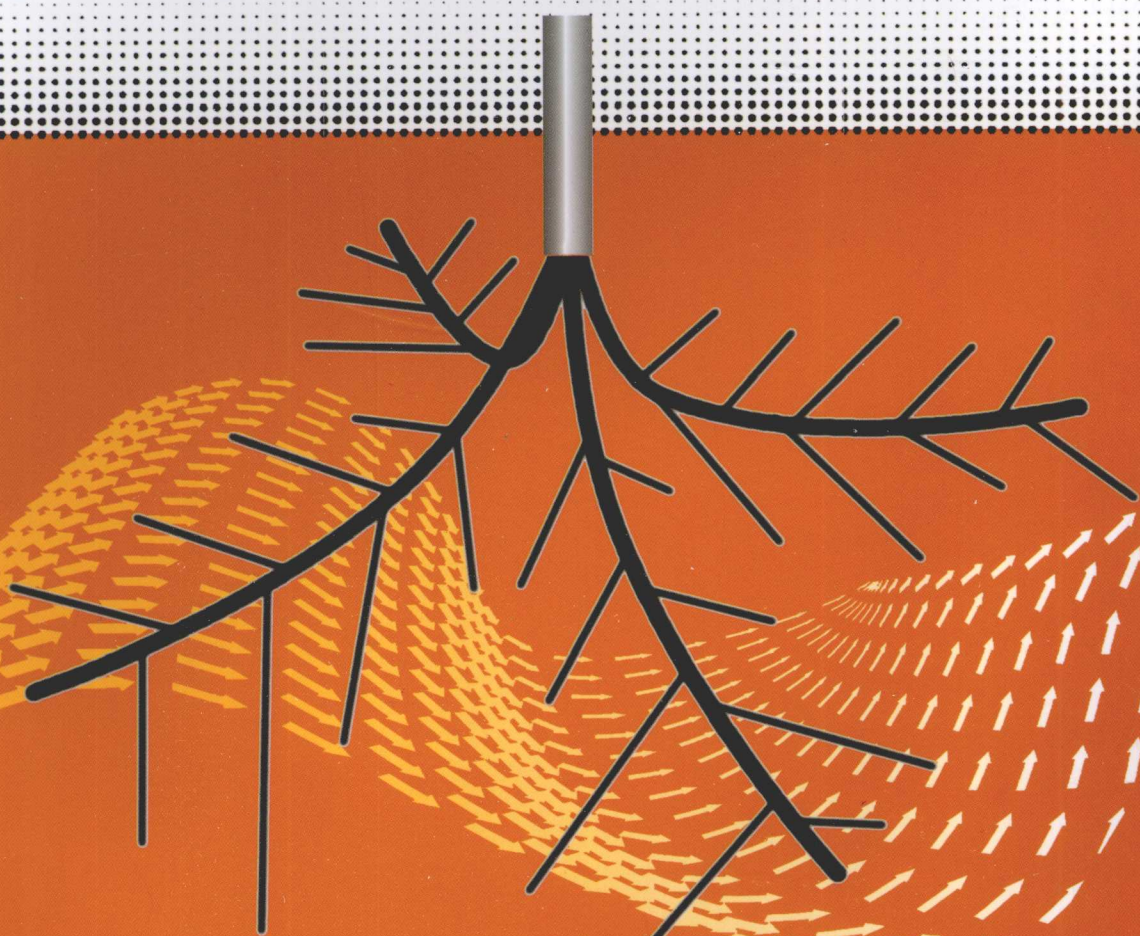




# 煤层气地质选区 评价理论与勘探技术

赵庆波 李贵中 孙粉锦 李五忠 编著



石油工业出版社

# 煤层气地质选区评价理论与勘探技术

赵庆波 李贵中 孙粉锦 李五忠 编著

石油工业出版社

## 内 容 提 要

本书在介绍国内外煤层气勘探开发最新进展的基础上,分析了影响煤层气富集成藏的主控因素,总结了煤层气高产富集规律,建立了煤层气有利区块优选评价技术,提出了不同煤阶煤层气钻完井技术及煤层气高效增产开发技术。

本书可供从事煤层气勘探的科技人员使用。

## 图书在版编目(CIP)数据

煤层气地质选区评价理论与勘探技术/赵庆波等编著  
北京:石油工业出版社,2009.9

ISBN 978-7-5021-7352-4

I. 煤…

II. 赵…

III. ① 煤层-地下气化煤气-石油天然气地质

② 煤层-地下气化煤气-地质勘探

IV. P618.11

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2009)第 153665 号

---

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www. petropub. com. cn

发行部:(010)64210392

经 销:全国新华书店

排 版:北京乘设伟业科技有限公司

印 刷:石油工业出版社印刷厂

---

2009 年 9 月第 1 版 2009 年 9 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:9

字数:224 千字

---

定价:40.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

# 《煤层气地质选区评价理论与勘探技术》

## 编 委 会

主 任：赵庆波 李贵中 孙粉锦 李五忠

副主任：鲜保安 孙 斌 王一兵 王 勃

委 员：李安启 穆福元 鲍清英 张继东

田文广 陈 刚 孙钦平 陈振宏

杨焦生 邓 泽 陈艳鹏 张 义

刘 萍 杨 泳 曾良君 王宪华

赵玉红 高 颖 庾 劭 马财林

刘得光 林少华 陈信平 权海琦

# 前 言

《煤层气地质选区评价理论与勘探技术》一书,是在中国石油天然气股份有限公司重大专项“中国煤层气富集规律及有利目标评价”成果的基础上编著而成的。全书共分六章。第一章,国内外煤层气勘探开发现状,详细介绍了国内外煤层气勘探开发的最新进展;第二章,煤层气富集成藏主控因素及富集规律,系统分析了影响煤层气富集成藏的主控因素,通过分析目前勘探开发程度较高的典型地区,总结了煤层气高产富集规律;第三章,煤层气富集有利区优选与评价,通过分析影响煤层气区块的各种因素,建立了煤层气有利区块优选评价技术指标体系,并对煤层气有利区块进行了优选,同时对有前景的含气盆地或地区进行了区块评价;第四章,大宁—吉县地区煤层气富集区 AVO 技术研究,系统阐述了应用二维地震 AVO 技术对大宁—吉县地区煤层气富集区的预测理论、方法和结果;第五章,煤层气低成本钻完井及高效增产开发技术,分析总结了高、中、低煤阶煤层气的低成本钻完井技术以及目前采用的和有发展前景的煤层气高效增产开发技术;第六章,中国煤层气开采特点与勘探适用技术分析,针对中国煤层气排采时间较长井的生产情况,分析了中国煤层气的开采特点,并初步总结了适合中国煤层气不同地质特点的勘探适用技术。

