

# 中国煤层气资源特点及开发对策

李景明<sup>1</sup> 巢海燕<sup>2</sup> 李小军<sup>1</sup> 刘洪林<sup>2</sup>

1. 中国石油煤层气有限责任公司 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院

李景明等. 中国煤层气资源特点及开发对策. 天然气工业, 2009, 29(4): 9-13.

**摘要** 据新一轮全国油气资源评价结果,我国埋深在2 000 m以浅的煤层气资源量为 $36.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,煤层气资源十分丰富,其中赋存在低、中、高煤阶中的煤层气资源各占30%左右。分别以国内高、中、低煤阶代表性的盆地——沁水、鄂尔多斯和准噶尔3个盆地为对象,通过研究其基本地质条件、资源丰度及勘探开发状况,认为煤层气资源规模开发要立足大型含煤盆地和构造相对稳定的含煤盆地展开。高煤阶煤层开发应以斜坡带的承压水区、滞留水区及相对构造高部位为目标区;中煤阶煤层生、储条件好,部署应避免甲烷风化带和断层带;低煤阶煤层开发应考虑具多种气源条件和构造相对稳定的区块。

**关键词** 中国 煤层气 资源丰度 低煤阶 中煤阶 高煤阶 开发对策

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.04.002

## 1 中国煤层气资源的基本特点

最新一轮全国油气资源评价结果表明<sup>[1]</sup>:中国42个主要含煤盆地埋深2 000 m以浅煤层气资源量为 $36.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,1 500 m以浅的可采煤层气资源量为 $10.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ;2 000 m以深的煤层气资源随着未来技术的进步得到有效的开发利用;截至2008年底,相关公司已登记煤层气区块56个,总面积 $6.58 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,其中,国家储委认定的探明面积为 $691 \text{ km}^2$ ,探明储量为 $1 181 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

煤层气按煤级分为高煤阶煤层气( $R_0 \geq 1.9\%$ )、中煤阶煤层气( $R_0$ 为 $0.7\% \sim 1.9\%$ )和低煤阶煤层气( $R_0 \leq 0.7\%$ )。中国煤类齐全,从褐煤、长焰煤、气煤、肥煤,到焦煤、瘦煤、贫煤、无烟煤等都有分布,使得中国煤层气资源丰富多样,高、中、低煤阶各占3成左右(见图1)。高煤阶煤层气资源主要分布在华北中部山西省沁水盆地、滇东黔西和河南焦作等一带,其他地方也分散有少量因岩浆热变质作用而形成的高煤阶煤层气;中煤阶煤层气分布较为分散;低煤阶煤层气几乎都分布在中国西北和东北部地区,鄂尔多斯东北缘和云南新生代盆地也有少量分布。

## 2 中国煤层气开发的重点地区

中国煤层气地质条件复杂,煤储层具有低压、低

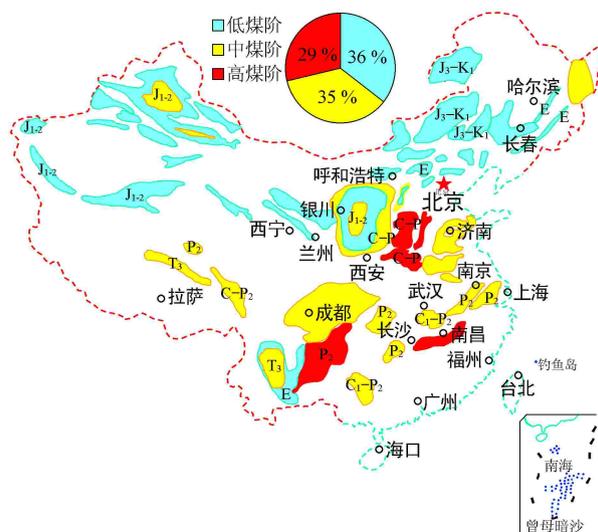


图1 我国高、中、低煤阶煤层气资源分布示意图  
(据李五忠、刘洪林等,2008年)

