲烷含量	平均甲烷含量
实测值	36	9.06	0.72	4.42
预测值	165	8.03	1.15	4.34

第二节　测井响应评价煤体结构

煤体结构是煤层在构造应力作用下形变的产物，是煤层渗透率的间接反映。自然界的煤层在地质构造运动的影响下，不仅随围岩一起发生褶皱和断裂，而且煤层在弯曲变形时，还不同程度地发生顺层滑动，滑面可以出现在煤层和顶板之间，造成顶部煤层破碎为“构造煤”、“软煤”或“酥煤”，也可以发生在煤层中间，造成中部煤层破碎为“构造煤”， 也可以发生在煤层底部，造成底部煤层破碎为“构造煤”，有些地区受推覆构造的影响，厚煤层绝大部分为构造煤。由于破碎程度不一，有碎裂状、角砾状、鳞片状，煤储层渗透性差异巨大；构造煤分布形式多种多样，有的顺层分布，有的局部出现在断层的两侧，有的出现在次级褶皱的轴部；构造煤原因复杂，可由构造或岩浆岩而引起，也可由顶、底板围岩所导致，还可因煤厚及其变化而产生。

一、煤体结构分类

基于煤与瓦斯突出的研究，原苏联矿业研究所（1958）将煤体结构分为五类：Ⅰ类－非破坏煤；Ⅱ类－破坏煤；Ⅲ类－强烈破坏煤（片状煤）；Ⅳ类－碎粉煤（粒状煤）；Ⅴ类－全粉煤（土状煤）。原中国煤炭工业部 1988 年颁发的“防治煤与瓦斯突出细则”中也采用这五类。中国矿业大学瓦斯组 1979 年根据煤与瓦斯突出难易程度把煤体结构分为甲、乙、丙三类[88]。焦作矿业学院袁崇孚教授 1982 年将煤体结构分为原生结构煤、碎裂煤、碎粉煤和糜棱煤四类[34]，之后各种分类不断出现，如 1993 年焦作矿业学院瓦斯地质研究所根据煤体结构的宏观和微观特征、力学性质、瓦斯特征、超声波传播特征和瓦斯突出参数等进行了煤体结构的定量划分[34]；朱兴珊（1995）在对南桐矿区煤体结构研究的基础上将煤体结构划分

为二大类四型七种；傅雪海（1999）结合地球物理测井曲线将煤体结构分为原生结构~碎裂煤（Ⅰ类）、碎斑煤（Ⅱ类）和糜棱煤或碎粉煤（Ⅲ类）三类。

原生结构煤~碎裂煤具有煤层气勘探开发的良好物性条件，碎斑煤、糜棱煤煤体松软，强度低，渗透性差。无疑，就煤层气开发而言，寻找原生结构煤~碎裂煤分布区作为煤层气的勘探选区，避开煤体结构强烈破坏区段，将是煤体结构特征研究的主要目的。

二、煤体结构研究方法

1、井下观察和钻孔编录

生产矿井煤体结构实际编录和钻孔煤芯描述是进行煤体结构划分的最直接方法。傅雪海（1999）对两淮煤田十多对生产矿井的主采煤层进行了煤体结构分层统计。

井下观察表明，淮北宿南向斜桃园矿 5 号煤层几乎全为原生结构煤 ~ 碎裂煤；8 号煤层局部地段顶部见碎裂煤,底部见碎斑煤，其余几乎全为糜棱煤；10 煤顶底部为原生结构煤 ~碎裂煤, 中部局部地点见碎斑煤（图 8-2）。祁南矿 3-2 煤和 10 煤几乎都是原生结构煤~碎裂煤。

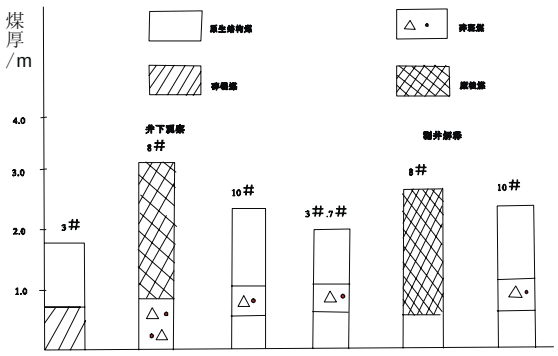


图 8-2　桃园矿煤体结构类型图 （1:100）

淮北宿东向斜芦岭矿 8 煤顶部为原生结构煤~碎裂煤，中部为碎斑煤，碎斑煤上下全为糜棱煤，煤体结构类型如图 8-3；10 煤几乎全为原生结构煤~碎裂煤。

临焕矿区海孜矿 8 煤全为糜棱煤，10 煤为原生结构煤~碎裂煤。

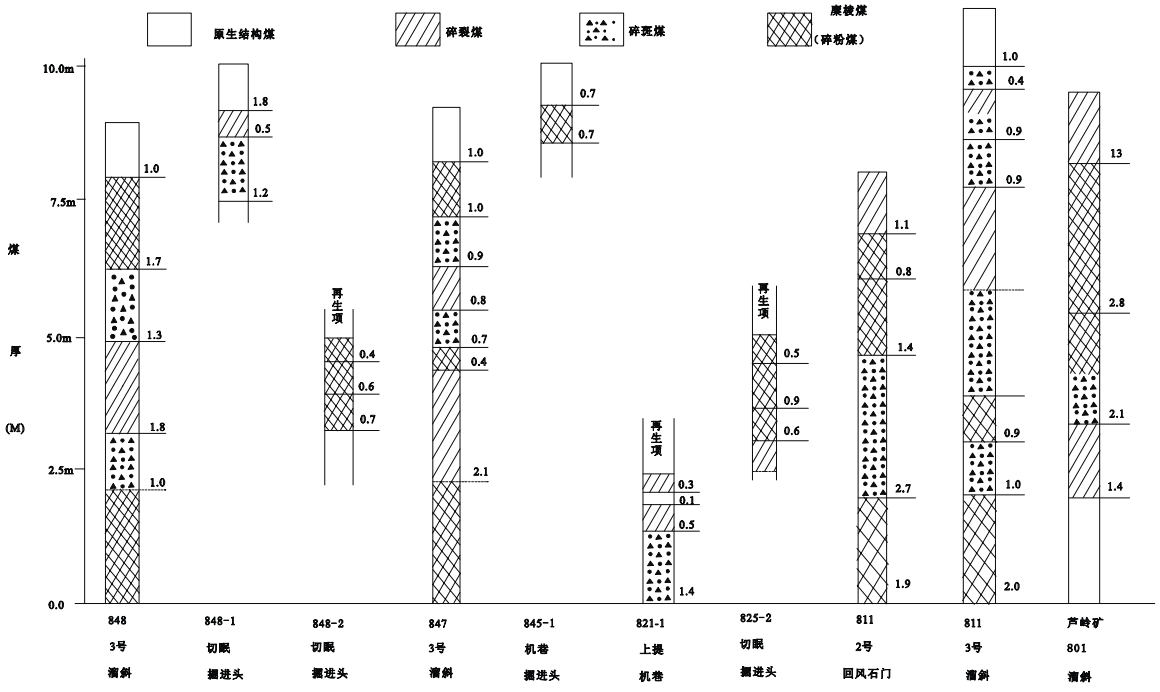


图 8-3　芦岭矿 8 煤层煤体结构类型图 （1:100，引自陆国桢等，1990）

淮南潘一矿 13－1 煤上部为原生结构煤，裂隙较发育；中上部为碎裂煤和碎斑煤，裂隙极发育，主要有两组，一组走向 N26°E，倾角 46 °，另一组走向 N20°W，倾角 45 °，长度大于 50cm，煤体疏松易碎，呈平行六面体；下部有 2m 厚的糜棱煤，呈叶片状和鳞片状。11－2 煤上、下部为原生结构煤，中部有碎斑煤，煤体疏松易碎，呈平行六面体，裂隙极发育。

谢一矿 13－1、11－2、8、6、4 煤层几乎没有原生结构煤，13－1、8、6 煤主要是碎裂煤和碎斑煤，整个煤层裂隙较发育，有垂直层理和斜交层理两类，不同煤层裂隙的倾向和倾角变化较大，在同一煤层中不同分层也有变化。煤体疏松易碎，有层状、碎块状和鳞片状，镜面发育；11－2 煤，煤体结构从上而下依次为原生结构煤、碎裂煤、碎斑煤到糜棱煤，裂隙从发育到极发育；4 煤煤体全部破碎，大部分为碎斑煤，局部为糜棱煤，呈碎块状、叶片状、鳞片状和粉末状。

2、测井曲线分析

井巷编录对未采区的资料无法获取，钻孔取芯常因构造煤松软，取芯率低，进行煤体结构分析准确度不高，地球物理测井曲线评价煤体结构是一种崭新的思路和方法。

不同煤体结构类型的划分主要是通过煤层测井曲线幅值大小和形态特征的对比、数据采集来确定。因此利用钻孔测井曲线研究煤体结构时，以不同煤体结构类型的测井曲线反映为依据，由已知到未知，由点到面逐步展开。

首先，掌握研究区内主要煤层原生结构煤的地球物理性质及测井参数幅值变化和基本形态特征。了解所研究的煤层测井曲线幅值和基本形态在区域及层域上的变化规律。

其次， 对生产矿井进行煤体结构观察、描述、分层和统计，并与生产矿井所揭露的勘探钻孔测井曲线进行对照，寻找煤体结构类型与测井参数幅值变化之间的关系；

第三，在上述分析和研究的基础上，将要分析的层点测井曲线与同一煤层的原生结构煤的测井曲线进行对比，比较同一种参数曲线之间的差异，以确定该点测井曲线有无变化及变化的部位和变化的明显程度；

第四，将要分析的层点测井曲线与同一钻孔中其它煤层的测井响应值进行对比，分析该点测井曲线幅值和基本形态是否符合层域之间的变化规律，对异常变化部位要分析其影响因素，保证判识的准确性；

第五，将要分析的层点测井曲线与邻近钻孔中同一煤层的测井响应值进行对比，分析该点测井曲线幅值和基本形态是否符合区域上的变化规律，对异常变化部位要分析其影响因素，保证资料解释的一致性；

第六，对测井曲线进行煤体结构划分时，适当参考钻孔煤芯的煤体结构描述。

3、聚类分析

选择 1：50 的精测曲线，数字测井曲线如图 8-4、模拟测井曲线如图 8-5，对煤层按 1m 或 0.5m 的间隔采集一组测井响应值（并编上顺序号，便于聚类分析），按式（8-3）或式（8-4）进行数据预处理，并对处理后的数据利用聚类分析法划分煤体结构类型。

聚类分析是多元统计方法中的一种数学分类方法，就是把研究对象看作空间中的点，然后用数学方法研究点与点之间的疏密关系或研究对象之间的相似性，最后把关系密切的点归为一类，以达到对研究对象分类或对比的目的。

采用 Q 型聚类分析中“相关系数”、“相似系数”、“欧氏距离”、“斜交距离”、“类平均值法”、“离差平方和增量”、“最长距离法”、“最短距离法”和“重心法”分别进行聚类分析，经与井下或钻孔对照，选择最合适的方法划分煤体结构类型。

新集模拟测井资料采用“斜交距离类平均值法”效果较好，将 13-1 煤层煤体结构划分如表 8-9。总体上，淮南矿区 13-1 煤层顶部大多为原生结构煤或碎裂煤，中上部为碎斑煤，中下部为糜棱煤，底部煤体结构变化大，三种结构均有出现，这一结论与新集煤矿、张集煤矿开采所见较为吻合。

表 8-9　淮南新集 13-1 煤层模拟测井相对参数及煤体结构类型

孔号	埋深 / m	视电阻率	伽玛伽玛	自然伽玛	聚类结果
906	516.70	-0.031	-0.515	-0.561	I
	518.10	0.381	-0.515	-1.043	I
	519.50	0.794	-0.876	-1.170	II
	520.90	0.433	-0.825	-1.532	II
	522.30	0.845	-0.907	-1.489	II
706	644.31	0.452	-2.227	-1.111	II
	645.41	0.397	-1.955	-1.000	II
	646.52	0.774	-2.727	-1.500	III
	647.61	0.932	-2.635	-1.250	III
	648.72	0.705	-1.955	-0.899	III
	649.84	1.329	-2.864	-1.500	III
	650.91	1.178	-2.773	-1.470	III
	652.05	0.801	-2.318	-0.972	III
701	540.15	1.182	-3.136	-1.391	III
	542.36	1.136	-3.955	-2.043	III
	544.51	1.121	-3.364	-1.783	III
	546.88	0.818	-2.455	-1.870	III
1102	484.86	0.188	-1.254	-0.658	I
	486.15	0.333	-1.313	-1.263	II
	487.44	0.304	-1.328	-1.289	II
	488.71	0.739	-1.328	-1.026	II
	490.02	0.928	-1.478	-1.500	II
	491.35	0.130	-0.985	-1.053	I
	492.85	0.174	-1.089	-1.158	I

淮北宿南向斜桃园井田 CQ-4 数字测井孔以“最短距离”法划分煤体结构如表 8-3，宿南向斜模拟测井资料以“相关系数最长距离法”聚类效果较好。总体上，宿南向斜 3 煤、7 煤、10 煤以原生结构煤或碎裂煤为主，局部见碎斑煤或糜棱煤；8 煤大部分为碎斑煤或糜棱

煤，小部分为原生结构煤或碎裂煤。

总体上，测井曲线划分的煤体结构类型与井下观察和钻孔描述的基本一致。

第三节　煤储层渗透率预测

影响煤储层渗透率的因素是十分复杂的，主要有地应力、煤体结构、天然裂隙、地质构造、埋深、煤岩、煤质及水文地质条件等，有时是多因素综合作用，有时是某因素起主导作用。对本研究区而言，大量的实测资料和研究成果均已揭示出煤体结构类型对煤储层渗透率有重要影响，碎斑煤（Ⅱ）、糜棱煤（Ⅲ）的发育与分布是造成煤层渗透率降低及区域变化的主要原因，了解和预测Ⅱ、Ⅲ类煤的分布特征，将是预测煤层渗透率区域变化的一种有效途径。因此，本次在利用地球物理测井曲线划分煤体结构的基础上，依据Ⅱ、Ⅲ类煤的发育程度，预测煤储层渗透率的区域变化，为两淮煤田煤层气勘探部署提供新的决策依据，也为煤层气开发前景评价提供可资借鉴的思路和方法。

一、煤体结构类型的厚度和比例计算

各种结构类型煤分层的定厚应在反映变化相对明显的主要参数曲线上进行，以发生变化的始、末点作为分层界线点，两点之间的煤厚即为该结构类型煤的分层厚度。钻孔见煤层点中Ⅱ、Ⅲ类煤的发育程度可以由Ⅱ、Ⅲ类煤的厚度或Ⅱ、Ⅲ类煤厚度占层点纯煤总厚的百分比两种方式予以表征。考虑到各煤层的自然赋存厚度在层域之间及层内各点之间有较大的差别和一定的变化，使得层域之间及层内各点之间Ⅱ、Ⅲ类煤厚度的可比性较差，为了便于Ⅱ、Ⅲ类煤发育程度的相互比较，本次采用钻孔见煤点Ⅱ、Ⅲ类煤的厚度百分比作为评价Ⅱ、Ⅲ类煤发育程度及煤体结构分布特征的基本参数，进而根据煤储层渗透率与Ⅱ、Ⅲ类煤发育程度间的相互关系，将Ⅱ、Ⅲ类煤发育程度及区域分布划分为三种级别类型，即：Ⅱ、Ⅲ类煤不发育区－Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例小于 20％的层点分布区；Ⅱ、Ⅲ类煤较发育区－Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例界于 20％~50%的层点分布区；Ⅱ、Ⅲ类煤发育区－Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例大于 50％的层点分布区。

二、渗透率预测

淮南煤层气试井所测试的目的煤层均不同程度地夹有Ⅱ、Ⅲ类煤分层，Ⅱ、Ⅲ类煤分层比例界于 10%~80%之间，并且在区域及层域上均有很大差异。如：区域上谢李Ⅳ－VG_1孔，潘集IG_2孔和VIG_1孔的 13－1 煤层Ⅱ、Ⅲ类煤比例分别为 53％、79％和 15％，而与此相对应的试井渗透率则分别为 0.004、0.004×10^{-3}μm^{2}和2.1×10^{-3}μm^2；层域上谢李Ⅳ－VG_1孔中，13－1、11－2 煤层中Ⅱ、Ⅲ类煤比例分别为 53％和 84％，对应的渗透率值为0.04×10^{-3}μm^{2}和 0.002×10^{-3}μm^2。测井曲线所确定的Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例与实测渗透率之间具有良好的相关性（图 8-4），即Ⅱ、Ⅲ类煤比例越高，渗透率越低，反之渗透率越高。这一解释成果既进一步证实了Ⅱ、Ⅲ类煤的发育乃是造成渗透率偏低的主要原因，同时也反证了测井

曲线判识Ⅱ、Ⅲ类煤方法的可行性和对所取得的曲线形态认识的可靠性。图 8-4 中煤层渗透率值与Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例间相互关系*，可近似地表达为：

$$K = 10^{(0.95-4.1\alpha)} \qquad (8\text{-}5)$$

式中，K－煤储层渗透率，$\times 10^{-3}\ \mu m^2$；α－煤层中Ⅱ、Ⅲ类煤所占的厚度比。由式（8-5）可知，当目的煤层中Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例大于 50%时，其煤储层渗透率将小于 $0.1\times10^{-3}\ \mu m^2$；只有在Ⅱ、Ⅲ类煤所占厚度比低于 25%时，渗透率才有可能达到 $1\times10^{-3}\ \mu m^2$ 以上。

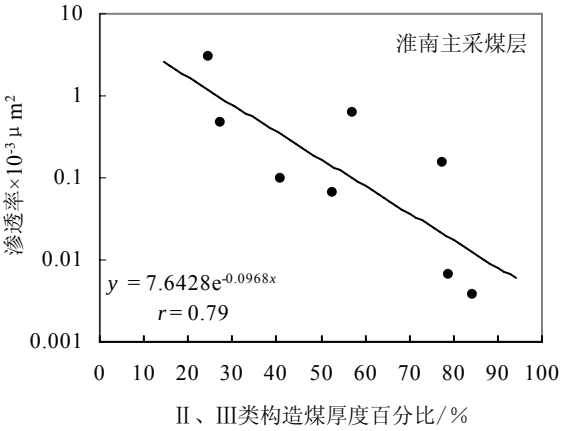


图 8-4 实测渗透率与Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比关系图

三、 渗透率分布

据渗透率与Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比之间的定量对应关系（式 8-5），计算得到淮南潘集、新集、张集渗透率分布如表 8-10。结合前述Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比分区，相应地把渗透率亦分为三种不同级别类型，即：

高渗区　　Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例小于 20%，渗透率大于 $1\times10^{-3}\ \mu m^2$；

中渗区　　Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例界于 20%~50%，渗透率界于 $0.1\sim1\times10^{-3}\ \mu m^2$；

低渗区　　Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比例大于 50%，渗透率小于 $0.1\times10^{-3}\ \mu m^2$。

表 8-10 表明淮南矿区各煤层均不同程度地存在Ⅱ、Ⅲ类煤，但不同地区、不同煤层在发育程度上存在着一定的差异。淮南煤田潘集井田，以 13-1、8、4-1 煤层Ⅱ、Ⅲ类煤发育程度较高，11-2、7-1、6-1、5-2、4-2、3、1 煤层Ⅱ、Ⅲ类煤发育程度较低；张集井田以 11-2、6-1、1 煤层Ⅱ、Ⅲ类煤发育程度较高，而 13-1、9、8 煤层Ⅱ、Ⅲ类煤发育程度较低；新集井田各煤层内Ⅱ、Ⅲ类煤的发育程度均较高。

淮南潘集井田低渗区占 28%，中渗区占 16%，高渗区占 56%；张集井田低渗区占 15%，中渗区占 20%，高渗区占 65%；新集井田 13-1、11-2 煤层低渗区占 34%，中渗区占 38%，高渗区占 28%。

综上所述，勘探范围内（1000m 以浅），原生结构~碎裂煤（Ⅰ类煤）分布区，就是高渗区，Ⅱ、Ⅲ类煤发育区，即为低渗区。1000m 以深，据渗透率与埋深的关系，大多为中、低渗区。

表 8-10　淮南勘探范围内（1000m 以浅）Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比与渗透率分布频率表

井田	煤层	层点数	Ⅱ、Ⅲ类煤厚度比与渗透率分布频率			
			0%	0~20%	20~50%	＞50%
			$>1.0\times10^{-3}\ \mu m^2$		$0.1\sim1\times10^{-3}\ \mu m^2$	$<0.1\times10^{-3}\ \mu m^2$
	13-1	183	37.6	7.7	18.6	36.1

*叶诗忠，章云根，曾庆华等. 两淮煤田煤层气储层特征、甲烷富集机制及开发前景评价.科研报告. 1998

潘集	11-2	164	70.2	0.6	15.2	14.0
	8	109	33.0	0.9	15.6	50.5
	7-1	99	56.0	0.0	7.0	37.0
	6-1	63	63.5	1.6	7.9	27.0
	5-2	86	51.1	1.2	24.4	23.3
	4-2	98	78.6	1.0	6.1	14.3
	4-1	100	40.0	3.0	20.0	37.0
	1+3	28	32.1	25.0	28.6	14.3
张集	13-1	92	61.9	7.6	19.6	10.9
	11-2	9	61.6	1.0	17.2	20.2
	9-1	55	85.5	0.0	1.8	12.7
	8	72	58.3	5.6	19.4	16.7
	6-1	69	65.2	0.0	20.3	14.5
	1	67	35.8	9.0	40.3	14.9
新集	13－1	42	11.9	11.9	35.7	40.5
	11－2	50	20.0	12.0	40.0	28.0
	9－1	39	48.7	0.0	33.3	18.0
	8	47	25.5	6.4	23.4	44.7
	6－1	52	13.6	3.8	28.8	53.8
	1	50	50.0	4.0	20.0	26.0

第九章　煤层气资源与选区评价

煤层气的开发建立在资源储备的基础上，科学客观地评价煤层气资源及其地域和层域分布特征，查明控气地质因素和开采地质条件，正确地预测未知区的含气量，采用合理的计算方法测算煤层气资源量，是进行煤层气勘探开发前景评价的重要内容。

应用于煤层气资源量的计算方法有多种，主要包括体积法、递减分析法、物质平衡法、数值模拟法。后三种方法均需要有已生产若干年的生产井所测得煤层气产出的动态变化数据。

第一节 煤层气资源／储量的分级

一、资源量／储量的定义

煤层气资源量：根据一定的地质和工程依据估算的赋存于煤层中的，具有现实经济意义和潜在经济意义的煤层气数量。

煤层气地质储量：在原始状态下，赋存于已发现的具有明确计算边界的煤层气藏中的煤层气总量。

原始可采储量（简称可采储量）：地质储量的可采部分。是指在现行的经济条件和政府法规允许的条件下，采用现有的技术，预期从某一具有明确计算边界的已知煤层气藏中可最终采出的煤层气数量。

二、煤层气资源／储量的分级

从资源的勘查程度和地质认识程度将煤层气资源／储量分为待发现的煤层气资源量和已发现煤层气资源量两级。

待发现煤层气的资源量：地质勘探工程控制程度较低，目前尚不能提交地质储量的煤层气资源量部分。根据地质可靠程度分为推定的、推断的和预测的 3 级。

推定资源量：煤炭资源控制程度高，一般达到精查和详查程度，有大量的煤芯解吸资料、煤层气试井资料、矿井瓦斯涌出量或抽放资料以及煤样等温吸附资料，煤层含气性和分布规律基本查明，对控气地质因素、煤储层参数已有一定认识。

推断资源量：煤炭资源控制程度中等，一般达到普查或找煤阶段，有少量的煤芯解吸资料和等温吸附资料，煤层含气性和分布规律仅靠少量控制点和控气地质因素分析推断并取得初步认识，对煤储层参数有初步了解。

预测资源量：煤炭资源勘探程度低，一般在找煤阶段以下，煤系和煤层的分布主要靠物探资料控制，无煤层含气性资料，煤层含气性和分布特点采用类比法推测。

已发现煤层气资源量：有足够地质勘探工程控制、能够提交地质储量的煤层气地质资源量部分。已发现的煤层气资源量，又称煤层气地质储量，根据地质可靠程度分为预测的、控制的和探明的 3 级（表 9-1）。可采储量可根据所在的地质储量确定相应的级别。

表9-1　各级煤层气储量勘查程度和认识程度要求

储量分级	探明的	控制的	预测的
勘查程度	煤炭钻孔/或煤层气井关于储层的基本控制井距达到附录 B 的要求；在有物探工程的情况下，附录 B 中的井孔要求可以适当放宽	煤炭钻孔和/或煤层气井关于储层的基本控制井距不超过附录规定距离的 2 倍；在有物探工程控制的情况下，附录中的井控要求可以适当放宽	有一定的井和/或物探控制

	煤层气参数井井距一般不超过附录 B 规定距离的 2 倍：参数井煤层全部取心，采取率为 75%~90%，进行了地球物理测井，井通过实验和测试获得了气藏煤质、含气量、气水性质、储层物性、压力等资料	**已钻煤层气参数井，根据需要进行了煤层取心和测井，并获得了关于媒质、含气量、气水性质、储层物性、压力等资料，有一定的井控制程度**	关键部位有参数井控制，煤层已有取心资料，钻井煤层进行了煤质、含气量、气水性质、健层物性、压力等分析，获得了相关资料
	气藏已进行了小型井网开发试验和／或单井试采，在气藏地质条件一致的条件下，可以借用邻区试采或生产成果：通过试采已经取得丁关于气井压力、产气量、产水量及随时间变化规律等可靠资料：试采井井距不超过附录规定距离的 2 倍。	**在有代表性部位进行了单井试采，取得了关于气井压力、产气量、产水量及随时间变化规律等的相关资料。**	
认识程度	**煤层构造形态清楚，煤层厚度、变质程度、含气量等分布变化情况清楚，提交储量计算图件比例尺不小于 1：25000，储量参数研究深入，选值可靠；经过试采，取得了生产曲线，获得了气井产能认识；进行了开发概念设计和数值模拟、经济评价。开发是经济的**	**煤层构造形态、厚度、变质程度、含气量等情况基本清楚，提交储量计算图件比例尺不小于 1：50 000；进行了储量参数研究，选值基本可靠；经过试采取得了生产曲线，基本了解了气井产能；进行了初步经济评价或开发评价，开发是经济的或次经济的**	**初步了解丁煤层构造形态、厚度、变质程度、含气量等分布变化，提交储量计算图件比例尺不小于 1：100000：由煤田钻孔合理推少数参数井初步确定了储量参数：未进行试采，通过类比求得气井产能：只进行了地质评价和初步经济评价，开发是有经济价值的**

预测的地质储量：初步认识了煤层气资源的分布规律，获得了煤层气藏中典型构造环境下的储层参数。因没有进行排采试验，仅有一些含煤性、含气性参数井工程，大部分储层参数条件是推测得到的，煤层气资源的可靠程度很低，储量的可信系数为 0.1-0.2。

控制的地质储量：基本查明了煤层气藏的地质特征和储层及其含气性的展布规律，开采技术条件基本得到了控制，并通过单井试验和储层数值模拟了解了典型地质背景下煤层气地面钻井的单井产能情况。但由于参数井和生产试验井数量有限，不足以完全了解整个气藏计算范围内的气体赋存条件和产气潜能，因此煤层气资源可靠程度不高，储量的可信系数为 0.5 左右。

探明的地质储量：查明了煤层气藏的地质特征、储层及其含气性的展布规律和开采技术条件(包括储层物性、压力系统和气体流动能力等)；通过实施小井网和／或单井煤层气试验或开发井网证实了勘探范围内的煤层气资源及可采性。煤层气资源的可靠程度很高，储量的可信系数为 0.7-0.9。

第二节　资源量计算方法

应用于煤层气资源量的计算方法有多种，主要包括体积法、类比法、递减分析法、物质平衡法、数值模拟法。后四种方法均需要有已生产若干年的生产井所测得煤层气产出的动态变化数据。

体积法又称为容积法、块段法，是煤层气地质资源量/储量计算的基本方法，适用于各个级别煤层气资源量的计算，其精度取决于对煤层气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量。

体积法划分的块段要求同一区块应基本具有相同的或相似的构造条件、储气条件。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以合并计算单元，煤层风化带以浅的煤层中不计算煤层气资源量。

体积法计算煤层气资源/储量采用的计算公式为：

$$G_i=0.01AhDC_{ad}$$

式中：$C_{ad}=100C_{daf}(100-M_{ad}-A_{ad})$；$G_i$—某块段煤层气地质资源量/储量，$10^8m^3$；$A$—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（煤的容重），t/m^3；C_{ad}—煤的空气干燥基含气量，m^3/t；C_{daf}—煤的干燥无灰基含气量，m^3/t；M_{ad}—煤中空气干燥煤基水分，%；A_{ad}—煤的干燥基灰分，%。

1、煤层含气面积

计算单元的边界，最好由查明的各类地质边界，如断层、地层变化(变薄、尖灭、剥蚀、变质等)、埋深、含气量下限、煤层净厚下限(0.5m～0.8m)等边界确定(对煤层组的情况可根据实际条件做适当调整)。由于各种原因也可由矿权区边界、自然地理边界或人为资源量/储量计算线等圈定。煤层含气量下限值如表 9-2，表 9-2 也可根据具体条件进行调整，如煤层厚度不同时应适当调整。

含气面积在钻井控制和地震解释综合编制的煤层顶、底扳构造图上圈定，储层的井（孔）控程度应达到附录 B 和表 9-1 所相应规定的要求。

2、煤层有效（净）厚度

煤层有效厚度是指扣除夹矸层的煤层厚度，又称为净厚度。单井有效厚度下限值一般为 0.5m~0.8m（视含气量大小可作调整），夹矸层起扣厚度为 0.05m~0.10m。

3、煤质量密度

煤质量密度分为纯煤质量密度和视煤质量密度，在资源量/储量计算中分别对应不同的含气量基准。

表9-2　煤层气量下限标准

煤层类型	变质程度	空气干燥基含气量 m^3/t
褐煤	<0.5	0.5
长烟煤	<0.65	1
气煤—瘦煤	0.65~2.0	2

贫煤—无烟煤	>2.0	4

4、含气量

采用空气干燥基（air-dry basis）含气量近似计算煤层气资源量/储量，其换算关系可根据下式计算；

$$C_{ad}=100C_{daf}(100-M_{ad}-A_{ad})$$

式中符号同前。 为了保证计算结果的准确性，最好采用原煤基(in—sitku basis)含气量计算煤层气储量。煤基含气量需要在空气干燥基含气量的基础上进行平衡水分和平均灰分校正，校正公式为：

$$C_c=100C_{ad}\{100-[(A_{ad}-A_{av})+(M_{ad}-M_{eq})]\}$$

式中：C_c—煤的原煤基含气量， m^3/t；A_{av}—煤的平均灰分， %；M_{eq}—煤的平衡水分，%。

第三节　煤层气选区评价

煤层气勘探目标区应是蕴藏有一定资源量、并具有煤层气富集高产潜势的地区。因此，煤储层含气量和渗透率是应优先考虑的两个关键控气因素，面积和资源丰度（两者之积为煤层气资源量）对目标区的经济价值也具有决定性意义。同时，更为广泛的风险地质要素也是目标区优选的重要依据。

先前，煤层气有利区带优选多是采用定性研究方法，极大地影响到选区结果的准确性和科学性，在参评单元较多的情况下尤为如此。为此，有必要采用定性与定量相结合的评价思路，引入或发展适合于煤层气地质条件的定量评价方法，这也是煤层气地质选区从定性向定量方向发展的必由之路。

控气因素的复杂性，使煤层气勘探开发充满了地质风险。要增强勘探的主动性、降低风险性和盲目性，就必须对种种可能的地质风险因素进行分析。其中，关键要素的筛选和各种要素之间相互作用程度的定量评价，乃是地质风险分析和有利区带优选的重点。

一、方法体系

迄今为止，国内外煤层气有利区带优选评价多是采用传统的方法体系，即以半定量性质的“综合评价标准”为核心，根据标准将评价单元对号入座，筛选出具有开发前景的评价单元。例如：美国同行认为，具有前景的目标区应具备下列关键条件，即煤层原位气体含量＞250 立方英尺（约 7 m^3），煤储层渗透率＞1 md，煤层割理较为发育，煤层单层厚度大于＞3-9 英尺（约 0.9-1.8 m），煤级为镜质组最大反射率 0.7-1.6%，构造上处于稳定地块内的相对活动地带，有区域异常古地热场的影响，煤储层封盖条件良好；我国石油地质工作者 1994 年提出包括基础参数、储集参数、物性参数三种类型和 12 个要素的煤储层评价标准（表 9-3）；中国矿业大学 1996 年通过对山西南部地区煤层气地质的研究提出了综合评价标准，包括含气性、煤储层、盖层、其它 4 类因素共 25 个要素。

表 9-3　华北石油地质局（1995）煤储层综合评价标准

参数类型	参　数		评价标准		
			好	中	差
基础参数	煤层厚度 (m)	单层	>4	2~4	<2
		多层	>6	4~3	<3
	Ro, %		0.7~1.6	0.5~0.7 或 1.6~2.0	<0.5 或>2
	煤岩类型		光亮煤	过渡类型	暗煤
	密度, g/cm^3		1.4±	1.4~1.6	>1.6
	灰分产率, %		低	中～低	高
	地层压力		超压	正常	负压
储量参数	甲烷浓度, %		>95	80~90	<80
	含气量, m^3/t		10	5~10	<5
	吸附时间		短	中	长
	郎格缪尔体积, m^3/t		—	—	<5
	临界解吸压力/原始地层压力		>0.8	0.4~0.8	<0.4
物性	渗透率, 10^{-3} μ m^2		>10	1~10	<1

可以看出，传统方法体系中评价参数有向复杂化方向发展的趋势。这种趋势，一方面固然显示出对控气地质因素认识的不断深入，但另一方面却使实际操作的难度加大，评价的不确定性更为明显。同时，选区定量化这一必然发展趋势以及不同级别评价单元应采用不同评价标准这一根本问题，在实质上仍未得到解决。

近年来，传统方法体系中的选区参数有向复杂化方向发展的趋势。这一方面固然显示出对控气地质因素认识的不断深入，但另一方面却使实际操作的难度加大，选区的不确定性更为明显，从而导致选区的科学性变差。与此同时，选区定量化这一必然发展趋势和不同级别评价单元应采用不同评价标准这一根本问题，在实质上仍未得到充分重视。

如何在高度地质研究的基础上实现“定性＋定量”的区带优选呢？控气的关键在哪些地质因素或要素呢？哪些要素可能量化而有望应用于定量评价，哪些要素在现有研究水平上尚难以量化而仅适用于定性的地质分析呢？通过什么样的线索将“定性与定量”和“较高层次单元与较低层次单元”的优选有机地结合起来呢？本项研究基于上述考虑，在对全国煤层气地质条件和前人经验教训进行系统分析的基础上，建立了新的评价体系，并成功地运用于我国煤层气资源评价的实践。

在新的评价体系中，充分考虑了煤层气地质条件的模糊性和确定性双重特征，遵循地质研究（定性）→定量排序（定量）→地质分析（再定性）的辩证思路，平行采用两类基本方法进行区带优选（图 9-1）。第一类方法的基本思想是关键地质风险因素的递阶优选，通过地质风险分析，筛选出对不同层次评价单元煤层气前景具有关键性控制作用的风险要素，进而按聚气带→目标区→靶区的递阶层次进行选区评价和优选，本项研究称之为“关键要素递阶优选法”。第二类方法为“定量排序方法”，基于对关键风险要素和主要风险要素的考察，科学地确定各要素的相对重要性（权重），采用有关运算方法求算排序值，进而对评价单元的相对前景和类别进行分析研究。综合上述两类基本方法的研究成果，进一步对比分析各参评单元的煤层气地质特征，并最终优选出有利区带。