《煤层气地质选区评价理论与勘探技术》一书,为“中国煤层气富集规律及有利目标评价”项目参加单位和人员集体劳动的成果。本书出版过程中,得到了中国石油天然气股份有限公司科技管理部的大力支持,资料收集过程中,得到了中国石油长庆油田研究院、新疆油田研究院、吐哈油田研究院、中国煤炭地质总局物探研究院的密切协作,阜新和铁法的曹立刚专家、陈兆山专家提供了宝贵的资料,在此谨对上述单位和个人表示真诚的感谢。

# 目 录

|                                         |              |
|-----------------------------------------|--------------|
| <b>第一章 国内外煤层气勘探开发现状 .....</b>           | <b>(1)</b>   |
| 第一节 国外煤层气资源和勘探开发现状 .....                | (1)          |
| 第二节 国内煤层气勘探开发现状 .....                   | (3)          |
| <b>第二章 煤层气富集成藏主控因素及富集规律 .....</b>       | <b>(5)</b>   |
| 第一节 煤层气富集成藏主控因素 .....                   | (5)          |
| 第二节 典型地区煤层气高产富集规律 .....                 | (14)         |
| <b>第三章 煤层气富集有利区优选与评价 .....</b>          | <b>(20)</b>  |
| 第一节 煤层气选区评价指标体系及富集有利区优选 .....           | (20)         |
| 第二节 大宁—吉县地区浅层煤层气有利区块评价 .....            | (22)         |
| 第三节 吐哈盆地煤层有利气藏成藏条件分析及有利区块评价 .....       | (38)         |
| 第四节 准噶尔盆地南缘浅层煤层气有利区块评价 .....            | (51)         |
| 第五节 准噶尔盆地东部浅层煤层气有利区块评价 .....            | (65)         |
| <b>第四章 大宁—吉县地区煤层气富集区 AVO 技术研究 .....</b> | <b>(80)</b>  |
| 第一节 研究区概况 .....                         | (80)         |
| 第二节 煤层气主力储层及围岩弹性特征研究 .....              | (82)         |
| 第三节 煤层气主力储层 AVO 响应特征研究 .....            | (88)         |
| 第四节 地震资料 AVO 反演及典型测线异常解释 .....          | (98)         |
| <b>第五章 煤层气低成本钻完井及高效增产开发技术 .....</b>     | <b>(105)</b> |
| 第一节 高煤阶煤层气低成本钻完井技术 .....                | (105)        |
| 第二节 中煤阶煤层气低成本钻完井技术 .....                | (114)        |
| 第三节 低煤阶煤层气低成本空气钻完井技术 .....              | (116)        |
| 第四节 超短半径水力喷射钻井技术 .....                  | (122)        |
| 第五节 煤层气井高效增产开发技术 .....                  | (127)        |
| <b>第六章 中国煤层气开采特点与勘探适用技术分析 .....</b>     | <b>(129)</b> |
| 第一节 中国煤层气开采特点 .....                     | (129)        |
| 第二节 煤层气勘探开发适用技术 .....                   | (132)        |
| <b>参考文献 .....</b>                       | <b>(135)</b> |

# 第一章 国内外煤层气勘探开发现状

## 第一节 国外煤层气资源和勘探开发现状

全球煤层气远景资源量很大,目前世界拥有的煤层气资源总量约为  $240 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,资源量最多的5个国家为:俄罗斯、中国、加拿大、美国、澳大利亚(表1-1)。排在前12位的国家煤层气总资源量在  $107.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$  到  $124.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$  之间。

表1-1 世界煤层气资源统计表

| 国家   | 煤层气资源量( $\times 10^{12} \text{ m}^3$ ) | 煤炭资源量( $\times 10^{12} \text{ t}$ ) |
|------|----------------------------------------|-------------------------------------|
| 俄罗斯  | 15.2                                   | 6.5                                 |
| 加拿大  | 22 ~ 33                                | 7                                   |
| 中国   | 36.8                                   | 5.6                                 |
| 美国   | 21.19                                  | 3.95                                |
| 澳大利亚 | 10 ~ 11                                | 1.7                                 |

以往由于各国家把煤层气看作是一种煤矿开采中的有害气体,大多进行井下抽放,利用较少。尽管1976年美国圣胡安盆地第一口煤层气井获工业气流,但是直到20世纪80年代末至90年代初才正式投入了煤层气地面开采。世界各国逐渐开始重视煤层气是一种宝贵的资源。

我国埋深2000m以浅煤层的煤层气资源量为  $36.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,大体与我国的天然气(气层气)总量相当,资源十分丰富。据计算,  $1000 \text{ m}^3$  煤层气相当于1t标准煤;其热值在  $8000 \text{ Cal/m}^3$  以上,据此估算我国的煤层气储量相当于  $350 \times 10^8 \text{ t}$  标准煤或  $240 \times 10^8 \text{ t}$  石油。如果能将丰富的煤层气资源加以开发利用,可有效的缓解能源紧张局面。

2007年,全球煤层气产量达到  $670 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,其中,美国煤层气产量已达  $540 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,加拿大突破  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,澳大利亚突破  $30 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,英国、德国和波兰等国家在煤矿区的煤层气开发和废弃矿井煤层气的商业开发和利用方面也取得了很大成功。

### 一、美国煤层气勘探开发现状

美国是世界上开采煤层气最早和最成功的国家,有较丰富的煤层气资源,估计资源量为  $21.19 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,占世界第三位(图1-1)。已形成煤层气生产规模的盆地有圣胡安、黑勇士;新区有粉河、尤因塔、拉顿和中阿巴拉契亚。其煤层气工业起步于20世纪70年代,大规模的发展则是在80年代。煤层气生产能力在短短的几年里直线上升,从1980年的不足  $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,迅速上升到1990年的约  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,1993—1994年稳定在  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$  以上。美国2001年产煤层气  $480 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,1984年共有2840口煤层气井,1990年上升到2982口,1995年增加到7256口井,2000年为13986口,2006年生产井达到30000口,生产井数每五年翻一翻,2007年煤层气累计钻井36500口,年产量  $540 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,约占美国天然气年总产量的13%。美国有完善的天然气管道销售系统,所生产的煤层气大部分进入天然气管网销售给燃气公司,矿井抽放煤层气有的直接供给坑口发电厂,有的则与煤混合燃烧作为锅炉燃料。