渗透的特点,单井产量普遍偏低。但从一些煤层气试验区取得的良好勘探成效可看出,中国煤层气仍有巨大的开发潜力。

### 2.1 煤层气富集高产的基本条件

决定煤层气富集高产的最基本条件有两个:煤层的含气性和渗透率。一般以煤层厚度和含气量控制的资源丰度来代表煤层气的富集程度。煤层的渗透率关系着富集的煤层气是否容易从煤层表面解吸

**作者简介** 李景明,教授级高级工程师,博士,本刊第六届编委会委员,长期从事天然气(煤层气)勘探开发生产研究工作,现任中国石油煤层气有限责任公司总地质师;获国家科技进步奖2项,省部级科技奖7项。地址:(100013)北京市东城区安外大街2号。电话:(010)51278798。E-mail:lijim@petrochina.com.cn

出来并运移至井筒中,即代表着煤层气的有效产出量。资源丰度是决定煤层气高产的物质基础,渗透率则是决定煤层气井高产的生产因素。

此外,决定煤层气富集并高产的基本地质因素还有煤层含气饱和度、煤层埋深、临界解吸压力、储层压力、构造和水文地质条件等。这些因素都在一定的地质条件下不同程度地影响着煤层的含气性和渗透性,彼此之间亦存在着相互影响的关系。大量的勘探开发实践证明,煤层气富集高产的区块,一般要满足以下标准,见表1。

表1 煤层气富集高产基本地质因素评价标准表

| 富集高产基本条件                               | 利于富集       | 利于高产        |
|--|------------|-------------|
| 资源丰度( $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ) | $\geq 1.0$ |             |
| 含气面积( $\text{km}^2$ )                  | $\geq 100$ |             |
| 煤层埋深(m)                                |            | $\leq 2000$ |
| 含气饱和度(%)                               | $\geq 70$  | $\geq 70$   |
| 渗透率( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )         |            | $\geq 0.5$  |

## 2.2 高煤阶——沁水盆地的煤层气开发

中国特殊的地质背景造就了高煤阶典型的高含气量、低渗透率、低储层压力和低含气饱和度的“三低一高”特征,给煤层气勘探开采带来了极大的困难。经过十几年的理论研究和勘探实践,沁水盆地南部沁水煤层气田初步获得了工业气流,证实了我国高煤阶煤层气仍有着较大的开发潜力。

### 2.2.1 煤层气资源状况

沁水煤层气田位于山西省沁水复向斜盆地南部,东临太行山隆起,北部以北纬 $36^\circ$ 线为界连接沁水盆地腹部,总体构造形态为一个马蹄形斜坡带,全区共划分为樊庄、潘庄、郑庄、柿庄4个区块,煤层气资源丰度超过 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

### 2.2.2 煤层气地质条件

沁水煤层气田是中国第一个高煤阶煤层气田,主要勘探目的层位为上石炭统太原组 $15^\#$ 煤和下二叠统山西组 $3^\#$ 煤层,煤阶主要为无烟煤Ⅲ号, $R_o$ 为 $2.58\% \sim 3.78\%$ 。

高阶煤热演化程度高,微孔隙发育,甲烷吸附能力高,故煤层含气量大,并且沁水煤层气田在樊庄、潘庄区形成的水势“低洼”带<sup>[2]</sup>,水径流条件最弱,水矿化度高,地层水压力大,利于煤层气大量富集。 $3^\#$ 煤层含气量一般为 $3.74 \sim 27.4 \text{ m}^3/\text{t}$ ,平均为 $13.8 \text{ m}^3/\text{t}$ , $15^\#$ 煤层含气量一般为 $6.59 \sim 35.13 \text{ m}^3/\text{t}$ ,平均为 $17.4 \text{ m}^3/\text{t}$ ;沁水煤层气田含气饱和度总体来说

偏低,樊庄和潘庄相对较高,两个地区 $3^\#$ 煤层平均含气饱和度分别为 $71.8\%$ 和 $56.8\%$ , $15^\#$ 煤为 $60.7\%$ 和 $69.7\%$ ,个别井能达到 $100\%$ 。

$3^\#$ 煤层厚度稳定且全区可采,变化范围为 $2.30 \sim 7.73 \text{ m}$ ,埋深多在 $100 \sim 1000 \text{ m}$ 。 $15^\#$ 煤层厚度中等,变化范围为 $1.10 \sim 6.25 \text{ m}$ ,平均在 $3 \text{ m}$ 左右。