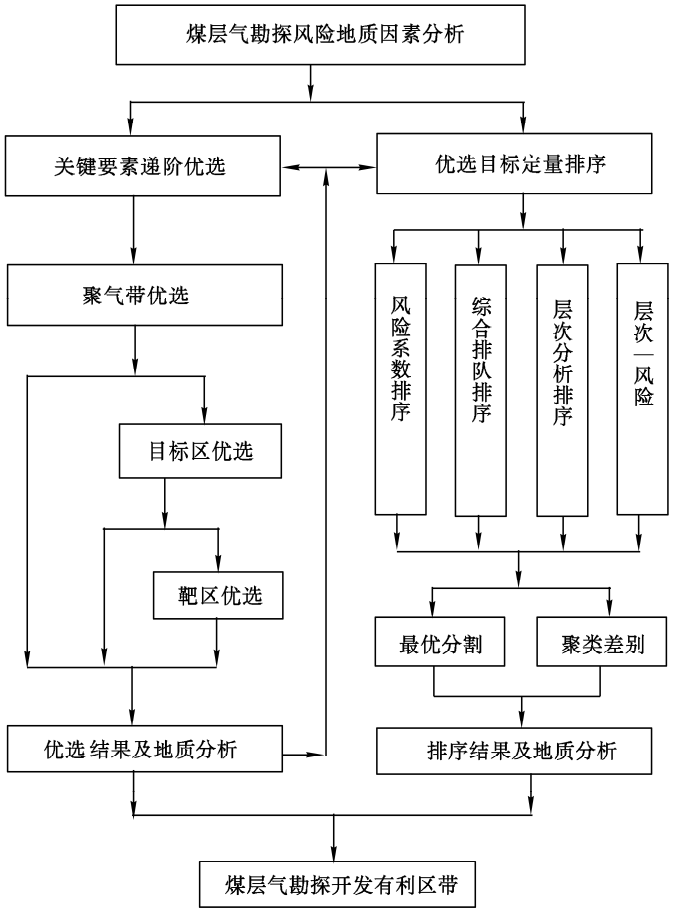


图 9-1 中国煤层气有利区带优选方法体系框架思路

在评价体系的实施过程中，采用决策论中“层次分析”的科学思想（王莲芬等，1990），围绕有利区带优选这一最终目标构建起递阶控制的层次结构模型（图 9-2）。模型由三个基本层次构成：目的层，即煤层气有利区带的优选；准则层，包括主要的地质风险因素和要素；方案层，为优选评价的对象。目的决定优选的准则，优选准则控制着区带的前景。正是依据这种递进控制原则，形成了我国煤层气资源评价的决策系统。对于目标区优选，由于关键要素较多且相对重要性各有不同，因此采用了进一步的递阶优选方法。

二、关键要素递阶优选

在煤层气勘探开发的诸多地质风险因素中，并非所有因素均具有同等程度的重要作用，某些因素是必须具备的充分条件，某些因素则仅是一种必要条件。换言之，地质风险因素中还存在着某些对煤层气勘探开发前景具有一票否决作用的“关键因素”或“关键要素”。纵观煤层气控气地质特征，其地质风险因素包括四大类别，即含气性因素、煤储层因素、盖层因素和控气地质背景因素；煤储层因素又可进一步区分为煤层几何因素和煤储层物性因素。其中，某些因素可以量化，具有可对比性和可操作性；某些因素则在目前的研究水平下难以量化，多用于进一步的地质分析。

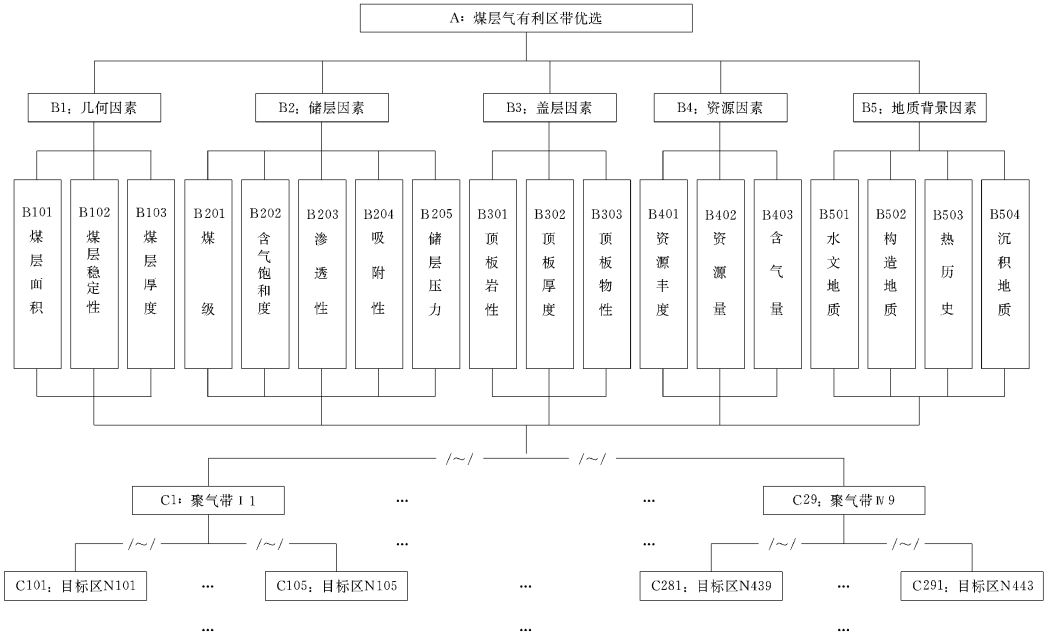


图 9-2　煤层气资源评价参数体系与层次结构模型

含气性因素由若干要素组成，如含气量、资源量、资源丰度、含气梯度、气体组成等。按换算关系，含气量和气体组成是基本要素或独立要素，其他要素均可根据基本要素和储层的几何要素和物性要素换算得出。然而，在煤层气风化带之下，煤层气基本上均由烷烃气体组成，即气体组成要素在评价深度范围内已失去对比意义，在综合评价中多不予考虑。显然，含气量在目标区优选中起着“一票否决”的关键作用。应当指出，在总资源量中，一部分资源在现有开采工艺水平下或是不可采的，或开采成本极高而失去其经济价值，因此在今后的评价中应当对煤层气资源的可采性加以关注。

煤储层因素煤储层因素的涵义极为广泛，既有几何要素又有物性要素，还有物质组成要素。几何要素和物质组成要素可被看做相互独立的要素，物性要素则是其综合作用的结果。几何要素，包括煤储层分布的面积、厚度、埋藏深度、形态和稳定性等，在煤层气的经济评价中具有“一票否决”的重要作用。物性要素，包括孔隙—割理性、渗透性、吸附性、储层压力、临界解吸压力、排驱压力、含气饱和度、煤体结构等，并可组合成某些具有重要意义的衍生参数，如储层压力梯度、临储压力比等。其中，渗透率与储层的其他物性之间具有因果关系，对于煤层气开发成功与否具有决定性作用，应当高度重视。

盖层因素盖层因素包括盖层岩性、厚度、渗透性、突破压力、稳定性等，关系到煤层气的保存条件，对含气性有重要控制作用。迄今为止，国内对煤储层盖层的定义仍然不十分明了，当然更谈不上统一。有的人把煤层直接顶板看作盖层，有的人将煤层老顶作为盖层，有的人甚至把煤层上覆的所有煤系地层视为盖层，以致在实际工作中往往不具有可比性和可操作性。实际上，在整个盖层“系统”中，煤储层的直接顶板对煤层气保存条件的影响最为显著，在常规天然气藏中往往数十厘米的低渗透性岩层（如泥岩、膏盐层）就可以形成有效盖层。然而，如果含气性情况已经初步查明，则盖层因素在选区评价中的重要性便会降低。

控气地质背景因素控气地质背景因素对于上述诸因素起着制约的作用。例如：构造因素通过对煤层气逸散通道、逸散窗与补给区的关系、煤体结构、煤储层埋深等的控制而限定了含气性、含气性区划、煤储层渗透性和储层压力系统；沉积因素通过对生储盖组合、煤储层几何因素、物质组成因素等的作用而在一定程度上控制着盖层、含气性、煤储层的吸附—解吸性、渗透性等因素或要素；构造—煤层埋藏—受热—热演化历史控制着煤层气的生成保存

历史和煤的化学物理特征，进而对含气性和煤储层物性产生极大影响；水文地质因素中水头高度、含水层与煤储层关系、水化学性质、补给区与汇集区关系、地下水径流特征等作用于煤储层，从而对煤层气风化带深度、含气性等产生影响，特别是对煤储层压力系统往往有决定性作用。

显而易见，区带优选的关键主要在于煤储层面积、含气量、资源丰度、储层渗透率和临储压力比五个要素。五要素之间尽管互有联系，但却无法相互替代。资源丰度隐含了煤储层厚度、含气量、储层吸附性、储层物质组成等要素；渗透率受储层孔隙—割理系统、储层压力系统、煤物质组成等要素的综合影响；临储压力比是煤储层吸附—解吸性、储层压力系统和含气量等要素综合作用的结果；而煤储层面积和含气量却分别是评价单元的规模和含气性的基本度量。单个关键要素的相对重要性依据评价单元级别的不同而互有差异，进而构成了不同级别评价单元优选的关键要素组合（表 9-4）。根据关键风险要素组合，可对诸多评价单元中明显不具有前景的单元进行筛选剔除。

表 9-4 煤层气有利区带优选关键要素递进关系

评价单元	关 键 要 素					控气地质
级别	面 积	资源丰度	含气量	储层渗透率	临储压力比	背景
聚气带						
目标区						
靶 区						

聚气带的前景评价，主要在于具有经济意义的“规模效应”，一是含气面积要大，二是单位面积的资源量（资源丰度）要高，两者之积为煤层气资源量，后者则是煤储层平均厚度和平均含气量的综合体现。在资源量充足的基础上，既要面积大又要丰度高，这样的聚气带才具有较好的勘探开发前景。此外，在一个聚气带范围内，含气量要素的变化显然远大于资源丰度，而且不能包括煤层厚度的概念，即资源丰度对于含气性更具有代表性。因此，相对于单要素“资源量”来说，采用面积 / 平均资源丰度关键要素组合的优越性是显而易见的，可以更为客观地对聚气带的相对潜势或资源规模做出评价。其中，聚气带平均资源丰度具有“一票否决”的关键作用。

目标区的前景评价，除了注重于资源规模和资源“密度”外，开采地质条件（尤其是渗透性）的关键性作用同样十分突出。但是，我国拥有试井渗透率资料的目标区仅有 30 余个，多数目标区目前尚无渗透率资料可资对比，致使渗透率这一关键要素在全国性的目标区优选中难以应用。 鉴于这种现状，采用平均含气量→单元面积/资源丰度→煤储层渗透率→煤储层临储压力比的递阶优选原则，从全国范围至局部范围对各有利聚气带中的目标区逐次进行优选。其中，含气量具有“一票否决”的重要作用。对于拥 有试井渗透率的目标区，仍可行使渗透率的一票否决权。

就靶区优选而言，在进一步明确资源特征的同时，更应注重对开采地质条件的评价，其中煤储层渗透率拥有“一票否决”的权力。由于靶区优选是区带优选系统中的最后一个环节，因而原则上对所有的控气地质因素均应加以考虑。其中，含气量是决定煤层气资源特征的基本要素，临界解吸压力与储层初始压力之比（临储压力比）对于煤层气降压解吸难易程度起着关键性控制作用，在优选评价中应占更为重要的地位。

上述评价是逐级进行的，聚气带评价中被否决的评价单元在原则上不参加目标区优选，

目标区评价中被否决的评价单元原则上在靶区优选中不予考虑。这一基本原则，同样也适用于评价单元的计算机定量排序。应当强调，在由聚气带至靶区的优选评价中，应该始终贯彻对不易量化的控气地质背景因素的分析，但是对于不同级别的评价单元应该有所侧重。对于聚气带，应当着重进行大地构造背景、区域含煤地层沉积背景与煤层气富集之间关系的分析；对于目标区，分析的重点应放在目标区构造格架研究、关键构造形成期与煤层气主要生气期的匹配状况等方面；对于靶区，则应当对次级构造、储盖组合、水文地质条件等给以更多的关注。

然而，在经由关键风险因素逐级初选出的评价单元之间，某些单要素的实际值有交叉产出的现象。同时，某些非关键的要素及其组合同样对评价单元的前景具有一定的控制作用。在这种情况下，仅依据简单的或人为的判断，不仅操作难度较大，而且往往会得出失之偏颇的结论，故需要引入某些定量研究方法，如风险系数分析法、最大距离法、层次分析法等，以增强区带优选的可操作性及科学性。

不言而喻，随着递进程序的推进，定量排序参数的种类相对趋于完善，参数的综合性越高，代表性越强，评价结果与实际情况越为接近。因此，在目标区前景的确定中，应以后面步骤的评价结果为准，但前面步骤的结果也是确定目标区前景的重要依据。

第十章 煤层气数值模拟技术与方法

地质学中的模拟技术包括物理模拟和数值模拟两种，这两种技术在煤层气地质学研究中均得到应用。前者如成藏物理模拟等。数值模拟技术也广泛应用于煤层气地质研究之中。对煤层气地质演化历程的数值模拟技术，主要用于定量研究煤层气的生成、在煤储层中的赋存和从煤储层中逸散的地质演化历程，并可用于深部或远景区的预测。而煤层气产能模拟技术，则是地面开发前景评价的重要手段。此外，数值模拟技术还被应用于储层研究和储量计算等方面。本章将主要介绍煤层气地质演化史数值模拟技术和产能模拟技术。

第一节　地质演化史数值模拟技术

煤层气地质演化史数值模拟工作就是以现代煤层气地质学、煤田地质学、油气地质学和地质数学理论为基础，运用现代计算机技术，首先建立定量表述煤层气地质演化历史中各种地质作用的地质模型和数学模型并研制计算机模拟软件，再进行区域构造史、埋藏史、热史和生烃史研究，然后利用软件动态解算演化过程中的各种量值，包括有机质成熟度、生气量、含气量、储层压力等参数，最终定量查明特定区域从煤层形成至今的煤层气生成、运移、聚集和散失地质演化历史。

一、地质演化史地质模型和数学模型

热力场是地质历史演化过程中客观存在的物理场，它是导致煤有机质成熟、生廷的关键因素，对煤层气的形成和保存具有重要的影响，因而是煤层气聚集和富集形成的基本条件之一。为了探讨热力场对煤层气聚集显现的影响，需首先定量查明整个煤层气地质演化历程，本章将在前期工作成果的基础上，建立煤层气地质演化史地质和数学模型，并简单介绍煤层气地质演化史数值模拟软件的研制情况。

地史时期，在一定的构造演化史、埋藏史和热力场演化史的背景下，煤层气的地质演化历程包括了煤有机质成熟生成煤层气、煤层气在煤储层中赋存和煤层气从煤储层中逸散等三个主要过程。准确、定量地描述着三个过程是建立煤层气地质演化史模型的关键。

基于质量守恒原理，作者建立了煤层气气地质演化史动态平衡动力学模型，该模型包括如下子模型：

1）煤层气聚散子模型；

2）煤有机质成熟生烃子模型；

3）储层压力和煤层气赋存字模型；

4）煤层气逸散子模型；

5）基本参数子模型。

以下详细叙述各子模型的地质和数学内容。

1、煤层气聚散子模型

在煤层气生成、运移、聚集及逸失的动态平衡动力学模型中，聚散子模型是其核心内容。其基本思想是：基于质量守恒原理，在煤层中的任意单元内，煤有机质生成的煤层气总量、单元中甲烷赋存总量和以各种方式从单元中散失的总量之间呈动态平衡关系：

$$Q_g = Q_p + Q_d \,. \qquad (10\text{-}1)$$

式中：Q_g—任意单元内煤有机质生气总量；　Q_p—赋存于单元内煤层气总量；Q_d—从单元中逸失的煤层气总量。

式 10-1 简明而又深刻地揭示了煤层气地质演化历程中的定量关系，是解算煤层气地质

演化史的重要基础。实际上，以下的各子模型均是围绕该式中的三个变量：Q_g、Q_p、Q_d 来进行的。

2、煤有机质成熟生烃子模型

Ⅲ型干络根占主导的腐殖煤在成熟作用过程中主要生成甲烷，用镜质组最大反射率表示的有机质成熟度是对其进行定量表述的有效方式：

$$Q_g = F(R_{o,max}) \cdot M_r . \qquad (10\text{-}2)$$

式中：$R_{o,max}$ —镜质组最大反射率；

M_r—纯有机质含量。

式（10-2）的具体表达可由目前已有的大量Ⅲ型干络根热模拟生烃试验成果获得。$R_{o,max}$ 是地质历史演化过程中时间的函数，涉及到有机质成熟史的恢复问题，可利用 EASYR_O（%）等方法获得。

由于本次研究主要针对沁水盆地晚古生代煤系进行模拟，煤层形成时间距今时代久远，因此，煤层形成初期的生物气在此被忽略。

3 储层压力和煤层气赋存子模型

煤储层为具有双重孔隙体系的特殊储层，煤层气主要以吸附气和游离气的形式赋存在其中，而储层压力是维系气体吸附的根本因素，因此，首先要对储层压力储层压力进行计算。

1）储层压力计算

储层压力指储层中流体所受到的压力。储层压力受储层内部地质流体重力势能、煤层有机质生烃增压及外部上覆静岩压力和构造应力等因素的控制和影响。下面将自然状态下的煤储层分为封闭体系、半开放体系和开放体系三种类型，对储层压力的各种影响因素及其影响机制进行分析。

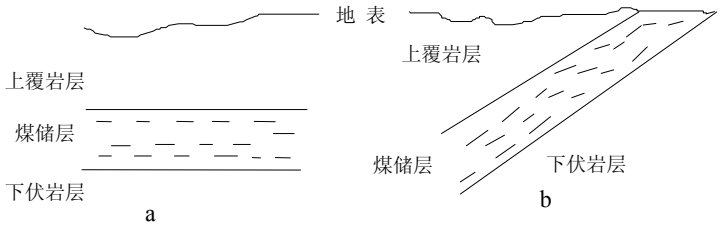


图 10－1 煤储层所处的地质环境示意图

（1）封闭体系

图 10-1a 示意封闭体系的情形。它通常发生在煤层形成早期，此时煤层不断沉降、埋深不断加大且煤层产状近于水平。在埋藏初始阶段，上覆地层厚度小、煤层及上覆、下伏地层压实程度低、孔隙发育、孔隙水含量大，所以，水、早期生物气等流体能够较自由地出入煤储层。但随着埋深增加，上覆地层厚度增大和相邻地层孔隙度下降，煤储层将逐渐演变成为封闭体系。该体系包括煤储层、其空隙中的甲烷和水等流体和围限煤储层的上覆和下伏岩层。在侧向上，当煤层横向连续性好时，可认为煤储层近于无限延伸，侧向围限由煤储层自身完成；或者由煤储层的尖灭及盖层岩性封闭实现。煤储层中可供地质流体赋存的空间包括基质块体孔隙系统和仅在一定条件下张开的割理系统。由于储层中的水可近似地认为不能发生体积变化，吸附状态的甲烷体积可以忽略，所以煤储层孔隙系统中的压力将主要由游离甲烷的体积压缩膨胀能提供。另外，煤储层孔隙率的变化也会通过改变游离甲烷的体积来改变储层压力的大小。而这种改变可能的起因是上覆静岩压力、构造应力等引起的煤体变形。在这种

情况下，储层压力可由理想气体状态方程定量表述。

严格而言，封闭体系实际并非绝对，由于甲烷的浓度扩散作用，封闭体系中仍存在与外界发生物质交换的途径。而且不止是扩散作用，煤层有机质生烃增压还有可能导致其它方式的传质作用如盖层突破等。

在封闭体系条件下，可按如下方法计算储层压力。

假定在任意时间段 t 内，对煤储层任意单位体积，其储层压力为 P，游离气量为 Q_{f}，该任意体积内孔隙体积 V_{g} 为：

$$V_{\mathrm{g}} = \varphi_{\mathrm{p}} K_{\mathrm{s}} . \qquad 10\text{-}3)$$

式中：K_{s}-由上覆静岩压力和构造应力引起的煤体变形所导致的孔隙体积变化。

当假定煤体为完全弹性体时，可容易地计算出来。

由理想气体方程，储层压力的气体膨胀能部分为：

$$. p_{\mathrm{g}} = P_0 Q_{\mathrm{f}} / V_{\mathrm{g}} . \qquad (10\text{-}4)$$

式中：P_0-标准大气压。

Q_f 包含了吸附气项 Q_s，可由郎格缪尔方程表达。

将式 10-3、10-4 联立即可解出封闭条件下的储层压力的气体膨胀能部分，总储层压力为：

$$P = p_{\mathrm{g}} + p_{\mathrm{w}} = p_{\mathrm{g}} + \rho_w g Z . \qquad (10\text{-}5)$$

式中：Z-计算点的相对高程；

p_{w}-储层中水的相对势能产生的压力

（2）开放体系

如图 10-1b 所示。开放体系一般在煤层形成一定时间后出现。首先，由于构造运动改造使煤层在一个或多个部位抬升剥蚀而形成露头，或因张性断层切割煤储层而形成与大气连通的通道；其次，煤储层割理系统须处于张开状态。此时，煤储层内的水力系统是储层压力的主要来源。煤层有机质生烃增压、上覆静岩压力及构造应力亦对储层压力产生一定影响。但其影响机理与封闭体系不同，因为开放体系存在与大气相连的通道，在生烃增压、上覆静岩压力和构造应力作用下，煤储层中流体体积或储层孔隙容积发生改变，这将导致煤储层潜水面上升或下降，从而改变煤储层中流体势的大小，以这种方式来改变储层压力。例如当煤层有机质大量生烃而超过煤储层吸附能力时，若气体不能及时排出，将导致储层中流体体积增大，此时，流体不可能向煤储层下倾方向流动而应流向储层上方，使潜水面上升、储层压力增大。

在开发体系条件下，可按照下式计算储层压力。

煤储层割理系统中静水压力、动水压力以及煤层烃气增压是形成储层压力的直接因素。考虑到煤储层中的地下水流动速度极慢，动水压力可以忽略。若 P 为储层压力；p_{w} 为静水压力；p_{g} 为生烃增压，p_{ov} 和 p_{t} 分别为上覆静岩压力和构造应力引起的储层压力，则储层压力为：

$$P = p_{\mathrm{w}} + p_{\mathrm{g}} + p_{\mathrm{ov}} + p_{\mathrm{t}} . \qquad (10\text{-}6)$$

p_{w} 的计算方法同封闭体系。

考虑生烃增压，根据地质模型，煤储层内潜水面因游离甲烷含量的改变而改变，从而使储层压力发生变化。通过推演，得潜水面高度的改变量为：

$$\Delta Z = P_0\left[G(t) - \frac{\mathrm{ab}P}{1+\mathrm{b}P} - Q_d - Q_v\right]\varphi_{\mathrm{f}} / \rho_{\mathrm{w}}\mathrm{g}Z\ . \qquad (10\text{-}7)$$

式中：$G(t)$-任意 t 时间段内煤层生烃量；

a-其郎格缪尔体积；b 郎格缪尔压力常数；

Q_{d}-扩散气量；

Q_{v}-渗流运移气量；

$\Delta\varphi_{\mathrm{f}}$为割理孔隙率 。

假设在 t 时刻由于上覆静岩压力和构造应力所引起的煤储层割理孔隙率的改变量为 $\Delta\varphi_{\mathrm{f}}$，则割理孔隙率改变引起的煤储层潜水面高度的变化量为：

$$\Delta Z\ ' = \Delta\varphi_{\mathrm{f}}\varphi_f\ . \qquad (10\text{-}8)$$

将式 10-7 和 10-8 代入式 10-6，即可计算开放体系条件下的储层压力。

（3）半开放体系

半开放体系是封闭体系和开放体系的过渡情况。虽然煤储层存在露头或断层切割，但割理系统处于关闭状态，或切割煤储层的断层为紧闭的压性断层。在这种情况下，虽然地质条件方面与开放体系很相似，但决定或影响储层压力的因素与封闭体系相同。

根据以上分析，储层压力的主要来源是气体的压缩膨胀能和储层流体的重力势能，而上覆静岩压力、构造应力等则是间接的影响因素。它们共同作用，形成了地质历史时期煤储层的储层压力体系。

半开放体系储层压力的计算方法与封闭体系相同。

2） 煤层气的赋存

目前，公认的煤层气赋存状态有三种，及吸附相、游离相和水溶相。因水溶相的量极少，在此予以忽略。

在地层条件下，吸附相气体遵循朗格谬尔方程，即：

$$V = \frac{\mathrm{ab}P}{1+\mathrm{b}P}. \qquad (10\text{-}9)$$

式中：V-煤层气吸附气量；

a-朗格谬尔体积；

b-朗格谬尔压力常数；

P-储层压力。

在储层压力已知的条件下，游离气量可用理想气体状态方程进行计算。

根据以上内容，可计算出地史时期任意煤储层的储层压力和其内赋存的吸附态、游离态以及煤储层内气体的总含量。

4 煤层气逸散子模型

当煤有机质成熟度进入到生气状态并生成煤层气之后，煤储层中开始赋存有煤层气，气逸散作用亦随之发生。逸散作用的方式有三种，即扩散散失、盖层突破散失和渗流散失。以下分别叙述者三中逸散作用。

1）扩散散失-多煤层扩散散失子模型

自然界中扩散作用的种类有浓度扩散、温度扩散等等，这里的扩散作用是指指浓度扩散，它是一种以分子形式进行的传质作用，发生的原因是介质之间存在一定的浓度差。由于煤层

与上下盖层之间的甲烷浓度差，将会导致煤层甲烷沿上下封盖层岩石的孔隙介质及岩石固体骨架进行扩散运用。煤层作为高有机质丰度的烃源岩生成煤层甲烷，同时又作为储层储集甲烷，其甲烷浓度与煤系中的其它岩层相比有一定优势，所以，浓度扩散作用必然存在。自然界中扩散进行速度非常缓慢，但地质历史是一个漫长的时间演化过程，由于时间效应，必须将其作为一种重要的煤层甲烷演化作用来考虑。扩散过程可用费克定律来进行描述。以下是专用于表述煤层气扩散散失作用的多煤层扩散逸散模型。

（1）单煤层

对任意单煤层，根据费克定律，扩散作用的定量表达为：

$$-\mathrm{D}\frac{\partial^2 C}{\partial z^2}+\frac{\partial C}{\partial t}=0. \qquad (10\text{-}10)$$

式中：D—煤层甲烷在封盖层中的扩散系数；

C—煤储层或盖层中游离甲烷浓度；

t—扩散时间。

对此二阶抛物型偏微分方程，可较容易利用两层古典隐式差分格式进行差分，并用追赶法求解差分所得的方程线性方程组。方程的初始条件较简单，令各处甲烷浓度为 0 即可，而关键和难点是对边界条件的设置。

在煤层与盖层的交界处，游离甲烷浓度可表示为：

$$C_0^k = C_0^{k-1} + [G_{\mathrm{a}}^k M_t \rho_{\mathrm{c}} - (Q_{\mathrm{u}}{}^{k-1} + Q_{\mathrm{d}}{}^{k-1})]/[M_t \rho_{\mathrm{c}}]. \qquad (10\text{-}11)$$

式中：k—时间层序号（时间步长为 τ）；；C_0^k— $t=k\ \tau$ 时煤层与盖层交界处游离甲烷浓度；

C_0^{k-1}— $t=(k\text{-}1)k\ \tau$ 时煤层与盖层交界处的游离甲烷浓度；

G_{a}^k—$t=k\ \tau$ 时煤有机质阶段生气量；

Q_{d}^{k-1}—$t=(k\text{-}1)\ \tau$ 时煤层与盖层交界处甲烷扩散散失量（下标 u 为向上，d 为向下）；

M_t —$t=k\ \tau$ 时煤层厚度； ρ—$t=k\ \tau$ 时煤层真密度。

在盖层顶、底边界处，经过一定处理，边界条件为：

$$C_n^k = C_n^{k-1} - Q_{\mathrm{u}\,1}^{k-1}/[M_t \rho_{\mathrm{c}}]. \qquad (10\text{-}12)$$

式中：C_n^k—$t=k\ \tau$ 时盖层顶、底边界处的游离甲烷浓度；

C_0^{k-1}— $t=(k\text{-}1)k\ \tau$ 时盖盖层顶、底边界处的游离甲烷浓度；

$Q_{\mathrm{u}1}^{k-1}$—$t=$（k-1）τ 时盖层向外部的扩散散失量；

其他变量含义同式（10-11）。

（2）多煤层扩散散失模型的简化

利用上述模型对煤层气在地史中扩散散失作用进行模拟，存在的最大问题是计算量太大。如果一个煤系中有 10 个煤层，则需解算 10 个 PDE 方程，这将耗费过多的计算机时，给模拟工作带来不便，必须对模型进行简化。

简化工作的核心是尽量减少模拟煤层的数量，但有一部分煤层是不能改变的。经过大量分析研究和试算，确定了如下简化原则。首先，保留煤层气开发的主要目的层（主煤层），

如华北晚古生代煤系中的山西组主煤层和太原组主煤层，据资料分析，此类煤层以保留 2~4 层即已足够[8]。其次，在煤系顶部和底部，主煤层以外处于煤系上、下边缘的煤层（边界煤层），此类煤层多为 1~2 层，一般不超过 3 层，可分别合并为一层，即上边界煤层和下边界煤层。第三，主煤层之间的薄煤层（中间煤层），可以将所有煤层合并为一层。为方便起见，将上、下边界煤层之间的所有煤层称为内部煤层。

煤层合并后，需要根据煤层间距和煤层间岩性组合特征对其扩散系数进行校正：

$$D_{\mathrm{a}}=\sum_{i}T_iM_i(R_{\mathrm{m}i}D_{\mathrm{m}i}+R_{\mathrm{l}i}D_{\mathrm{l}i}) \qquad i=1,2,\cdots\cdots,n. \qquad (10\text{-}13)$$

式中：n—合并煤层层数；D_{a}—合并煤层之上（下）部盖层的扩散系数；T_i—合并前的第 i 个煤层在合并后煤层总厚中所占的比例；M_i—合并前第 i 个煤层至相邻煤层间盖层厚度（剔除砂岩厚度）在合并后煤层至相邻煤层间盖层总厚度（剔除砂岩厚度）中所占的比例；$R_{\mathrm{m}i}$、$R_{\mathrm{l}i}$—泥岩、灰岩在合并前的第 i 层煤层至相邻煤层间盖层中所占的厚度（剔除砂岩厚度）比例；$D_{\mathrm{m}i}$、$D_{\mathrm{d}i}$—合并前的第 i 层煤层至相邻煤层间盖层中泥岩、灰岩的扩散系数。

由式（2-13）可知，实际上，通过校正，又将合并前的煤层“拉”回原位；同时只考虑煤层气在泥岩和灰岩中的扩散，在砂岩中，因可发生相对而言速度极快的渗流作用而扩散作用忽略。

（3）内部煤层边界条件的设置

相邻煤层（可能的空间相邻关系为中间煤层与主煤层、主煤层与主煤层、主煤层或中间煤层与边界煤层）之间存在明显的烃浓度封闭作用，在这种复杂运移条件下，需要仔细考虑边界条件的设置问题。对于任意内部煤层，煤层与盖层交界处的甲烷浓度仍可由式（2-11）表示，但对本煤层而言，盖层顶（底）边界处的甲烷浓度则不能由式（2-12）表达，而需用上（下）一煤层与盖层交界处的甲烷浓度，以煤层之上的盖层为例：

$$C_{ni}^{k}=C_{ni+1}^{k-1}+[G_{\mathrm{a}i+1}^{k}M_{i+1}(t)\rho_{\mathrm{c}i+1}-Q_{\mathrm{du}i+1}{}^{k-1}]/[M_{i+1}(t)\rho_{\mathrm{c}i+1}]. \qquad (10\text{-}14)$$

式中：C_{ni}^{k}—$t=k\ \tau$ 时本煤层盖层顶部的游离甲烷浓度；

C_{ni+1}^{k-1}—$t=(k\text{-}1)\ \tau$ 时本煤层盖层顶部的游离甲烷浓度；

$G_{\mathrm{a}i+1}^{k}$—$t=k\ \tau$ 时上一煤层阶段生气量；

$M_{i+1}(t)$ —$t=k\ \tau$ 时上一煤层厚度；

$\rho_{\mathrm{c}i+1}$—$t=k\ \tau$ 时上一煤层真密度；

$Q_{\mathrm{du}i+1}^{k-1}$—$t=k\ \tau$ 时上一煤层的扩散散失总量；

其他变量含义同式（10-11）。

上述边界条件设置方式，不但解决了相邻煤层的烃浓度封闭问题，还可以通过扩散散失量符号的正负判断甲烷扩散散失方向。进一步利用与式（2-13）相似的方法考虑相邻煤层间岩性变化和组合引起的扩散速度变化，对扩散系数进行校正，即可较好地解决多煤层扩散散失的问题。

（4）顶、底边界的处理

顶、底边界处理的难度最大，这是因为煤系上部或下部地层中可能存在烃源岩，与煤系中的有机质同时成熟生烃而与煤系共同形成一个复杂的甲烷扩散运移体系。首先需要解决的是甲烷运移方向问题。对于下部地层，与有机质高度富集，尤其是富含大量以生气为主的III型干络根的煤系地层相比，下部地层（如下古生界地层）有机质丰度低，难以达到煤系地层

甲烷含量水平，所以，在大多数情况下，煤系地层对其下部地层具有烃浓度封闭作用，甲烷扩散运移方向向下。实际资料亦表明，华北地区上古生界煤系有机质生烃率要高于下古生界。

若将煤系下部地层纳入地质模型，势必导致模型的复杂化，这里采用如下方法解决。对煤系底部的边界煤层，煤层底面边界条件为：

$$C_1^k = C_1^{k-1} + [G_{a1}^k M_1(t)\rho_{c1} - (1+R_a)Q_{ud1}^{k-1}]/[M_1(t)\rho_{c1}]. \qquad (10\text{-}15)$$

式中：R_a—底边界煤层向下扩散散失量校正系数；

C_1^k— $t=k\ \tau$ 时底边界煤层的游离甲烷浓度；

C_1^{k-1}— $t=(k\text{-}1)k\ \tau$ 时底边界煤层的游离甲烷浓度；

Q_{ud1}^{k-1}—$t=k\ \tau$ 时底边界煤层向上、下的扩散运移量；

G_{a1}^k—$t=k\ \tau$ 时底边界煤层阶段生气量；其他变量含义同式（10-11）。

式（10-15）中，R_a 用已知地质条件的区域试算拟合求得，如对沁水盆地煤层气地质演化史模拟研究表明，R_a 值为 0.1 左右。

煤层气向下扩散运移，直至运移到地壳深部并分解，是一个较复杂的理论问题，尚需进一步深入研究。

对于上部地层，最大的可能是模拟对象为晚古生代煤系，其上为中、新生代煤系，此时则需按多煤层扩散模型简化原则进行简化，形成一个由多个煤系组成的扩散散失体系来进行模拟。当上部地层中只有一般烃源岩时，可按式（10-15）方式处理。

2） 盖层突破逸散子模型

研究者针对烃源岩的排烃作用提出了脉冲式涌流的排烃机理。他是指封隔条件较好且处于生烃高峰的烃源岩大量生烃后在其内形成异常高压，当异常高压达到一定值时，高压带边缘的相对封隔层发生破裂，高压带流体释放（通常为气水等多相流体），随压力的下降，封盖层又重新闭合，依次循环，此即为所谓的脉冲式混相涌流。煤储层内甲烷气含量随煤层有机质生烃而不断增加，在封闭体系条件下，煤储层与外界的物质交换方式只有速度缓慢的扩散作用，因而完全有可能形成异常高压，进而发生上述作用。

岩石力学研究工作者对岩石在一定应力作用下的微观破坏机理进行了大量研究工作。其成果表明，岩石在应力作用下，首先会形成一系列微空穴和微裂隙，这些微空穴和微裂隙在应力消除后能够重新被压紧愈合形成岩桥。虽然在此并没有直接对煤储层的盖层作类似的研究，但从理论上推断，这种作用或过程极有可能在地质历史中出现。

对于盖层突破引起的散失量，为避免引入渗流过程使计算复杂化，利用突破前、后储层压力变化来计算盖层突破引起的散失量，盖层突破发生前、后的储层压力分别为：

$$P_{op} = P_{ov}\nu/(1-\nu) + P_t + \sigma_t$$
$$P_{cl} = P_{ov}\nu/(1-\nu) + P_t\ . \qquad (10\text{-}16)$$

式中：P_{op} 和 P_{cl}-分别为盖层微裂隙张开和闭合的储层压力；

P_{ov} 和 P_t-分别为上覆经验压力和构造应力；

σ_t-盖层岩石的抗张强度。

通过 P_{op}、P_{cl}，即可利用理想气体状态方程和郎格缪尔方程计算盖层突破前后煤储层中游离甲烷和吸附甲烷的含量，它们的差值即为盖层突破散失量。

3）渗流逸散子模型

地质历史时期的构造活动对含煤岩系具有一定的改造作用。在很多地区煤储层上下封盖

层中各种裂隙或断层相对较为发育，煤层甲烷必然会沿着这些裂隙或断面发生运移而逸散。这种运移的通道是相对规模较大的断层面或裂隙面，故其运移方式应为渗流作用。渗流作用是指地下水等流体在含孔隙或裂隙岩层的多孔介质中的流动过程，目前能够较准确地定量描述这种过程的理论是达西定律。

对于渗流引起的散失，同样为避免引入渗流过程使计算复杂化，利用渗流前、后储层压力变化来计算渗流引起的散失量。利用割理孔隙率计算公式对割理张开和闭合时（即渗流发生前后）的储层压力进行拟合，进一步计算渗流发生前后的含气量，以它们的差值作为渗流散失量即可获得渗流散失量。

5 基本参数子模型

在进行模拟计算的过程中，须要用到大量参数，如煤层参数包括煤层厚度、煤层产状等，煤质参数如灰分、硫分等等。而且，这些参数中有较大部分是随煤变质程度的变化而变化的。本子模型主要计算这些参数，限于篇幅，仅介绍几个主要参数的计算。

煤层在煤有机质成熟作用过程中，由于压实作用等因素的影响，煤层的厚度总是不断地变小。综合考虑各种因素，煤层的厚度可以等效为图 2-2 的情况，即任意 t 时刻单位面积煤层的厚度可表示为：

$$M_{\mathrm{c},t} = M_{\mathrm{nc},t} + M_{\mathrm{j},t} + M_{\mathrm{m}}. \qquad (10\text{-}17)$$