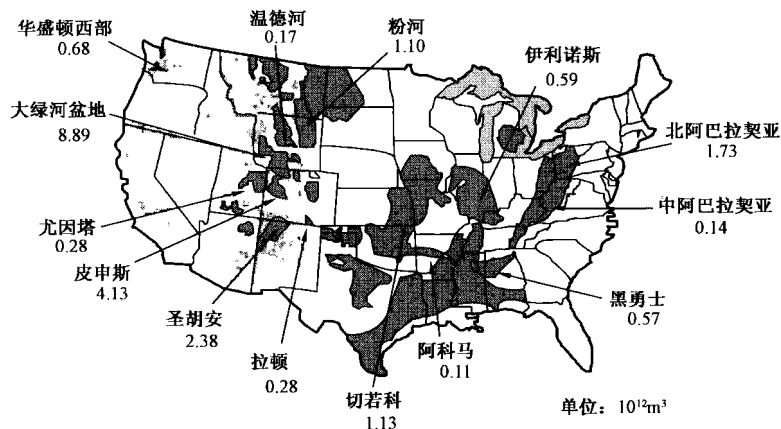


图 1-1 美国的主要含煤盆地及其开发盆地

## 二、澳大利亚煤层气勘探开发现状

澳大利亚煤炭资源量为  $1.7 \times 10^{12} \text{t}$ , 平均甲烷含量为  $0.8 \sim 16.8 \text{m}^3/\text{t}$ , 煤层埋深普遍小于  $1000 \text{m}$ , 渗透率多分布在  $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 煤层气资源量为  $10 \times 10^{12} \sim 11 \times 10^{12} \text{m}^3$ , 主要分布在东部悉尼、鲍恩和苏拉特 3 个含煤盆地。澳大利亚的煤层气勘探工作始于 1976 年, 1998 年的产量只有  $0.56 \times 10^8 \text{m}^3$ , 2004 年煤层气产量占天然气总产量的 25%, 约为  $10 \times 10^8 \text{m}^3$ , 煤矿瓦斯抽采达到  $15 \times 10^8 \text{m}^3$ , 2008 年累计钻井 3800 口, 产量达  $18 \times 10^8 \text{m}^3$ , 已进入商业化开发阶段。

## 三、加拿大煤层气勘探开发进展

据估计, 加拿大 17 个盆地和含煤区煤层气资源量为  $22 \times 10^{12} \sim 33 \times 10^{12} \text{m}^3$ , 其中阿尔伯达省是加拿大最主要的煤层气资源区。加拿大煤层气开发起步较晚, 1987—2001 年, 加拿大仅有 250 口煤层气生产井, 其中 4 口单井产量达到  $2000 \sim 3000 \text{m}^3/\text{d}$ 。2003 年, Encana 和 MGV 公司合作, 钻井 1015 口, 试采气  $5.1 \times 10^8 \text{m}^3$ , 2007 年累计钻井 6500 口, 产量达  $55 \times 10^8 \text{m}^3$ , 开发井深  $200 \sim 800 \text{m}$ 。加拿大规划到 2010 年煤层气产量达到  $140 \times 10^8 \text{m}^3$ , 2020 年达到  $280 \times 10^8 \sim 390 \times 10^8 \text{m}^3$ , 煤层气产量将占其天然气总产量的 15% 左右, 形成与美国规模相近的煤层气产业。

德国、英国、波兰、印度、俄罗斯等国家也在进行煤层气资源评价和勘探工作, 但截至目前, 除美国、澳大利亚和加拿大外, 其他国家都还没有形成大规模的地面商业化开发, 目前以煤矿瓦斯井下抽采为主。造成这种局面的原因可能有 3 个: ① 煤层气作为一种非常规天然气, 其前期工作需要大量的资金投入, 如果没有优惠的税收政策支持, 很难吸引资金; ② 未能彻底解决各自存在的关键技术问题; ③ 由于煤层本身的特殊性, 从地质评价到工业开采一般需要相当长的时间。

## 四、国外煤层气地质理论的认识

煤层气开发包括地面垂直井抽采和矿井下抽放两种开采方式。美国 1976 年第一口商业性煤层气井的成功投产, 向世界揭示出煤层气资源地面开发的前景, 使煤层气资源从“能否有效开发”的争论步入了“全面投入开发”的研究和实施阶段。从 20 世纪 80 年代初至今, 美国先后投入 60 余亿美元进行煤层气的勘探和开发活动, 其中约 4 亿美元专门用于基础研究。考

察这一过程不难发现:正是前期一系列重大基础研究项目的成功实施,才带动了美国煤层气产业的崛起;理论认识上的每次重大突破,都推动了美国煤层气工业的飞跃式发展。

20 世纪 80 年代初,美国在与西部落基山带和东部阿巴拉契亚带相关的 13 个含煤盆地群中启动了全面的煤层气成藏条件探索,形成了煤层气产出“排水—降压—解吸—扩散—渗流”过程的认识突破,最后选择圣胡安盆地和黑勇士盆地为试验基地,在 1984 年使地面垂直井开发的煤层气年产量达到近  $3 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,并得出美国许多地区具有煤层气生产可能性的重要推论。以此为依据,随后将勘探扩大到皮申斯、尤因塔等 6 个含煤盆地,经过理论与勘探开发实践的多轮相互反馈,提出了北美西部落基山带高产走廊的煤层气成藏模式,形成以煤储层双孔隙导流、中煤阶煤生储优势与成藏优势、低渗极限与高煤阶煤产气缺陷、多井干扰、煤储层数值模拟等为核心的煤层气勘探开发理论体系,并于 1995 年将地面垂直井煤层气年产量提升至  $275 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,大大超过了我国同期的天然气总产量。90 年代以来,美国又提出“生物型或次生煤层气成藏”理论,实现了自身煤层气地质理论的突破,并于 1998 年在低煤阶褐煤的粉河盆地成功地实现了煤层气商业性开发。2000 年以来又在阿巴拉契亚盆地西弗吉尼亚地区低渗透煤层利用定向羽状水平井技术成功地进行了商业性开发,如美国西弗吉尼亚石炭系焦煤,  $R_o$  为 1.5%,煤层厚 2m,含气量  $8.5 \sim 15.6 \text{ m}^3/\text{t}$ ,渗透率  $3 \times 10^{-3} - 4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;单井日产气  $3.4 \times 10^4 \sim 5.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,比常规钻井提高 10 倍,8 年采收率为 85%。