煤层渗透率一般较低。沁水煤层气田不同地区煤层渗透率差别较明显,甚至同一井组的煤层气井测试的煤层渗透率也存在较大差别。其中南部渗透性最好,多在 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,推测可能与阳城、高平、陵川、晋城等地的岩浆侵入体有关。岩浆侵入时,由于温度、压力的作用,提高了煤层孔隙和裂隙度,改善了渗透性,是人为压裂技术所不及的<sup>[3]</sup>。

岩浆高含挥发性组分,加上热力烘烤,产生大量气体,造成侵入体附近煤层中气体压力明显增大,压差使煤层气运移,并在低压区聚集(图2),从而使煤层气在压力作用下背向侵入体方向运移;岩浆冷凝后,温度、压力降低,在侵入体附近又形成低压区,使大量的煤层气回流,在侵入体附近的裂隙中聚集<sup>[3]</sup>。因此,岩浆侵入体附近是煤层气富集高产的有利区带。如阜新刘家区块位于某些具有良好保存条件的岩墙附近的井,如LJ-3、LJ-5、LJ-6、LJ-8、LJ-12、LJ-25等井稳定期单井日产量均在 $3000 \text{ m}^3$ 以上,高的可超过 $7000 \text{ m}^3$ <sup>[4]</sup>。

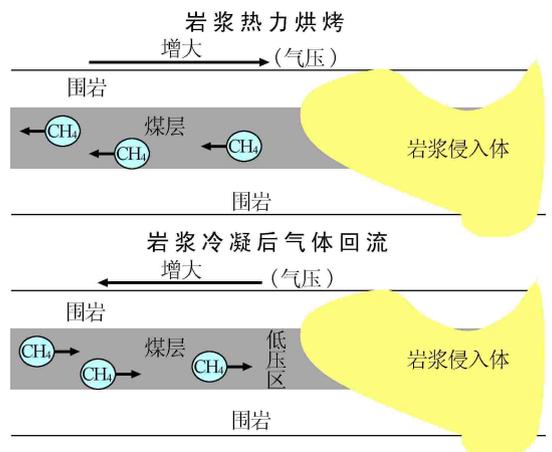


图2 岩浆冷凝前后煤层气运移方向对比图

我国高煤阶煤层气的形成大都与岩浆活动或地热异常等热事件作用有关<sup>[3]</sup>。这些作用可大大改善高煤阶煤层的渗透性能。

### 2.2.3 勘探开发简况

沁水煤层气潘庄、樊庄区块这种水流由周围补给区向中间深部汇流的水文地质条件不仅阻止了煤

层气向浅部扩散,且有利于后期煤层气开采。水流向深部汇集,由于煤层上下非渗透性地层的封堵,造成煤层与含水层构成同一压力系统,处于水承压状态(图3)。这就增大了煤系地层的能量和有效压差,有利于后期开采时降压解吸并获得高产。

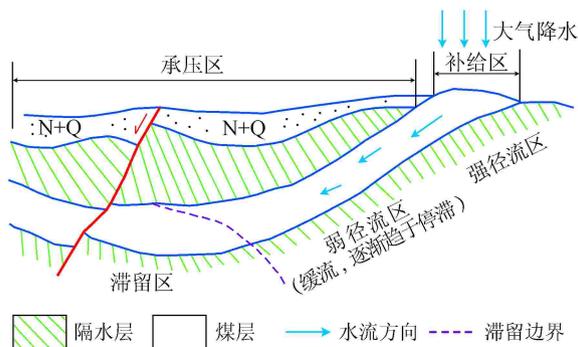


图3 重力驱动作用主导下的地下水动力模式图

1997年以来中国石油天然气股份有限公司在樊庄地区先后钻探了JS1井组以及JS-2、3、4等煤层气井。试气后,除JS1-5井因煤粉堵塞产气量较小外,其余井均获较高产量。后来中联煤层气有限责任公司在樊庄区块又钻探了TL-003、TL-006、TL-007井,并获得了较高的产量。沁水盆地煤层气初期勘探开发取得了良好的成绩。