式中：$M_{\mathrm{c},t}$-t 时刻煤层的实际厚度；

$M_{\mathrm{nc},t}$-煤层中纯有机质所占的厚度；

$M_{\varphi,t}$-煤层中孔隙所占的厚度；

M_{m}-煤层中矿物质所占的厚度，假定其体积和重量在整个煤有机质成熟作用过程中不变。

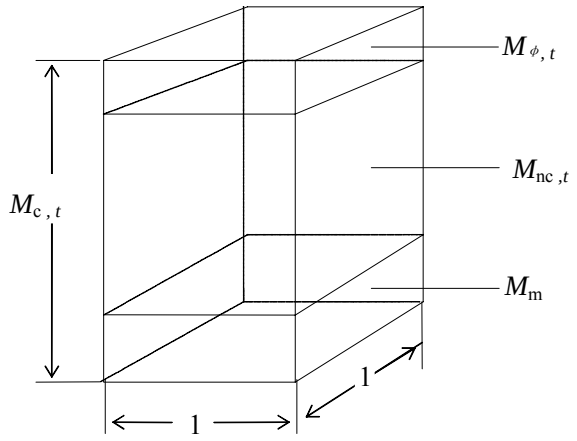


图 2－2. 煤层厚度计算示意图

假定在现今条件下，即当 $t=t_{\mathrm{n}}$ 时，有：$M_{\mathrm{c,tn}}$、$M_{\mathrm{nc,tn}}$、$M_{\Phi,\mathrm{tn}}$ 等参数为已知，首先考虑煤中有机质体积变化，通过煤真密度来进行计算。假定 t 时刻煤层真密度为 ρ_{nc}，根据前人成果利用 Surfwe 软件包中的 Grapher 来进行拟合，得：

$$\rho_{\mathrm{nc}} = \rho_{\mathrm{nc}}\ (R_{\mathrm{o,max},t}) = 0.083R_{\mathrm{o,max},t} + 1.21. \qquad (10\text{-}18)$$

若忽略煤层在煤有机质成熟作用过程中生烃、失水和挥发分含量变化等引起的重量减少，则 t 时刻煤层有机质厚度 $M_{nc,t}$ 与 t_n 时刻煤层有机质厚度 $M_{\mathrm{nc,tn}}$ 有如下的关系：

$$M_{\mathrm{nc},t}=\frac{M_{\mathrm{nc},\mathrm{tn}}\cdot\rho_{\mathrm{nc}}\left(R_{\mathrm{o},\max,\mathrm{tn}}\right)}{\rho_{\mathrm{nc}}\left(R_{\mathrm{o},\max,\mathrm{t}}\right)}. \tag{10-19}$$

考虑煤中孔隙的变化情况，，根据前人成果，得：

$$\varphi_{\mathrm{p}}=0.068614\cdot\left(R_{\mathrm{o},\max}\right)^{-0.856672}. \tag{10-20}$$

式中：φ_{p}-基质块体孔隙率。

所以有：

$$M_{\varphi,t}=\varphi_{\mathrm{p}}\times 1\times 1=\varphi_{\mathrm{p}}. \tag{10-21}$$

根据前述的假定，煤层无机物的等效厚度 M_{m} 可以等效为无机矿物的重量与其比重之比，现引入煤层灰分 A_{g}，据前人成果，无机物的重量可用如下的经验公式来求得：

$$W_{\mathrm{m}}=1.1A^{\mathrm{g}}+0.5S_{\mathrm{p}}^{\mathrm{g}} \tag{10-22}$$

式中：W_{m}：煤中矿物质含量

A^{g}：煤灰分含量

$S_{\mathrm{p}}^{\mathrm{g}}$：煤质硫铁矿硫含量

假定煤中的无机矿物平均比重 ρ_{m}=2.7，则有：

$$M_{\mathrm{m}}=\frac{W_{\mathrm{m}}}{\rho_{\mathrm{m}}}=\frac{1.1A^{\mathrm{g}}+0.5S_{\mathrm{p}}^{\mathrm{g}}}{2.7} \tag{10-23}$$

综上，在地质历史上的任意 t 时刻，煤层的厚度为：

$$M_{\mathrm{c},t}=\frac{M_{\mathrm{nc},\mathrm{tn}}\rho_{\mathrm{nc}}\left(R_{\mathrm{o},\max,tn}\right)}{\rho_{\mathrm{nc}}\left(R_{\mathrm{o},\max,t}\right)}+\varphi_{\mathrm{p}}+\frac{1.1A^{\mathrm{g}}+0.5S_{\mathrm{p}}^{\mathrm{g}}}{2.7} \tag{10-24}$$

煤层的视比重可用煤层厚度来反算：由式 10-23，图 10-2 中的煤体重量可以写成：

$$W_{\mathrm{c}}=V_{\mathrm{nc},t}\rho_{\mathrm{nc},t}+W_{\mathrm{m}}=M_{\mathrm{nc},t}\rho_{\mathrm{nc},t}+W_{\mathrm{m}} \tag{10-25}$$

所以，仍在 t 时刻，煤层的视比重为：

$$\rho_{\mathrm{c},t}=\frac{W_{\mathrm{nc},t}+W_{\mathrm{m}}}{V_{\mathrm{c}}}=\frac{\rho_{\mathrm{nc}}\left(R_{\mathrm{o},\max,t}\right)+1.1A^{\mathrm{g}}+0.5S_{\mathrm{p}}^{\mathrm{g}}}{M_{\mathrm{nc},t}} \tag{10-26}$$

二 煤层气地质演化史数值模拟软件

在建立相关模型的基础上，研制了煤层气地质演化史数值模拟软件系统。该软件能同时对一个模拟网格点多达 9 个煤层进行煤层气地质演化史综合模拟，定量查明煤层气生成、聚集和散失的演化历程。

1 软件功能

该软件是在 Windows 系统下运行的可视化软件，具有如下功能。

1 强大的计算功能，对模拟研究区各个模拟点多达九个煤层进行模拟计算；

2 模拟计算过程中，按照 1Ma 为间隔，计算并记录埋深、Ro、累积生气量、含气量、储层压力、累积扩散散失量、累积渗流散失量、累积突破散失量等数据，以备后期处理；

3 简洁实用的数据结构，能方便地利用结果数据绘制各种演化曲线图，通过简单的操作，可提取用于绘制平面等值线图的数据。

4 可靠的数据接口，利用 ODBC 技术编制的 Access 数据库与 VC 的连接程序，可准确地读取基础数据进行模拟计算。而作为基础数据载体的 Access 数据库，可方便地进行基础数据录入和编辑。

2 软件结构

根据软件功能，对软件结构进行设计，如图 10-3 所示，可见，软件主要实现的有以下几个模块：基础数据读取模块，读取数据库中的煤层和岩层的地质参数；参数计算模块，计算地质历史时期的煤层的厚度、孔隙度等参数，计算地质历史时期的埋深、地温等参数；有机质成熟生烃计算模块，计算地质历史时期的有机质成熟度，煤层生气量等参数；储层压力计算模块，计算地质历史时期的各煤层的储层压力；扩散散失计算模块：利用数值方法解算扩散方程，计算扩散散失量。动态平衡模块，利用物质平衡原理计算煤储层中的游离气和吸附气量，渗流散失量、盖层突破散失量；数据的生成和显示模块，将计算结果写入硬盘，在屏幕上动态显示计算结果。

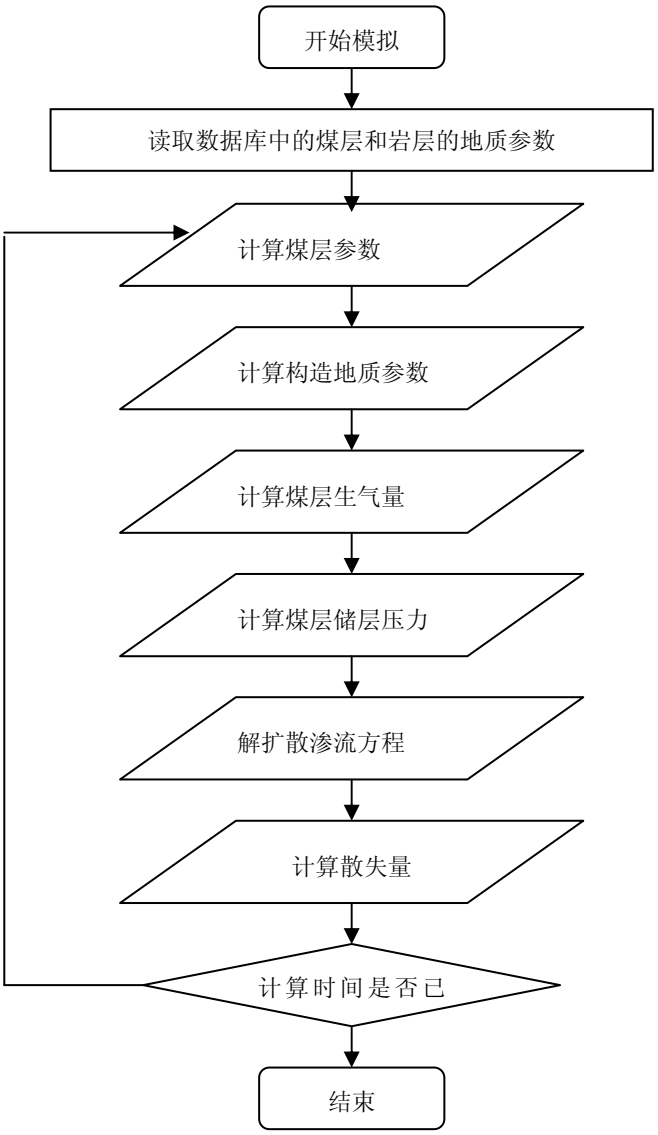


图 10-3 煤层气地质演化史数值模拟软件流程图

运用 Microsoft Visual Studio. Net 进行编程调试，运用 Microsoft Access 进行数据库设计，经过大量工作，完成了整个软件的研制工作，调试运算结果表明，该软件能够较准确地对煤层气地质演化史进行数值模拟计算。图 10-4 是软件的界面。

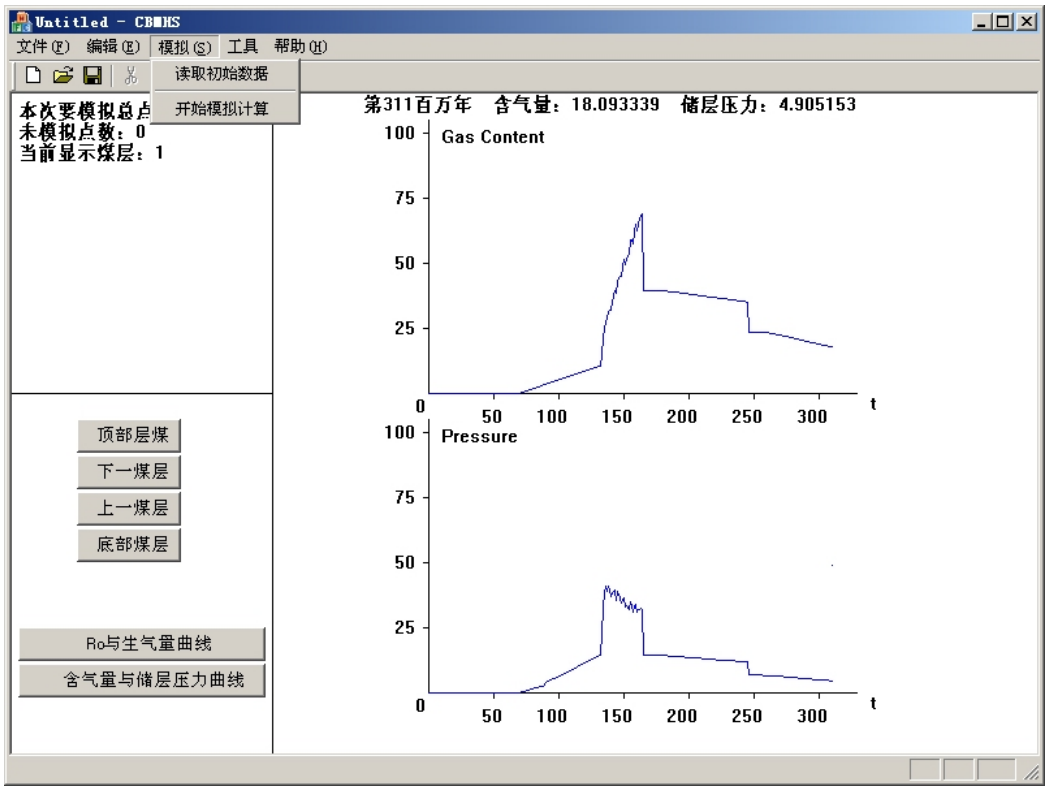


图 10-4 煤层气地质演化史数值模拟软件界面

三 沁水盆地煤层气地质演化史简介

1 地质背景

1）基础地质

模拟区内含煤岩系为山西组和太原组，山西组以砂岩、粉砂岩和泥岩为主，夹有 3—4 层煤层。太原组则以砂岩、粉砂岩、泥岩及灰岩为主，夹煤层 13 层左右。山西组主煤层在东部为 3#煤层，在西部为 2#煤层；太原组主煤层在东部为 15#煤层，在西部为 10#煤层。为便于计算，将煤层地质模型进行简化，以两主煤层为模拟对象，其上、其间及其下的煤层按厚度等效合并为上边界煤层、中间煤层和下边界煤层，从而形成了模拟研究的地质模型（图 10-5）。在准备阶段，收集了相关煤层的地质数据和储层物性数据，如煤厚、灰分、镜质组最大反射率、渗透性、孔隙性及割理特征等。同时也收集了煤系上覆盖层的相关数据，如盖层厚度、岩性组合、扩散系数等。

2）地质演化史

沁水盆地为一轴向为 NNE 向的复式向斜，其内发育一系列 NE—NNE 向的断层。其地史演化历程如下。

从中奥陶世开始，华北板块抬升并经长期剥蚀形成准平原地貌。晚石炭世又开始沉降，形成了石炭二叠纪煤系。二叠纪后海水退出，形成大面积河流—胡泊沉积。

煤系地层形成之后，在三叠纪—中侏罗世期间，研究区为快速沉降期，形成了 2000～3000m 厚的陆相碎屑岩建造。随后的晚侏罗世—早中侏罗世，燕山运动对本区产生很大影响，早期的上升使上三叠统部分剥蚀，随后又拗陷，形成了沁水构造盆地的雏形及大部分次级构

造。在研究区外的盆地南北两端还可能存在一定规模的深部岩浆活动。

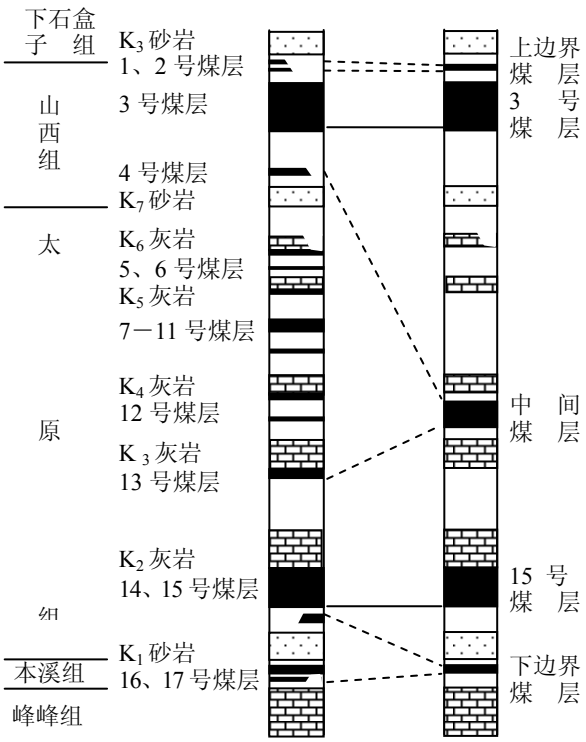


图 10-5 地质模型

晚白垩世及新生代，区内基本保持了中生代形成的构造格局，仅由于构造运动的影响，构造应力场由压性暂时转变为张性。

表 10-1 研究区主煤层埋藏历史及阶段

埋藏阶段	地质时代	构造运动期次	煤层最大埋藏深度	阶段特征
第一阶段	煤层形成～晚三叠世	海西晚期～印支期	3700	煤层先慢速后快速埋藏
第二阶段	早侏罗世～中侏罗世	燕山早期	3500	煤层埋深稳定/波动
第三阶段	晚侏罗世～早白垩世	燕山中期	3200	煤层埋深显著减小、构造分异显著
第四阶段	晚白垩世～早第三纪	燕山晚期～喜山早期	<1500	煤层埋深减小
第五阶段	晚第三纪～第四纪	喜山中、晚期	1500	煤层埋深减小/增大，构造分异明显

表 10-2 研究区上主煤层所经历的古地热场发展演化历史及煤化作用特征

发展阶段	地质时代	构造运动期次	古地热场特征	煤化作用特征
第一阶段	晚石炭世～晚三叠世	海西后期	正常	深成变质作用
第二阶段	早侏罗世～中侏罗世	燕山早期	正常	煤化作用几乎无进展
第三阶段	晚侏罗世～早白垩世	燕山中期	异常高热	区域热变质作用
第四阶段	晚白垩世～第四纪	燕山晚期～喜山晚期	正常	煤化作用停止

3 煤层埋藏史及古地热史

煤层的埋藏史和古地热史是地质演化史和构造演化史综合作用的结果，通过总结了模拟研究区的埋藏史和热史特征，如表 10-1 和表 10-2 所示。并形成了模拟研究区的埋藏曲线函数和古地热曲线函数，进一步获得了模拟研究区煤有机质成熟生烃函数。

2 模拟计算和结果

1）模拟计算

在上述工作的基础上，形成了包括煤层、煤质及煤系地层参数，包括构造史、埋藏史及热史演化参数在内的模拟基础数据。对模拟研究区进行模拟网格剖分，形成了 80 个模拟点（图 10-6）的模拟网格。在剖分模拟网格时，对网格点的分布、断裂构造以及计算工作量等方面进行了充分考虑。

进一步对个模拟网格点进行模拟参数数据采集，总共收集了近 8000 个数据，按模拟软件要求录入 Access 数据库中，对 80 各点逐一进行模拟计算，获得了近 20Mb 的结果数据，通过数据处理、分析、整理和编图，查明了研究区煤层气地质演化历程。

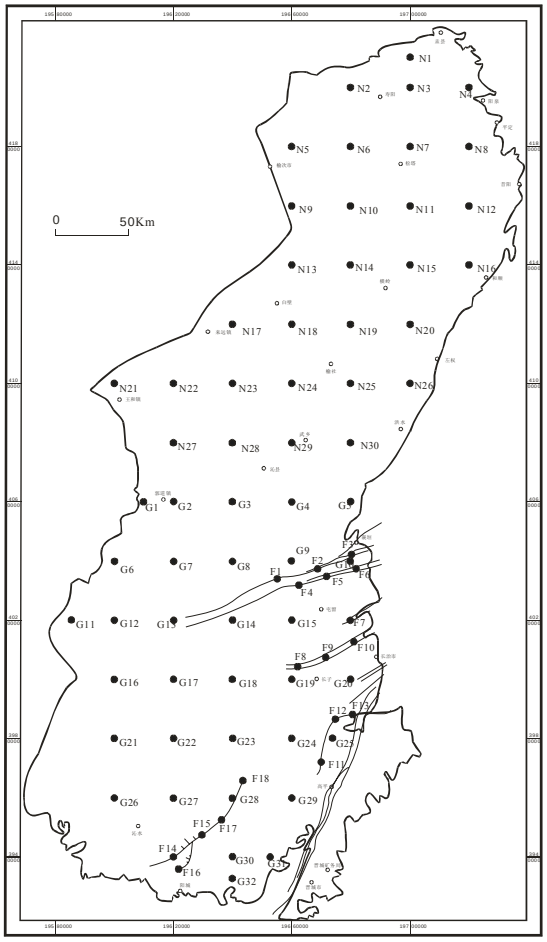


图 10-6 模拟网格图

2）沁水盆地煤层气地质演化史

考察不同模拟点煤层气地质演化特征，首先选择一个典型的模拟点 G17 来进行分析。

图 10-7a、b、c、d、e、f 分别为 G17 模拟节点煤层有机质累积生气量、煤储层气含量、储层压力时间变化曲线及累积扩散强度、累积盖层突破强度和累积渗流强度曲线。

图中横坐标原点为研究区上煤层形成时间，从该点至今延续时间为 311.3Ma。从图中可以清楚地看到，煤层甲烷演化过程具有明显的阶段性。在三叠纪末以前（演化时间 0～66.3Ma，距今 311.3～245Ma），煤层有机质累积生气量几乎为零，煤储层中气含量极低，亦接近于零，储层压力随埋深的增加而变大，累积扩散强度也很低，无盖层突破及渗流运移。

早、中侏罗世（演化时间 66.3～133.3Ma，距今 245～178Ma），煤层有机质生烃速率略有上升，煤储层气含量亦开始上升，储层压力因深埋藏而达到最大值，但随后又下降，累积扩散强度有所增加，但总的来说幅度不大，仍无盖层突破及渗流运移散失现象发生。

晚侏罗世～早白垩世（演化时间 133.3～165.7Ma，距今 178～145.6Ma）是整个煤层甲烷演化历史中最为活跃的阶段，在此期间煤层有机质生烃速度大增，含气量急剧上升，储层压力因生烃增压作用而高于静水压力，最后发生盖层突破及割理张开，煤层甲烷顺层渗流运移散失作用，具体表现为图 10-7b、c 在演化时间 133.3～165.7Ma 间曲线先呈锯齿状变化及其后曲线呈直线状下降。

晚侏罗世至今（演化时间 165.7～311.3Ma，距今 145.6～0Ma），煤有机质生烃停止，煤储层气含量逐渐下降。其中在晚第三纪早期（演化时间 246.3Ma 左右，距今 65Ma 左右），因出现张性构造应力场，割理张开，又发生了一次渗流运移散失作用。

进一步分析其它计算点有关参数后发现它们的演化过程均具有类似特点。但由于研究区

内煤层、煤质、煤级及埋深特征及演化历史的差异，它们与第 G17 计算点相比有一定差异，这种差异主要表现在累积生气量、煤储层甲烷含量、储层压力及累积扩散强度的大小以及盖层突破和渗流作用的有无等方面。如图 10-8a、b 分别为 N21 和 N24 模拟网格点的含气量演化曲线，由图可见，N21 点上主煤层仅在早白垩世末期发生了渗流散失作用而无盖层突破散失作用，在晚第三纪早期并未发生渗流散失作用；N24 点虽然在晚侏罗世～早白垩世间发生

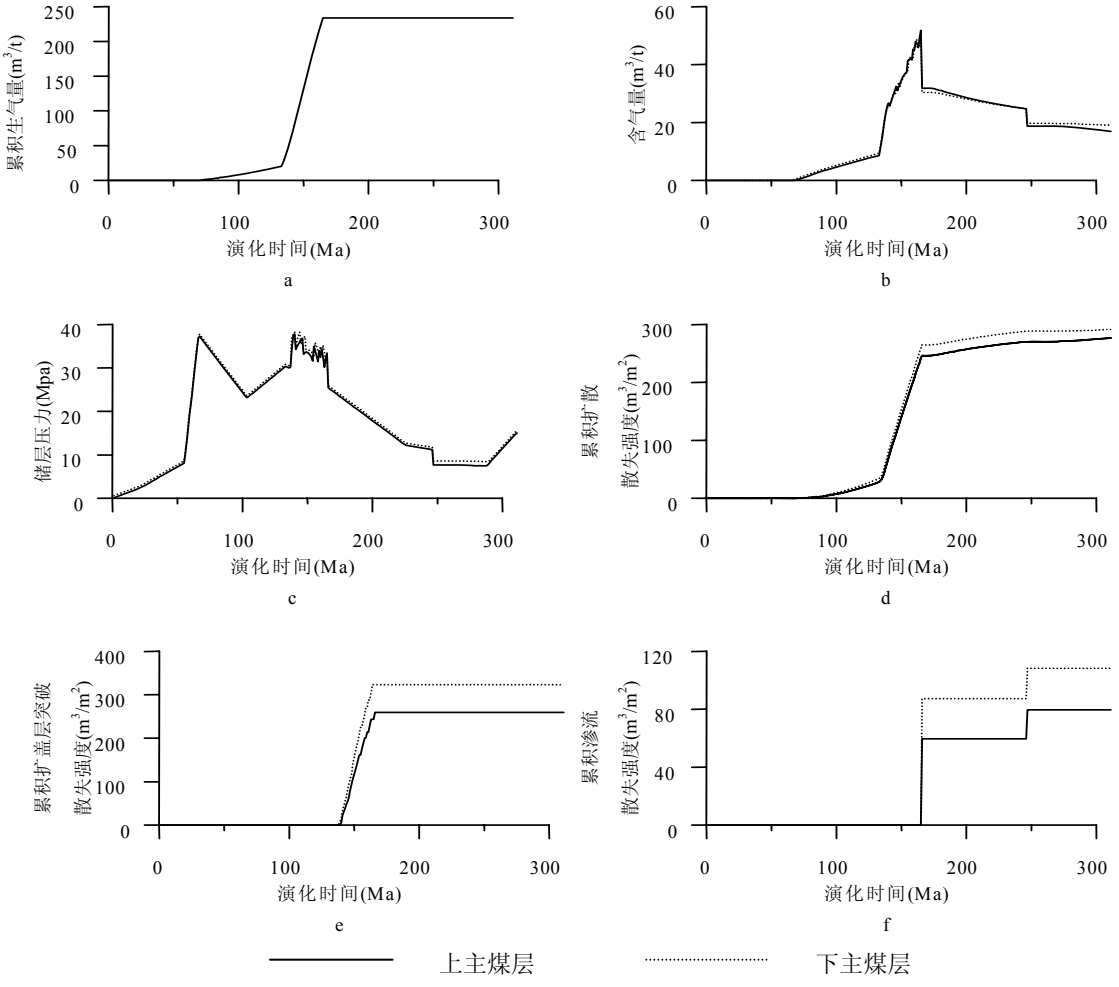


图 10－7 G17 模拟点煤层气地质演化史曲线图

了盖层突破和渗流散失作用，但在晚第三纪早期也没有发生渗流散失作用。

由此可见，沁水盆地煤层气地质演化历程可划分为四个阶段（表 10-3），即：

第一阶段：三叠纪末以前，基本上没有发生煤层气的演化作用，可将其称为初始阶段。

第二阶段：早、中侏罗世，仅生成少量煤层气，各种演化作用不强烈，可称之为初期阶段。

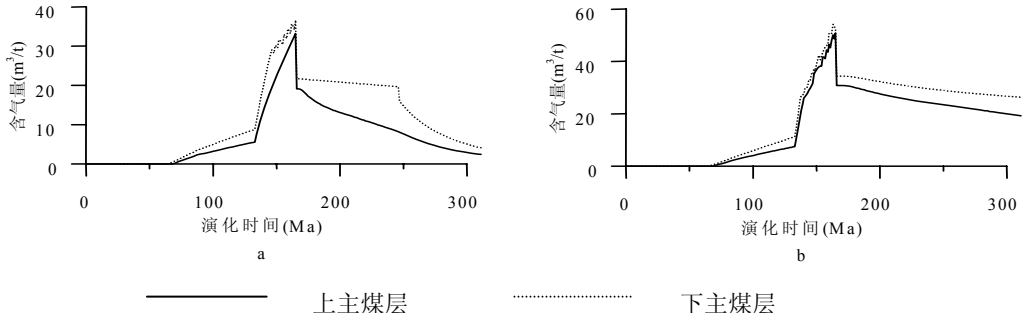


图 10－8 N21 和 N24 模拟点煤层气含气量演化曲线图

第三阶段：晚侏罗世～早白垩世，煤层气大量生成，各种演化作用强烈，煤储层中聚集了大量的煤层气，可称为聚散演化活跃阶段。

第四阶段：晚白垩世至今，煤层气不再生成，发育各种散失作用，可称为散失阶段。

表 10-3 研究煤层甲烷演化历史阶段划分及特征

阶段	地质时代	特征					
		生气量	气含量	储层压力	扩散强度	渗流强度	突破强度
第一阶段	晚石炭～三叠纪末	极少	极低	极低	极低	0	0
第二阶段	早侏罗～中侏罗世末	较少	低	低	低	0	0
第三阶段	晚侏罗～早白垩世末	最多	最高	最高	最高	0～高	0～高
第四阶段	晚白垩～早第三纪末	0	中	中	中	0～低	0

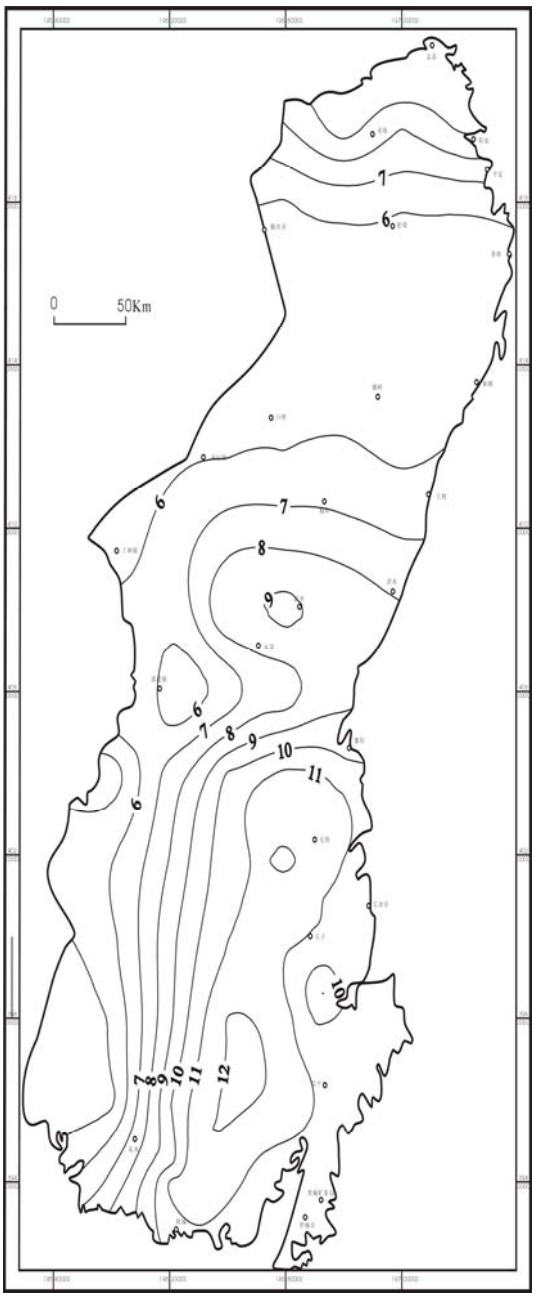


图 10－9 沁水盆地中侏罗世末上主煤层含气量等值线图

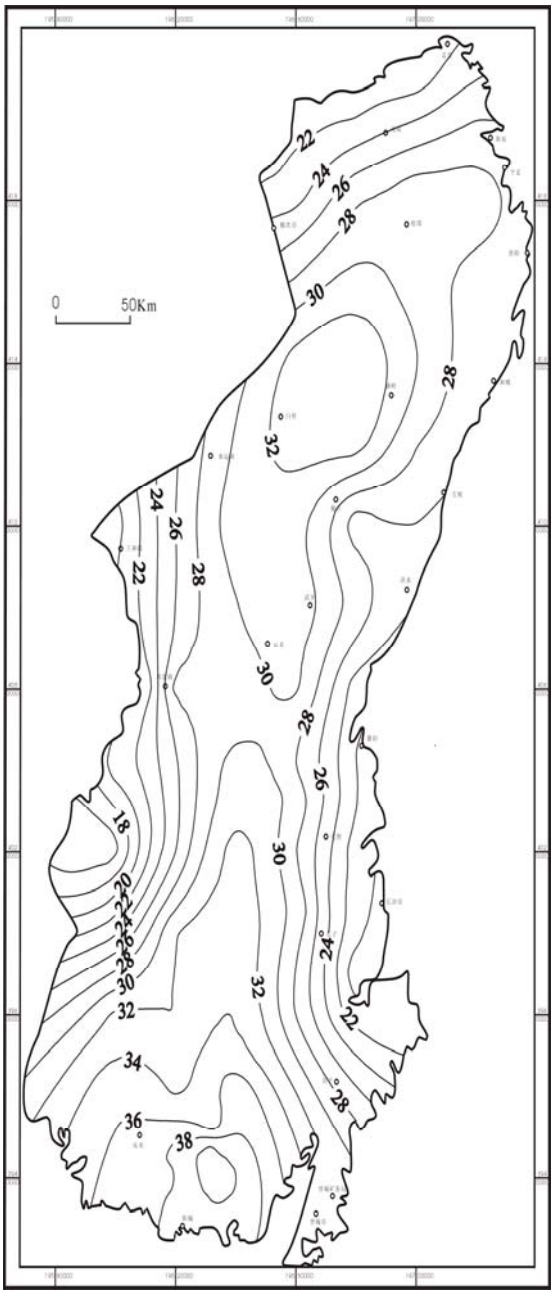


图 10－10 沁水盆地早白垩世末上主煤层含气量等值线图

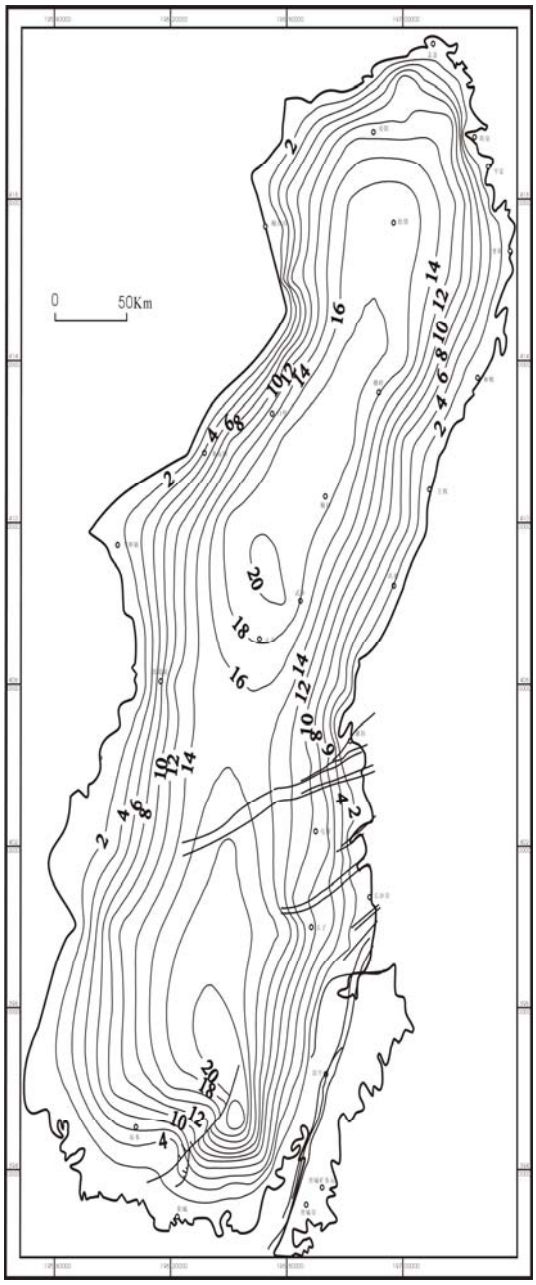


图 10－11 沁水盆地现今上主煤层
含气量等值线图



图 10－12 沁水盆地现今下主煤层
含气量等值线图

图 10-9 至 10-11 分别给出了个主要演化阶段末期上主煤层含气量在盆地范围内的变化特征，图 10-12 是现今下主煤层含气量的特征。

通过以上研究工作，定量查明了研究区煤层气地质演化历程，对煤层气地质研究具有很重要的理论意义。同时，在煤层气勘探开发工作中，起作用也不容忽略。首先，在查明煤层气地质演化历史的基础上，通过分析，可以得知在整个过程中，构造史、埋藏史、热史等地质演化史，以及煤系地层、煤层、煤质等特征对煤层气聚集和富集的影响和控制作用。其次，模拟工作是从边部或前部的已知区开始的，通过已知的含气量数据与模拟结果的含气量数据，修正某些模拟参数，然后向深部区模拟，因此，在深部区未知的情况下，实现了对深部区含气量等参数的预测。

第二节 煤层气井产能模拟技术

一 概述

进行地面竖井开采煤层气时，产能分析是一项非常重要的研究项目。在常规油气勘探开发过程中，也需要进行产能评价。产能分析实际上是在生产井的部分参数（如储层的孔、渗等物性、储层压力、含油气性及其他一些参数）已知的条件下，对井油气产量、产量变化规律进行预测的工作。预测的时间可在几个月、几年甚至几十年之间。产能参数是选择开采工艺、开采设备的重要依据，同时，根据产能参数，可对生产井的经济价值进行评价，因此，无论对于煤层气或是常规油气开发，产能分析工作都具有非常重要的意义。本节除了介绍产能模拟的一般方法外，将主要讨论其核心部分，气-水二相流 PDE 方程的建立和解算。