21 世纪以来,澳大利亚充分吸收美国煤层气资源评价和勘探、测试方面的成功经验,针对本国煤层含气量高、含水饱和度变化大、原地应力高等地质特点,提出了无承压水封闭成藏理论,成功开发和应用了超短半径水力喷射技术,使鲍恩盆地煤层气勘探开发取得了重大突破。澳大利亚的一些矿井还广泛应用了 U 型水平钻井、高角度煤层沿煤层钻井、斜交钻孔和地面采空区垂直钻孔抽放等技术。如鲍恩盆地 Moura 区块煤层单层厚 4m,含气量为  $6.5 \sim 7.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 。50 口井采用直井套管水力压裂,单井日产气平均  $2800 \text{ m}^3$ ,而 4 口井采用沿煤层倾向钻井,单井平均日产气  $1.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,单井煤层段进尺为 800 ~ 1000m。

2000 年以来,在加拿大政府的支持下,一些研究机构根据本国以低变质煤为主的特点,开展一系列技术研究工作,多分支水平井、多煤层薄煤层连续油管压裂等技术取得了重大进展,降低了煤层气开发成本。

2000 年以来,国外重视了低煤阶煤层气的开发,这类气藏埋藏浅、高渗透、开发成本低、单井产量高,发现的一些好的气田多为这种类型,年产能达  $271 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,占煤层气产量的 43%。

总之,美国煤层气商业性开发的成功,带动澳、加、德、英、波、印、俄等近 30 余个重要产煤国家或地区启动了煤层气的研究与发展。然而,在直接引用美国相关理论和技术的同时,除加拿大由于与北美大陆地质条件具有一致性而进一步证实了美国煤层气理论的适用性以外,只有澳大利亚结合本国煤储层的低渗特点,发展了地应力评价理论,并在开发出水平井高压水流改造技术后获得产气突破,其余各国均暂未获得地面垂直井商业性开发的成功。

## 第二节 国内煤层气勘探开发现状

我国煤层气资源潜力巨大,煤层埋深 2000m 以浅的煤层气远景资源总量达  $36.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,与常规天然气资源量基本相当,约占世界煤层气总资源量的 13%。其中中石油矿权区面积  $20.1 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,煤层气远景资源量  $20.75 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,占全国已登记矿权区煤层气资源量的 82.6%。全

国已探明含气面积 777.78km<sup>2</sup>, 储量 1343 × 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>, 其中中石油探明 459 × 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>, 初步探明 380 × 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>, 占全国的 51.7%。我国煤层气远景资源量比美国多 15.6 × 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>, 而资源探明率很低, 仅为 0.36%, 美国为 6.4%。我国年产能为 15 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 而实际产量仅为 7.5 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 仅是美国的 1.4%, 可见中国煤层气业务发展潜力巨大。我国每年排放的煤层气约为 200 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 相当于烧 6000 × 10<sup>4</sup> t 煤。煤层气热值一般在 33.44kJ/m<sup>3</sup> 左右。

我国煤层气井下抽放开始于 20 世纪 50 年代, 主要是基于煤矿安全的井下瓦斯抽采, 年抽采量约 0.6 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>; 最近几年, 我国煤矿瓦斯抽采非常活跃, 2008 年, 全国煤炭资源量为 5.57 × 10<sup>12</sup> t, 保有储量 1.03 × 10<sup>12</sup> t, 1.6 万个煤矿采煤 27.4 × 10<sup>8</sup> t, 煤层气抽采 58 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 利用率由前几年的 19.7% 提高到 31%。2008 年煤矿安全死亡 3210 人(瓦斯爆炸死亡 778 人), 百万吨煤死亡率 1.2 人, 由前几年是国外的 100 倍下降为 68 倍, 主要是地面开发产量大幅度上升、井下抽放向抽采利用发展。地面开发煤层气产量 2005 年为 0.3 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 2006 年为 1.3 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 2007 年为 3.2 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 2008 年为 15 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。同时由以往井下抽放向井下抽采发展, 每年抽采量约以 10 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> 的速度增长, 如 2005 年为 23 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 2006 年为 32 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 2007 年为 43 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 2008 年为 58 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> (表 1-2)。

表 1-2 我国历年煤炭产量、井下煤层气抽采量及地面煤层气开发产能情况

| 年份                                         | 2000 | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005 | 2006  | 2007  | 2008 |
|--------------------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|
| 煤炭产量<br>(×10 <sup>8</sup> t)               | 9.98 | 11.06 | 13.93 | 17.36 | 19.56 | 21.8 | 23.31 | 25.23 | 27   |
| 井下抽采<br>(×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> ) | 9    | 10    | 12    | 15    | 19    | 23   | 32    | 43    | 58   |
| 地面开发<br>(×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> ) |      |       |       |       |       | 0.3  | 1.3   | 3.2   | 15   |
| 死亡人数                                       | 5798 | 5670  | 6464  | 6702  | 6027  | 5986 | 4581  | 3786  | 3210 |
| 百万吨<br>死亡率(%)                              | 5.8  | 5.1   | 4.6   | 3.9   | 3.1   | 2.8  | 2.0   | 1.5   | 1.2  |

我国煤层气地面勘探始于 20 世纪 90 年代初, 经过 20 年的发展, 我国煤层气的勘探开发工作取得了很大进步, 已初步准备了可供开发的煤层气资源, 初步形成了煤层气开发配套工艺技术, 多个井组已取得较好的产气效果, 并实现了小规模商业化生产。截至 2008 年 12 月, 全国钻煤层气井 2800 余口(其中探井 540 口, 开发井 2213 口), 多分支水平井和水平井 65 口, 投产 1419 口, 年产能力 15 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 直井单井一般日产气 2000 ~ 15000 m<sup>3</sup>, 多分支水平井日产气达到 1 × 10<sup>4</sup> ~ 10 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。