然而需要注意的是,据国外经验,初期试气效果仅供参考,如TL-003井区的枣园煤层气试验井组和潘1~潘7井组,只有一口井高产,其余产气效果均较差。尤其是近几年在樊庄钻探的几百口煤层气井,除少数井高产,大部分井都未能取得如期效果,井产量大都仅在 $1\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$ 左右,个别井产能甚至更低。这里面既有排采技术方面的原因,也有地质方面的原因,一些井产水量大而出气少,推测是煤层海拔比附近井的煤层海拔低,以致供水能力强的缘故。

沁水盆地虽然显示出了良好的勘探开发前景,但大规模商业性开发还需对其各种地质和开发因素进行详细的研究评价。高煤阶煤层气勘探需展开精细的煤储层研究评价。承压水区域的“低洼”滞缓流带利于煤层气富集高产,相对构造高部位是井位部署的有利目标。

### 2.3 中煤阶——鄂尔多斯盆地煤层气开发

中煤阶煤层气是美国煤层气勘探开发取得成功的始发点。早在1981年,美国黑勇士盆地和圣胡安盆地便开始了煤层气商业性生产。我国同样有着丰富的中煤阶煤层气资源,而中煤阶煤特有的生储优势使得鄂尔多斯的煤层气勘探日益受到重视。

#### 2.3.1 煤层气资源情况

鄂尔多斯盆地位于中国中北部的华北克拉通西部,是一个大型聚煤盆地,主要发育上古生界石炭—二叠系、中生界侏罗系和三叠系煤岩。侏罗系和石炭—二叠系煤层是鄂尔多斯盆地煤层气勘探的主要层系,前者 $R_0$ 为 $0.5\% \sim 1.0\%$ ,主要是中阶煤,多分布在煤层厚度较大的中部;后者 $R_0$ 为 $0.7\% \sim 2.6\%$ ,中阶煤至高阶煤不等,多分布在盆地的东部和南部。鄂尔多斯盆地石炭—二叠系和侏罗系累计煤层气资源丰度大大超过 $2 \times 10^8\ \text{m}^3/\text{km}^2$ ,表明该盆地含气性极好,资源开采潜力大。

#### 2.3.2 煤层气地质条件

由于受煤层埋深和展布制约,总体上讲,鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探程度较高,其次是南缘,中部勘探程度低。鄂尔多斯盆地东缘是一个由东向西倾的单斜构造,勘探主力煤层为石炭系太原组和下二叠统山西组。

盆地东缘煤层含气量以中部最高,平均 $6.49 \sim 11.19\ \text{m}^3/\text{t}$ ;南部次之,平均 $3.18 \sim 7.92\ \text{m}^3/\text{t}$ ,北部最差,为 $0.53 \sim 2.18\ \text{m}^3/\text{t}$ <sup>[5]</sup>。东缘区煤层多处于欠压实状态,除了中部地区能达 $80\%$ 外,煤层含气饱和度总体来说偏低。如临兴区块含气饱和度为 $3.5\% \sim 79.2\%$ ,石楼区块平均为 $63.4\%$ <sup>[6]</sup>。

煤层埋深一般不超过 $2\ 000\ \text{m}$ ,向西埋深逐渐增加。太原组厚度一般为 $70 \sim 110\ \text{m}$ ,含煤7层,主力煤层8<sup>#</sup>、9<sup>#</sup>煤层厚度分别为 $0.40 \sim 3.50\ \text{m}$ 和 $2.20 \sim 4.30\ \text{m}$ ;山西组厚度一般为 $35 \sim 90\ \text{m}$ ,含煤5层,主力煤层4<sup>#</sup>、5<sup>#</sup>煤层厚度分别为 $0.40 \sim 5.50\ \text{m}$ 和 $0.50 \sim 3.50\ \text{m}$ <sup>[6]</sup>。

煤储层与砂岩、碳酸盐岩常规储层互层产出,当间距较小、累计厚度大时,便为围岩与煤层一起射孔压裂创造了极为有利的条件,能有效增强煤储层的导流能力,大大提升煤层气井的产能<sup>[7]</sup>。而鄂尔多斯盆地东缘地区太原组底界为 $K_1$ 砂岩,顶界为 $K_3$ 砂岩,山西组煤层下界为 $K_3$ 砂岩,上界为下石盒子组 $K_4$ 砂岩之底。这就为甲烷的富集增加了赋存空间,可以考虑与围岩一起射孔压裂,提高井产量。