目前，美国在煤层气产能数值模拟研究领域处于领先地位，产能数值模拟技术被广泛应用于储层物性研究、生产井产能预测和生产工艺优化等方面。

比较成熟的煤层气产能模拟软件 Coalgas 由 S. A. Holditch & Associates Inc.公司于 1994 年研制成功，该软件是通用的、三维、两相、多空隙的储层模拟器。其研制工作包括建立地质模型，如煤储层特性界定、煤层气产出机理等；根据地质模型建立数学模型，其核心是依据煤层气在基质块体中扩散所遵循的费克定律及其在割理系统中渗流遵循的达西定律形成的气、水、油等流体物质连续偏微分方程（PDE）或方程组，进一步采用显式、隐式法或以二者结合进行有限差分求解或进行有限单元求解，形成线性、非线性方程组，从而解算出控制方程近似解。控制煤储层特征的 Coalgas 数学处理模型有：Darcy 定律、Fick 定律和煤层吸附特性。

Coalgas 能够在直角坐标或极坐标下进行三维模拟实验，可用于全矿区或单井的模拟实验，能适应块体内或井周围的不同相对渗透率的模拟，以评价煤储层的特征和进行产能模拟计算，优化煤层气井的生产。该软件能从时间、空间上，动态地以气单相或气水两相系统，以单层煤或多层煤为对象，进行单井或多井的煤层气储层模拟和产能预测。当然，Coalgas 软件同样适用于常规天然气，甚至可用于注水研究。

Coalgas 对煤层气井生产可作弹性控制，可在特定产气率、特定的产水率、恒定的地表或井底流动压力下，进行煤层气井的产能或注水试验。同样，也可在限定的井底气流动速率下，专门研究煤层气井在产气或注水实验中的地表流动压力或井底流动压力的变化特性。在 Coalgas 软件的模拟过程中，所有的参数都可随时进行修正。

但据 Coalgas 软件也存在着输入条件过于简化以及在模拟计算中这些条件不能改变等不足之处。

近年来，我国的一些教学和科研单位，如煤炭科学研究总院西安分院、中国石油天然气总公司石油天然气开发研究总院、中国矿业大学资源与地球科学学院和中国煤田地质局等都花巨资从美国引进上述储层模拟器中的某一种并应用实际工作中。我国也尝试自行研制储层模拟器，这些工作对我国煤层气开发具有重要的意义。

二 地面开发井煤层气产出地质和数学模型

煤层气开发井工程完成之后，煤层气产出的过程可以用如下地质模型来描述。

1 煤层为典型的双重孔隙介质，具有非均质各向异性特征，煤基质中发育有丰富的微孔隙，煤层的面割理和端割理形成了一种近似正交的裂隙网络，是煤层中甲烷、水等流体渗流

运移的通道。割理的孔隙率和渗透率受煤化作用程度、储层压力、地质历史中古构造应力场等控制和影响；

2 煤储层中存在两种相态的煤层气，即吸附状和游离状，煤层气由基质流向割理经历了解吸、扩散两个过程。煤层气以物理吸附的形式吸附在煤基质的内表面，其吸附和解吸是一种可逆过程，在一定条件下，吸附煤层气与游离煤层气之间可以通过吸附与解吸作用相互转化，其吸附与解吸过程符合符合 Langmuir 等温吸附定理。解吸出来而成为游离状的煤层气，在压力和浓度效应的作用下，发生扩散，其扩散过程符合 Fick 第一定理；

3 煤储层中流体的渗流运移是一种复杂的三维多相不定常流场，但可简化为二维二相不定常流场或一维二相不定场流场。在一定的压力梯度的作用下，煤层气在割理中和水一起以各自独立的相态混相发生渗流运移，并符合达西定理。

1 扩散与解吸

煤层气的解吸与吸附是一个可逆过程，所以其解吸同样可用 Langmuir 等温吸附定理来描述：

$$C(P)=\frac{V_L P}{P_L+P_g}. \tag{10-27}$$

式中：V_L 为 Langnuir 体积；

P_L 为 Langnuir 压力；

P_g 为煤储层中的压力；

C（P）为平衡吸附气体浓度；

该方程在煤基质和割理之间提供了一个边界条件，通过扩散由基质进入裂隙中的煤层气可用 Fick 定理来描述：

$$q_m=\frac{V_m}{r}(C(t)-C(P_g)). \tag{10-28}$$

式中：r 为解吸时间，由实验测定；

V_m 为煤基质体积；

C（t）为 t 时刻基质中煤层气的平均浓度；

q_m 为由基质进入裂隙的煤层气量；

可将其改写为导数形式：

$$\frac{dC}{dt}=-\frac{1}{r}(C(t)-C(P_g)). \tag{10-29}$$

结合初边值条件：

$$C（t）=Ci \qquad t=0$$

$$C（t）=C（P_g） \qquad t>0 \qquad C\in \Gamma_1$$

式中：Γ_1 为基质的外部边界。

经求解得：

$$C(t)=C(P_g)+(C_i-C(P_g))e^{-t/r}. \tag{10-30}$$

2 水—气二相裂隙流

煤层气、水在煤层裂隙中的二相渗流可用流体的连续性方程和达西定律来描述：

1）流体连续性方程

$$\begin{cases} -\nabla\cdot(\rho_w V_w)-q_w=\dfrac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_w S_w) \\ -\nabla\cdot(\rho_g V_g)+q_m-q_g=\dfrac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_g S_g) \end{cases} \quad (10\text{-}31)$$

2）达西定律

$$\begin{cases} V_g=-\dfrac{KK_{rg}}{\mu_g}(\nabla P_g-\rho_g g\nabla h) \\ V_w=-\dfrac{KK_{rw}}{\mu_w}(\nabla P_w-\rho_w g\nabla h) \end{cases} \quad (10\text{-}32)$$

上述各式中：ϕ—煤的孔隙度；

K—煤层的绝对渗透率；

h—标高；

ρ—流体的密度；

S—流体的饱和度；

Kr—流体的相对渗透率（w,g—分别表示水和气）；

μ—流体的粘滞系数；

g—重力加速度；

q—流体的源汇项。

将方程（10-31）代入方程（10-30）中，可得：

$$\begin{cases} \nabla\cdot[\dfrac{\rho_w KK_{rw}}{\mu_w}(\nabla P_w-\rho_w g\nabla h)]-q_w=\dfrac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_w S_w) \\ \nabla\cdot[\dfrac{\rho_g KK_{rg}}{\mu_g}(\nabla P_g-\rho_g g\nabla h)]+q_m-q_g=\dfrac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_g S_g) \end{cases} \quad (10\text{-}33)$$

上述二方程中，P_w、P_g、S_w、S_g 分别满足下面两个附加方程：

$$\begin{cases} P_c=P_g-P_w \\ S_w+S_g=1 \end{cases} \quad (10\text{-}34)$$

式中 P_C 为毛细管压力，S_g 和 S_w 是饱和度的函数，有实验测定。

将方程（10-27）~（10-30）和（10-33）、（10-34）耦合起来，这样方程中就只含有 4 个未知数 P_w、P_g、S_w、S_g，未知数，与方程个数相同。结合初边值条件即构成整个煤层气产能模拟的数学模型。

初始条件：取某一时刻 $t=t_0$ 时刻作为模拟的初始时刻，给出这一时刻的 P_w、P_g、S_w、S_g 值。

边界条件包括内边界条件和外边界条件。内边界条件即井壁处条件。方程（10-33）中的源汇项 q，一般为给定产量或给定井底流动压力。如为给定产量，则可直接进入方程；如为定井底流动压力，则需按稳定流井筒产量计算方法处理后，再进入方程。

外边界条件在煤层气藏模型中一般取定压边界或封闭边界。

三 单井煤层气产能模拟偏微分方程的解算

差分方程表述煤层气的产出过程，它是煤层气产能模拟的核心和关键，对模拟结果的正确性和精确性具有决定性作用。以下推导单井条件下煤层气产出过程的差分方程。

1 基本模型及方程

对于单井，提出如下的基本模型：以井口点为中心，按有效半径作圆，在此范围内将煤层划分为若干个张角均为 θ的扇形条带，对每个条带进行剖分，煤层气将沿此条带作径向运动，进一步假定各条带之间不存在煤层气的横向运动，由此可将单井模拟简化为径向二相流动问题（图 10-13）。

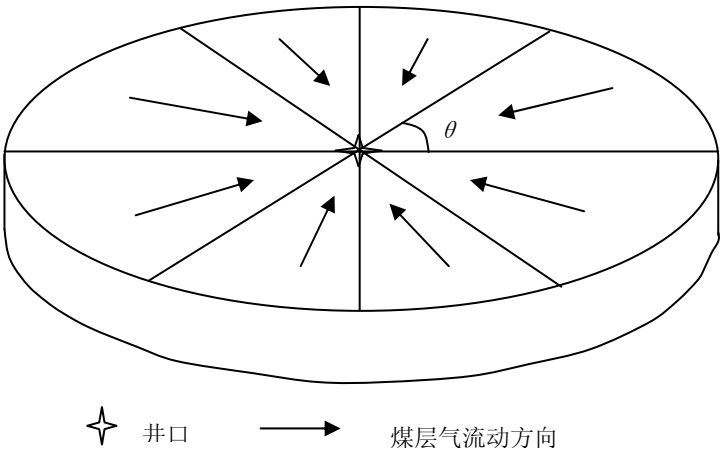


图 10－13 单井产能模拟基本模型

单井模拟的偏微分方程由单个扇形条带推导。对图 10-14 扇形单元中的控制体，得煤层气和水在煤储层中的流动方程：

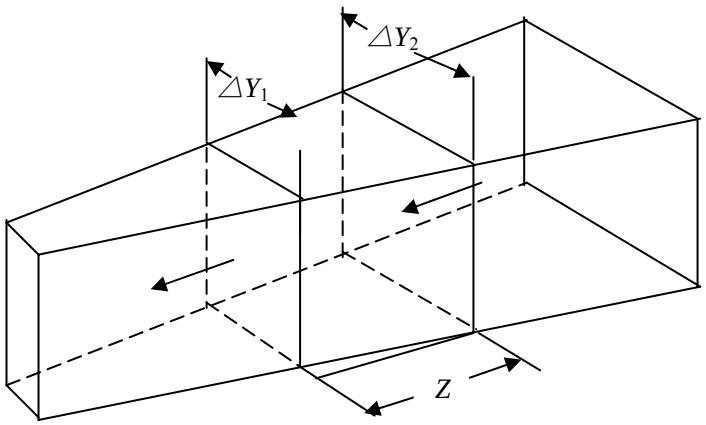


图 10-14 单元控制体

$$\frac{2tg(\frac{\theta}{2})\rho_{\mathrm{g}}\ k_{\mathrm{rg}}\ k_x}{\mu_{\mathrm{g}}}\left(\rho_{\mathrm{g}}\ \mathrm{g}\frac{\partial\ Z}{\partial\ x}-\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right)+\frac{\partial}{\partial\ x}\left[\frac{\rho_{\mathrm{g}}\ k_{\mathrm{rg}}\ k_x}{\mu_{\mathrm{g}}}\left(\rho_{\mathrm{g}}\ \mathrm{g}\frac{\partial\ Z}{\partial\ x}-\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right)\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$

$$+q_m-q_g=\frac{\partial\ \left(\rho_{\mathrm{g}}\ S_{\mathrm{g}}\ \varphi_{\mathrm{f}}\right)}{\partial\ t}\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$

$$\frac{2tg(\frac{\theta}{2})\rho_{\mathrm{w}}\ k_{\mathrm{rw}}\ k_x}{\mu_{\mathrm{w}}}\left(\rho_{\mathrm{w}}\ \mathrm{g}\frac{\partial\ Z}{\partial\ x}+\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right)+\frac{\partial}{\partial\ x}\left[\frac{\rho_{\mathrm{w}}\ k_{\mathrm{rw}}\ k_x}{\mu_{\mathrm{w}}}\left(\rho_{\mathrm{w}}\ \mathrm{g}\frac{\partial\ Z}{\partial\ x}+\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right)\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$

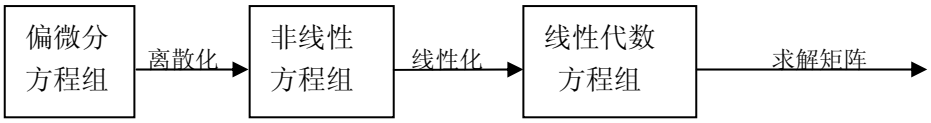
$$-q_w=\frac{\partial\left(\rho_{\mathrm{w}}S_{\mathrm{w}}\varphi\right)}{\partial\ t}\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$

(10-35)

与普通的径向二相流动方程相比，本方程虽然多了一个一阶项和相应的系数，但其精度较前者要高，而且，试算结果证明由此引起的计算复杂性对以后的解算机时的影响不大。

2 方程的解算

描述煤层气运移的偏微分方程是一个复杂、高阶非线性方程，无法用解析法求解，必须将其在时空上进行离散，然后用数值法来求解，具体步骤为：



然后，用有限差分法对上述方程进行解算。

具体解算方法如下：

对 $t=k\tau$ 时间层时的空间点 i，储层压力和气水饱和度的偏导数分别为：

$$P_i^k=\frac{1}{2}\left(P_i^{k-1}+P_i^k\right)$$

$$\left.\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right|_i=\frac{P_{i+1}^{k-1}-P_{i-1}^{k-1}+P_{i+1}^k-P_{i-1}^k}{4h}=\frac{\Delta P_i^k}{4h}$$

$$\left.\frac{\partial^2 P}{\partial\ x^2}\right|_i=\frac{P_{i+1}^{k-1}-2P_i^{k-1}+P_{i-1}^{k-1}+P_{i+1}^k-2P_i^k+P_{i-1}^k}{2h^2}=\frac{\Delta^2 P_i^k}{2h^2}$$

$$S_{\mathrm{g}i}^k=\frac{1}{2}\left(S_{\mathrm{g}i}^{k-1}+S_{\mathrm{g}i}^k\right)$$

$$\left.\frac{\partial\ S_{\mathrm{g}i}^k}{\partial\ x}\right|_i=\frac{\left(S_{\mathrm{g}i+1}^{k-1}-S_{\mathrm{g}i-1}^{k-1}+S_{\mathrm{g}i+1}^k-S_{\mathrm{g}i-1}^{k-1}\right)}{4h}=\frac{\Delta S_{\mathrm{g}i}^k}{4h}\quad .\qquad (10\text{-}36)$$

$$\left.\frac{\partial\ S_{\mathrm{g}i}^k}{\partial\ t}\right|_i=\frac{S_{\mathrm{g}i}^{k+1}-S_{\mathrm{g}i}^{k-1}}{\tau}$$

式中， τ、h 分别为时间和空间步长。

对变系数，采用冻结系数法，即利用上一时间层的有关参数来求取。原方程的气水相对渗透率 K_{rg} 及 K_{rw} 分别可以表示为：

$$\begin{aligned} K_{\mathrm{rg}i}^{k} &= f_1(S_{\mathrm{g}i}^{k}) \\ K_{\mathrm{rw}i}^{k} &= f_2(1-S_{\mathrm{g}i}^{k}) \end{aligned} \tag{10-37}$$

其对 x 的偏导数为：

$$\begin{aligned} K_{\mathrm{rg}i}^{k} &= f_1(S_{\mathrm{g}i}^{k})'\frac{\Delta S_{\mathrm{g}i}^{k}}{4h} \\ K_{\mathrm{rw}i}^{k} &= f_2(1-S_{\mathrm{g}i}^{k})'\frac{\Delta S_{\mathrm{g}i}^{k}}{4h} \end{aligned} \tag{10-38}$$

煤储层中甲烷密度为：

$$\begin{aligned} \rho_{\mathrm{g}i}^{k} &= \frac{\mathrm{M}}{\mathrm{R}}\frac{P_i^{k-1}}{T_i^{k}} \\ \frac{\partial \rho_{\mathrm{g}i}^{k}}{\partial x} &= \frac{\mathrm{M}}{\mathrm{R}\left(T_i^{k}\right)^2}\left[\frac{P_{i+1}^{k-1}-P_{i-1}^{k-1}}{2h}T_i^{k}-\frac{P_i^{k-1}-P_i^{k}}{2}\frac{T_{i+1}^{k}-T_{i-1}^{k}}{2h}\right] \\ &= \frac{M}{R\left(T_i^{k}\right)^2}\left[\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}T_i^{k}-\frac{P_i^{k-1}-P_i^{k}}{2}\frac{\Delta T_i^{k}}{4h}\right] \\ \frac{\partial \rho_{gi}^{k}}{\partial t} &= \frac{M}{RT_i^{k}}\frac{P_{i+1}^{k-1}-P_{i-1}^{k-1}}{\tau} \end{aligned} \tag{10-39}$$

将上述各式代入方程（10-35)并整理，得其差分方程为：

$$\begin{aligned} &\frac{2tg(\frac{\theta}{2})MK_{xi}^{k}\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)K_{\mathrm{rg}i}^{k}}{2\mu_{\mathrm{g}}RT_i^{k}}\left[\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}T_i^{k}}\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta Z_i^{k}}{2h}\right]+\frac{MK_{xi}^{k}K_{\mathrm{rg}i}^{k}}{\mu_{\mathrm{g}}\mathrm{R}\left(T_i^{k}\right)^2}\cdot \\ &\left[T_i^{k}\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta T_i^{k}}{2h}\right]\left[\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}T_i^{k}}\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta Z_i^{k}}{2h}\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2} \\ &+\frac{\mathrm{M}K_{xi}^{k}\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)\left(K_{\mathrm{rg}i}^{k}\right)}{2\mu_{\mathrm{g}}\mathrm{R}T_i^{k}}\left(\frac{\Delta S_{\mathrm{g}i}^{k}}{4h}\right)\left[\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}T_i^{k}}\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta Z_i^{k}}{2h}\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}+ \\ &+\frac{MK_{xi}^{k}\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)K_{\mathrm{rg}i}^{k}}{2\mu_{\mathrm{g}}RT_i^{k}}\left\{\frac{\Delta^2 P_i^{k}}{2h^2}-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}\left(T_i^{k}\right)^2}\left[T_i^{k}\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta T_i^{k}}{2h}\right]\frac{\Delta Z_i^{k}}{2h}\right. \\ &\left.-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}T_i^{k}}\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta^2 Z_i^{k}}{h^2}\right\}\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2} \\ &=\frac{\mathrm{gM}\,\varphi_{\mathrm{f}}^{k-1}}{2\mathrm{R}T_i^{k}}\left[\left(S_{\mathrm{g}i}^{k-1}+S_{\mathrm{g}i}^{k}\right)\frac{P_i^{k}-P_i^{k-1}}{\tau}+\left(P_i^{k-1}+P_i^{k}\right)\frac{S_{\mathrm{g}i}^{k}-S_{\mathrm{g}i}^{k-1}}{\tau}\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2} \end{aligned}$$

$$\frac{2tg(\frac{\theta}{2})\rho_w K_{xi}^{k-1} K_{rwi}^{k-1}}{\mu_w}\left(\frac{\Delta P_i^k}{4h}-g\rho_w\frac{\Delta Z_i^k}{4h}\right)+\frac{\rho_w K_{xi}^{k-1}\left(K_{rwi}^{k-1}\right)}{\mu_w}\frac{\Delta S_{gi}^k}{4h}\left(\frac{\Delta P_i^k}{4h}-g\rho_w\frac{\Delta Z_i^k}{4h}\right)\cdot$$
$$\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}+\frac{\rho_w K_{xi}^{k-1} K_{rwi}^{k-1}}{\mu_w}\left(\frac{\Delta^2 P_i^k}{2h^2}-g\rho_w\frac{\Delta^2 Z_i^k}{2h^2}\right)\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$
$$=-\rho_w\varphi_{fi}^{k-1}\frac{S_{gi}^k-S_{gi}^{k-1}}{\tau}\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2} \qquad (10\text{-}40)$$

方程（10-40）为一非线性方程组，用 Newton-Raphlson 法求解，算法如下：

方程（10-40 表示为：

$$\begin{cases} f_1(x_1,x_2,\cdots,x_m)=0 \\ f_2(x_1,x_2,\cdots,x_m)=0 \\ \quad\vdots \\ f_m(x_1,x_2,\cdots,x_m)=0 \end{cases} \qquad (10\text{-}41)$$

引入向量$\vec{x}^{(n)}$：

$$\vec{x}^{(n)}=(x_1,x_2,\cdots x_m)$$

假定$\vec{x}^{(r)}$为方程组的一个近似解，将函数在$\vec{x}^{(n)}$附近展开为泰勒级数：

$$f_i(\vec{x}^{(r)})=f_i(\vec{x}^{(n)})+y_1\left.\frac{\partial f_i}{\partial x_1}\right|_{x_1^{(n)}}+y_2\left.\frac{\partial f_i}{\partial x_2}\right|_{x_2^{(n)}}+\cdots \qquad (i=1,2,\cdots,m). \qquad (10\text{-}42)$$

式中，$x_i^r=x_i^n+y_i$

在此处取泰勒级数的线性项，得到含 m 个未知数 y_1，y_2，…，$y_m=\bar{y}_m$的线性方程组，解出$\bar{y}_m$，得比$\vec{x}^{(n)}$更接近$\vec{x}^{(r)}$的一组新解$\vec{x}^{(n+1)}$：

$$\vec{x}^{(n+1)}=\vec{x}^{(n)}+\bar{y}\ . \qquad (10\text{-}43)$$

下一步，把$\vec{x}^{(n+1)}$当作$\vec{x}^{(n)}$，代入泰勒级数中，进一步解出更加精确的$\vec{x}^{(n+2)}$。式（4-3）为 Newton-Raphlson 解法的迭代公式。依上述公式进行多次迭代，直至$\vec{x}^{(n+1)}$与$\vec{x}^{(n)}$的差值小于某一给定的误差限 ε，即：

$$\left|\vec{x}^{(n+1)}-\vec{x}^{(n)}\right|<\varepsilon. \qquad (10\text{-}43)$$

此时的$\vec{x}^{(n+1)}$可认为是方程在 $t=k\tau$时的准确解。

可见，方程组的求解可分为两步：第一步对方程进行差分，形成非线性方程组，第二步是将非线性方程组线性化，通过若干次解线性方程组并进行迭代，最后得出偏微分方程组在某一时间层的准确解。可以证明，对于渗流问题的偏微分方程，用此方法计算时，迭代过程应该是收敛的。

线性化的过程包括对各差分方程进行求导并计算各导数值，从而得到线性方程组的系数矩阵〔**A**〕，进一步求各差分方程的值即$f_i(\vec{x}^{(n)})$，得到线性方程组右边的矩阵〔**C**〕。其形式如下：

$$[\mathbf{A}][\mathbf{Y}]=[\mathbf{C}]. \qquad (10\text{-}44)$$

利用高斯全选主元消去法可以较容易地解出上面的线性方程，从而实现对单井产能模拟偏微分方程的解算。

3 初始条件和边界条件

（1）边界条件：

井口边界：

$$\begin{aligned} P_0^k &= P_0 \\ S_{\mathrm{g}0}^k &= 1 \\ S_{\mathrm{w}0}^k &= 0 \end{aligned}.$$

式中，P_0 为标准大气压。同时：

$$\begin{aligned} K_{rg0}^k &= 1 \\ K_{rw0}^k &= 0 \end{aligned}.$$

为了避免迭代求解时发生不可预测情况，作如下的处理：

$$\begin{aligned} P_0^1 &= \frac{P_0^0 + P_0}{2} \\ S_{\mathrm{g}0}^1 &= \frac{S_{\mathrm{g}0}^0 + 1}{2} \end{aligned}.$$

外边界：在外边界之外设置一虚拟点 m+1，因 m+1 位于外边界之外，实际不能产气，故有：

$$\begin{aligned} P_{m+1}^k &= P_m^k \\ S_{\mathrm{g}m+1}^k &= 0 \\ S_{\mathrm{w}m+1}^k &= 0 \end{aligned}.$$

（2）初始条件：

在开始产气时，因抽水降压形成的降压漏斗为储层压力的初始条件；同时假定气饱和度达到煤层气能够在割理中渗流的最低值。故方程的初始条件为：

$$\begin{aligned} P_0^0 &= P_0 \\ P_i^0 &= P_i^0 \\ P_m^0 &= 0 \\ S_{\mathrm{g}0}^0 &= 1.0 \\ S_{\mathrm{gi}}^0 &= 0.21 \\ S_{\mathrm{gm}}^0 &= 0.0 \end{aligned}.$$

上式中，P_i^0 为抽水降压漏斗内各节点的储层压力值。而割理渗透率和孔隙率初值等由测试获得。

4 计算机程序

在上述算法的基础上，编制相应的计算机程序。该程序为是整个单井模拟软件的核心部分。具体做法是首先编制一个能够单独执行的独立程序，调试通过后再改编为子函数，由子程序进行调用。程序结构如图 10-15 所示.

以上仅为单井煤层产能模拟软件的核心部分，实际的软件要复杂得多，它还包括基础数据和成果数据库模块、数据输入输出和接口模块、网格剖面模块以及基本参数插值模块等相关部分（图 10-16）。此外，如果要对多井井网进行产能模拟研究，还需要改变方程的边界条件等参数。

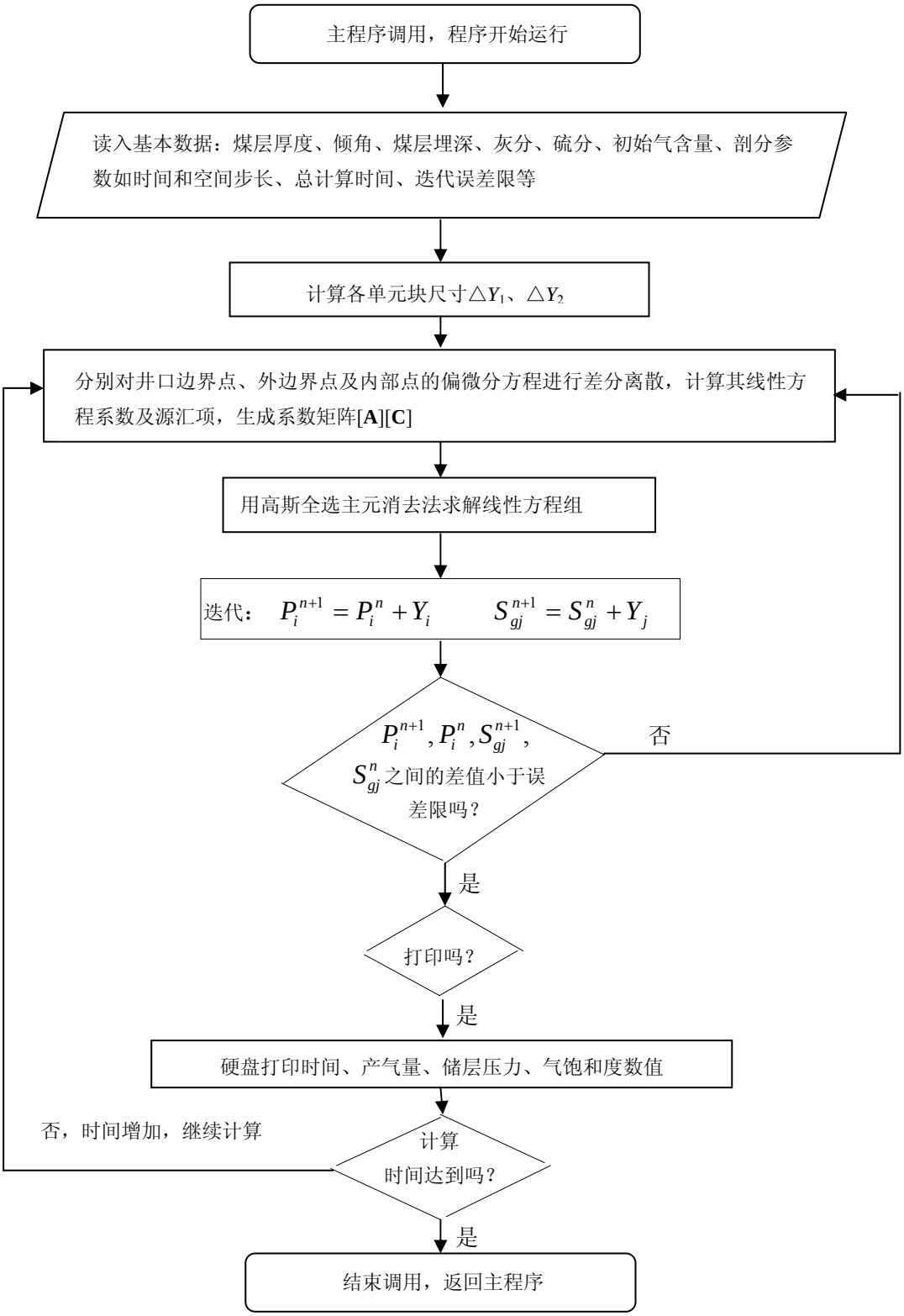


图 10—15 单井产能模拟偏微分方程解算子程序框图

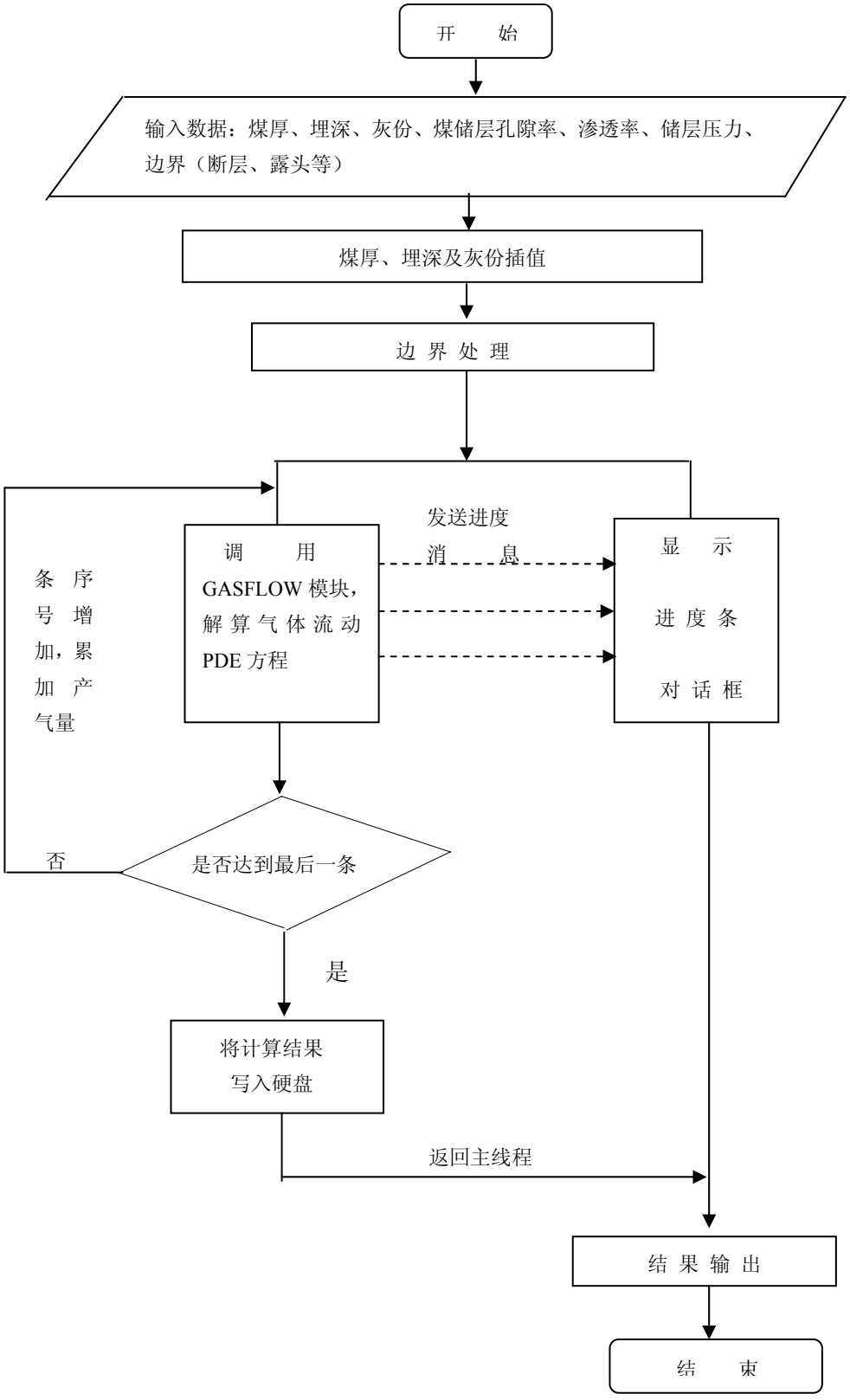


图 10-16 单井产能模拟软件框图

四 计算实例

在进行模拟计算之前，采集了井的相关数据如表 10-4 所示。

表 10-4 某煤层气井产能模拟参数表

单井排泄面积	40acres	吸附时间	10d	裂缝长度	50ft
煤层厚度	32.808ft	Langmuir 体积	27.7scf/cuft	水的密度	62.428lb/cuft
x 方向渗透率	4md	Langmuir 压力	158psi	甲烷的密度	0.045lb/cuft
y 方向渗透率	2md	初始水饱和度	1.00	水的粘度	0.90cp
z 方向渗透率	0.4md	初始储层压力	1862.29psi	甲烷的粘度	0.075cp
孔隙度	0.028	井底流动压力	14.7psi	水压缩系数	3×10-5/psi
孔隙压缩系数	2×10^{-6}/psi	井半径	0.233ft	甲烷压缩系数	5×10^{-5}/psi
基块收缩系数	3×10^{-6}/psi	初始含气量	$22ft^3$/cuft		

通过模拟计算，得该井的产气量、产水量动态曲线如图 10-17 所示。

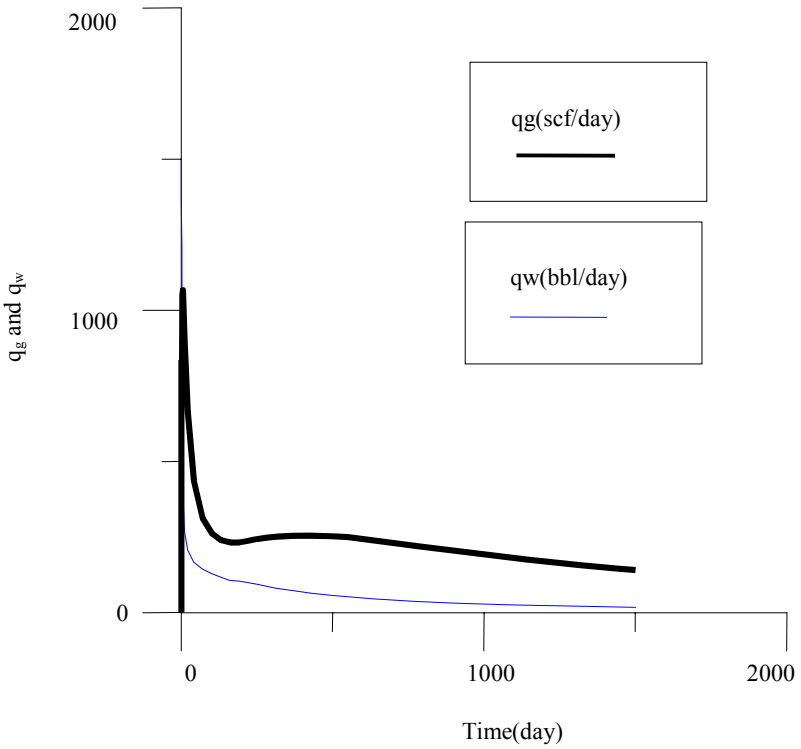


图 10-17 动态产能模拟曲线

第十章 煤层气数值模拟技术与方法

地质学中的模拟技术包括物理模拟和数值模拟两种，这两种技术在煤层气地质学研究中均得到应用。前者如成藏物理模拟等。数值模拟技术也广泛应用于煤层气地质研究之中。对煤层气地质演化历程的数值模拟技术，主要用于定量研究煤层气的生成、在煤储层中的赋存和从煤储层中逸散的地质演化历程，并可用于深部或远景区的预测。而煤层气产能模拟技术，则是地面开发前景评价的重要手段。此外，数值模拟技术还被应用于储层研究和储量计算等方面。本章将主要介绍煤层气地质演化史数值模拟技术和产能模拟技术。

第二节　地质演化史数值模拟技术

煤层气地质演化史数值模拟工作就是以现代煤层气地质学、煤田地质学、油气地质学和地质数学理论为基础，运用现代计算机技术，首先建立定量表述煤层气地质演化历史中各种地质作用的地质模型和数学模型并研制计算机模拟软件，再进行区域构造史、埋藏史、热史和生烃史研究，然后利用软件动态解算演化过程中的各种量值，包括有机质成熟度、生气量、含气量、储层压力等参数，最终定量查明特定区域从煤层形成至今的煤层气生成、运移、聚集和散失地质演化历史。

一、地质演化史地质模型和数学模型

热力场是地质历史演化过程中客观存在的物理场，它是导致煤有机质成熟、生廷的关键因素，对煤层气的形成和保存具有重要的影响，因而是煤层气聚集和富集形成的基本条件之一。为了探讨热力场对煤层气聚集显现的影响，需首先定量查明整个煤层气地质演化历程，本章将在前期工作成果的基础上，建立煤层气地质演化史地质和数学模型，并简单介绍煤层气地质演化史数值模拟软件的研制情况。