近几年煤层气勘探和开发效果最好的区块主要有阜新盆地刘家试采区块、辽宁铁法区块和山西省南部沁水煤层气田。

刘家试采区块开发的是低煤阶长焰煤, 共钻井 49 口, 投产 41 口, 单井日产气平均 2500 m<sup>3</sup>, 气田日产 10.5 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 年产 0.3 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。开采 10 年采出程度 25%, 预测采收率 50%, 服务年限 16 年, 4 年已收回投资。

铁法钻井 8 口, 目前投产 6 口, 单井日产气 3000 ~ 13000 m<sup>3</sup>, 气田日产 1.7 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 年产 0.1 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

## 第二章 煤层气富集成藏主控因素及富集规律

### 第一节 煤层气富集成藏主控因素

#### 一、构造作用对煤层气成藏的控制机理

构造因素直接或间接地控制着煤层气生成、聚集、保存乃至富集的每个环节,是所有地质因素中最为重要而直接的控气因素。在聚煤期,构造控制着煤层气的生、储、盖潜能;在聚煤期后,构造特征及其演化过程对构造变形和热历史的限定,不仅对煤层气生、储、盖性能产生影响,而且直接控制煤层气的运、聚、保特征,从而决定着特定地区煤层气资源开发的潜力。

##### 1. 大地构造背景对煤层气聚集的控制作用

含煤盆地的构造背景不仅直接控制着含煤盆地的性质、形成和演化的特点,进而决定着煤层的厚度、分布及煤质等特征;而且,构造活动所导致的含煤盆地基底的沉降抬升更直接控制着含煤岩系的沉积和埋藏、受热变质(煤化作用)及有机质的生气、保存和散失。

含煤盆地的基底性质及所处的大地构造位置,对于煤层气的形成、富集和勘探开发具有决定性的意义。美国煤层气地面开发取得成功的重要地质原因是其含煤盆地具有稳定的区域构造背景,在整体稳定的构造背景之下,煤层气取得规模性开发的含煤盆地主要集中在构造相对活动的地区。例如,美国黑勇士盆地的基底为地台,构造位置处于北美中部地台与东南缘阿巴拉契亚褶皱带的过渡地带,与其位置相同的中阿巴拉契亚亦有煤层气开发潜力。圣胡安盆地有着与黑勇士盆地相同的构造背景,属于中部地台与克迪勒拉造山带的过渡区域。显然,从美国含煤盆地构造背景分析可以得到启示,即以稳定地台为基底,位于地台与褶皱带过渡区域的含煤盆地可能具有煤层气开发潜力。而构造活动相对稳定的地台内部或构造活动相对强烈的造山带之上的含煤盆地尚无煤层气成功开发的先例,说明构造过于稳定或过于活动区域的含煤盆地很有可能不利于煤层气开发。

我国含煤盆地的基底有地台、褶皱带和中间地块三类。其煤层气勘探开发潜力不同,下面分别予以论述。

##### 1) 地台基底型含煤盆地

以地台为基底的含煤盆地构造相对稳定,聚煤作用发育,煤层赋存条件简单,煤层气资源丰富,是有利的煤层气勘探区块。以华北地台和扬子地台为例,主要发育有晚古生代、晚三叠世、侏罗纪、古近—新近纪等不同聚煤期含煤盆地,煤炭和煤层气资源丰度高,资源量巨大。

##### 2) 褶皱带基底型含煤盆地

褶皱带基底上发育的上含煤盆地构造作用强烈,褶皱和断裂发育且复杂,构造煤发育,含气量变化大,煤储层物性差,煤炭资源丰度低,不利于煤层气开发。

该种基底型盆地主要包括华南加里东褶皱带上的晚古生代含煤盆地,祁连加里东褶皱带上的晚石炭世含煤盆地,天山—兴蒙褶皱带地区海西褶皱带上的含煤盆地。以华南加里东褶皱带上的晚古生代含煤盆地为例,该盆地是我国构造最为复杂的含煤盆地,煤炭资源丰度低,

盆地经历了以印支期、燕山期等构造运动的多次变形,褶皱和断裂发育且复杂,煤层常变为构造煤甚至发生塑形流变,煤层含气量虽高但渗透率极低,该区浙、闽、粤、桂、湘南、赣南等地具有潜力的煤层气目标区很少。

### 3) 中间地块基底型含煤盆地

中间地块为基底的含煤盆地在我国广泛分布,这些中间地块位于不同时期的褶皱带内或周边被褶皱带环绕。中间地块上的含煤盆地构造复杂程度介于上述二者之间,有构造相对简单和相对复杂的盆地,前者是较为有利的煤层气开发前景区,具一定的煤层气开发潜力,后者则不具煤层气开发前景。前者如天山—兴蒙海西褶皱带内的三江—穆棱河盆地、松辽盆地东南缘、准噶尔盆地南缘;后者如秦祁昆褶皱带内中间地块上的侏罗纪盆地、滇藏褶皱带内中间地块上的早石炭世、晚二叠世和晚三叠世盆地及华南褶皱带上的古近—新近纪盆地。

### 4) 地台与褶皱带过渡区含煤盆地

地台与褶皱带过渡区含煤盆地往往发育挤压和逆冲推覆构造,在含煤性较好地区煤层气资源丰富。由美国黑勇士盆地和圣胡安盆地的大地构造位置可知,该类型含煤盆地可能更具有煤层气资源潜力。

扬子地台北缘和西北缘含煤盆地不具备煤层气开发条件,扬子地台东南缘的赣中和湘中地区煤层气资源和构造条件相对比较好。扬子地台东南缘与华南加里东褶皱带相邻,分界线比较复杂,从江山—绍兴一线往西可能隐伏在萍乐拗陷之下,沿郴州—茶陵断裂至衡阳后转向北西,沿溆浦—罗城断裂、南丹—水城断裂和南盘江断裂向西终止于金沙江—黑水河缝合带。位于分界线附近的湘中和赣中是华南两个最重要的地区,构造条件相对要好于扬子地台的其他地区。