鄂尔多斯盆地主要为气煤、肥煤、焦煤等中等变质程度的煤,煤中的割理及裂隙发育,煤层渗透率较高,最大渗透率可达 $453 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,平均值为 $3.2 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ <sup>[6]</sup>,利于煤层气渗流高产。

#### 2.3.3 勘探开发简况

鄂尔多斯盆地的煤层气勘探始于20世纪90年代。截至2008年底,在盆地内共施工100多口煤层气井。

1993~1995年,在盆地东缘中部柳林杨家坪施工煤层气探井7口,均获得了 $2\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$ 以上的煤层气产量,煤柳5井更是获得了 $7\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$ 的产量;而后钻探的JS1井、JS5井和JS13井都取得了较高的产气量。这些煤层气井产量均显示出鄂尔多斯盆地东缘良好的煤层气开发前景。然而仍有一部分井开发效果不好,如钻探的XS1井煤层含气量不超过 $4\ \text{m}^3/\text{t}$ ,XSH1井不超过 $2\ \text{m}^3/\text{t}$ 。究其原因,主要是因为埋深均不超过 $500\ \text{m}$ ,保存条件差,煤层气逸散太多或是在风化带边界之上。此外,由于盆地东部边缘的构造变形强于盆地腹部,使得东缘局部地区如蒲白、铜川等大中型断裂密集发育或煤层抬升较大,造成煤层泄压为欠压实地带,煤层气大部分逸散,含气量非常低。因此,井位部署前需注重保存条件的研究,避开甲烷风化带和断层带。

#### 2.4 低煤阶——准噶尔盆地的煤层气开发

20世纪90年代,美国提出“生物型或次生煤层气藏”地质理论后,在低煤阶的粉河含煤盆地成功实现了煤层气商业性开发,带动了全球的低煤阶煤层气勘探开发热潮。我国也越来越重视准噶尔、辽宁阜新等低煤阶盆地煤层气的勘探开发工作。

##### 2.4.1 煤层气资源情况

准噶尔盆地是我国西北地区一个大型的石油、常规天然气和煤层气共生盆地,位于新疆北部,介于天山山脉和阿尔泰山脉之间,平面形态南宽北窄,略呈三角形,面积约 $13 \times 10^4\ \text{km}^2$ 。盆地内侏罗系煤系地层中的八道湾组和西山窑组为主要含煤地层,煤变质程度较低,主要为长焰煤,镜质组反射率多在 $0.38\% \sim 0.83\%$ 之间。

准噶尔盆地有着较大的煤层气资源丰度,已优选出的煤层气有利目标区为沙帐和梧桐窝子区,煤层气资源丰度均超过 $1 \times 10^8\ \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

##### 2.4.2 低煤阶煤层气多气源特点

低煤阶一般以大孔为主,孔隙连通性好,基质孔隙度比中、高煤阶大,故低煤阶煤有着良好的储层物性条件。低煤阶由于热演化成熟度不高,含气量很低,在厚度较大或是还有其他气源形式补充(图4)的

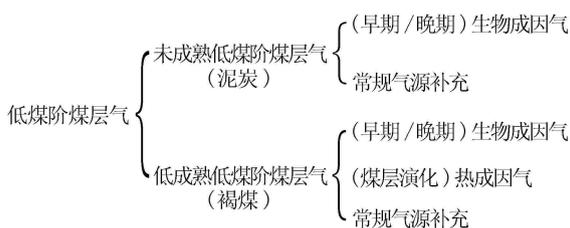


图4 低煤阶煤层气气源补充形式图

情况下,则可以弥补在含气量方面的缺陷,同样能有达到经济指标的含气量。

低煤阶煤在未成熟的泥炭至低成熟的褐煤( $R_o < 0.5\%$ )阶段主要通过各类微生物在泥炭沼泽中分解有机质而生成,进入成熟阶段后,开始生成热成因气体。若低煤阶后期遭受地层抬升且又有合适的温度(低于 $56\ ^\circ\text{C}$ )和水文地质条件(低矿化度)时,在细菌的降解和代谢作用下,仍然可以生成以甲烷为主要成分的次生生物成因气。