地史时期，在一定的构造演化史、埋藏史和热力场演化史的背景下，煤层气的地质演化历程包括了煤有机质成熟生成煤层气、煤层气在煤储层中赋存和煤层气从煤储层中逸散等三个主要过程。准确、定量地描述着三个过程是建立煤层气地质演化史模型的关键。

基于质量守恒原理，作者建立了煤层气气地质演化史动态平衡动力学模型，该模型包括如下子模型：

1）煤层气聚散子模型；

2）煤有机质成熟生烃子模型；

3）储层压力和煤层气赋存字模型；

4）煤层气逸散子模型；

5）基本参数子模型。

以下详细叙述各子模型的地质和数学内容。

1、煤层气聚散子模型

在煤层气生成、运移、聚集及逸失的动态平衡动力学模型中，聚散子模型是其核心内容。其基本思想是：基于质量守恒原理，在煤层中的任意单元内，煤有机质生成的煤层气总量、单元中甲烷赋存总量和以各种方式从单元中散失的总量之间呈动态平衡关系：

$$Q_g = Q_p + Q_d \,. \qquad (10\text{-}1)$$

式中：Q_g—任意单元内煤有机质生气总量； Q_p—赋存于单元内煤层气总量；Q_d—从单元中逸失的煤层气总量。

式 10-1 简明而又深刻地揭示了煤层气地质演化历程中的定量关系，是解算煤层气地质演化史的重要基础。实际上，以下的各子模型均是围绕该式中的三个变量：Q_g、Q_p、Q_d 来进行的。

2、煤有机质成熟生烃子模型

Ⅲ型干络根占主导的腐殖煤在成熟作用过程中主要生成甲烷，用镜质组最大反射率表示的有机质成熟度是对其进行定量表述的有效方式：

$$Q_g = F(R_{o,\max}) \cdot M_r \,. \qquad (10\text{-}2)$$

式中：$R_{o,max}$ —镜质组最大反射率；

M_r—纯有机质含量。

式（10-2）的具体表达可由目前已有的大量Ⅲ型干络根热模拟生烃试验成果获得。$R_{o,max}$ 是地质历史演化过程中时间的函数，涉及到有机质成熟史的恢复问题，可利用 EASYR_O（%）等方法获得。

由于本次研究主要针对沁水盆地晚古生代煤系进行模拟，煤层形成时间距今时代久远，因此，煤层形成初期的生物气在此被忽略。

3 储层压力和煤层气赋存子模型

煤储层为具有双重孔隙体系的特殊储层，煤层气主要以吸附气和游离气的形式赋存在其中，而储层压力是维系气体吸附的根本因素，因此，首先要对储层压力储层压力进行计算。

1）储层压力计算

储层压力指储层中流体所受到的压力。储层压力受储层内部地质流体重力势能、煤层有机质生烃增压及外部上覆静岩压力和构造应力等因素的控制和影响。下面将自然状态下的煤储层分为封闭体系、半开放体系和开放体系三种类型，对储层压力的各种影响因素及其影响机制进行分析。

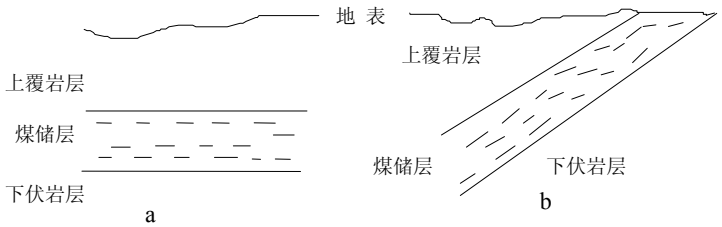


图 10－1 煤储层所处的地质环境示意图

（1）封闭体系

图 10-1a 示意封闭体系的情形。它通常发生在煤层形成早期，此时煤层不断沉降、埋深不断加大且煤层产状近于水平。在埋藏初始阶段，上覆地层厚度小、煤层及上覆、下伏地层压实程度低、孔隙发育、孔隙水含量大，所以，水、早期生物气等流体能够较自由地出入煤

储层。但随着埋深增加，上覆地层厚度增大和相邻地层孔隙度下降，煤储层将逐渐演变成为封闭体系。该体系包括煤储层、其空隙中的甲烷和水等流体和围限煤储层的上覆和下伏岩层。在侧向上，当煤层横向连续性好时，可认为煤储层近于无限延伸，侧向围限由煤储层自身完成；或者由煤储层的尖灭及盖层岩性封闭实现。煤储层中可供地质流体赋存的空间包括基质块体孔隙系统和仅在一定条件下张开的割理系统。由于储层中的水可近似地认为不能发生体积变化，吸附状态的甲烷体积可以忽略，所以煤储层孔隙系统中的压力将主要由游离甲烷的体积压缩膨胀能提供。另外，煤储层孔隙率的变化也会通过改变游离甲烷的体积来改变储层压力的大小。而这种改变可能的起因是上覆静岩压力、构造应力等引起的煤体变形。在这种情况下，储层压力可由理想气体状态方程定量表述。

严格而言，封闭体系实际并非绝对，由于甲烷的浓度扩散作用，封闭体系中仍存在与外界发生物质交换的途径。而且不止是扩散作用，煤层有机质生烃增压还有可能导致其它方式的传质作用如盖层突破等。

在封闭体系条件下，可按如下方法计算储层压力。

假定在任意时间段 t 内，对煤储层任意单位体积，其储层压力为 P，游离气量为 Q_{f}，该任意体积内孔隙体积 V_{g} 为：

$$V_{\mathrm{g}} = \varphi_{\mathrm{p}} K_{\mathrm{s}} . \qquad 10\text{-}3)$$

式中：K_{s}-由上覆静岩压力和构造应力引起的煤体变形所导致的孔隙体积变化。

当假定煤体为完全弹性体时，可容易地计算出来。

由理想气体方程，储层压力的气体膨胀能部分为：

$$. p_{\mathrm{g}} = P_0 Q_{\mathrm{f}} / V_{\mathrm{g}} . \qquad (10\text{-}4)$$

式中：P_0-标准大气压。

Q_f 包含了吸附气项 Q_s，可由郎格缪尔方程表达。

将式 10-3、10-4 联立即可解出封闭条件下的储层压力的气体膨胀能部分，总储层压力为：

$$P = p_{\mathrm{g}} + p_{\mathrm{w}} = p_{\mathrm{g}} + \rho_w g Z . \qquad (10\text{-}5)$$

式中：Z-计算点的相对高程；

p_{w}-储层中水的相对势能产生的压力

（2）开放体系

如图 10-1b 所示。开放体系一般在煤层形成一定时间后出现。首先，由于构造运动改造使煤层在一个或多个部位抬升剥蚀而形成露头，或因张性断层切割煤储层而形成与大气连通的通道；其次，煤储层割理系统须处于张开状态。此时，煤储层内的水力系统是储层压力的主要来源。煤层有机质生烃增压、上覆静岩压力及构造应力亦对储层压力产生一定影响。但其影响机理与封闭体系不同，因为开放体系存在与大气相连的通道，在生烃增压、上覆静岩压力和构造应力作用下，煤储层中流体体积或储层孔隙容积发生改变，这将导致煤储层潜水面上升或下降，从而改变煤储层中流体势的大小，以这种方式来改变储层压力。例如当煤层有机质大量生烃而超过煤储层吸附能力时，若气体不能及时排出，将导致储层中流体体积增大，此时，流体不可能向煤储层下倾方向流动而应流向储层上方，使潜水面上升、储层压力增大。

在开发体系条件下，可按照下式计算储层压力。

煤储层割理系统中静水压力、动水压力以及煤层烃气增压是形成储层压力的直接因素。考虑到煤储层中的地下水流动速度极慢，动水压力可以忽略。若 P 为储层压力；p_{w} 为静水

压力；p_g 为生烃增压，p_{ov} 和 p_t 分别为上覆静岩压力和构造应力引起的储层压力，则储层压力为：

$$P = p_w + p_g + p_{ov} + p_t . \qquad (10\text{-}6)$$

p_w 的计算方法同封闭体系。

考虑生烃增压，根据地质模型，煤储层内潜水面因游离甲烷含量的改变而改变，从而使储层压力发生变化。通过推演，得潜水面高度的改变量为：

$$\Delta Z = P_0\left[G(t) - \frac{abP}{1+bP} - Q_d - Q_v\right]\varphi_f / \rho_w g Z . \qquad (10\text{-}7)$$

式中：$G(t)$-任意 t 时间段内煤层生烃量；

a-其郎格缪尔体积；b 郎格缪尔压力常数；

Q_d-扩散气量；

Q_v-渗流运移气量；

$\Delta\varphi_f$ 为割理孔隙率 。

假设在 t 时刻由于上覆静岩压力和构造应力所引起的煤储层割理孔隙率的改变量为 $\Delta\varphi_f$，则割理孔隙率改变引起的煤储层潜水面高度的变化量为：

$$\Delta Z' = \Delta\varphi_f \varphi_f . \qquad (10\text{-}8)$$

将式 10-7 和 10-8 代入式 10-6，即可计算开放体系条件下的储层压力。

（3）半开放体系

半开放体系是封闭体系和开放体系的过渡情况。虽然煤储层存在露头或断层切割，但割理系统处于关闭状态，或切割煤储层的断层为紧闭的压性断层。在这种情况下，虽然地质条件方面与开放体系很相似，但决定或影响储层压力的因素与封闭体系相同。

根据以上分析，储层压力的主要来源是气体的压缩膨胀能和储层流体的重力势能，而上覆静岩压力、构造应力等则是间接的影响因素。它们共同作用，形成了地质历史时期煤储层的储层压力体系。

半开放体系储层压力的计算方法与封闭体系相同。

2） 煤层气的赋存

目前，公认的煤层气赋存状态有三种，及吸附相、游离相和水溶相。因水溶相的量极少，在此予以忽略。

在地层条件下，吸附相气体遵循朗格谬尔方程，即：

$$V = \frac{abP}{1+bP} . \qquad (10\text{-}9)$$

式中：V-煤层气吸附气量；

a-朗格谬尔体积；

b-朗格谬尔压力常数；

P-储层压力。

在储层压力已知的条件下，游离气量可用理想气体状态方程进行计算。

根据以上内容，可计算出地史时期任意煤储层的储层压力和其内赋存的吸附态、游离态以及煤储层内气体的总含量。

4 煤层气逸散子模型

当煤有机质成熟度进入到生气状态并生成煤层气之后，煤储层中开始赋存有煤层气，气逸散作用亦随之发生。逸散作用的方式有三种，即扩散散失、盖层突破散失和渗流散失。以下分别叙述者三中逸散作用。

1）扩散散失-多煤层扩散散失子模型

自然界中扩散作用的种类有浓度扩散、温度扩散等等，这里的扩散作用是指指浓度扩散，它是一种以分子形式进行的传质作用，发生的原因是介质之间存在一定的浓度差。由于煤层与上下盖层之间的甲烷浓度差，将会导致煤层甲烷沿上下封盖层岩石的孔隙介质及岩石固体骨架进行扩散运用。煤层作为高有机质丰度的烃源岩生成煤层甲烷，同时又作为储层储集甲烷，其甲烷浓度与煤系中的其它岩层相比有一定优势，所以，浓度扩散作用必然存在。自然界中扩散进行速度非常缓慢，但地质历史是一个漫长的时间演化过程，由于时间效应，必须将其作为一种重要的煤层甲烷演化作用来考虑。扩散过程可用费克定律来进行描述。以下是专用于表述煤层气扩散散失作用的多煤层扩散逸散模型。

（1）单煤层

对任意单煤层，根据费克定律，扩散作用的定量表达为：

$$-\mathrm{D}\frac{\partial^2 C}{\partial z^2}+\frac{\partial C}{\partial t}=0. \qquad (10\text{-}10)$$

式中：D—煤层甲烷在封盖层中的扩散系数；

C—煤储层或盖层中游离甲烷浓度；

t—扩散时间。

对此二阶抛物型偏微分方程，可较容易利用两层古典隐式差分格式进行差分，并用追赶法求解差分所得的方程线性方程组。方程的初始条件较简单，令各处甲烷浓度为 0 即可，而关键和难点是对边界条件的设置。

在煤层与盖层的交界处，游离甲烷浓度可表示为：

$$C_0^k=C_0^{k-1}+[G_{\mathrm{a}}^k M_t\rho_{\mathrm{c}}-(Q_{\mathrm{u}}{}^{k-1}+Q_{\mathrm{d}}{}^{k-1})]/[M_t\rho_{\mathrm{c}}]. \qquad (10\text{-}11)$$

式中：k—时间层序号（时间步长为 τ）；；C_0^k— $t=k\ \tau$ 时煤层与盖层交界处游离甲烷浓度；

C_0^{k-1}— $t=(k\text{-}1)k\ \tau$ 时煤层与盖层交界处的游离甲烷浓度；

G_{a}^k—$t=k\ \tau$ 时煤有机质阶段生气量；

Q_{d}^{k-1}—$t=(k\text{-}1)\ \tau$ 时煤层与盖层交界处甲烷扩散散失量（下标 u 为向上，d 为向下）；

M_t —$t=k\ \tau$ 时煤层厚度； ρ—$t=k\ \tau$ 时煤层真密度。

在盖层顶、底边界处，经过一定处理，边界条件为：

$$C_n^k=C_n^{k-1}-Q_{\mathrm{u}\ 1}^{k-1}/[M_t\rho_{\mathrm{c}}]. \qquad (10\text{-}12)$$

式中：C_n^k—$t=k\ \tau$ 时盖层顶、底边界处的游离甲烷浓度；

C_0^{k-1}— $t=(k\text{-}1)k\ \tau$ 时盖盖层顶、底边界处的游离甲烷浓度；

Q_{u1}^{k-1}—$t=$（k-1）τ 时盖层向外部的扩散散失量；

其他变量含义同式（10-11）。

（2）多煤层扩散散失模型的简化

利用上述模型对煤层气在地史中扩散散失作用进行模拟，存在的最大问题是计算量太大。如果一个煤系中有 10 个煤层，则需解算 10 个 PDE 方程，这将耗费过多的计算机时，给模拟工作带来不便，必须对模型进行简化。

简化工作的核心是尽量减少模拟煤层的数量，但有一部分煤层是不能改变的。经过大量分析研究和试算，确定了如下简化原则。首先，保留煤层气开发的主要目的层（主煤层），如华北晚古生代煤系中的山西组主煤层和太原组主煤层，据资料分析，此类煤层以保留 2~4 层即已足够[8]。其次，在煤系顶部和底部，主煤层以外处于煤系上、下边缘的煤层（边界煤层），此类煤层多为 1~2 层，一般不超过 3 层，可分别合并为一层，即上边界煤层和下边界煤层。第三，主煤层之间的薄煤层（中间煤层），可以将所有煤层合并为一层。为方便起见，将上、下边界煤层之间的所有煤层称为内部煤层。

煤层合并后，需要根据煤层间距和煤层间岩性组合特征对其扩散系数进行校正：

$$D_a = \sum_i T_i M_i (R_{mi} D_{mi} + R_{li} D_{li}) \qquad i=1,2,\cdots\cdots,n. \qquad (10\text{-}13)$$

式中：n—合并煤层层数；D_a—合并煤层之上（下）部盖层的扩散系数；T_i—合并前的第 i 个煤层在合并后煤层总厚中所占的比例；M_i—合并前第 i 个煤层至相邻煤层间盖层厚度（剔除砂岩厚度）在合并后煤层至相邻煤层间盖层总厚度（剔除砂岩厚度）中所占的比例；R_{mi}、R_{li}—泥岩、灰岩在合并前的第 i 层煤层至相邻煤层间盖层中所占的厚度（剔除砂岩厚度）比例；D_{mi}、D_{di}—合并前的第 i 层煤层至相邻煤层间盖层中泥岩、灰岩的扩散系数。

由式（2-13）可知，实际上，通过校正，又将合并前的煤层“拉”回原位；同时只考虑煤层气在泥岩和灰岩中的扩散，在砂岩中，因可发生相对而言速度极快的渗流作用而扩散作用忽略。

（3）内部煤层边界条件的设置

相邻煤层（可能的空间相邻关系为中间煤层与主煤层、主煤层与主煤层、主煤层或中间煤层与边界煤层）之间存在明显的烃浓度封闭作用，在这种复杂运移条件下，需要仔细考虑边界条件的设置问题。对于任意内部煤层，煤层与盖层交界处的甲烷浓度仍可由式（2-11）表示，但对本煤层而言，盖层顶（底）边界处的甲烷浓度则不能由式（2-12）表达，而需用上（下）一煤层与盖层交界处的甲烷浓度，以煤层之上的盖层为例：

$$C_{ni}^{k} = C_{ni+1}^{k-1} + [G_{ai+1}^{k} M_{i+1}(t)\rho_{ci+1} - Q_{dui+1}{}^{k-1}]/[M_{i+1}(t)\rho_{ci+1}]. \qquad (10\text{-}14)$$

式中：C_{ni}^{k}—$t=k\ \tau$ 时本煤层盖层顶部的游离甲烷浓度；

C_{ni+1}^{k-1}—$t=(k\text{-}1)\ \tau$ 时本煤层盖层顶部的游离甲烷浓度；

G_{ai+1}^{k}—$t=k\ \tau$ 时上一煤层阶段生气量；

$M_{i+1}(t)$ —$t=k\ \tau$ 时上一煤层厚度；

ρ_{ci+1}—$t=k\ \tau$ 时上一煤层真密度；

Q_{dui+1}^{k-1}—$t=\ k\ \tau$ 时上一煤层的扩散散失总量；

其他变量含义同式（10-11）。

上述边界条件设置方式，不但解决了相邻煤层的烃浓度封闭问题，还可以通过扩散散失量符号的正负判断甲烷扩散散失方向。进一步利用与式（2-13）相似的方法考虑相邻煤层间岩性变化和组合引起的扩散速度变化，对扩散系数进行校正，即可较好地解决多煤层扩散散失的问题。

（4）顶、底边界的处理

顶、底边界处理的难度最大，这是因为煤系上部或下部地层中可能存在烃源岩，与煤系中的有机质同时成熟生烃而与煤系共同形成一个复杂的甲烷扩散运移体系。首先需要解决的是甲烷运移方向问题。对于下部地层，与有机质高度富集，尤其是富含大量以生气为主的III型干络根的煤系地层相比，下部地层（如下古生界地层）有机质丰度低，难以达到煤系地层甲烷含量水平，所以，在大多数情况下，煤系地层对其下部地层具有烃浓度封闭作用，甲烷扩散运移方向向下。实际资料亦表明，华北地区上古生界煤系有机质生烃率要高于下古生界。

若将煤系下部地层纳入地质模型，势必导致模型的复杂化，这里采用如下方法解决。对煤系底部的边界煤层，煤层底面边界条件为：

$$C_1^k = C_1^{k-1} + [G_{a1}^k M_1(t)\rho_{c1} - (1+R_a)Q_{ud1}{}^{k-1}]/[M_1(t)\rho_{c1}]. \qquad (10\text{-}15)$$

式中：R_a—底边界煤层向下扩散散失量校正系数；

C_1^k— $t=k\ \tau$ 时底边界煤层的游离甲烷浓度；

C_1^{k-1}— $t=(k\text{-}1)k\ \tau$ 时底边界煤层的游离甲烷浓度；

Q_{ud1}^{k-1}—$t=\ k\ \tau$ 时底边界煤层向上、下的扩散运移量；

G_{a1}^k—$t=k\ \tau$ 时底边界煤层阶段生气量；其他变量含义同式（10-11）。

式（10-15）中，R_a 用已知地质条件的区域试算拟合求得，如对沁水盆地煤层气地质演化史模拟研究表明，R_a 值为 0.1 左右。

煤层气向下扩散运移，直至运移到地壳深部并分解，是一个较复杂的理论问题，尚需进一步深入研究。

对于上部地层，最大的可能是模拟对象为晚古生代煤系，其上为中、新生代煤系，此时则需按多煤层扩散模型简化原则进行简化，形成一个由多个煤系组成的扩散散失体系来进行模拟。当上部地层中只有一般烃源岩时，可按式（10-15）方式处理。

2） 盖层突破逸散子模型

研究者针对烃源岩的排烃作用提出了脉冲式涌流的排烃机理。他是指封隔条件较好且处于生烃高峰的烃源岩大量生烃后在其内形成异常高压，当异常高压达到一定值时，高压带边缘的相对封隔层发生破裂，高压带流体释放（通常为气水等多相流体），随压力的下降，封盖层又重新闭合，依次循环，此即为所谓的脉冲式混相涌流。煤储层内甲烷气含量随煤层有机质生烃而不断增加，在封闭体系条件下，煤储层与外界的物质交换方式只有速度缓慢的扩散作用，因而完全有可能形成异常高压，进而发生上述作用。

岩石力学研究工作者对岩石在一定应力作用下的微观破坏机理进行了大量研究工作。其成果表明，岩石在应力作用下，首先会形成一系列微空穴和微裂隙，这些微空穴和微裂隙在应力消除后能够重新被压紧愈合形成岩桥。虽然在此并没有直接对煤储层的盖层作类似的研究，但从理论上推断，这种作用或过程极有可能在地质历史中出现。

对于盖层突破引起的散失量，为避免引入渗流过程使计算复杂化，利用突破前、后储层压力变化来计算盖层突破引起的散失量，盖层突破发生前、后的储层压力分别为：

$$P_{op} = P_{ov}\nu/(1-\nu) + P_t + \sigma_t$$
$$P_{cl} = P_{ov}\nu/(1-\nu) + P_t \,. \qquad (10\text{-}16)$$

式中：P_{op} 和 P_{cl}-分别为盖层微裂隙张开和闭合的储层压力；

P_{ov} 和 P_t-分别为上覆经验压力和构造应力；

σ_t-盖层岩石的抗张强度。

通过 P_{op}、P_{cl}，即可利用理想气体状态方程和郎格缪尔方程计算盖层突破前后煤储层中游离甲烷和吸附甲烷的含量，它们的差值即为盖层突破散失量。

3）渗流逸散子模型

地质历史时期的构造活动对含煤岩系具有一定的改造作用。在很多地区煤储层上下封盖层中各种裂隙或断层相对较为发育，煤层甲烷必然会沿着这些裂隙或断面发生运移而逸散。这种运移的通道是相对规模较大的断层面或裂隙面，故其运移方式应为渗流作用。渗流作用是指地下水等流体在含孔隙或裂隙岩层的多孔介质中的流动过程，目前能够较准确地定量描述这种过程的理论是达西定律。

对于渗流引起的散失，同样为避免引入渗流过程使计算复杂化，利用渗流前、后储层压力变化来计算渗流引起的散失量。利用割理孔隙率计算公式对割理张开和闭合时（即渗流发生前后）的储层压力进行拟合，进一步计算渗流发生前后的含气量，以它们的差值作为渗流散失量即可获得渗流散失量。

5 基本参数子模型

在进行模拟计算的过程中，须要用到大量参数，如煤层参数包括煤层厚度、煤层产状等，煤质参数如灰分、硫分等等。而且，这些参数中有较大部分是随煤变质程度的变化而变化的。本子模型主要计算这些参数，限于篇幅，仅介绍几个主要参数的计算。

煤层在煤有机质成熟作用过程中，由于压实作用等因素的影响，煤层的厚度总是不断地变小。综合考虑各种因素，煤层的厚度可以等效为图 2-2 的情况，即任意 t 时刻单位面积煤层的厚度可表示为：

$$M_{c,t} = M_{nc,t} + M_{j,t} + M_m. \qquad (10\text{-}17)$$

式中：$M_{c,t}$-t 时刻煤层的实际厚度；

$M_{nc,t}$-煤层中纯有机质所占的厚度；

$M_{\varphi,t}$-煤层中孔隙所占的厚度；

M_m-煤层中矿物质所占的厚度，假定其体积和重量在整个煤有机质成熟作用过程中不变。

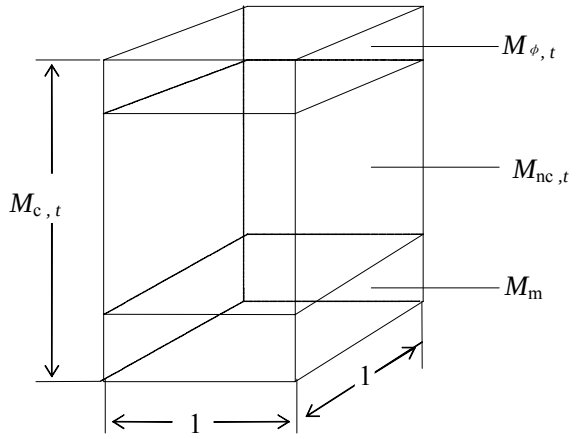


图 2－2. 煤层厚度计算示意图

假定在现今条件下，即当 $t=t_n$ 时，有：$M_{c,tn}$、$M_{nc,tn}$、$M_{\phi,tn}$ 等参数为已知，首先考虑煤中有机质体积变化，通过煤真密度来进行计算。假定 t 时刻煤层真密度为 ρ_{nc}，根据前人成果利用 Surfwe 软件包中的 Grapher 来进行拟合，得：

$$\rho_{nc}=\rho_{nc}\ (R_{o,max,t})=0.083R_{o,max,t}+1.21. \qquad (10\text{-}18)$$

若忽略煤层在煤有机质成熟作用过程中生烃、失水和挥发分含量变化等引起的重量减少，则 t 时刻煤层有机质厚度 $M_{nc,t}$ 与 t_n 时刻煤层有机质厚度 $M_{nc,tn}$ 有如下的关系：

$$M_{nc,t}=\frac{M_{nc,tn}\cdot\rho_{nc}\ (R_{o,max,tn})}{\rho_{nc}\ (R_{o,max,t})}. \qquad (10\text{-}19)$$

考虑煤中孔隙的变化情况，，根据前人成果，得：

$$\varphi_p=0.068614\cdot(R_{o,max})^{-0.856672}. \qquad (10\text{-}20)$$

式中：φ_p-基质块体孔隙率。

所以有：

$$M_{\varphi,t}=\varphi_p\times1\times1=\varphi_p. \qquad (10\text{-}21)$$

根据前述的假定，煤层无机物的等效厚度 M_m 可以等效为无机矿物的重量与其比重之比，现引入煤层灰分 A_g，据前人成果，无机物的重量可用如下的经验公式来求得：

$$W_m=1.1A^g+0.5S_p^g \qquad (10\text{-}22)$$

式中：W_m：煤中矿物质含量

A^g：煤灰分含量

S_p^g：煤质硫铁矿硫含量

假定煤中的无机矿物平均比重 ρ_m=2.7，则有：

$$M_m=\frac{W_m}{\rho_m}=\frac{1.1A^g+0.5S_p^g}{2.7} \qquad (10\text{-}23)$$

综上，在地质历史上的任意 t 时刻，煤层的厚度为：

$$M_{c,t}=\frac{M_{nc,tn}\rho_{nc}\ (R_{o,max,tn})}{\rho_{nc}\ (R_{o,max,t})}+\varphi_p+\frac{1.1A^g+0.5S_p^g}{2.7} \qquad (10\text{-}24)$$

煤层的视比重可用煤层厚度来反算：由式 10-23，图 10-2 中的煤体重量可以写成：

$$W_c=V_{nc,t}\rho_{nc,t}+W_m=M_{nc,t}\rho_{nc,t}+W_m \qquad (10\text{-}25)$$

所以，仍在 t 时刻，煤层的视比重为：

$$\rho_{c,t}=\frac{W_{nc,t}+W_m}{V_c}=\frac{\rho_{nc}(R_{o,max,t})+1.1A^g+0.5S_p^g}{M_{nc,t}} \qquad (10\text{-}26)$$

二 煤层气地质演化史数值模拟软件

在建立相关模型的基础上，研制了煤层气地质演化史数值模拟软件系统。该软件能同时对一个模拟网格点多达 9 个煤层进行煤层气地质演化史综合模拟，定量查明煤层气生成、聚集和散失的演化历程。

1 软件功能

该软件是在 Windows 系统下运行的可视化软件，具有如下功能。

1 强大的计算功能，对模拟研究区各个模拟点多达九个煤层进行模拟计算；

2 模拟计算过程中，按照 1Ma 为间隔，计算并记录埋深、Ro、累积生气量、含气量、储层压力、累积扩散散失量、累积渗流散失量、累积突破散失量等数据，以备后期处理；

3 简洁实用的数据结构，能方便地利用结果数据绘制各种演化曲线图，通过简单的操作，可提取用于绘制平面等值线图的数据。

4 可靠的数据接口，利用 ODBC 技术编制的 Access 数据库与 VC 的连接程序，可准确地读取基础数据进行模拟计算。而作为基础数据载体的 Access 数据库，可方便地进行基础数据录入和编辑。

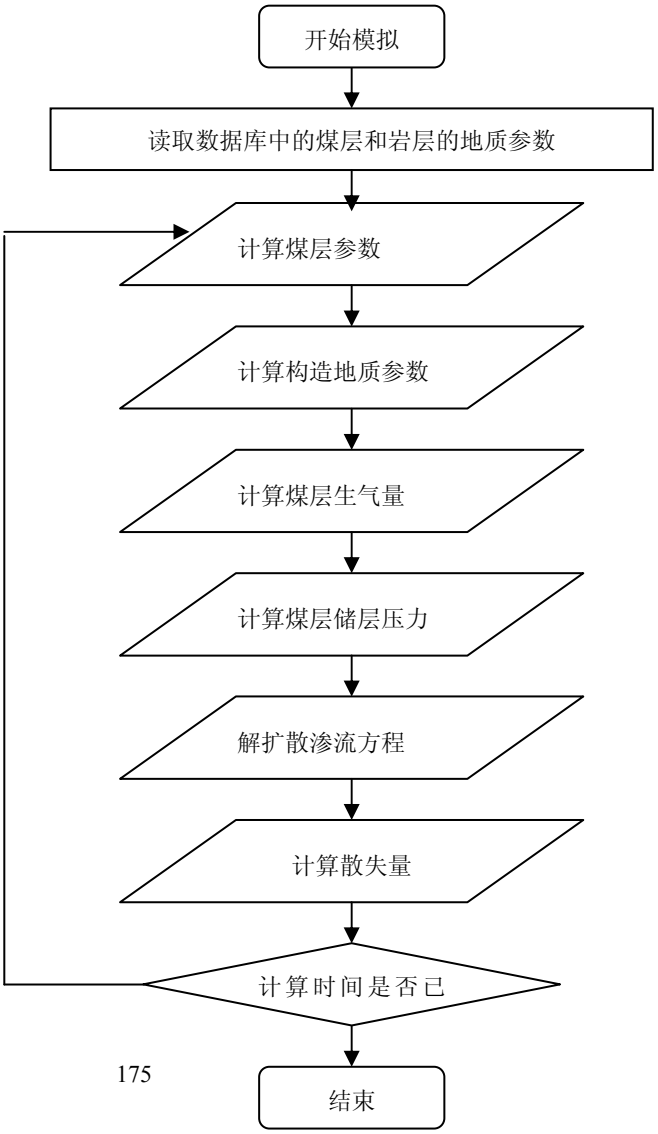


图 10-3 煤层气地质演化史数值模拟软件流程图

2 软件结构

根据软件功能，对软件结构进行设计，如图 10-3 所示，可见，软件主要实现的有以下几个模块：基础数据读取模块，读取数据库中的煤层和岩层的地质参数；参数计算模块，计算地质历史时期的煤层的厚度、孔隙度等参数，计算地质历史时期的埋深、地温等参数；有机质成熟生烃计算模块，计算地质历史时期的有机质成熟度，煤层生气量等参数；储层压力计算模块，计算地质历史时期的各煤层的储层压力；扩散散失计算模块：利用数值方法解算扩散方程，计算扩散散失量。动态平衡模块，利用物质平衡原理计算煤储层中的游离气和吸附气量，渗流散失量、盖层突破散失量；数据的生成和显示模块，将计算结果写入硬盘，在屏幕上动态显示计算结果。

运用 Microsoft Visual Studio. Net 进行编程调试，运用 Microsoft Access 进行数据库设计，经过大量工作，完成了整个软件的研制工作，调试运算结果表明，该软件能够较准确地对煤层气地质演化史进行数值模拟计算。图 10-4 是软件的界面。

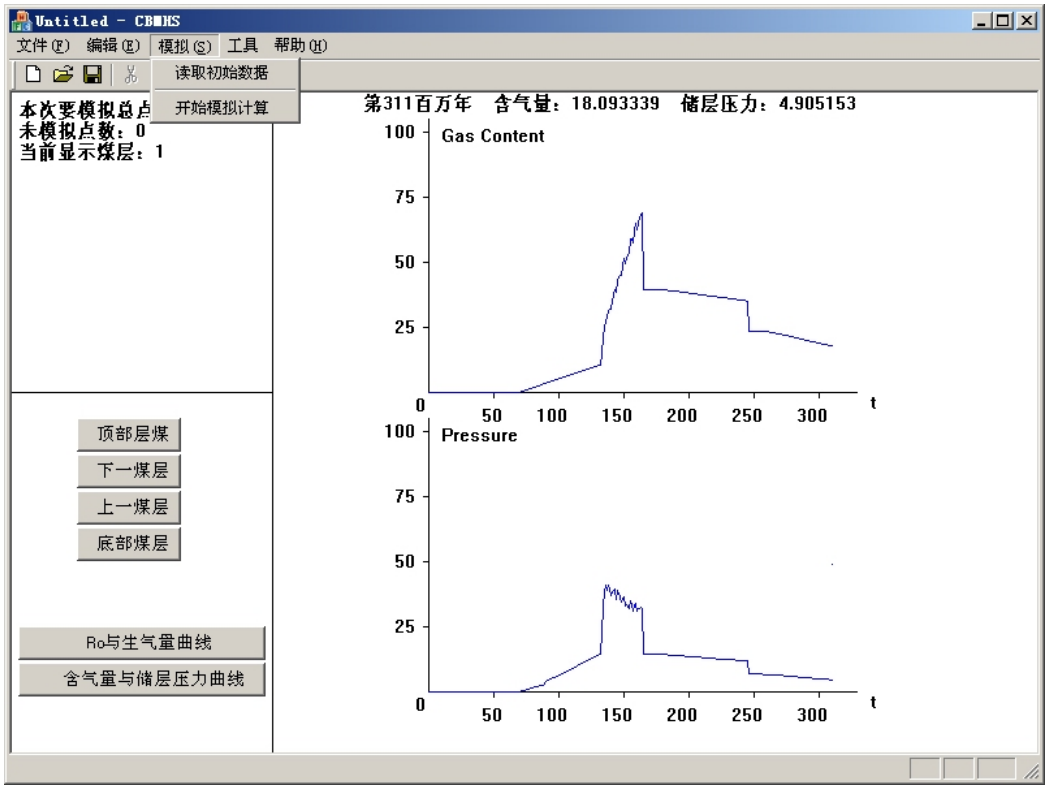


图 10-4 煤层气地质演化史数值模拟软件界面

三 沁水盆地煤层气地质演化史简介

1 地质背景

1）基础地质

模拟区内含煤岩系为山西组和太原组，山西组以砂岩、粉砂岩和泥岩为主，夹有 3—4

层煤层。太原组则以砂岩、粉砂岩、泥岩及灰岩为主，夹煤层 13 层左右。山西组主煤层在东部为 3#煤层，在西部为 2#煤层；太原组主煤层在东部为 15#煤层，在西部为 10#煤层。为便于计算，将煤层地质模型进行简化，以两主煤层为模拟对象，其上、其间及其下的煤层按厚度等效合并为上边界煤层、中间煤层和下边界煤层，从而形成了模拟研究的地质模型（图 10-5）。在准备阶段，收集了相关煤层的地质数据和储层物性数据，如煤厚、灰分、镜质组最大反射率、渗透性、孔隙性及割理特征等。同时也收集了煤系上覆盖层的相关数据，如盖层厚度、岩性组合、扩散系数等。

2）地质演化史

沁水盆地为一轴向为 NNE 向的复式向斜，其内发育一系列 NE—NNE 向的断层。其地史演化历程如下。

从中奥陶世开始，华北板块抬升并经长期剥蚀形成准平原地貌。晚石炭世又开始沉降，形成了石炭二叠纪煤系。二叠纪后海水退出，形成大面积河流—胡泊沉积。

煤系地层形成之后，在三叠纪—中侏罗世期间，研究区为快速沉降期，形成了 2000～3000m 厚的陆相碎屑岩建造。随后的晚侏罗世—早中侏罗世，燕山运动对本区产生很大影响，早期的上升使上三叠统部分剥蚀，随后又拗陷，形成了沁水构造盆地的雏形及大部分次级构造。在研究区外的盆地南北两端还可能存在一定规模的深部岩浆活动。