## 2. 构造演化与煤层气富集关系

含煤盆地演化过程中的构造变形和应力场变化影响着煤层气的运移及空间赋存状态,并最终制约着煤层气的富集成藏。

### 1) 煤阶控气作用

煤阶的控气作用实际是煤层在热演化变质过程中对煤层生气和储气的控制作用,煤层含气量随煤阶的增加呈现急剧增高—缓慢增高—急剧增高—急剧降低的阶段性演化过程,某一煤阶阶段最高含气量的连线附近的矿区或井田均为煤层气封盖条件极好或煤层渗透率极差的地区。第一阶段终止于镜质组反射率为 1.3% 处附近,相当于褐煤至焦煤初级阶段,最大含气量随煤阶增高而呈线性急剧增大,最大含气量在褐煤阶段不超过  $6\text{m}^3/\text{t}$ ,在气煤阶段不超过  $11\text{m}^3/\text{t}$ ,在肥煤阶段小于  $15\text{m}^3/\text{t}$ ;第二阶段介于镜质组反射率为 1.3% ~ 2.8% 之间,包括焦煤、瘦煤、贫煤和无烟煤初期阶段,随煤阶增高,最大含气量从  $18\text{m}^3/\text{t}$  缓慢增至  $20\text{m}^3/\text{t}$  左右;第三阶段为无烟煤早期阶段,镜质组反射率介于 2.8% ~ 3.5% 之间,统计单元煤层最大含气量急剧增至  $25\text{m}^3/\text{t}$  以上;第四阶段镜质组反射率大于 3.5%,包括无烟煤的中—后阶段,最大含气量随煤阶增高而急剧降低,在镜质组反射率为 5.0% 左右处降至  $4\text{m}^3/\text{t}$  以下,在镜质组反射率为 6.0% 左右朗格缪尔体积接近于零,反射率大于 7.0% 的煤层中几乎没有甲烷存在。

煤层含气量阶段性演化与煤化作用的阶段性与跃变性高度一致,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。含气性演化三个阶跃点的位置与煤化作用第二、第三和第四阶跃点高度一致。在煤化作用第二阶跃点之前,煤中有机质化学结构的侧链不断脱落,微孔体积逐渐增大,孔比表面积加大导致吸附性增强,致使含

气量显著增高。在煤化作用第二与第三阶跃点之间,煤中有机质发生热裂解,尽管生气量明显增高,但新生微孔增加有限,故含气量仅略有增加。在煤化作用第三与第四阶跃点之间,煤中有机质甲基大量脱落,生气量增大,微孔体积显著加大,吸附性极度增强,含气量也随之急剧增高。在煤化作用第四阶跃点之后,生气作用趋于停止,煤中大分子结构调整使其定向性增强,微孔孔容减少,吸附热急剧降低,含气量快速降低。从更宽的演化尺度来看,以煤化作用第四阶跃点为界,煤的含气性和吸附性表现为两个大的演化阶段,早—中期为“煤层气生成—吸附性增强—煤层气储集”阶段,后期则为“生气作用停止—吸附性减弱—煤层气残留/逸散”阶段。

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甲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增大而被快速充填,从而导致了该阶段煤层含气量急剧增大。

## 2) 构造演化与煤层气富集

在含煤盆地不同的演化阶段,构造活动分别对煤层气成藏的物质基础、有机质生气、运移、赋存、富集和保存具有重要影响。

首先,在泥炭堆集之前聚煤盆地基底的构造背景决定了聚煤盆地的性质,包括其基底地貌特征、海陆位置及总体环境等,而这些将决定泥炭堆积环境及基本的煤层、煤质特征。

其次,在泥炭堆集时期,聚煤盆地基底的升降振荡不仅直接控制了聚煤环境中有利于泥炭形成的沉积相带的空间展布,而且通过对富煤中心的分布与迁移的控制,进而控制了煤层的分布特征和厚度的变化,从而决定着煤层气成藏物质基础的好坏。

第三,在成煤作用阶段,构造活动是引起煤变质作用发生的根本动力,而后者则是决定煤层生气量以及煤层储集特征的最重要要素。以变质作用为主体的煤化作用其实是煤层在温度和压力变化下发生一系列物理、化学反应并导致其物理和化学性质改变的过程,其中温度和压力的变化主要由构造活动的强烈程度及方式所决定。如由构造活动引起的地壳沉降及其速度和幅度的大小是控制煤的深成变质程度高低的最重要因素,而由构造活动导致的岩浆活动则是引起某些煤田煤变质作用发生的关键因素,由构造应力作用所形成的区域动力变质作用更是构造对煤变质作用控制的直接体现,此外由热液活动所导致的煤变质作用也与构造活动密切相关。我国华北地区石炭—二叠系煤层普遍具有较高的变质程度,形成以高阶煤煤层气为主的低渗透率储层,这与美国有较大差别,说明我国构造活动程度比较强烈、复杂。

第四,在含煤盆地中煤层气成藏以后(特别是在煤层经过生气高峰期后),绝大多数都经历了回返抬升演化阶段,现今煤层气藏的富集程度是聚煤盆地回返抬升和后期演化对煤层气保持和破坏的综合叠加结果。

聚煤盆地回返抬升的程度直接控制着煤层气藏的富集程度。燕山期回返抬升之后,在没有构造热事件等特殊地质因素发生的情况下,煤层停止生气,因此煤层气藏能否形成决定于由于构造演化煤层抬升后的上覆有效地层厚度。煤层气藏形成关键时刻,即煤层停止生气之后上覆“有效厚度”在地史上埋藏最小的时刻。在煤层气勘探选区时,不仅要现今的煤层厚度、煤阶、孔渗性、割理、盖层、水动力等地质条件,更重要的还要看地质历史时期煤层停止生气之后抬升的最小埋深是否有利于煤层气的保存。比如两个现今地质条件基本相同的地区,尽管现今埋藏深度相同,但在地质历史时期抬升后的埋深不同,一个在风化面之下,保存条件较好,一个在风化面之上,煤层气基本散失。若用现今地质条件评价,将会出现错误,如河北省大城地区由于燕山后期构造活动频繁,长期抬升剥蚀,上覆有效厚度变薄,保存条件欠佳,使大

部分地区的煤层气散失。现今煤层气钻探结果表明,该区煤层气产量低,含气饱和度和解吸压力低,不利于煤层气的开采。

## 二、沉积环境对煤层气成藏的控制机理

沉积环境对煤层气的生成、储集和渗透性能的影响是通过控制储层物质组成来实现的。沉积环境不仅控制着煤层气生成与储集的物质基础,同时对煤层气成藏的储盖条件有重要影响。

### 1. 沉积体系的控气作用

我国含煤地层沉积体系主要包括浅海—障壁海岸、浅海—无障壁海岸、三角洲、河流、湖泊和冲积扇6类。根据煤层气保存条件的强弱,将6种类型划分为三大类别:第一类为浅海—障壁海岸和湖泊两种类型,对煤储层的封盖能力较强;第二类为近海三角洲类型,是我国晚古生代含煤地层的主要沉积体系,但封盖能力变化较大;第三类为浅海—无障壁海岸、河流和冲积扇三种类型,封盖能力总体上较差。