盆地境内不仅有玛纳斯、乌伦古等内陆河多流注入盆地,还有来自天山雪水的充分水源补给,这就为产甲烷微生物的生存提供了有利的水动力环境。准噶尔盆地各含煤区煤矿采出的岩样品检测表明,煤中含有大量产甲烷菌;且盆地南缘水井 $103 \sim 165\ \text{m}$ 井段(位于乌苏县128团)冒出的天然气具有明显的现代低成熟生物气特征;南缘清水河901孔侏罗系天然气 $\delta\text{D}$ 同位素值为 $-233\text{‰}$ (生物成因气小于 $-180\text{‰}$ ), $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 为 $0.999$ ,亦显示出生物成因气的特点<sup>[8]</sup>。

##### 2.4.3 勘探开发简况

准噶尔盆地侏罗系煤储层渗透率变化较大,不具(微)裂缝者,其渗透率值为 $0.321 \times 10^{-3} \sim 6.17 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ;具(微)裂缝者,其渗透率值为 $8.67 \times 10^{-3} \sim 11.7 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ <sup>[9]</sup>。总体来说,准噶尔盆地煤层渗透率相对较高。

准噶尔盆地有着与美国粉河盆地不相上下的煤层气地质条件(表2),预示了我国准噶尔盆地低煤阶煤层气同样具备较大的开发潜力。

表2 美国粉河盆地与准噶尔盆地煤层气地质特征表

| 特征                              | 粉河盆地     | 准噶尔盆地      |
|---------------------------------|----------|------------|
| $R_o(\%)$                       | 0.3~0.4  | 0.38~0.83  |
| 含气量( $\text{m}^3/\text{t}$ )    | 0.03~3.1 | 4.0~18.0   |
| 煤层厚度(m)                         | 30.0~118 | 10.0~80    |
| 渗透率( $10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ) | 10~20    | 0.321~11.7 |
| 含气饱和度                           | 中—低      | 中—较高       |

中国石油新疆油田公司对C504老井进行试气工作,日产气量提高到 $6\ 500\ \text{m}^3$ 左右,全盆地气测异常幅度最高的区块在白家海凸起上倾部位。此现象进一步说明了准噶尔低煤阶煤层气含相对较多游离气组分的特点,可能取得良好的开发效果。

## 3 中国煤层气的开发对策

### 3.1 煤层气规模开发一定要在构造相对稳定区块

美国西部含煤盆地的煤层甲烷勘探实践给出了

一个认识:即没有经过强烈构造变形的含煤原型盆地是煤层甲烷勘探的最有利地区<sup>[10]</sup>。换句话说,就是没有经过强烈构造变形的相对稳定的盆地区块由于构造变形较弱,对地质历史时期生成的甲烷气来说,具有良好的保存条件,对于煤层来说,还具有原生构造特点,是煤层气勘探的有利地区。

强烈的构造运动则会导致煤层压力释放、煤层气大量逸散以及使煤岩的煤体结构发生改变,形成碎粒煤和糜棱煤,大大降低渗透性。由于构造变形,豫东地区碎粒煤也较发育,局部地区还发育一定的糜棱煤,使得煤层渗透率普遍偏低,加大了后期开发难度。所幸沁水盆地后期构造变形比较微弱,尤其是环斜坡带构造变动轻微,基本上保留了原型盆地的构造面貌,有利于煤层气生成富集<sup>[11-12]</sup>。因此沁水盆地南部能取得较好的开发效果。

### 3.2 开发工艺技术要与盆地地质特征相适应

由于中国地质历史时期复杂纷繁的构造运动,煤层气地质条件复杂多样,无法仅凭一套技术和理论方法就能将之开采出来。对于选定区块而言,需就其具体的煤层气地质条件展开精细的研究评价,然后部署有利井位,提出与之相适应的具体开采技术方法。如高阶煤渗透率偏低,可实施多分支水平井技术开采,如在沁水盆地樊庄投产了6口羽状水平井,其中一口已在排采,产量可观;中阶煤割理发育,渗透性较好,采用直井压裂或裸眼、洞穴完井技术;而对于厚度大、孔隙度大、渗透率高的煤层来说,特别是低煤阶,可应用裸眼完井、氮气压裂技术开采,如圣胡安盆地中阶煤层渗透率在 $10 \times 10^{-3} \sim 20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,运用裸眼洞穴完井技术的井有5000口,单井平均日产气量达4500 m<sup>3</sup>。