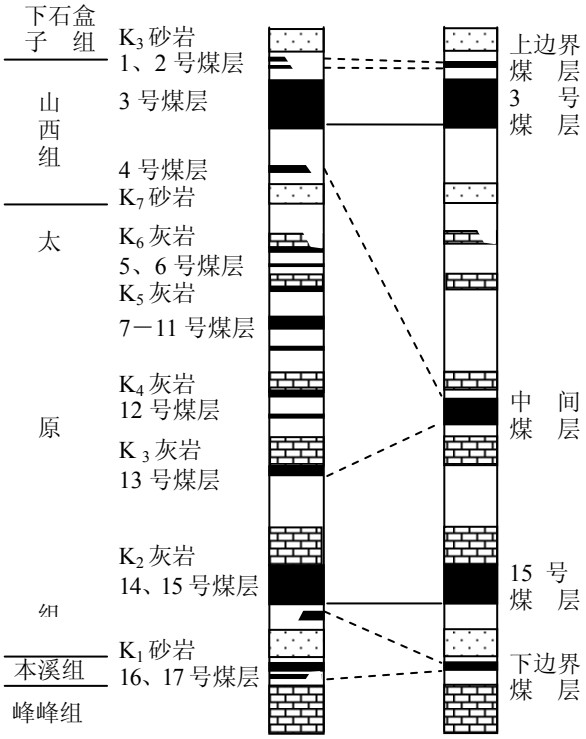


图 10-5 地质模型

晚白垩世及新生代，区内基本保持了中生代形成的构造格局，仅由于构造运动的影响，构造应力场由压性暂时转变为张性。

表 10-1 研究区主煤层埋藏历史及阶段

埋藏阶段	地质时代	构造运动期次	煤层最大埋藏深度	阶段特征
第一阶段	煤层形成～晚三叠世	海西晚期～印支期	3700	煤层先慢速后快速埋藏
第二阶段	早侏罗世～中侏罗世	燕山早期	3500	煤层埋深稳定/波动

第三阶段	晚侏罗世～早白垩世	燕山中期	3200	煤层埋深显著减小、构造分异显著
第四阶段	晚白垩世～早第三纪	燕山晚期～喜山早期	<1500	煤层埋深减小
第五阶段	晚第三纪～第四纪	喜山中、晚期	1500	煤层埋深减小/增大，构造分异明显

表 10-2 研究区上主煤层所经历的古地热场发展演化历史及煤化作用特征

发展阶段	地质时代	构造运动期次	古地热场特征	煤化作用特征
第一阶段	晚石炭世～晚三叠世	海西后期	正常	深成变质作用
第二阶段	早侏罗世～中侏罗世	燕山早期	正常	煤化作用几乎无进展
第三阶段	晚侏罗世～早白垩世	燕山中期	异常高热	区域热变质作用
第四阶段	晚白垩世～第四纪	燕山晚期～喜山晚期	正常	煤化作用停止

3 煤层埋藏史及古地热史

煤层的埋藏史和古地热史是地质演化史和构造演化史综合作用的结果，通过总结了模拟研究区的埋藏史和热史特征，如表 10-1 和表 10-2 所示。并形成了模拟研究区的埋藏曲线函数和古地热曲线函数，进一步获得了模拟研究区煤有机质成熟生烃函数。

2 模拟计算和结果

1）模拟计算

在上述工作的基础上，形成了包括煤层、煤质及煤系地层参数，包括构造史、埋藏史及热史演化参数在内的模拟基础数据。对模拟研究区进行模拟网格剖分，形成了 80 个模拟点（图 10-6）的模拟网格。在剖分模拟网格时，对网格点的分布、断裂构造以及计算工作量等方面进行了充分考虑。

进一步对个模拟网格点进行模拟参数数据采集，总共收集了近 8000 个数据，按模拟软件要求录入 Access 数据库中，对 80 各点逐一进行模拟计算，获得了近 20Mb 的结果数据，通过数据处理、分析、整理和编图，查明了研究区煤层气地质演化历程。

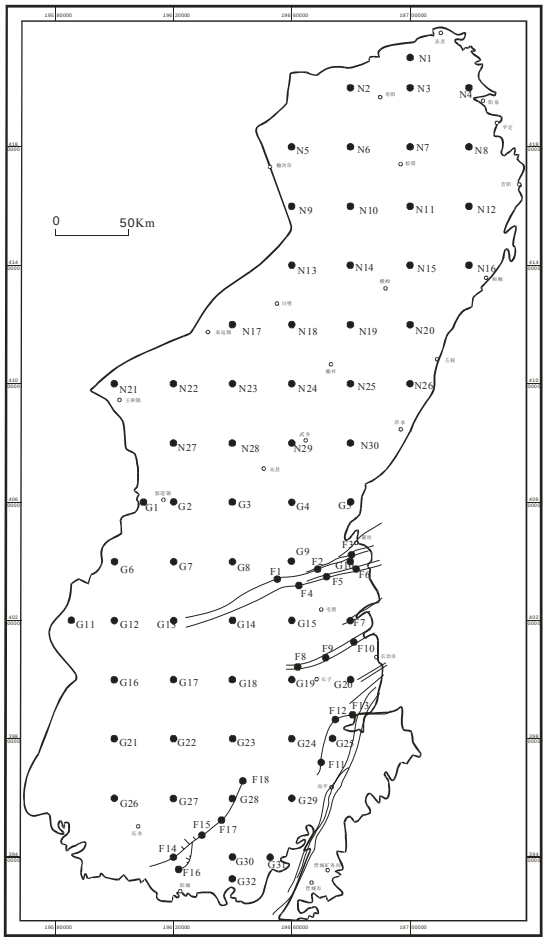


图 10-6 模拟网格图

2）沁水盆地煤层气地质演化史

考察不同模拟点煤层气地质演化特征，首先选择一个典型的模拟点 G17 来进行分析。

图 10-7a、b、c、d、e、f 分别为 G17 模拟节点煤层有机质累积生气量、煤储层气含量、储层压力时间变化曲线及累积扩散强度、累积盖层突破强度和累积渗流强度曲线。

图中横坐标原点为研究区上煤层形成时间，从该点至今延续时间为 311.3Ma。从图中可

以清楚地看到，煤层甲烷演化过程具有明显的阶段性。在三叠纪末以前（演化时间 0～66.3Ma，距今 311.3～245Ma），煤层有机质累积生气量几乎为零，煤储层中气含量极低，亦接近于零，储层压力随埋深的增加而变大，累积扩散强度也很低，无盖层突破及渗流运移。

早、中侏罗世（演化时间 66.3～133.3Ma，距今 245～178Ma），煤层有机质生烃速率略有上升，煤储层气含量亦开始上升，储层压力因深埋藏而达到最大值，但随后又下降，累积扩散强度有所增加，但总的来说幅度不大，仍无盖层突破及渗流运移散失现象发生。

晚侏罗世～早白垩世（演化时间 133.3～165.7Ma，距今 178～145.6Ma）是整个煤层甲烷演化历史中最为活跃的阶段，在此期间煤层有机质生烃速度大增，含气量急剧上升，储层压力因生烃增压作用而高于静水压力，最后发生盖层突破及割理张开，煤层甲烷顺层渗流运移散失作用，具体表现为图 10-7b、c 在演化时间 133.3～165.7Ma 间曲线先呈锯齿状变化及其后曲线呈直线状下降。

晚侏罗世至今（演化时间 165.7～311.3Ma，距今 145.6～0Ma），煤有机质生烃停止，煤储层气含量逐渐下降。其中在晚第三纪早期（演化时间 246.3Ma 左右，距今 65Ma 左右），因出现张性构造应力场，割理张开，又发生了一次渗流运移散失作用。

进一步分析其它计算点有关参数后发现它们的演化过程均具有类似特点。但由于研究区内煤层、煤质、煤级及埋深特征及演化历史的差异，它们与第 G17 计算点相比有一定差异，这种差异主要表现在累积生气量、煤储层甲烷含量、储层压力及累积扩散强度的大小以及盖层突破和渗流作用的有无等方面。如图 10-8a、b 分别为 N21 和 N24 模拟网格点的含气量演化曲线，由图可见，N21 点上主煤层仅在早白垩世末期发生了渗流散失作用而无盖层突破散

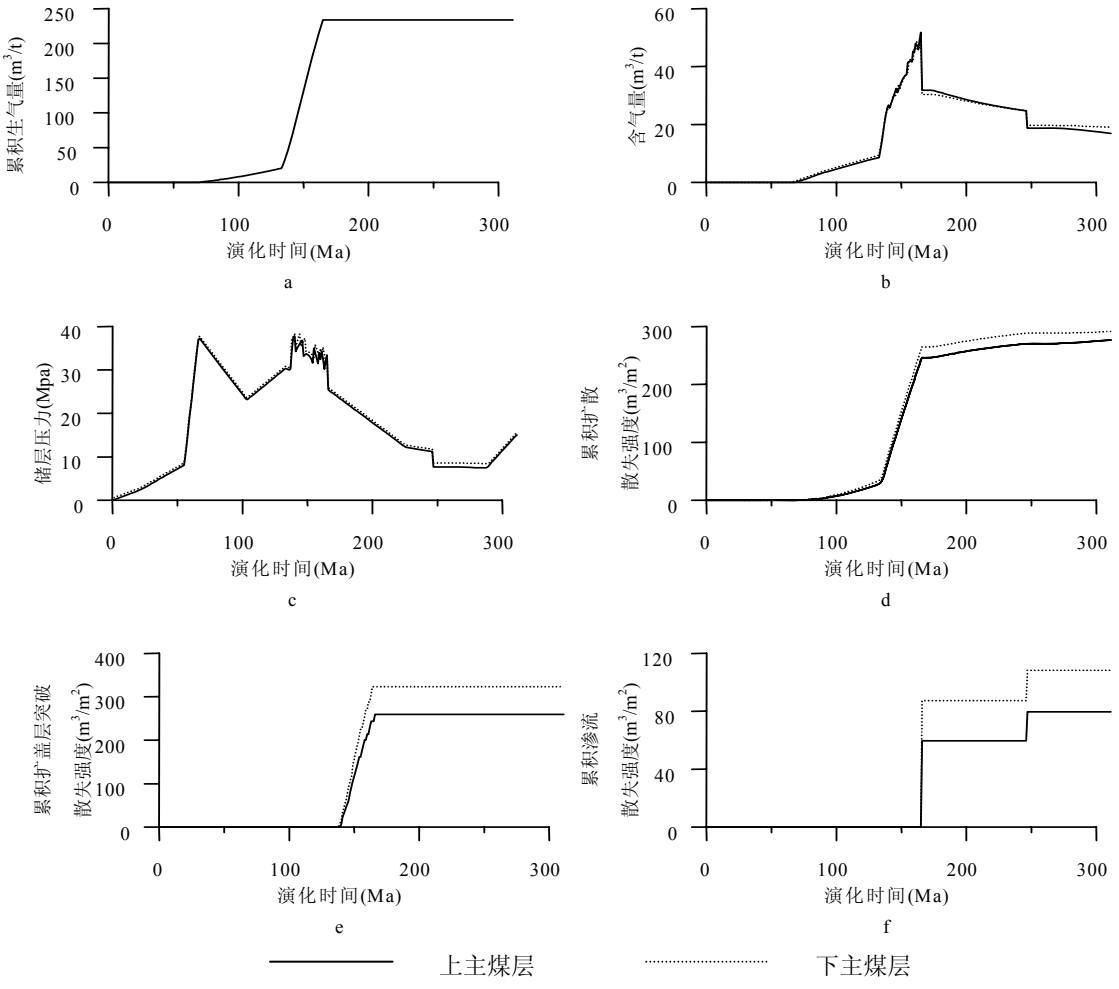


图 10－7 G17 模拟点煤层气地质演化史曲线图

失作用，在晚第三纪早期并未发生渗流散失作用；N24 点虽然在晚侏罗世～早白垩世间发生了盖层突破和渗流散失作用，但在晚第三纪早期也没有发生渗流散失作用。

由此可见，沁水盆地煤层气地质演化历程可划分为四个阶段（表 10-3），即：

第一阶段：三叠纪末以前，基本上没有发生煤层气的演化作用，可将其称为初始阶段。

第二阶段：早、中侏罗世，仅生成少量煤层气，各种演化作用不强烈，可称之为初期阶段。

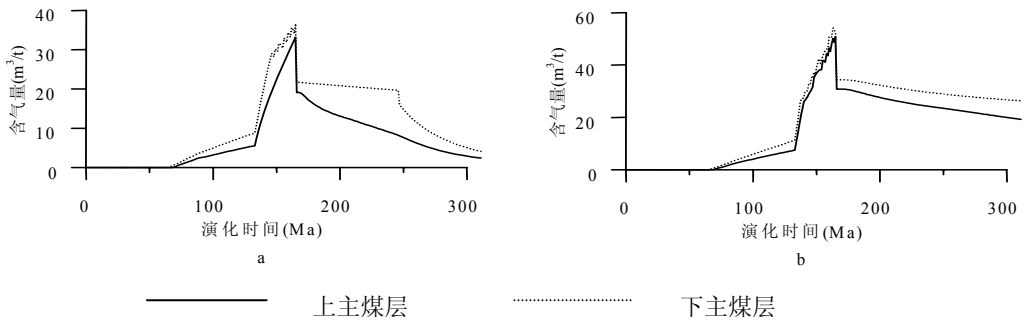


图 10－8 N21 和 N24 模拟点煤层气含气量演化曲线图

第三阶段：晚侏罗世～早白垩世，煤层气大量生成，各种演化作用强烈，煤储层中聚集了大量的煤层气，可称为聚散演化活跃阶段。

第四阶段：晚白垩世至今，煤层气不再生成，发育各种散失作用，可称为散失阶段。

表 10-3 研究煤层甲烷演化历史阶段划分及特征

阶段	地质时代	特征					
		生气量	气含量	储层压力	扩散强度	渗流强度	突破强度
第一阶段	晚石炭～三叠纪末	极少	极低	极低	极低	0	0
第二阶段	早侏罗～中侏罗世末	较少	低	低	低	0	0
第三阶段	晚侏罗～早白垩世末	最多	最高	最高	最高	0～高	0～高
第四阶段	晚白垩～早第三纪末	0	中	中	中	0～低	0

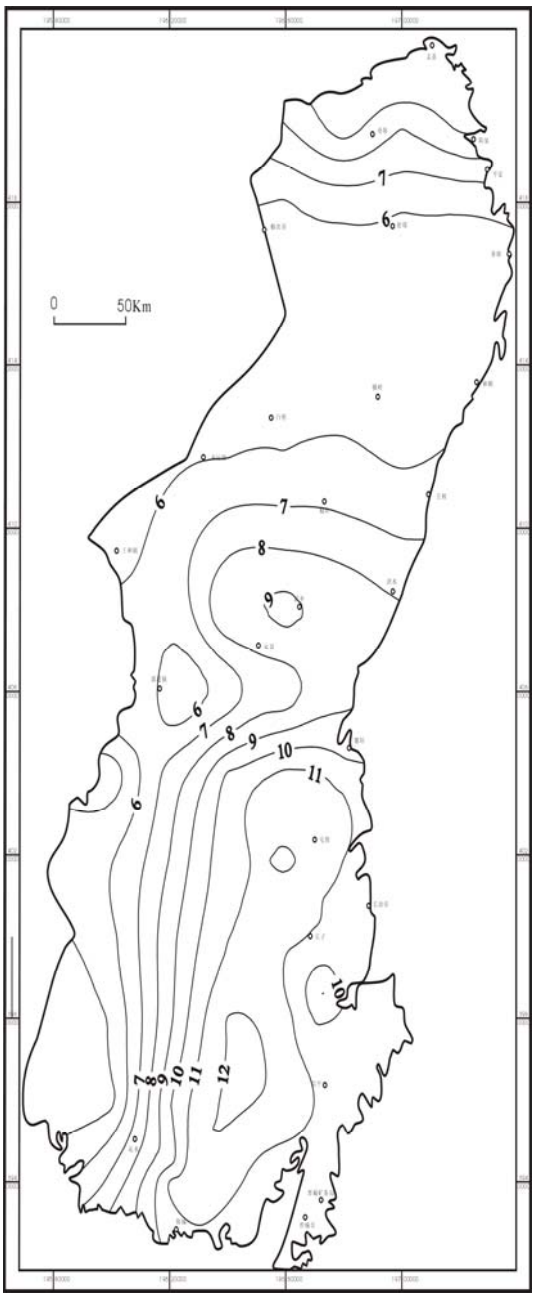


图 10－9 沁水盆地中侏罗世末上主煤层含气量等值线图

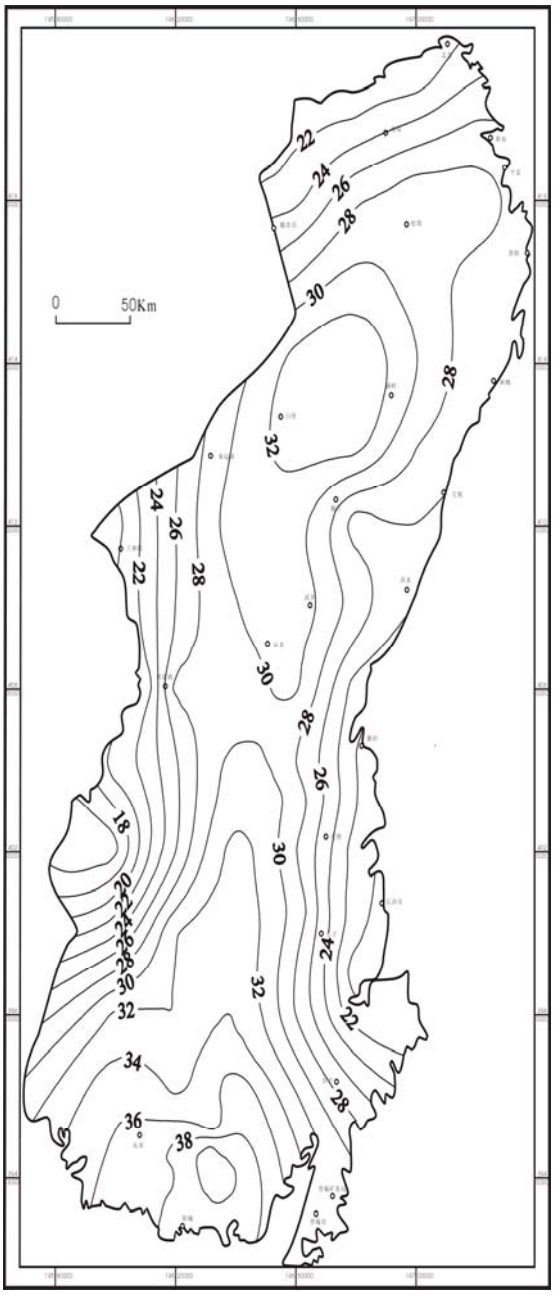


图 10－10 沁水盆地早白垩世末上主煤层含气量等值线图

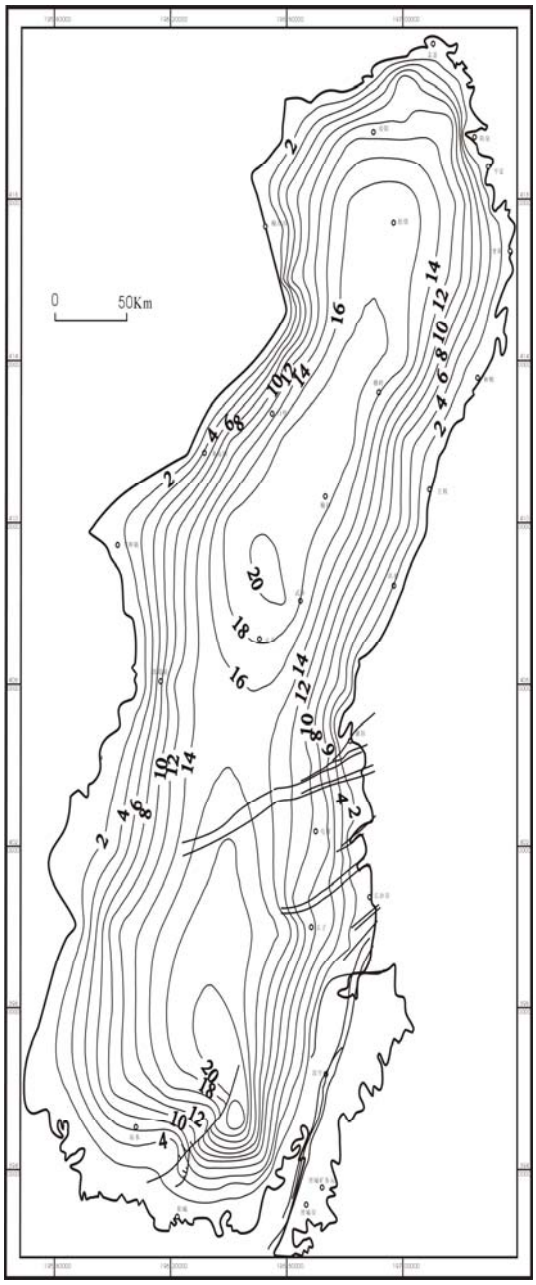


图 10－11 沁水盆地现今上主煤层
含气量等值线图



图 10－12 沁水盆地现今下主煤层
含气量等值线图

图 10-9 至 10-11 分别给出了个主要演化阶段末期上主煤层含气量在盆地范围内的变化特征，图 10-12 是现今下主煤层含气量的特征。

通过以上研究工作，定量查明了研究区煤层气地质演化历程，对煤层气地质研究具有很重要的理论意义。同时，在煤层气勘探开发工作中，起作用也不容忽略。首先，在查明煤层气地质演化历史的基础上，通过分析，可以得知在整个过程中，构造史、埋藏史、热史等地质演化史，以及煤系地层、煤层、煤质等特征对煤层气聚集和富集的影响和控制作用。其次，模拟工作是从边部或前部的已知区开始的，通过已知的含气量数据与模拟结果的含气量数据，修正某些模拟参数，然后向深部区模拟，因此，在深部区未知的情况下，实现了对深部区含气量等参数的预测。

第二节 煤层气井产能模拟技术

一 概述

进行地面竖井开采煤层气时，产能分析是一项非常重要的研究项目。在常规油气勘探开发过程中，也需要进行产能评价。产能分析实际上是在生产井的部分参数（如储层的孔、渗等物性、储层压力、含油气性及其他一些参数）已知的条件下，对井油气产量、产量变化规律进行预测的工作。预测的时间可在几个月、几年甚至几十年之间。产能参数是选择开采工艺、开采设备的重要依据，同时，根据产能参数，可对生产井的经济价值进行评价，因此，无论对于煤层气或是常规油气开发，产能分析工作都具有非常重要的意义。本节除了介绍产能模拟的一般方法外，将主要讨论其核心部分，气-水二相流 PDE 方程的建立和解算。

目前，美国在煤层气产能数值模拟研究领域处于领先地位，产能数值模拟技术被广泛应用于储层物性研究、生产井产能预测和生产工艺优化等方面。

比较成熟的煤层气产能模拟软件 Coalgas 由 S. A. Holditch & Associates Inc.公司于 1994 年研制成功，该软件是通用的、三维、两相、多空隙的储层模拟器。其研制工作包括建立地质模型，如煤储层特性界定、煤层气产出机理等；根据地质模型建立数学模型，其核心是依据煤层气在基质块体中扩散所遵循的费克定律及其在割理系统中渗流遵循的达西定律形成的气、水、油等流体物质连续偏微分方程（PDE）或方程组，进一步采用显式、隐式法或以二者结合进行有限差分求解或进行有限单元求解，形成线性、非线性方程组，从而解算出控制方程近似解。控制煤储层特征的 Coalgas 数学处理模型有：Darcy 定律、Fick 定律和煤层吸附特性。

Coalgas 能够在直角坐标或极坐标下进行三维模拟实验，可用于全矿区或单井的模拟实验，能适应块体内或井周围的不同相对渗透率的模拟，以评价煤储层的特征和进行产能模拟计算，优化煤层气井的生产。该软件能从时间、空间上，动态地以气单相或气水两相系统，以单层煤或多层煤为对象，进行单井或多井的煤层气储层模拟和产能预测。当然，Coalgas 软件同样适用于常规天然气，甚至可用于注水研究。

Coalgas 对煤层气井生产可作弹性控制，可在特定产气率、特定的产水率、恒定的地表或井底流动压力下，进行煤层气井的产能或注水试验。同样，也可在限定的井底气流动速率下，专门研究煤层气井在产气或注水实验中的地表流动压力或井底流动压力的变化特性。在 Coalgas 软件的模拟过程中，所有的参数都可随时进行修正。

但据 Coalgas 软件也存在着输入条件过于简化以及在模拟计算中这些条件不能改变等不足之处。

近年来，我国的一些教学和科研单位，如煤炭科学研究总院西安分院、中国石油天然气总公司石油天然气开发研究总院、中国矿业大学资源与地球科学学院和中国煤田地质局等都花巨资从美国引进上述储层模拟器中的某一种并应用实际工作中。我国也尝试自行研制储层模拟器，这些工作对我国煤层气开发具有重要的意义。

二 地面开发井煤层气产出地质和数学模型

煤层气开发井工程完成之后，煤层气产出的过程可以用如下地质模型来描述。

1 煤层为典型的双重孔隙介质，具有非均质各向异性特征，煤基质中发育有丰富的微孔隙，煤层的面割理和端割理形成了一种近似正交的裂隙网络，是煤层中甲烷、水等流体渗流

运移的通道。割理的孔隙率和渗透率受煤化作用程度、储层压力、地质历史中古构造应力场等控制和影响；

2 煤储层中存在两种相态的煤层气，即吸附状和游离状，煤层气由基质流向割理经历了解吸、扩散两个过程。煤层气以物理吸附的形式吸附在煤基质的内表面，其吸附和解吸是一种可逆过程，在一定条件下，吸附煤层气与游离煤层气之间可以通过吸附与解吸作用相互转化，其吸附与解吸过程符合符合 Langmuir 等温吸附定理。解吸出来而成为游离状的煤层气，在压力和浓度效应的作用下，发生扩散，其扩散过程符合 Fick 第一定理；

3 煤储层中流体的渗流运移是一种复杂的三维多相不定常流场，但可简化为二维二相不定常流场或一维二相不定场流场。在一定的压力梯度的作用下，煤层气在割理中和水一起以各自独立的相态混相发生渗流运移，并符合达西定理。

1 扩散与解吸

煤层气的解吸与吸附是一个可逆过程，所以其解吸同样可用 Langmuir 等温吸附定理来描述：

$$C(P)=\frac{V_L P}{P_L+P_g}. \tag{10-27}$$

式中：V_L 为 Langnuir 体积；

P_L 为 Langnuir 压力；

P_g 为煤储层中的压力；

C（P）为平衡吸附气体浓度；

该方程在煤基质和割理之间提供了一个边界条件，通过扩散由基质进入裂隙中的煤层气可用 Fick 定理来描述：

$$q_m=\frac{V_m}{r}(C(t)-C(P_g)). \tag{10-28}$$

式中：r 为解吸时间，由实验测定；

V_m 为煤基质体积；

C（t）为 t 时刻基质中煤层气的平均浓度；

q_m 为由基质进入裂隙的煤层气量；

可将其改写为导数形式：

$$\frac{dC}{dt}=-\frac{1}{r}(C(t)-C(P_g)). \tag{10-29}$$

结合初边值条件：

$$C（t）=Ci \qquad t=0$$

$$C（t）=C（P_g） \qquad t>0 \qquad C\in \Gamma_1$$

式中：Γ_1 为基质的外部边界。

经求解得：

$$C(t)=C(P_g)+(C_i-C(P_g))e^{-t/r}. \tag{10-30}$$

2 水—气二相裂隙流

煤层气、水在煤层裂隙中的二相渗流可用流体的连续性方程和达西定律来描述：

1）流体连续性方程

$$\begin{cases} -\nabla\cdot(\rho_w V_w)-q_w=\dfrac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_w S_w) \\ -\nabla\cdot(\rho_g V_g)+q_m-q_g=\dfrac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_g S_g) \end{cases} \quad (10\text{-}31)$$

2）达西定律

$$\begin{cases} V_g=-\dfrac{KK_{rg}}{\mu_g}(\nabla P_g-\rho_g g\nabla h) \\ V_w=-\dfrac{KK_{rw}}{\mu_w}(\nabla P_w-\rho_w g\nabla h) \end{cases} \quad (10\text{-}32)$$

上述各式中：ϕ—煤的孔隙度；

K—煤层的绝对渗透率；

h—标高；

ρ—流体的密度；

S—流体的饱和度；

Kr—流体的相对渗透率（w,g—分别表示水和气）；

μ—流体的粘滞系数；

g—重力加速度；

q—流体的源汇项。

将方程（10-31）代入方程（10-30）中，可得：

$$\begin{cases} \nabla\cdot[\dfrac{\rho_w KK_{rw}}{\mu_w}(\nabla P_w-\rho_w g\nabla h)]-q_w=\dfrac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_w S_w) \\ \nabla\cdot[\dfrac{\rho_g KK_{rg}}{\mu_g}(\nabla P_g-\rho_g g\nabla h)]+q_m-q_g=\dfrac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_g S_g) \end{cases} \quad (10\text{-}33)$$

上述二方程中，P_w、P_g、S_w、S_g 分别满足下面两个附加方程：

$$\begin{cases} P_c=P_g-P_w \\ S_w+S_g=1 \end{cases} \quad (10\text{-}34)$$

式中 P_C 为毛细管压力，S_g 和 S_w 是饱和度的函数，有实验测定。

将方程（10-27）~（10-30）和（10-33）、（10-34）耦合起来，这样方程中就只含有 4 个未知数 P_w、P_g、S_w、S_g，未知数，与方程个数相同。结合初边值条件即构成整个煤层气产能模拟的数学模型。

初始条件：取某一时刻 $t=t_0$ 时刻作为模拟的初始时刻，给出这一时刻的 P_w、P_g、S_w、S_g 值。

边界条件包括内边界条件和外边界条件。内边界条件即井壁处条件。方程（10-33）中的源汇项 q，一般为给定产量或给定井底流动压力。如为给定产量，则可直接进入方程；如为定井底流动压力，则需按稳定流井筒产量计算方法处理后，再进入方程。

外边界条件在煤层气藏模型中一般取定压边界或封闭边界。

三 单井煤层气产能模拟偏微分方程的解算

差分方程表述煤层气的产出过程，它是煤层气产能模拟的核心和关键，对模拟结果的正确性和精确性具有决定性作用。以下推导单井条件下煤层气产出过程的差分方程。

1 基本模型及方程

对于单井，提出如下的基本模型：以井口点为中心，按有效半径作圆，在此范围内将煤层划分为若干个张角均为 θ的扇形条带，对每个条带进行剖分，煤层气将沿此条带作径向运动，进一步假定各条带之间不存在煤层气的横向运动，由此可将单井模拟简化为径向二相流动问题（图 10-13）。

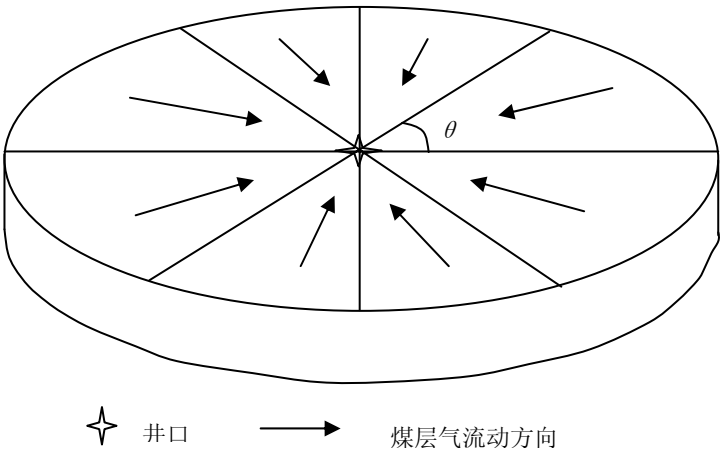


图 10－13 单井产能模拟基本模型

单井模拟的偏微分方程由单个扇形条带推导。对图 10-14 扇形单元中的控制体，得煤层气和水在煤储层中的流动方程：

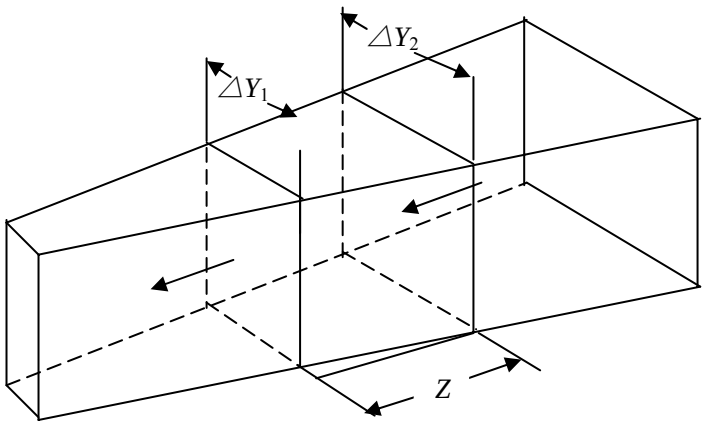


图 10-14 单元控制体

$$\frac{2tg(\frac{\theta}{2})\rho_{\mathrm{g}}\ k_{\mathrm{rg}}\ k_x}{\mu_{\mathrm{g}}}\left(\rho_{\mathrm{g}}\ \mathrm{g}\frac{\partial\ Z}{\partial\ x}-\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right)+\frac{\partial}{\partial\ x}\left[\frac{\rho_{\mathrm{g}}\ k_{\mathrm{rg}}\ k_x}{\mu_{\mathrm{g}}}\left(\rho_{\mathrm{g}}\ \mathrm{g}\frac{\partial\ Z}{\partial\ x}-\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right)\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$

$$+q_m-q_g=\frac{\partial\ \left(\rho_{\mathrm{g}}\ S_{\mathrm{g}}\ \varphi_{\mathrm{f}}\right)}{\partial\ t}\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$

$$\frac{2tg(\frac{\theta}{2})\rho_{\mathrm{w}}\ k_{\mathrm{rw}}\ k_x}{\mu_{\mathrm{w}}}\left(\rho_{\mathrm{w}}\ \mathrm{g}\frac{\partial\ Z}{\partial\ x}+\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right)+\frac{\partial}{\partial\ x}\left[\frac{\rho_{\mathrm{w}}\ k_{\mathrm{rw}}\ k_x}{\mu_{\mathrm{w}}}\left(\rho_{\mathrm{w}}\ \mathrm{g}\frac{\partial\ Z}{\partial\ x}+\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right)\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$

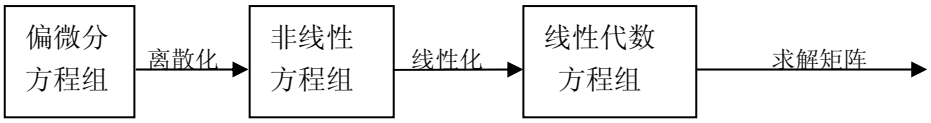
$$-q_w=\frac{\partial\left(\rho_{\mathrm{w}}S_{\mathrm{w}}\varphi\right)}{\partial\ t}\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$

(10-35)

与普通的径向二相流动方程相比，本方程虽然多了一个一阶项和相应的系数，但其精度较前者要高，而且，试算结果证明由此引起的计算复杂性对以后的解算机时的影响不大。

2 方程的解算

描述煤层气运移的偏微分方程是一个复杂、高阶非线性方程，无法用解析法求解，必须将其在时空上进行离散，然后用数值法来求解，具体步骤为：



然后，用有限差分法对上述方程进行解算。

具体解算方法如下：

对 $t=k\tau$ 时间层时的空间点 i，储层压力和气水饱和度的偏导数分别为：

$$P_i^k=\frac{1}{2}\left(P_i^{k-1}+P_i^k\right)$$

$$\left.\frac{\partial\ P}{\partial\ x}\right|_i=\frac{P_{i+1}^{k-1}-P_{i-1}^{k-1}+P_{i+1}^k-P_{i-1}^k}{4h}=\frac{\Delta P_i^k}{4h}$$

$$\left.\frac{\partial^2 P}{\partial\ x^2}\right|_i=\frac{P_{i+1}^{k-1}-2P_i^{k-1}+P_{i-1}^{k-1}+P_{i+1}^k-2P_i^k+P_{i-1}^k}{2h^2}=\frac{\Delta^2 P_i^k}{2h^2}$$

$$S_{\mathrm{g}i}^k=\frac{1}{2}\left(S_{\mathrm{g}i}^{k-1}+S_{\mathrm{g}i}^k\right)$$

$$\left.\frac{\partial\ S_{\mathrm{g}i}^k}{\partial\ x}\right|_i=\frac{\left(S_{\mathrm{g}i+1}^{k-1}-S_{\mathrm{g}i-1}^{k-1}+S_{\mathrm{g}i+1}^k-S_{\mathrm{g}i-1}^{k-1}\right)}{4h}=\frac{\Delta S_{\mathrm{g}i}^k}{4h}\quad .\qquad (10\text{-}36)$$

$$\left.\frac{\partial\ S_{\mathrm{g}i}^k}{\partial\ t}\right|_i=\frac{S_{\mathrm{g}i}^{k+1}-S_{\mathrm{g}i}^{k-1}}{\tau}$$

式中， τ、h 分别为时间和空间步长。

对变系数，采用冻结系数法，即利用上一时间层的有关参数来求取。原方程的气水相对渗透率 K_{rg} 及 K_{rw} 分别可以表示为：

$$\begin{aligned} K_{\mathrm{rg}i}^{k} &= f_1(S_{\mathrm{g}i}^{k}) \\ K_{\mathrm{rw}i}^{k} &= f_2(1-S_{\mathrm{g}i}^{k}) \end{aligned} \tag{10-37}$$