#### 1) 浅海—障壁海岸和湖泊沉积体系

浅海—障壁海岸体系成因地层单元主要由台地、障壁岛、潟湖、潮坪相的碳酸盐岩、中—细粒碎屑岩和泥岩组成。按作用营力,可进一步划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—穆稜河平原的下白垩统城河子组。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,因此对煤层气的封盖能力较强。

湖泊体系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—细粒砂岩沉积组成,往上发育沼泽相泥岩、碳质泥岩及泥岩沼泽相煤层,煤层顶板多为沼泽相或湖相细粒砂岩沉积,对煤储层的封盖能力较强。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,如西北窑街、东北抚顺、沈北、华北黄县等盆地。

#### 2) 近海三角洲体系

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煤系地层主要发育近海三角洲沉积体系。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、平行走向变差。其成因地层单元具有逆粒序—正粒序的垂向组合,中下部为前三三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,上覆沼泽相或潟湖海湾相泥岩,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。

#### 3) 浅海—无障壁海岸、河流及冲积扇体系

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,从而导致封盖条件破坏,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。

河流体系的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,下部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,优势煤层被湖相泥岩直接覆盖,煤层位于单元的上部或顶部。若单元结构完整,煤层为细粒碎屑岩沉积覆盖,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,河道相或决口扇粗一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通道,另一方面使煤层与河道相粗一中粒砂体侧向相连,造成煤层气侧向运移散失,对煤层气保存十分不利。我国中—新生界、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、下石盒子组等含煤地层较常见这种情况。

河流体系局部河间湾煤层分布稳定,封盖条件好,煤层镜质组含量高,煤层含气量高,渗透性较好,是高产富集有利区;河边高地为草本植物形成的煤层,单层厚度薄,分布不稳定,盖层条件差,不利于煤层气聚集,深湖相为腐泥型煤,吸附能力差,不利于煤层气富集。

冲积扇体系是断陷聚煤盆地的重要沉积特征,在某些中—大型拗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—粗碎屑岩加煤层组成,煤层气向上、向下都有便利的运移通道,围岩的封盖能力总体上极差。

## 2. 煤储层几何特征的控气作用

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,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。

控气地质因素的复杂性,导致很多地区煤储层厚度与含气性之间关系并无因果联系,但也不乏两者之间具明显正相关趋势的实例。铁法盆地上侏罗统主煤层的厚煤带位于西南部的大兴井田和大隆井田,煤层含气量普遍大于  $6\text{ m}^3/\text{t}$ ,向西部和东部方向煤层厚度逐渐变薄,含气量随之降低。滇东圭山矿区上二叠统5号煤、6号煤、7号煤、9号煤、11号煤和15号煤的平均厚度与含气量之间呈正相关关系,但这种正相关趋势与煤层埋深并无直接联系。在湘中洪山殿井田上二叠统1号煤、3号煤、4号煤中,存在着同样的规律。对于某种特定地区,通过数理统计可找出煤层厚度与含气量之间的相关关系。如在甘肃东北部靖远煤田宝积山矿区,煤层厚度( $H$ )与含气量( $G$ )之间具有如下经验关系: $G = 2.94H^{1/3} + 0.71 (r = 0.76)$ 。

在以往研究中,多从煤层气生成的视角来考察煤厚与含气量之间具有正相关关系的原因,认为煤层厚度大,生气母质多,煤层含气量就高。实际上,这种认识走入了误区,因为单位体积煤层的生气量与煤层厚度之间并不存在因果联系。煤层气逸散以扩散方式为主,空间两点之间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,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。进一步来说,煤储层本身就是一种高度致密的低渗透性岩层,上部、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,这也许就是煤厚与含气量之间具有正相关趋势的根本原因。

煤储层厚度同样与裂隙发育的间距和高度具有一定关系,由此影响到煤储层渗透率的高低。天然裂隙发育密度常随煤岩类型条带或分层的厚度变薄而减小,这种关系于 20 世纪 60 年代在国外就受到了关注,但目前国内尚未见确切报道。例如:美国圣胡安盆地北部水果地组煤层“割理”间距与煤层厚度之间具有一定关系;皮森斯盆地南部割理间距随煤层厚度的减小而变小,随煤阶的增高而增大,在割理高度小于煤厚的巨厚煤层中,割理间距与煤阶之间没有相关关系。

从宏观尺度到显微尺度,煤储层中天然裂隙的高度存在几个数量级别,其发育密度与煤层或煤分层厚度之间的关系或许能定性地说明某些问题。煤储层中天然裂隙可分为五个级别:巨割理,穿透整个煤层,密度为每米 1 条至数条;大割理,穿透一个和数个煤岩分层,但往往在煤岩类型界面处终止,密度从每米几条到 100 条以上;中割理,主要发育在光亮型煤或半亮型煤的一个煤岩分层中,密度达每厘米 10~12 条;微割理,显微镜下清晰可见,在微镜煤和微亮煤中最为发育,在微暗煤中偶见或不发育,往往在丝炭或粘土透镜体界面处终止,间距为 5~159 $\mu\text{m}$ 。

然而,从另外一个视角来看,在天然裂隙极度发育的构造煤层中,构造煤发育程度却随煤层厚度的增大而增强,我国数十年来的大量瓦斯地质资料充分揭示出这一事实。无论是厚度受煤物质流变影响而变化较大的煤层,还是主要受沉积作用控制而厚度较为稳定的煤层,均有如此分布的规律。如淮南地区 13 号煤层在全区厚度最大,大构造煤最为发育,而处于同一构造环境且厚度相对较小的 11 号煤层和 8 号煤层,构造煤却不甚发育。

煤层厚度与天然裂隙之间的关系,在试井渗透率方面也有所反映。秦勇等根据华北 47 层煤的试井资料,发现煤层厚度与渗透率的关系明显分布在两个区域,或呈现出两种截然相反的分布趋势。就构造煤发育的煤储层而言,煤厚与试井渗透率之间表现出负相关趋势。但从构造煤不发育的煤储层来看,以渗透率  $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  为界,煤厚与试井渗透率之间表现出两者截然相反的相关趋势。当渗透率小于  $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,随煤层厚度增大渗透率在总体上趋于增高;在渗透率大于  $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的情况下,渗透率随煤厚的增大却反而降低。