### 3.3 煤层气排采要采取“稳、匀、慢”的工作制度

煤层气排采是一个极其复杂的过程,由于煤岩的强压敏效应和无从准确把握的气、水渗透率变化规律,以至不少井在排采过程中因压降过快而使煤储层遭到破坏或是煤粒因压力激动而堵塞裂隙和井眼。为此,为使煤层开采顺利,压降不能过快,排采需控制好液面及压力衰竭速度,整体掌握好“稳、匀、慢”的节奏。

## 4 结论

1)高煤阶煤层含气量大,受燕山期岩浆活动的影响,渗透性大大得到改善;高煤阶煤层气勘探有利目标区应以斜坡带的水承压区、滞缓区及相对构造高部位(海拔高部位)和封闭性好的岩墙附近处为优

选目标;渗透性较好区用直井压裂技术即可,局部渗透性较差区则可实施多分支水平井技术开采。

2)中煤阶煤层气含气量比低煤级煤好,且割理发育、渗透性较好,国外一向视之为煤层气勘探开发的首选目标;有利目标区应避开甲烷风化带和断层带;中煤阶煤层气一般采用直井压裂技术或裸眼、洞穴完井技术开采。

3)低煤阶煤层孔隙度大,渗透性好,含气量偏低,但其气源形式多样,大大弥补了含气量低这一缺点,有利勘探目标区应偏向于寻找煤层厚度大、利于次生物成因气生成的区域环境,井位部署则应以盆地水动力条件好的浅部边缘和局部利于游离气富集的煤、砂共生带,凸起或上倾的构造高点为优选目标,低煤阶煤层气开采一般采用裸眼完井、氮气压裂等技术。

4)煤层气规模开发需选在构造相对稳定的区块,煤层气排采时压降要掌握好“稳、匀、慢”的节奏。

### 参 考 文 献

- [1] 翟光明,何文渊.抓住机遇,加快中国煤层气产业的发展[J].天然气工业,2008,28(3):1-4.
- [2] 刘飞.山西沁水盆地煤岩储层特征及高产富集区评价[D].成都:成都理工大学,2007.
- [3] 王红岩,刘洪林,赵庆波,等.煤层气富集成藏规律[M].北京:石油工业出版社,2005:101-111.
- [4] 张建民,贾耀惠.阜新刘家区块岩浆岩对煤层气开发的影响因素分析[G]//雷群,李景明,赵庆波.煤层气勘探开发理论与实践.北京:石油工业出版社,2007:179-185.
- [5] 冯三利,叶建平,张遂安.鄂尔多斯盆地煤层气资源及开发潜力分析[J].地质通报,2002,21(10):658-662.
- [6] 张国良,贾高龙.鄂尔多斯盆地东缘煤层气地质及勘探开发方向[J].中国煤层气,2004,1(1):17-20.
- [7] 刘人和,刘飞,周文,等.沁水盆地煤岩储层单井产能影响因素[J].天然气工业,2008,28(7):30-33.
- [8] 孙平,刘洪林,巢海燕,等.低煤阶煤层气勘探思路[J].天然气工业,2008,28(3):19-22.
- [9] 蔚远江.准噶尔盆地低煤级煤储层及煤层气成藏初步研究[D].北京:中国地质大学,2002.
- [10] 钱凯,赵庆波,汪泽成,等.煤层甲烷气勘探开发理论与试验测试技术[M].北京:石油工业出版社,1997:51-52.
- [11] 王永,冯富成,毛耀保,等.沁水盆地南端煤层气赋存的构造条件分析[J].西北地质,1998,19(3):28-31.
- [12] 李景明,王勃,王红岩,等.煤层气成藏过程研究[J].天然气工业,2006,26(9):37-39.

(收稿日期 2008-03-16 编辑 赵勤)