其对 x 的偏导数为：

$$\begin{aligned} K_{\mathrm{rg}i}^{k} &= f_1(S_{\mathrm{g}i}^{k})'\frac{\Delta S_{\mathrm{g}i}^{k}}{4h} \\ K_{\mathrm{rw}i}^{k} &= f_2(1-S_{\mathrm{g}i}^{k})'\frac{\Delta S_{\mathrm{g}i}^{k}}{4h} \end{aligned} \tag{10-38}$$

煤储层中甲烷密度为：

$$\begin{aligned} \rho_{\mathrm{g}i}^{k} &= \frac{\mathrm{M}}{\mathrm{R}}\frac{P_i^{k-1}}{T_i^{k}} \\ \frac{\partial \rho_{\mathrm{g}i}^{k}}{\partial x} &= \frac{\mathrm{M}}{\mathrm{R}\left(T_i^{k}\right)^2}\left[\frac{P_{i+1}^{k-1}-P_{i-1}^{k-1}}{2h}T_i^{k}-\frac{P_i^{k-1}-P_i^{k}}{2}\frac{T_{i+1}^{k}-T_{i-1}^{k}}{2h}\right] \\ &= \frac{M}{R\left(T_i^{k}\right)^2}\left[\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}T_i^{k}-\frac{P_i^{k-1}-P_i^{k}}{2}\frac{\Delta T_i^{k}}{4h}\right] \\ \frac{\partial \rho_{gi}^{k}}{\partial t} &= \frac{M}{RT_i^{k}}\frac{P_{i+1}^{k-1}-P_{i-1}^{k-1}}{\tau} \end{aligned} \tag{10-39}$$

将上述各式代入方程（10-35)并整理，得其差分方程为：

$$\begin{aligned} &\frac{2tg(\frac{\theta}{2})MK_{xi}^{k}\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)K_{\mathrm{rg}i}^{k}}{2\mu_{\mathrm{g}}RT_i^{k}}\left[\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}T_i^{k}}\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta Z_i^{k}}{2h}\right]+\frac{MK_{xi}^{k}K_{\mathrm{rg}i}^{k}}{\mu_{\mathrm{g}}\mathrm{R}\left(T_i^{k}\right)^2}\cdot \\ &\left[T_i^{k}\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta T_i^{k}}{2h}\right]\left[\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}T_i^{k}}\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta Z_i^{k}}{2h}\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2} \\ &+\frac{\mathrm{M}K_{xi}^{k}\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)\left(K_{\mathrm{rg}i}^{k}\right)}{2\mu_{\mathrm{g}}\mathrm{R}T_i^{k}}\left(\frac{\Delta S_{\mathrm{g}i}^{k}}{4h}\right)\left[\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}T_i^{k}}\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta Z_i^{k}}{2h}\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}+ \\ &+\frac{MK_{xi}^{k}\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)K_{\mathrm{rg}i}^{k}}{2\mu_{\mathrm{g}}RT_i^{k}}\left\{\frac{\Delta^2 P_i^{k}}{2h^2}-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}\left(T_i^{k}\right)^2}\left[T_i^{k}\frac{\Delta P_i^{k}}{4h}-\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta T_i^{k}}{2h}\right]\frac{\Delta Z_i^{k}}{2h}\right. \\ &\left.-\frac{\mathrm{gM}}{\mathrm{R}T_i^{k}}\frac{\left(P_i^{k-1}+P_i^{k+1}\right)}{2}\frac{\Delta^2 Z_i^{k}}{h^2}\right\}\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2} \\ &=\frac{\mathrm{gM}\,\varphi_{\mathrm{f}}^{k-1}}{2\mathrm{R}T_i^{k}}\left[\left(S_{\mathrm{g}i}^{k-1}+S_{\mathrm{g}i}^{k}\right)\frac{P_i^{k}-P_i^{k-1}}{\tau}+\left(P_i^{k-1}+P_i^{k}\right)\frac{S_{\mathrm{g}i}^{k}-S_{\mathrm{g}i}^{k-1}}{\tau}\right]\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2} \end{aligned}$$

$$\frac{2tg(\frac{\theta}{2})\rho_w K_{xi}^{k-1} K_{rwi}^{k-1}}{\mu_w}\left(\frac{\Delta P_i^k}{4h}-g\rho_w\frac{\Delta Z_i^k}{4h}\right)+\frac{\rho_w K_{xi}^{k-1}\left(K_{rwi}^{k-1}\right)}{\mu_w}\frac{\Delta S_{gi}^k}{4h}\left(\frac{\Delta P_i^k}{4h}-g\rho_w\frac{\Delta Z_i^k}{4h}\right)\cdot$$
$$\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}+\frac{\rho_w K_{xi}^{k-1} K_{rwi}^{k-1}}{\mu_w}\left(\frac{\Delta^2 P_i^k}{2h^2}-g\rho_w\frac{\Delta^2 Z_i^k}{2h^2}\right)\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2}$$
$$=-\rho_w\varphi_{fi}^{k-1}\frac{S_{gi}^k-S_{gi}^{k-1}}{\tau}\frac{\Delta y_1+\Delta y_2}{2} \qquad (10\text{-}40)$$

方程（10-40）为一非线性方程组，用 Newton-Raphlson 法求解，算法如下：

方程（10-40 表示为：

$$\begin{cases} f_1(x_1,x_2,\cdots,x_m)=0 \\ f_2(x_1,x_2,\cdots,x_m)=0 \\ \quad\vdots \\ f_m(x_1,x_2,\cdots,x_m)=0 \end{cases} \qquad (10\text{-}41)$$

引入向量$\vec{x}^{(n)}$：

$$\vec{x}^{(n)}=(x_1,x_2,\cdots x_m)$$

假定$\vec{x}^{(r)}$为方程组的一个近似解，将函数在$\vec{x}^{(n)}$附近展开为泰勒级数：

$$f_i(\vec{x}^{(r)})=f_i(\vec{x}^{(n)})+y_1\left.\frac{\partial f_i}{\partial x_1}\right|_{x_1^{(n)}}+y_2\left.\frac{\partial f_i}{\partial x_2}\right|_{x_2^{(n)}}+\cdots \qquad (i=1,2,\cdots,m). \qquad (10\text{-}42)$$

式中，$x_i^r=x_i^n+y_i$

在此处取泰勒级数的线性项，得到含 m 个未知数 y_1，y_2，…，$y_m=\bar{y}_m$的线性方程组，解出$\bar{y}_m$，得比$\vec{x}^{(n)}$更接近$\vec{x}^{(r)}$的一组新解$\vec{x}^{(n+1)}$：

$$\vec{x}^{(n+1)}=\vec{x}^{(n)}+\bar{y}\ . \qquad (10\text{-}43)$$

下一步，把$\vec{x}^{(n+1)}$当作$\vec{x}^{(n)}$，代入泰勒级数中，进一步解出更加精确的$\vec{x}^{(n+2)}$。式（4-3）为 Newton-Raphlson 解法的迭代公式。依上述公式进行多次迭代，直至$\vec{x}^{(n+1)}$与$\vec{x}^{(n)}$的差值小于某一给定的误差限 ε，即：

$$\left|\vec{x}^{(n+1)}-\vec{x}^{(n)}\right|<\varepsilon. \qquad (10\text{-}43)$$

此时的$\vec{x}^{(n+1)}$可认为是方程在 $t=k\tau$时的准确解。

可见，方程组的求解可分为两步：第一步对方程进行差分，形成非线性方程组，第二步是将非线性方程组线性化，通过若干次解线性方程组并进行迭代，最后得出偏微分方程组在某一时间层的准确解。可以证明，对于渗流问题的偏微分方程，用此方法计算时，迭代过程应该是收敛的。

线性化的过程包括对各差分方程进行求导并计算各导数值，从而得到线性方程组的系数矩阵〔**A**〕，进一步求各差分方程的值即$f_i(\vec{x}^{(n)})$，得到线性方程组右边的矩阵〔**C**〕。其形式如下：

$$[\mathbf{A}][\mathbf{Y}]=[\mathbf{C}]. \qquad (10\text{-}44)$$

利用高斯全选主元消去法可以较容易地解出上面的线性方程，从而实现对单井产能模拟偏微分方程的解算。

3 初始条件和边界条件

（1）边界条件：

井口边界：

$$\begin{aligned} P_0^k &= P_0 \\ S_{\mathrm{g}0}^k &= 1 \\ S_{\mathrm{w}0}^k &= 0 \end{aligned}.$$

式中，P_0 为标准大气压。同时：

$$\begin{aligned} K_{rg0}^k &= 1 \\ K_{rw0}^k &= 0 \end{aligned}.$$

为了避免迭代求解时发生不可预测情况，作如下的处理：

$$\begin{aligned} P_0^1 &= \frac{P_0^0 + P_0}{2} \\ S_{\mathrm{g}0}^1 &= \frac{S_{\mathrm{g}0}^0 + 1}{2} \end{aligned}.$$

外边界：在外边界之外设置一虚拟点 m+1，因 m+1 位于外边界之外，实际不能产气，故有：

$$\begin{aligned} P_{m+1}^k &= P_m^k \\ S_{\mathrm{g}m+1}^k &= 0 \\ S_{\mathrm{w}m+1}^k &= 0 \end{aligned}.$$

（2）初始条件：

在开始产气时，因抽水降压形成的降压漏斗为储层压力的初始条件；同时假定气饱和度达到煤层气能够在割理中渗流的最低值。故方程的初始条件为：

$$\begin{aligned} P_0^0 &= P_0 \\ P_i^0 &= P_i^0 \\ P_m^0 &= 0 \\ S_{\mathrm{g}0}^0 &= 1.0 \\ S_{\mathrm{gi}}^0 &= 0.21 \\ S_{\mathrm{gm}}^0 &= 0.0 \end{aligned}.$$

上式中，P_i^0 为抽水降压漏斗内各节点的储层压力值。而割理渗透率和孔隙率初值等由测试获得。

4 计算机程序

在上述算法的基础上，编制相应的计算机程序。该程序为是整个单井模拟软件的核心部分。具体做法是首先编制一个能够单独执行的独立程序，调试通过后再改编为子函数，由子程序进行调用。程序结构如图 10-15 所示.

以上仅为单井煤层产能模拟软件的核心部分，实际的软件要复杂得多，它还包括基础数据和成果数据库模块、数据输入输出和接口模块、网格剖面模块以及基本参数插值模块等相关部分（图 10-16）。此外，如果要对多井井网进行产能模拟研究，还需要改变方程的边界条件等参数。

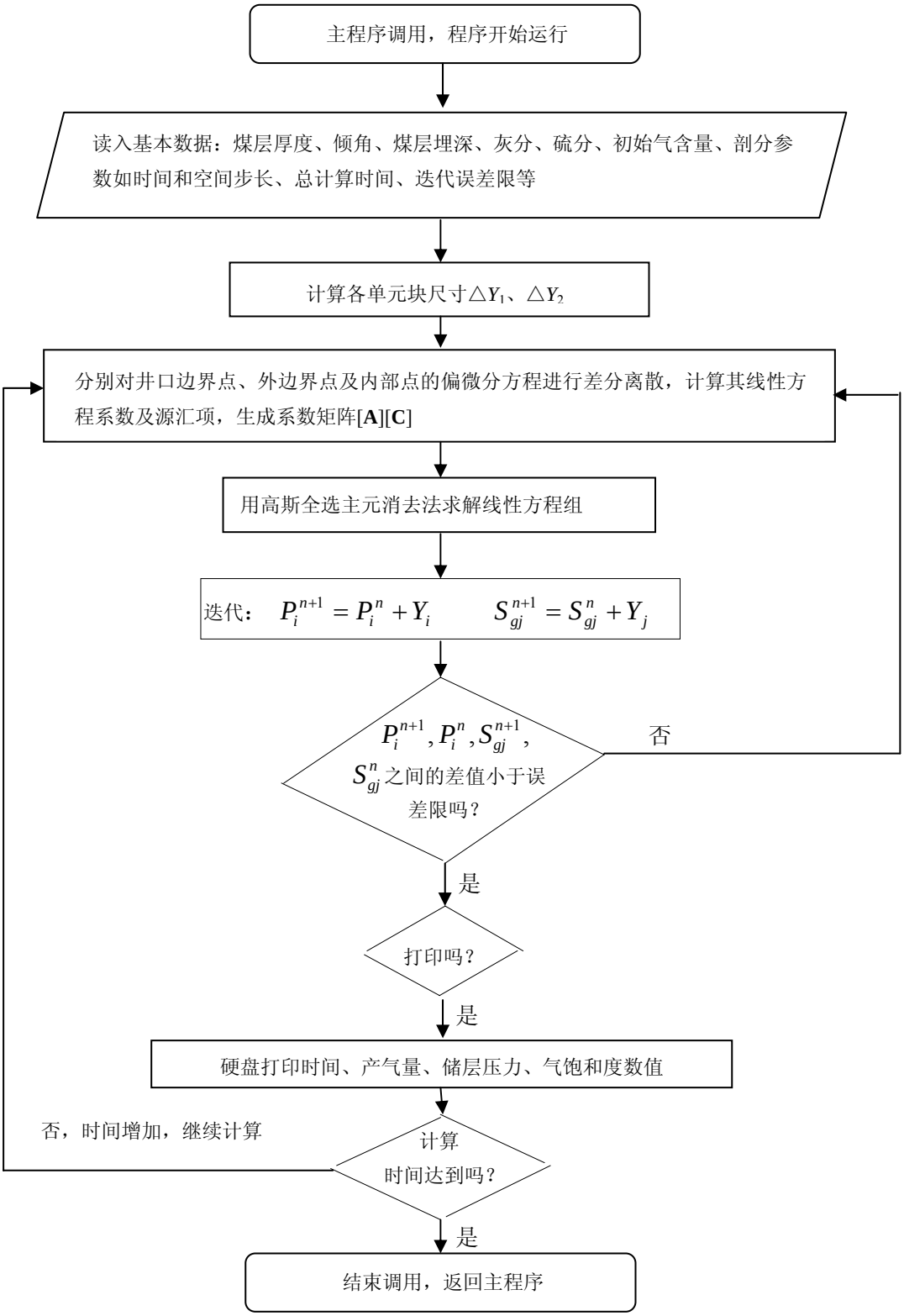


图 10—15 单井产能模拟偏微分方程解算子程序框图

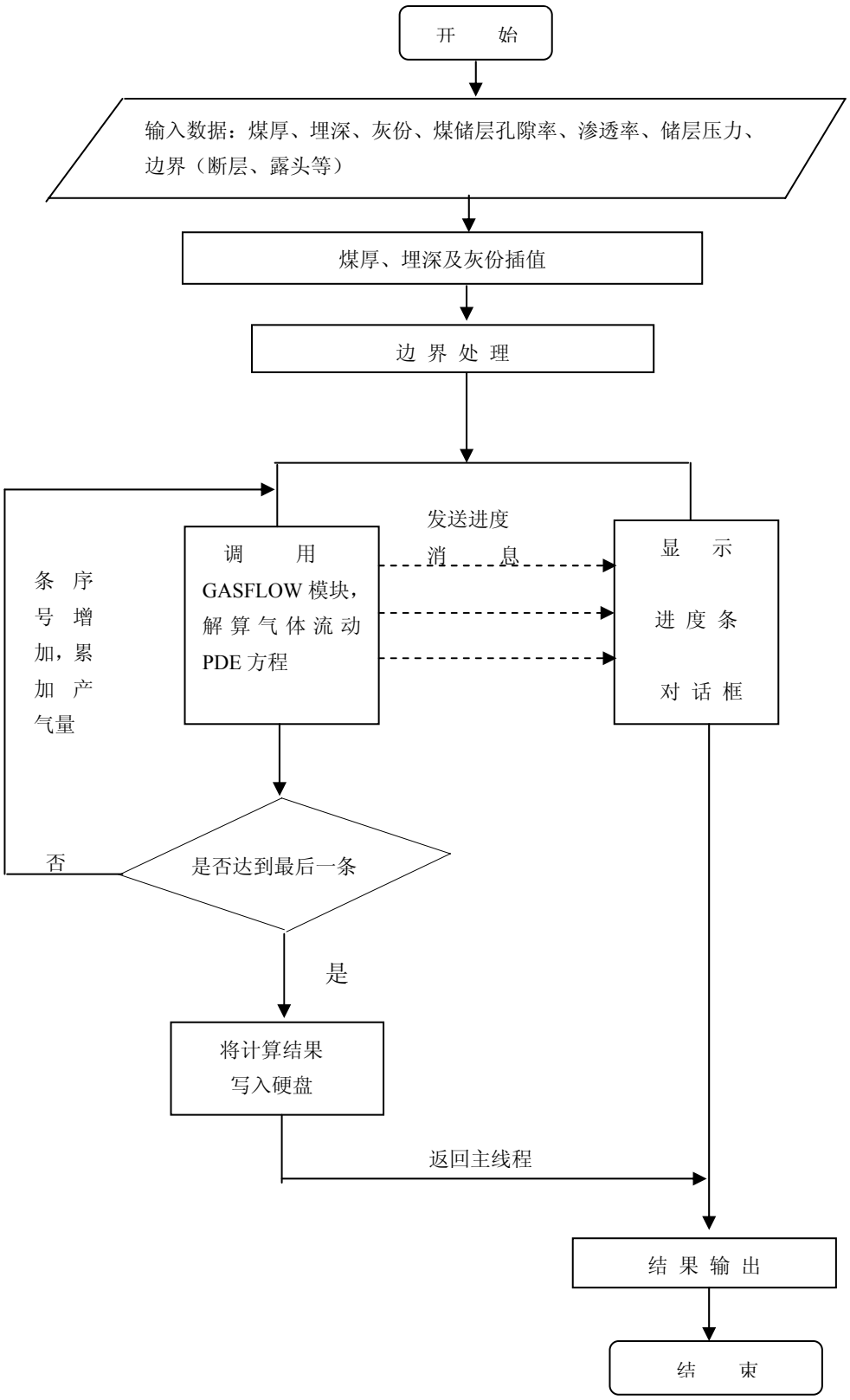


图 10-16 单井产能模拟软件框图

四 计算实例

在进行模拟计算之前，采集了井的相关数据如表 10-4 所示。

表 10-4 某煤层气井产能模拟参数表

单井排泄面积	40acres	吸附时间	10d	裂缝长度	50ft
煤层厚度	32.808ft	Langmuir 体积	27.7scf/cuft	水的密度	62.428lb/cuft
x 方向渗透率	4md	Langmuir 压力	158psi	甲烷的密度	0.045lb/cuft
y 方向渗透率	2md	初始水饱和度	1.00	水的粘度	0.90cp
z 方向渗透率	0.4md	初始储层压力	1862.29psi	甲烷的粘度	0.075cp
孔隙度	0.028	井底流动压力	14.7psi	水压缩系数	3×10-5/psi
孔隙压缩系数	2×10^{-6}/psi	井半径	0.233ft	甲烷压缩系数	5×10^{-5}/psi
基块收缩系数	3×10^{-6}/psi	初始含气量	$22ft^3$/cuft		

通过模拟计算，得该井的产气量、产水量动态曲线如图 10-17 所示。

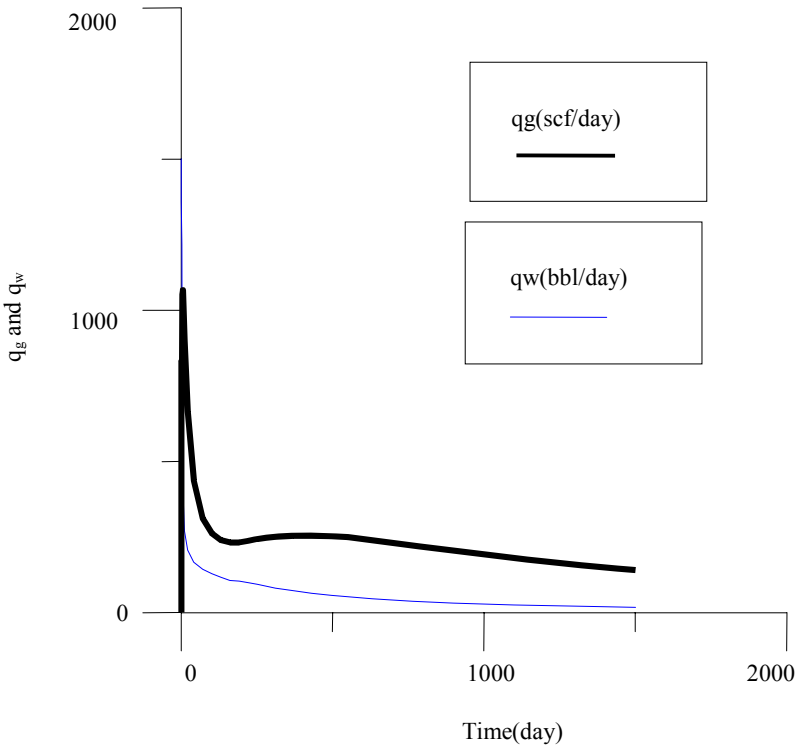


图 10-17 动态产能模拟曲线

第十一章　煤层气的勘探开发

煤层气钻井需采取相应技术来克服底层涌水、煤层渗透率受损及煤层塌坍，选择合适的钻井液，实施平衡钻进技术，排放地层水，进行水处理及采用增产技术措施等。

第一节　钻采工艺技术

开采煤层甲烷气常用的有三种钻井方式，即垂直井钻井、水平钻井和采空区钻井。

垂直井（图 11-1）从地面打井穿过煤层进行采气，是目前主要的钻井方式。

水平井有两种：一种是从巷道打的水平抽放瓦斯井；另一种是从地面先打直井再造斜，沿煤层钻水平井（排泄井）（图 11-2）。后者尚处于试验阶段，用高密度泥浆钻井，水平钻井的方向与面割理方向垂直，适于厚度大于 1.5m 的厚煤层，成本较高。

采空区钻井见图 11-2。从采空区上方由地面钻井到煤层上方或穿过煤层，也可在采煤之前钻井。采空区顶板因巷道支柱前移而坍塌，产生新的裂缝使瓦斯从井中涌出。如果采空区顶部还有煤层并成为采空区的一部分，瓦斯涌出量更大。产出气体中混有空气，热值降低，大约为。由于产出气中含氧高，不宜管道输送，产量下降较快的井宜就地利用。采空区井煤层脱气可达 50％以上。

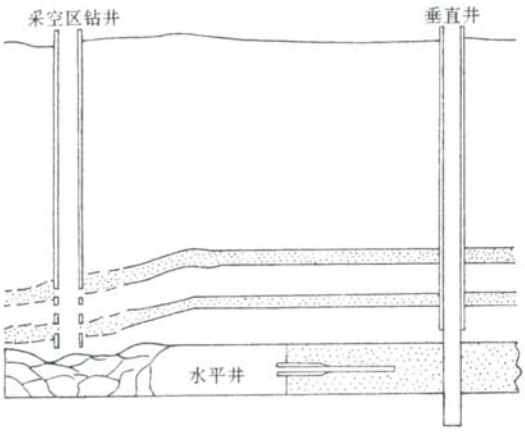
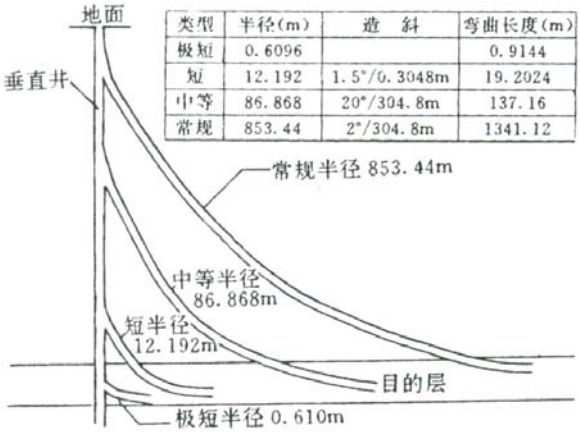


图 11-1 煤层甲烷井类型图

（据胡爱莲，刘友民，1992）



类型	半径(m)	造　斜	弯曲长度(m)
极短	0.6096		0.9144
短	12.192	1.5°/0.3048m	19.2024
中等	86.868	20°/304.8m	137.16
常规	853.44	2°/304.8m	1341.12

图 11-2 排泄孔钻井工艺图

（据胡爱莲，刘友民，1992）

一、钻井类型分类

按煤层层数分类：根据一口井开采的煤层层数分为单煤层井和多煤层井。单煤层井井筒只与一个煤层连通，多煤层井井筒与多个煤层连通。

根据埋深分类：浅层气井井深大于 300m，200~300m 以上属甲烷风化带，不利于煤层气保存。深层气井井深大于 1500m，1500m 以下煤层埋深大，成本高。目前煤层气最深的井有 2438m。一般井深为 300~1500m。

按井网的位置分类：有边缘井和内部井两种。

根据钻井类别分类：有资料井、试验井组、生产井和检测井四种。资料井主要通过钻区探井取准煤心作含气量等参数测试、试气，并用单项注入法求取煤层渗透率。试验井组是通过井组降压试采，评价工业性开采价值。开发过程中以采气为目的的井称生产井。监测井主要用于生产过程中压力监测。

二、钻井工艺

煤层气井类型和钻井工艺的选择取决于煤层的地质条件和储层条件。

浅煤层钻井一般采用旋转或冲击钻钻井，用空气、水雾、泡沫液做循环介质，也可以使用轻便自行式液压。顶部驱动钻机和小型车载钻机或普通钻机，宜采用非泥浆体系循环介质。浅煤层区地层压力低，不必采用泥浆控制压力，采用空气钻井，钻速高，基本费用低，在欠平衡和极欠平衡方式下钻进，对地层伤害小，采用空气钻进和泥浆钻进相结合的方法，即先利用空气钻井液直至泥浆贮备池装满采出水，再转用采出的水做钻井液到贮备池排空，如此交替直到完钻。

深煤层区一般采用常规旋转钻机。由于地层压力高，不能采用空气钻井技术。如美国西部含煤盆地的某些层段压力超高，具井喷危险，所以在大多数情况下，采用泥浆系列，利用泥浆密度控制可能发生的水涌和气涌。还可在预测煤层深度范围内，放慢钻速，发现钻井异常立即停钻，上提钻具，用小排量循环；进行煤层取心时，采用低钻、低转速和低泵压。钻厚煤层时，采取每钻进 0.305~0.610m 上提一次钻具循环等措施及时防止和解决钻井过程中常遇到的煤层坍塌、严重扩径、卡钻和出水。

煤层气钻井的另一个重要特点是要求在每口井的最低开采层段以下 30.48 米处打一个大的井底口袋，用于安置人工举升设备，加速排水，降低井底压力至煤层吸附气解析产出的临界点。此处便于聚集回流到井筒中的煤粉等碎屑物质。这种口袋留深一般约 9~18 米。

三、完井

煤层甲烷完井分五种，即裸眼完井、套管完井、混合完井（图 11-3）、裸眼洞穴完井、水平排孔衬管完井。

裸眼完井（图 11-3）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

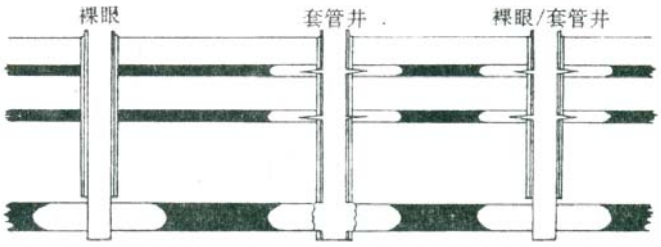


图 7-3 煤层甲烷井完井类型图（据林永洲，1990）

保持裸眼，这种完井方式是煤层气井中费用最低的一种。但增产作业时，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。

套管完井（图 11-3）是美国西部含煤盆地中主要的完井方式。对产气煤层下套管，其优点是对地层入口可实施特殊控制，维持井身稳定，固井时尽量使用低密度水泥，分级注水泥固井和采用特殊的固井工具克服水泥引起的地层损害。目前正在研究一种特殊的工艺。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，避免水泥渗人煤层。

套管尺寸须适应生产井气、水产量的需要。这需要预测气、水产出量，选用抽水设备，再决定套管尺寸。

混合完井即裸眼完井与套管完井方式在同一口井中使用。依地层条件而定，一般用于多煤层。

裸眼洞穴完井是人为地在裸眼段煤层部分造成一个大洞穴。此种方式适用于高压高渗地层，缺点是井眼稳定性差，风险性比套管完井大。

水平排孔衬管完井适用于深层低渗厚煤层，一般适用于厚 1.52m 以上的煤层。其优点是能够提供与煤层的最大接触面积，尤其是各向异性煤层，有利于提高产量，促进煤层气解吸采出，提高总脱附气量和采收率。缺点是在钻井完井过程中易发生割理系统堵塞、闭合等现象，伤害煤层渗透率。

第二节　煤层气的开采技术

一、地面排水降压开发煤层气

1、洗井

洗井是在完井之后或在压裂前进行。目的是清洗完井后留在井筒的各种碎屑物，如煤粉、泥岩和页岩等岩屑、残留水泥等，以避免这些碎屑物对地层造成的伤害。

洗井方法包括清水洗井和高速气流洗井。清水洗井分正洗与反洗。高速气流洗井通常用空气或氮气，也有正洗与反洗之分。

2、排水采气工艺技术

煤层气排水采气要求：① 排液速度快，不怕井间干扰；② 降低井底流压，排水设备的吸液口一般都要求下到煤层以下；③ 要求有可靠的防煤屑、煤粉危害的措施。

目前开采煤层气排水的方法有：游梁式有杆泵、电潜泵、螺杆泵、气举、水力喷射泵、泡沫法、优选管柱法等。

1）有杆泵

有杆泵在各种深度和排量下都能有效工作，适应性强，操作简单，几乎不需保养。它需要天然气发动机或电动机作动力，来带动抽油机驱动的活塞泵抽水，水由油管排出，气靠自

身能量由油套环形空间排出井筒。如果气压很低，进不了集输流程，就要考虑用真空泵和压缩机来抽吸和增压输送。

2）电潜泵排水采气

它需要有高压电源供电至井下电动机，由井下电动机带动井下离心泵，将煤层水抽入油管而排至地面。甲烷气也是靠自身能量由油套环形空间排出井筒。

3）气举排水采气

可分为气举凡尔法和柱塞法。气举凡尔法是用高压气源向井内注气，以气混水将井内的水及甲烷排出井筒至地面。气举管柱有单管（开式、半闭式、封闭式）、双管并列式、双管同心式三种结构。柱塞气举需要靠气井自身能量，亦可靠注入气补充能量来推举油管内的柱塞，将柱塞以上的液体排到地面。

4）螺杆泵排水采气

按驱动方法分为地面驱动和井下驱动。地面驱动螺杆泵需要电动机来转动抽液杆，从而使螺杆泵工作，将井内液体排到地面，而甲烷气由油套环形空间排出井筒。

5）水力喷射泵排出采气

它需要有高压大排量泵向井内注入清水循环，经过喷嘴产生抽汲作用，将地层流体混入清水而带至地面。

6）优选管柱排水采气

根据气井产气能力，利用储层自身能量，优选合适的排水采气油管直径，使气流速度达到带水的要求。

3、煤层吸附气开发地面设备

煤层气井一般是在较低的井底压力条件下采气。在完成人工举升排水之后，还需要一整套地面设备，包括气、水分离设备和集气增压设施等。

从井中采出的气体到达地面后，压力一般不足 1.5 大气压，需要采取低压采集、脱水、高压输送方式才能将气体送到用户。

低压采集系统一般包括一个脱水分离器，一个压力控制器，一个水蒸气分离器，一个装有标准压力补偿器的涡轮流量计，一个泄压安全阀（图 11-4）。该系统将低压气体输送到中央增压压缩站，将压力增至 2.0~3.4kgMPa（图 11-5）。被压缩的气体经过脱水器后，气体中的蒸气含量降低，获得的干燥气体通过输气管线供给用户。

美国煤层气田使用的压缩机主要有两种：一种是旋转式压缩机，另一种是三级往复式压缩机。旋转式压缩机利用螺旋叶片在管线中旋转、压缩和推进气体。其优点是体积小，

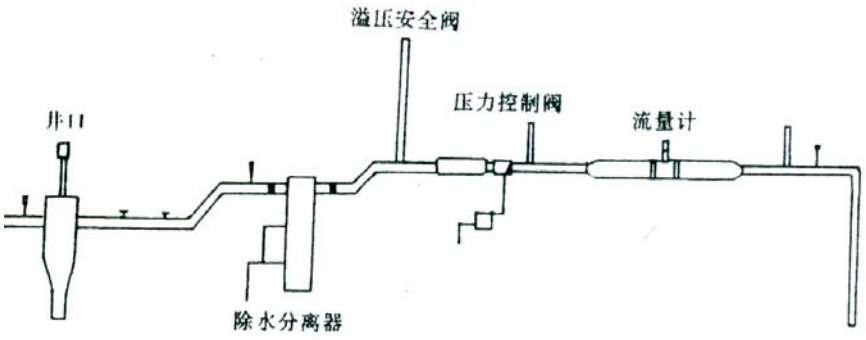


图 11-4　低压采气系统图 （据胡爱莲，刘友民，1992）

操作保养简单，压缩气量大；缺点是压缩压力较低，压力脉动范围较窄。往复式压缩机由一个活塞和一个气缸组成，优点是压缩压力高，压力脉动范围大，能适应压能波动。黑勇士盆地采用这种压缩机应用效果良好。

在美国的黑勇士和圣胡安盆地一般以 20 口井为一组，配备一套地面加压设备和相应的管路，用以供气。

随着美国煤层气开发活动的不断扩大，煤层吸附气产量不断提高，煤层气开采配套技术更加迅速得到发展和完善，煤层气井开始实现遥控和连片自动化操作运行。

1987 年以来，美国 Burlington 资源公司的子公司——Meridian 石油公司一直致力于圣胡安盆地的煤层吸附气开采自动化，并取得了重大成果。

这套生产自动化系统由遥控器、中继线系统、计算机监控三大部分组成。遥控器具有遥控、数据采集、综合、计算、报警和通迅等功能。中继线系统起通讯作用，可为多个用户提供作用。通过中继线系统，可提供生产井和地面气水处理装置的大量信息和需要实时修正的作业参数。计算机监控包括一台主操作计算机，一套应用软件和个人计算机兼容工作站。主操作计算机是现场自动化系统的数据采集与处理中心，提供报告，观察各个井场，利用键盘向各个遥控操作器发出指令等等。煤层气井实现生产自动化的优点很多，特别是在高台深谷、气候恶劣的圣胡安盆地更显示出优越性，能大大节省人力、物力、财力，改善井的管理条件和质量等等。然而最令人感兴趣的是，它可以对天然气生产系统的任何故障作出判断，并迅速作出反应，如：一旦集输系统压力增大，遥控器通过接收压力传感器检测到这一情况后，立即自动从控制该井流量变换到控制集输系统的压力，这对于煤层气井正常生产极为重要，可保护集输系统免于突然燃烧。据测算，由于处理不及时引发的突然燃烧的天然气量每小时可高达 1 万美元，而实施了这种自动化系统消除了气体的突然燃烧。

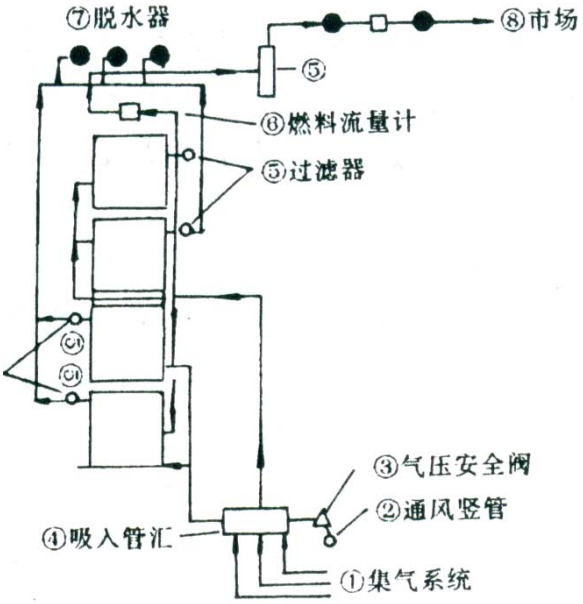


图 11-5　气体压缩站图（据胡爱莲，刘友民，1992）

4、排水采气方法的优化选择

为了使煤层气开采获得较高的经济效益，应根据区域水文地质条件，预测产水量，然后优化选择排水采气方法及其设备。选择要求：① 气井的产水量变化大，早期会产出大量的水，往后产水量相对减少，甚至很小，所选用的排水采气方法应兼顾前后期变化，适用范围较大；② 必须满足在最小井底压力下采出最大水量的要求，以保证在尽可能短的时间里，将储层压力降到解吸压力以下，使气井尽早产气；③ 提高采收率，降低煤层气生产成本。