上述趋势表明构造煤发育的煤储层,渗透率受沉积作用和沉积期后构造作用综合控制下的煤层厚度的影响,与煤层厚度、构造煤、天然裂隙等发育程度之间关系具有成因联系;对于渗透率小于  $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的构造煤不发育的煤储层,煤厚与渗透率之间正相关的趋势显然与煤厚和天然裂隙(主要是“巨割理”和“大割理”)密度之间正相关的特征密切相关,显示出沉积作用对天然裂隙发育程度的控制作用。然而,在渗透率大于  $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的煤层中,尽管煤厚与渗透率之间的相关趋势较为明显,但用煤厚与天然裂隙发育程度之间的关系显然无法解释,表明地应力控制之下的裂隙闭合度、煤级和煤岩组成控制之下的裂隙发育密度等因素,可能起着更为重要的控制作用。

### 3. 煤岩学组成对煤层气成藏的控制作用

#### 1) 煤储层显微组分组成及其吸附特性

国外某些研究者认为:富惰质组煤的甲烷吸附量在中煤阶段高于富镜质组煤,在高煤阶段两者则相当;惰质组的相对吸附性与煤阶有关,在长焰煤—肥煤阶段,惰质组吸附量高于镜质组,在瘦煤—无烟煤阶段与之相反;但于良臣等对淮南煤样的实验结果却与此相反。钟玲文等发现,惰质组含量与最大吸附量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,而细胞腔未被填充的丝质体和半丝质体的吸附量却较高。Levine 等发现,亮煤的甲烷吸附量要高于暗煤,内蒙古准格尔长焰煤,镜煤的最大吸附量为  $36.87 \sim 38.10 \text{ m}^3/\text{t}$ ,亮煤为

34.02 ~ 49.80 m<sup>3</sup>/t,粗粒体和惰屑体含量较高的暗煤为 27.77 ~ 34.44 m<sup>3</sup>/t,未矿化丝炭为 45.46 ~ 45.73 m<sup>3</sup>/t。张群等发现,兰氏体积随镜质组含量增加而增大,随镜质组含量增加而减小,并认为镜质组的吸附性要强于惰质组。显然惰质组中不同显微组分之间最大吸附量的差异和吸附性相对于镜质组的强弱,是造成惰质组总量与在大吸附量之间离散性较大的主要原因。

通过对全国数百件煤样的吸附资料进行分析,发现煤的吸附性能与煤岩显微组分之间尽管离散性较大,但仍然显现出确定的分布趋势:在气煤至无烟煤晚期阶段,镜质组含量与兰氏体积之间关系存在“临界”现象,镜质组含量一旦超过 55%,兰氏体积的离散性突然增大,离散范围内的最高吸附量骤然跃升,并且镜质组含量大于 75% ~ 80% 之后基本保持恒定,最低吸附量却随煤级呈“台阶”式略有增高。惰质组含量与兰氏体积关系同样具有“临界”现象,两者之间呈“抛物线”式演化,最高吸附量在惰质组含量 20% ~ 30% 之间达到顶点。同时发现,煤阶增高,镜质组和惰质组吸附性的演化趋势截然不同。

惰质组含量与吸附之间的关系较为复杂。在镜质组最大反射率( $R_{\text{omax}}$ )小于 2.0% 的阶段,最大吸附量随惰质组含量增高呈现出先增后减的变化趋势,增减的“拐点”在惰质组含量为 20% ~ 30% 之间;一旦  $R_{\text{omax}}$  大于 2.0%,两者之间似乎不再存在相关的关系。在青海木里煤田,侏罗系气煤—贫煤储层的含气量随惰质组增多而逐渐增高,但惰质组含量超过 50% 后含气量却又显著减低。壳质组含量增高,最大吸附量在总体上降低,但离散性极大,这与腐殖煤中壳质组含量一般较低的状况有关。

上述规律不仅在大区域表现明显,而且也往往存在于特定的目标区,如淮南、南桐等煤层气目标区。由此可见:在含气饱和度较低的前提下,如果镜质组含量低于 55%,则煤储层中可能难以赋存具有开采价值的煤层气,在地质选取评价中应当考虑镜质组含量这一地质因素;沉积作用对煤储层吸附特征的影响不仅起源于泥炭聚集阶段,而且在后续煤化作用过程中的表现也相当明显;通过对煤岩物质组成三维空间分布规律的研究,有可能需对煤储层含气性和物性分布的非均质性精细预算。

## 2) 煤岩组成与煤储层渗透性

不同煤岩类型在垂向上的频繁交替,是造成煤储层渗透性垂向分布非均质性的重要原因。在相似煤阶条件下,不同煤岩类型的渗透性有所不同。煤岩组成通过各煤岩类型孔隙、裂隙发育程度的差异而影响煤储层整体渗透性的高低,通过煤岩条带在三维空间上的频繁相变和裂隙优势发育方向而决定煤储层渗透率的各项异性。一般来说,富镜质组煤的渗透率甚至可比富惰质组煤的要高 10 倍,裂隙主要发育方向上的渗透率往往是次要发育方向的 3 ~ 10 倍。对焦作山西组煤层气矿井下定向钻孔抽放效果的研究表明,垂直面裂隙方向衰减系数比平行面裂隙方向减少了 54%,两者累计抽放量之比为 1.69。

镜质组含量增高,煤岩类型、条带、分层和煤层中内生裂隙发育密度增大。以鄂尔多斯盆地东缘离柳—三交地区太原组和山西组的焦煤储层为例,当镜质组含量小于 50% 时,内生裂隙最大密度小于 8 条/5cm,而镜质组含量大于 60% 时,内生裂隙最大密度增至 18 条/5cm 以上。镜质组含量 50% 的这一临界值,与秦勇等发现的最大吸附量与镜质组含量关系中的临界值极为相似。又如,在太行山东聚气带的焦煤煤储层中,从暗淡煤至光亮煤,内生裂隙从不甚发育变化为高度发育,镜质组含量与裂隙发育程度之间的正相关关系亦十分显著。同时在内蒙古准格尔煤田、山西河东煤田柳林地区等的煤储层中均有类似规律,即光亮煤和半亮煤是煤层气富集与保存的重要因素之一。显然在其他地质条件相似的前提下,镜质组含量越高,光亮