5、无水产气方法

无水气井一般井口压力较低，属无水低压气井。一般表现为甲烷气产量下降的生产阶

段，可以用无水气藏消耗式开采方法来开采。

井口压力大于 0.5MPa 时，可用常规气藏开采法；井口压力小于 0.5MPa 时，用负压采气工艺技术。负压采气工艺技术要求的技术界限见表 11-1。

负压采气工艺要求主要设备有罗茨鼓风机、水环式真空泵、压力封式储气罐压缩机等，且要求有简易井口装置。

负压采气工艺流程有单井流程（图 11-6）、抽放站流程（图 11-7）。

表 11-1　负压采气工艺技术界限表

透气性(m^3/Mpa·d)	渗透率(10^{-3} μ m^2)	气井初始自燃产量(m^3/d)	采用程度
>10	>2.5×10^{-1}	>400	可以采用
10~0.1	2.5×10^{-1}~2.5×10^{-3}	150~400	勉强采用
<0.1	2.5×10^{-3}	<150	不能采用

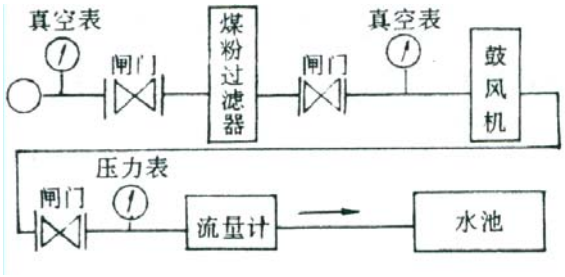


图 11-6 负压采气单井流程流程图

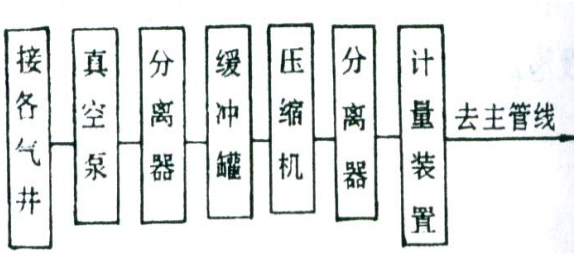


图 11-7 负压采气抽放站工艺流程图

6、采出水处理与环境保护

从环境保护角度出发，为减少大气污染和农田受害，煤层气生产过程中，必须考虑采出水的处理问题。鉴于地区不同，地下水化学成分各异，产出水的含盐量或其他固相成分各不相同，产水量变化也很大，故采取的处理方法亦各不相同。目前比较普遍采用的处理方法有三种：地面排放、地面蒸发和回注地下。

1）地面排放

美国亚拉巴马州环境管理部门规定，产出水中的总矿化度低于 2000mg/L 可采取这种方法。将产出水排入大坑渗入地下，或排入附近的河流、用于粮田灌溉和畜牧业生产。但是排放期间必须进行连续监测，保证所含污物低于环保部门规定的标准。一旦发现超过了排放标准，立即关井和采取其他处理方法，以保证河水、良田或牲畜不受伤害。

2）地面蒸发

利用蒸发池处理产出水，蒸发池尺寸设计要适应各个季节蒸发量的变化。一般的蒸发池面积为 4000~8000m^2，常年保持每天 16~160m^3 水的蒸发能力。采用蒸发方法很可能对周围环境产生一定的破坏，如硫化氢污染、渗漏等，但可通过防渗材料、生物处理和进行监测等方式加以解决。若水中溶解的固体物质总量超过 5000mg / L，或蒸发池底与最近的地下水源之间的非渗透层厚度小于 15.24m 时，造蒸发池要征得当地环保和土地管理部门的允许。

3）回注地下

该方法是在地面排放和蒸发两种方法均行不通或老井可利用率较高时采取的一种选择。

用注水井将产出水重新回注地下，回注地层一般以砂岩为好，因为它具有良好的适于回注的特点。为节省费用，一般每 20~30 口井排出的水用同一口注水井回注地下。用聚氯乙烯管线做输水管，连接各个煤层气井，将产出水集中回注。

水是一种非常宝贵的资源，随着煤层吸附气气田的开发，采出水的处理也是一个很重要的经济技术问题，日益引起人们的重视。美国除采取以上三种处理方法外，还在研究开发新的水净化和过滤技术，旨在经济开采煤层吸附气的同时，利用好采出水这一宝贵资源，同时对环境又不造成任何伤害，一举数得。

二、ECBM 技术

ECBM 技术主要有两种方法：即 1）注入增加 CO_2 提高煤层气产能的技术，称之为 CO_2-ECBM；2）注入 N_2 降低 CH_4 分压。CO_2-ECBM 不仅可以提高煤层气的采收率，而且还可以封存温室气体 CO_2。

由于从废气中分离 CO_2 的成本较高，且注入 CO_2 在后期采煤过程中会造成二次污染。因此，纯 CO_2-ECBM 的商业化较为困难。但是在薄煤层地区或名胜古迹、风景旅游区，即煤炭资源限制开采地区有一定的应用前景。

作为 N_2 和 CO_2 为主要成分的烟道气可作为注入气来降低成本。N_2 不象那样 CO_2 强吸附于煤的内表面，可穿透煤层而随 CH_4 一起从生产井中采出。但增加了后期的处理费用，相对于纯 N_2 而言，烟道气中 N_2 穿透煤层的速度相对较慢，而且 CO_2 与一起可较大幅度提高煤层气的产能。

实行烟道气注入提高煤层气的产能应要要满足：1）丰富的煤层气资源，这是实施技术的首要条件；2）廉价且充足的 CO_2 供应能力，是保证该技术实施的基础；3）煤层气的市场潜力；4）政府对温室气体排放的态度；5）项目的经济性。

第三节　煤层瓦斯抽放方法

一、本煤层抽放

利用钻孔抽放本层煤层气方法在中国煤矿中得到普遍应用。对于单一煤层，可以在工作面顺槽布置钻场，向煤层打平行孔或扇形孔（图 11-8）。这种方法钻孔速度快，费用低。但煤层气抽出率一般只能达到 20%左右。一般来说，采用大直径平行长孔可提高抽出率，即将钻孔直径加大到 300mm，钻孔长度达到工作面长度的 70～90%。

对于倾斜特厚煤层或近距离煤层群，可采用穿层钻孔预抽煤层气（图 11-9），钻场可设在底板岩巷内，可抽放时间较长。由于钻孔穿透各煤层，煤层气可沿层及裂缝流向钻孔，抽出率一般高于沿层钻孔。

中国评价本层抽放难易程度采用两个指标，即百米钻孔自然涌出量和煤层透气性系数（表 11-2）。

表 11-2　本煤层抽放难易程度评价

百米钻孔自然涌出量　m^3/min・100m	透气性/10^{-3} μ m^2	抽放难易程度评价
>0.30	>0.04	可以抽放
0.30~0.10	0.024~0.0024	勉强抽放
<0.10	<0.0024	较难抽放

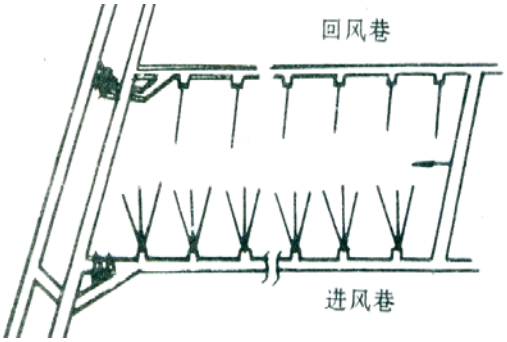


图 11-8 淮南谢二矿沿层钻孔布置

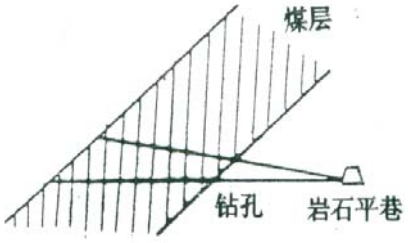


图 11-9 抚顺煤矿穿层钻孔布置

二、邻近层煤层气抽放

煤层开采后，其上部或下部煤层和岩层会产生变形或断裂并出现卸压（图 11-10）。在其影响范围内的煤层、岩层中的煤层气将会通过这些裂隙泄出。为了防止这部分煤层气涌入开采煤层的工作面，就需要随着工作面回采抽放邻近层煤层气。

三、采空区煤层气抽放

采空区煤层气涌出量一般占矿井煤层气总涌出量的 25~30%，少数矿井高达 40~50%。为了减少采空区煤层气涌入矿井通风巷道和利用能源，许多矿井进行了采空区抽放。抚顺矿区从 20 世纪 50 年代开始采空区抽放，40 年来共抽出采空区煤层气约 6 亿 m^3，占抽放总量的 18.5%。

采空区煤层气一般聚集在冒落空洞的上方。因此，最好从回风巷向冒落拱上方打钻孔（图 11-10），抽出的煤层气浓度可高达 60~80%，抽出量可达 3~4m^3 / min。

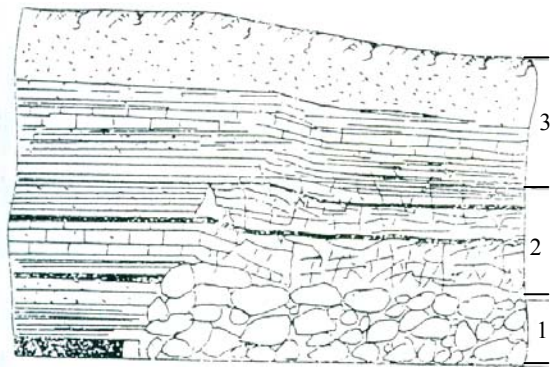


图 11-10 煤层开采时对上覆岩层的影响图
1—冒落带；2—裂隙带；3—弯曲下沉带

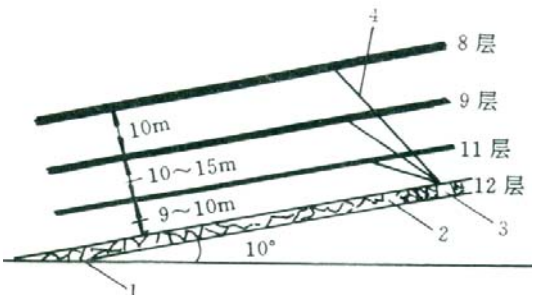


图 11-11 阳泉四矿邻近层抽放钻孔布置
1—运输巷；2—回风巷；3—回风副巷；4—钻孔

附 录 A

（DZ/T0216-2002 规范性附录）

煤层气资源量/储量计算参数名称、符号、单位及取值有效位数的规定

参数		单位		取值位数
名称	符号	名称	符号	
煤层含气面积	**A**	平方千米	km^2	小数点后1位
煤中空气干燥基灰分	A_{ad}	无因次	%	小数点后2位
煤中平均灰分	A_{av}	无因次	%	小数点后2位
煤的原煤基含气量	C_c	立方米每吨煤	m^3/t	小数点后1位
煤的空气干燥基含气量	C_{ad}	立方米每吨煤	m^3/t	小数点后1位
煤的干燥无灰基含气量	C_{daf}	立方米每吨煤	m^3/t	小数点后1位
废弃压力条件下的煤层气含量	C_{ga}	立方米每吨煤	m^3/t	小数点后1位
原始储层条件下的煤层气含量	C_{gi}	立方米每吨煤	m^3/t	小数点后1位
煤的空气干燥基质量密度	D_{ad}	吨每立方米	t/m^3	小数点后2位
煤的干燥无灰基密度	D_{daf}	吨每立方米	t/m^3	小数点后2位
煤层气地质储量	G_i	亿立方米	10^8m^3	小数点后2位
煤层气井控范围内的地质储量	G_{iw}	亿立方米	10^8m^3	小数点后2位
气井累计气体产量	G_{PL}	亿立方米	10^8m^3	小数点后2位
煤层气开采储量	G_r	亿立方米	10^8m^3	小数点后2位
煤层净厚度	h	米	m	小数点后1位
煤层埋深	H	米	m	小数点后1位
渗透率	k	平方米	m^2	小数点后2位
煤中原煤基水分	M_{ad}	无因次	%	小数点后2位
煤的平衡水分	M_{eq}	无因次	%	小数点后2位
原始储层压力	P_i	兆帕	MPa	小数点后2位
废弃储层压力	P_a	兆帕	MPa	小数点后2位
闭合压力	P_c	兆帕	MPa	小数点后2位
兰氏压力	P_L	兆帕	MPa	小数点后2位
临界解吸压力	P_d	兆帕	MPa	小数点后2位
破裂压力	P_f	兆帕	MPa	小数点后2位
压力梯度	K_p	兆帕每百米	MPa/100m	小数点后2位
井底压力	P_{wf}	兆帕	MPa	小数点后2位
单井日产气量	g_g	立方米每天	m^3/d	小数点后2位
单井日产水量	g_w	立方米每天	m^3/d	小数点后2位
采收率	R_f	无因次	%	有效位1位
平均井控面积	S_w	平方千米每口	km^2/口	小数点后1位
吸附时间	t	小时	h	小数点后1位
储层温度	T	摄氏度	℃	整数
兰氏体积	V_L	立方米	m^3	小数点后2位

附 录 B

（DZ/T0216-2002 资料性附录）

煤层气探明地质储量计算关于储层的基本井（孔）控要求

构造复杂程度		储层稳定程度		基本井距 km
类	特点	型	特点	
第一类构造简单	1. 煤系产状平缓 2. 简单的单斜构造 3. 宽缓的褶皱构造	第一型	煤层稳定，煤厚度变化很小，或沿一定方向逐渐发生变化	3.0-4.0
		第二型	煤层厚度有一定变化，但仅局部地段出现少量的减薄，没有尖灭	2.0-3.0
		第三型	煤层不稳定，煤厚变化很大，且有明显的变薄、尖灭或分叉现象	1.5-2.0
第二类构造较复杂	1. 煤系地层产状平缓，但具有波状起伏 2. 煤系地层呈简单的褶皱构造，两翼倾角较陡，并有稀疏断层 3. 煤系地层呈简单褶皱构造，但具有较多断层，对煤层有相当的破坏作用	第一型	煤层稳定，煤厚度变化很小，或沿一定方向逐渐发生变化	2.0-3.0
		第二型	煤层厚度有一定变化，但仅局部地段出现少量的减薄，没有尖灭	1.0-2.0
		第三型	煤层不稳定，煤厚变化很大，且有明显的变薄、尖灭或分叉现象	0.5-1.0
第三类构造复杂	1. 煤系地层呈紧密复杂褶皱，并伴有较多断层，产状变化剧烈 2. 褶皱虽不剧烈，但具有密集的断层，煤层遭受较大破坏 3. 煤层受到火成岩侵入，氏煤层受到严重破坏	第一型	煤层稳定，煤厚度变化很小，或沿一定方向逐渐发生变化	1.0-2.0
		第二型	煤层厚度有一定变化，但仅局部地段出现少量的减薄，没有尖灭	0.5-1.0
		第三型	煤层不稳定，煤厚变化很大，且有明显的变薄、尖灭或分叉现象	0.5

附 录 C

煤层气勘探开发其它参数名称、符号、单位

参数		单位	
名称	符号	名称	符号
面裂隙宽度	W_f	微米	μm
端裂隙宽度	W_b	微米	μm
裂隙粗糙度系数	C	无因次	小数
分形维数	D	无因次	小数
干燥煤样最大吸附量	a	立方厘米每克	cm^3/g
干燥煤样最大吸附量水分校正值	a'	立方厘米每克	cm^3/g
油侵镜质组最大反射率	$R_{o,max}$	无因次	%
饱和度	S	无因次	%
气相饱和度	S_g	无因次	%
水相饱和度	S_W	无因次	%
气体流动速度	$\mathbf{V_g}$	立方厘米每秒	cm^3/s
水体流动速度	V_w	立方厘米每秒	cm^3/s
在压力P条件下煤的吸附量	V_p	立方厘米每克	cm^3/g
线性弹性系数（毕奥特系数，Boit系数）	β	无因次	小数
吸附时间	τ	天	d
气体粘度	μ_g		
水粘度	μ_w		
密度	ρ	克每立方厘米	g/cm^3
应力	σ	兆帕	MPa
最大主应力、中间主应力、最小主应力	σ_1、σ_2、σ_3	兆帕	MPa
正应力	σ_N	兆帕	MPa
剪应力	τ	兆帕	MPa
吸附最大应变量	ε_{max}	无因次	小数
吸附最大应变量一半时的压力	P_{50}	兆帕	MPa
工程或弹性模量	E	兆帕	MPa
体积模量	Kv	兆帕	MPa
剪切模量	G	兆帕	MPa
泊松比	ν	无因次	小数
孔隙度	ϕ	无因次	%
初始孔隙度	ϕ_0	无因次	%

初始渗透率	K_0	毫达西	$10^{-3}\ \mu\ m^2$
气相相对渗透率	$\mathbf{K_{rg}}$	无因次	%
水相相对渗透率	K_{rw}	无因次	%
气相渗透率（有效渗透率或相渗透率）	$\mathbf{K_g}$	毫达西	$10^{-3}\ \mu\ m^2$
水相渗透率（有效渗透率或相渗透率）	K_w	毫达西	$10^{-3}\ \mu\ m^2$

参数		单位	
名称	符号	名称	符号
气压	$\mathbf{P_g}$	兆帕	MPa
水压	P_w	兆帕	MPa
毛细管压力	P_m	兆帕	MPa
自然煤样抗压强度	P_0		
水或气饱和煤样抗压强度	P_p		
自然煤样抗拉强度	P_t		
自然煤样内聚力	C_0		
水或气饱和煤样内聚力	C_p		
轴向应变	ε_1		
平均径向应变	ε_2		
体积应变	ε_v		
体积压缩系数	C_v		
颗粒压缩系数	C_s		
围压	P_c		
流体压力	p		
进口压力	p_1		
出口压力或大气压	p_0		
平均流体压力	p_m		
有效应力	σ_e		

符号	说明	单位
P_{ad}	枯竭压力	MPa
P_{cd}	临界解吸压力	MPa
η	最大理论采收率	%
K_{rw}	水相渗透率	%
K_{rg}	气相渗透率	%
K_{we}	水有效渗透率	$\times 10^{-3}\ \mu m^2$
K_{ge}	气有效渗透率	$\times 10^{-3}\ \mu m^2$
K_w	水单相渗透率	$\times 10^{-3}\ \mu m^2$
K_g	气单相渗透率	$\times 10^{-3}\ \mu m^2$
μ	流体粘度	mPa·s
b	与气体性质、孔隙结构有关的常数	
t_0	煤储层温度	℃
t	实验温度	℃
T	绝对温度	°K
[K]	渗透率张量	
ΔK_{SL}	滑脱效应引起的渗透率增量	$\times 10^{-3}\ \mu m^2$
ΔK_{SH}	煤基质收缩引起的渗透率增量	$\times 10^{-3}\ \mu m^2$
α	有效应力系数或 boit 系数	
σ_v	为垂向应力	MPa
σ_H	最大水平应力	MPa
σ_h	最小水平应力	MPa
σ_{Hh}	平均水平应力	MPa
q_w	水流量	$cm^3 \cdot s^{-1}$
q_g	气流量	$cm^3 \cdot s^{-1}$
ϕ	孔隙度	%
ϕ_f	裂隙孔隙度	%
S_{wo}	束缚水饱和度	%
S_{go}	残余气饱和度	%
S_w	水饱和度	%
S_g	气饱和度	%
Q	甲烷含量	$cm^3 \cdot g^{-1}$
H	煤层埋深	m

参考文献

[1] Flores R M. Coalbed methane: From hazard to resource. Int J Coal Geology, 1998, 35(1-4): 3-26

[2] Fischer P A. Unconventional gas resources fill the gap in future suppliers. World Oil, 2004, 225(8): 41-44

[3] Repine Jr T E. Coalbed methane—A new West Virginia industry?: Mountain State Geology, Spring, 1990 6–7.

[4] Rightmire C T, Eddy G E, Kirr J N (eds). Coalbed Methane Resources of the United States AAPG, 1984. 1-14

[5] Boyer II C M, Bai Q. Methodology of coalbed methane resource assessment. Int J Coal Geology, 1998, 35(1-4): 349-368

[6] Ayers W B et al. Geological and Hydrologic Controls to the Occurrence and Producibility of Coalbed Methane. The University of Texas at Austin, Topical Report Prepared for GRI, 1991. GRI-910072

[7] Johnson R C, Flores R M. Developmental geology of coalbed methane from shallow to deep in Rocky Mountain basins and in Cook Inlet–Matanuska basin, Alaska, U.S.A. and Canada. Int J Coal Geology, 1998, 35(1-4): 241-282

[8] Mastalerz M, Glikson M, Golding S D. Coalbed Methane: Scientific, Environmental and Economic Evaluaion. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1999

[9] Scott A R, Kaiser W R, Ayers W B. Thermogenic and secondary biogenic gases, San Juan Basin, Colorado and Nex Mexico: Implications for coalbed gas producibility. AAPG Bulletin, 1994, 78(8): 1186-1209

[10] Robert S E. North American coalbed methane development moves forward. 2005, 226(8): 57-59

[11] Wo. US gas well growth continues. World Oil, 2005, 226(2): 52

[12] Gatens M. Coalbed methane development: Practices and progress in Canada. J Canadian Petroleum Technology, 2005, 44(8): 16-21

[13] NEB. Canada's Energy Future: Scenarios for Supply and Demand to 2025. Canada National Energy Board Report, Calgary, AB, 2003

[14] Shige M. Coalbed methane growing rapidly as Australia gas supply. Oil and Gas Journal, 2005, 103(28): 32-36

[15] 焦作矿业学院. 中国煤矿瓦斯地质图说明书. 1987

[16] 冯福垲, 王廷斌, 张士亚等. 中国天然气地质. 北京: 地质出版社, 1995. 291~337

[17] 张新民, 张遂安, 钟玲文等. 中国煤层甲烷. 西安: 陕西科学技术出版社, 1991

[18] 刘增正. 前言. 见: 煤层气译文集, 地质矿产部华北石油地质局编. 郑州: 河南科学技术出版社, 1990. 1-2

[19] 叶建平, 秦勇, 林大扬等. 中国煤层气资源. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1999

[20] 李明潮, 梁生正, 赵克镜. 煤层气及其勘探开发. 北京: 地质出版社, 1996

[21] 张新民, 庄军, 张遂安主编. 中国煤层气地质与资源评价. 北京: 科学出版社, 2002

[22] 杨起, 汤达祯. 华北煤变质作用对煤层含气量和渗透率的影响. 地球科学, 2000; 25(3):

273-278
[23] 刘焕杰, 秦勇, 桑树勋等. 山西南部煤层气地质. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1997
[24] 秦勇, 张德民, 傅雪海等. 山西沁水盆地中~南部现代构造应力场与煤储层物性关系之探讨. 地质论评, 1999, 45(6): 576~583
[25] 赵庆波, 李五忠, 孙粉锦. 中国煤层气分布特征及富集高产因素. 石油学报, 1997, 18(4): 1-6
[26] 中联煤层气有限责任公司. 21 世纪中国煤层气产业发展与展望. 北京: 煤炭工业出版社, 2003
[27] Johnson R C, Flores R M. Developmental geology of coalbed methane from shallow to deep in Rocky Mountain basins and in Cook Inlet–Matanuska basin, Alaska, U.S.A. and Canada. Int J Coal Geology, 1998, 35(1-4): 241-282
[28] 秦勇. 中国煤层气勘探当前的发展阶段. 天然气工业, 2006, 26(?): ??-??
[29] Хоцот В В. 煤与瓦斯突出(宋世钊等译). 北京: 煤炭工业出版社, 1976
[30] Alexeev A D, Ulyanova E V, Starikov G P, Kovriga N N. Latent methane in fossil coals. Fuel, 2004, 83(10): 1407-1411
[31] Radovic L R, Menon V C, Leon Y et al. On the porous structure of coals: Evidence for an interconnected but constricted micropore system and implications for coalbed methane recovery. Adsorption, 1997, 3(3): 221-232
[32] 秦勇. 国外煤层气成因和储层物性研究进展与分析. 地学前缘, 2005, 12(3): 289-297
[33] Krooss B M, van Bergen F, Gensterblum Y et al. High-pressure methane and carbon dioxide adsorption on dry and moisture-equilibrated Pennsylvanian coals. Int J Coal Geology, 2002, 51(1): 69-92
[34] 崔永君, 杨锡禄, 张庆铃. 煤对超临界甲烷的吸附特征. 天然气工业, 2003, 23(3): 131-133
[35] 张晓东. 煤分级萃取等温吸附响应与煤结构之间关系(博士学位论文, 导师: 秦勇). 徐州: 中国矿业大学, 2005.02
[36] 秦勇. 中国煤层气勘探开发所面临的若干科学问题. 见: 中国煤层气勘探与开发. 李文阳, 王慎言, 赵庆波主编. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2003. 14-20
[37] 秦勇. 中国煤层气地质研究进展与述评. 高校地质学报. 2003, 9(3): 339-358
[38] 宋岩, 张新民, 柳少波. 中国煤层气基础研究和勘探开发技术新进展. 天然气工业, 2005, 25(1): 1-8
[39] 戴金星, 李先奇. 中亚煤成气聚集域东部气聚集带特征. 石油勘探与开发, 1995, 22(5): 1-8
[40] Pashin J C, Groshong Jr R H. Structural control of coalbed methane production in Alabama. Int J Coal Geology, 1998, 35(1-4): 89-113
[41] 王纯信, 郭国胜. 晋城矿区煤层气赋存条件及地面开发现状. 中国煤层气, 1996, (2): 154-157
[42] 李贵中, 王红岩, 吴立新等. 煤层气向斜控气论. 天然气工业, 2005; 25 (1) : 26-28
[43] 叶建平. 煤岩特性对平顶山矿区煤储层渗透率的影响初探. 中国煤田地质, 1995, 7(1): 82-85
[44] 王生维, 段连秀, 陈钟惠等. 煤层气勘探开发中的煤储层评价. 天然气工业, 2004, 24(5):82-84
[45] 傅雪海, 姜波, 秦勇. 用测井曲线划分煤体结构和预测煤储层渗透率. 测井技术, 2003, 27(2): 140-144
[46] 袁鼎, 单业化. 山西柳林鼻状构造曲率特征及其与煤层气的关系. 中国煤田地质, 1999, 11(2): 28-31

[47] 余华琪, 齐小平. 遥感技术在鄂尔多斯盆地东南部煤层气勘探中的应用. 国土资源遥感, 2001, (3): 11-13
[48] 张建博, 秦勇, 王红岩等. 高渗透性煤层分布的构造预测. 高校地质学报, 2003, 9(3): 359-364
[49] 潘和平. 煤层气储层测井评价. 天然气工业, 2005, 25(3): 48-53
[50] 陆国桢, 张凤威, 傅雪海. 测井解释煤层甲烷含量与煤层结构的研究. 煤田地质与勘探, 1997, 25(3): 55-58
[51] 高绪晨. 密度和中子测井对煤层甲烷含气量的响应及解释. 煤田地质与勘探, 1999, 27(3): 25-29
[52] 傅雪海, 李大华, 秦勇等, 煤基质收缩对渗透率影响的实验研究. 中国矿业大学学报, 2002, 31(2): 129-137
[53] 傅雪海, 陆国桢, 秦杰. 用测井响应值进行煤层气含量拟合和煤体结构划分. 测井技术, 1999, 23(2): 112-115
[54] 刘蔚, 诸葛月英, 朱宇清. 大宁—吉县地区煤层气测井综合研究. 天然气工业, 2004, 24(5): 45-48
[55] 张延庆, 程增庆. 用地震资料预测煤层气储层参数的方法初探. 煤田地质与勘探, 2002, 30(4): 24-26
[56] 胡朝元, 彭苏萍, 赵士华. 煤层气储层参数多信息综合定量预测方法. 煤田地质与勘探, 2005, 33(1): 28-33
[57] 马财林, 李延祥, 权海奇等. 煤层气高渗区综合预测技术—以大宁、韩城地区为例. 天然气工业, 2004, 24(5): 85-88
[58] 叶建平, 秦勇, 林大扬等. 中国煤层气资源. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1999
[59] Qin Yong, Ye Jianping and Lin Dayang. Geological seeking for potential CBM-accumulating zones and districts in China. In: Proceedings of the ’2000 Int Symposium on Mining and Science and Technology, Xie Heping and Golosinski T S (ed). Rotterdam: Balkema Publishers, 2001. 243~246
[60] 张建博, 王红岩, 赵庆波主编. 中国煤层气地质. 北京: 地质出版社, 2000
[61] 胡宝林, 杨起, 刘大锰. 鄂尔多斯盆地煤层气资源多层次模糊综合评价. 中国煤田地质, 2003, 15(2): 16-19
[62] 王洪林, 唐书恒, 林建法等. 华北煤层气储层研究与评价. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2000
[63] Puri R, Seidle J. Measurement of stress dependent permeability in colas and its influence on coalbed methane production. Proc. 1991 Int Coalbed Methane Symp. Tuscaloosa: University of Alabama, 1991. 415-424
[64] Georg J D St, Barakat M A. The change in effective stress associated with shrinkage from gas desorption in coal. Int J Coal Geology, 2001, 45(1-2): 105-113
[65] 孙培德, 凌志仪. 三轴应力作用下煤渗透率变化规律实验. 重庆大学学报, 2000, 23(Supl): 28-31
[66] 付玉, 郭肖, 贾英等. 煤基质收缩对裂隙渗透率影响的新数学模型. 天然气工业, 2005, 25(2): 143-146
[67] 傅雪海, 秦勇, 姜波等. 高煤级煤储层煤层气产能瓶颈问题. 地质论评, 2004, 50(5): 508-513
[68] 秦勇, 傅雪海, 吴财芳等. 高煤级煤储层弹性自调节作用及其成藏效应. 科学通报, 2005, 50(Suppl. I): 82-85
[69] Fischer P A. Unconventional gas resources fill the gap in future suppliers. World Oil, 2004, 225(8): 41-44

[70] 潘红磊, 吴东平. 可供借鉴的煤层气采出水处理方法. 天然气工业, 1998, 18(2): 84-85
[71] 杨国栋, 石晓峰. 煤层气勘探中的生态环境影响及保护对策. 能源环境保护,. 1999, 13(4): 46-49
[72] 曾荣, 薛春纪, 曹志鹏等. 开发利用煤层气的环境效应. 陕西环境, 2003, 10(4): 17-19
[73] 秦勇. 中国煤层气勘探面临的形势与挑战: I, 当前所处的发展阶段. 天然气工业, 2006, 26(?): ??-??
[74] 宋岩, 张新民, 柳少波. 中国煤层气基础研究和勘探开发技术新进展. 天然气工业, 2005, 25(1): 1-8
[75] 秦勇. 中国煤层气勘探面临的形势与挑战: II, 关键科学技术问题. 天然气工业, 2006, 26(?): ??-??
[76] 叶建平, 秦勇, 林大扬等. 中国煤层气资源. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1999
[77] 刘焕杰, 秦勇, 桑树勋等. 山西南部煤层气地质. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1997
[78] 秦勇, 宋党育, 王超. 山西南部晚古生代煤的煤化作用及其控气特征. 煤炭学报, 1997, 22(3): 230~235
[79] 韦重韬, 秦勇, 傅雪海等. 沁水盆地中南部煤层气聚散史模拟研究. 中国矿业大学学报, 2002, 31(2): 146-150
[80] 张建博, 秦勇, 王红岩等. 高渗透性煤层分布的构造预测. 高校地质学报, 2003, 9(3): 359-364
[81] Qin Yong, Fu Xuehai, Jiao Sihong et al. Key geological controls to formation of coalbed methane reservoirs in Southern Qinshui Basin of China: I, Hydrological conditions. In: Proceedings of the '2001 Int Coalbed Methane Symposium, US Environmental Protection Agency (ed). Berminhanm: The University of Alabama, 2001. 21-28
[82] 傅雪海, 秦勇, 张万红. 高煤级煤基质力学效应与煤储层渗透率耦合关系分析. 高校地质学报, 2003, 9(3): 373-377
[83] 郑学涛. 丰城矿区煤层气开发前景及效果与思考. 地学前缘, 1999, 6(Suppl): 227-232
[84] 刘保县, 鲜学福, 王宏图等. 交变电场对煤瓦斯渗流特性的影响实验. 重庆大学学报, 2000, 23(Supl): 41-43
[85] 聂百胜, 何学秋, 王恩元等. 功率声波影响煤层甲烷储运的初步探讨. 煤田地质与勘探, 2004, 32(6): 23-26
[86] 马耕, 巩春生. 预裂爆破及交叉钻孔抽放瓦斯的实践. 煤矿安全, 2001, (11): 1-3
[87] 赵青云, 许英威. 提高低透气性煤层抽排瓦斯量的试验研究. 矿业安全与环保, 2002, 29(1): 17-20
[88] 桑树勋, 秦勇, 傅雪海等. 陆相盆地煤层气地质——以准噶尔、吐哈盆地为例. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2001
[89] 员争荣, 韩玉芹, 李建武等. 中外低煤阶盆地煤层气成藏及资源开发潜力对比分析—以中国吐哈盆地和保德河盆地为例. 煤田地质与勘探, 2003, 31(5): 27-29
[90] Pratt T J, Mavor M J et al. Coal Gas Resource and Produc2 tion Potential of Subbituminous Coal in the Powder River Basin. The symposium of the 1999' Intl coalbed methane . USA: Berminham,1999: 23-34
[91] 秦长文, 庞雄奇, 蒋兵. 吐哈盆地煤层气富集的地质条件. 天然气工业, 2004, 24(2): 8-11
[92] 桑树勋, 秦勇, 郭晓波等. 西北准噶尔和吐哈陆相盆地煤层气储集特征. 高校地质学报, 2003, 9(3): 365-372
[93] Johnson R C, Flores R M. Developmental geology of coalbed methane from shallow to deep in Rocky Mountain basins and in Cook Inlet–Matanuska basin, Alaska, U.S.A. and Canada.

Int J Coal Geology, 1998, 35(1-4): 241-282
[94] Olson T, Hobbs B, Brooks R et al. Paying off for Tom Brown in White River Dom Field's tight sandstone, deep coals. The American Oil and Gas Reports, 2002, 10. 67-75
[95] 李明潮, 梁生正, 赵克镜. 煤层气及其勘探开发. 北京: 地质出版社, 1996
[96] 王双明主编. 鄂尔多斯盆地聚煤规律及煤炭资源评价. 北京: 煤炭工业出版社, 1996
[97] 中国石油地质志编辑委员会. 中国石油地质志(卷三～卷七, 卷十二). 北京: 石油工业出版社, 1993
[98] 秦勇, 朱炎铭, 范秉恒等. 沉积有机质二次生烃理论及其应用. 北京: 地质出版社, 2002
[99] 秦勇, 宋全友, 傅雪海. 煤层气与常规油气共采可行性的探讨－深部煤储层平衡水条件下的吸附效应. 天然气地球化学, 2005, 16(4): 492-498
[100] 宋全友. 深部煤层气成藏条件与开发潜势(博士学位论文, 导师: 秦勇). 徐州: 中国矿业大学, 2004
[101] 丁培民. 中国毗邻海域构造聚煤带. 海洋地质与第四纪地质, 1989, 9(4): 1-13
[102] 陈昌国. 煤的物理化学结构和吸附（解吸）甲烷机理的研究. [博士学位论文]. 重庆：重庆大学，1995
[103] 煤炭科学研究院抚顺研究所. 煤矿抽放瓦斯技术译文集. 北京：煤炭工业出版社，1984：78~81
[104] 何建坤. 焦作矿区构造特征对煤与瓦斯突出的控制. [硕士学位论文]，徐州：中国矿业大学，1987
[105] 焦作矿业学院瓦斯地质研究室. 瓦斯地质概论. 北京：煤炭工业出版社，1990：83~95
[106] 张玉贵. 测井曲线在研究构造煤中的作用. 焦作矿业学报，（1），1995：42~47
[107] Mullen M J. Log evaluation in well drilled for coalbed methane. Rocky Mountain Association of Geologists，1989: 113~124
[108] 傅雪海. 测井曲线解释煤层气含量评价煤体结构及在预测煤与瓦斯突出中的作用. 硕士学位论文，徐州：中国矿业大学，1997
[109] 傅雪海，陆国桢，秦杰等. 用测井响应拟合煤层气含量和划分煤体结构. 测井技术，23（2），1999：112~115
[110] 傅雪海，姜波，秦勇等. 用测井曲线划分煤体结构和预测煤储层渗透率. 测井技术，2003，27（2）：140~143
[111] Olszewski A J，Zuber M D，Schraufuagel R A，et al. Integration of log , core and well test data improves coalbed methane reservoir evaluation. In: International Coalbed Methane Symposium Tuscaloosa，May，17~31，1993：436~451
[112] wkins J M，Schraufuagel R A，Olszewski A J，et al. Estimating coalbed gas content and sorption isotherm using well log data. SPE 24905，1992.：147~159
[113] White J M. Mode of Deformation of Rosebard Coal，Colstrip，Montan：room temperature，102.0MPa. Int J. Rock，Min. Sci. & Geomech. Abstr. 17（2），1980：129~130
[114] 傅雪海，秦勇. 多相介质煤层气储层渗透率预测理论与方法. 徐州：中国矿业大学出版社，2003
[115] 章云根. 淮南煤层气富集规律及勘探风险分析. [硕士学位论文]. 徐州：中国矿业大学，1997
[116] 周荣福，傅雪海，秦勇. 我国煤储层等温吸附常数分布规律及其意义. 煤田地质与勘探，2000，28（5）：23~26