

## 非常规天然气

# 基于生产数据分析的沁水盆地南部 煤层气井产能控制地质因素研究

张培河, 刘钰辉, 王正喜, 刘娜娜

(中煤科工集团西安研究院, 陕西 西安 710054)

**摘要:**产量是储层的反映,产量分析是认识储层最有效的方法。研究煤层气产能控制因素,可为煤层气勘探开发选区、井位部署及开发工程设计提供依据。沁水盆地南部是我国煤层气勘探开发的热点地区,初步实现了煤层气产业化,地面垂直井产气量一般在 $2\,000\sim 5\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 之间,但不同地区甚至同一地区的不同气井产气量有所差别。在对地面垂直井产气量数据对比分析的基础上,结合煤层气地质条件,分析影响气井产能的主要控制地质因素是构造条件、煤层厚度、煤层埋深、气含量、渗透率及水文地质条件。各种因素对气井产能的影响不同,煤层气井的产气潜力主要取决于各种主要控制因素的有效组合。

**关键词:**煤层气井;产气量;地质因素;有效组合

**中图分类号:**TE132.2

**文献标识码:**A

**文章编号:**1672-1926(2011)05-0909-06

**引用格式:**张培河,刘钰辉,王正喜,等.基于生产数据分析的沁水盆地南部煤层气井产能控制地质因素研究.[J].天然气地球科学,2011,22(5):909-914.

## 0 引言

沁水盆地南部是我国煤层气勘探开发程度最高的地区,煤层气勘探开发过程中积累了大量的测试和生产数据,是煤层气理论研究、开发设计的宝贵资源。该区煤层气勘探开发的主要目的是获取煤层气资源和解决煤矿安全生产的瓦斯问题,产气量是煤层气开发的主要控制和考核指标。分析煤层气井产量差异,研究气井产能控制因素,可以更精细地认识储层,有效地指导煤层气开发选区、井网部署和开发工程施工。因此,煤层气井的产气量控制因素的研究非常重要。

在沁水盆地南部煤层气勘探开发过程中,进行了大量的测试和研究工作,积累了丰富的测试及生产资料,为煤层气井分析和产量控制因素的研究提供了条件。目前还没有系统的基于生产数据分析的煤层气井产能控制因素的研究。煤层气井产气量控制因素较多,包括地质因素、开发技术、生产管理等。

其中,地质因素是影响气井产能的内在因素<sup>[1]</sup>,而开发技术、开发工程、生产管理是基于地质因素基础上的人为因素。在目前沁水盆地南部大规模的开发过程中,各开发单位采取的施工方案差别并不显著<sup>[2]</sup>,人为因素的影响基本一致。因此本文重点考虑地质因素本身对煤层气井产能的影响。

沁水盆地南部不同地区的煤层气开发方式不同,煤层气井的生产时间也不一致,而且气井的产气稳定程度不一,气井产量的对比分析有一定的难度。为使研究更具针对性,笔者只采用达到稳定产气的地面垂直井生产数据,在不同产气量气井对比分析的基础上,探讨影响煤层气井产量的控制地质因素,以期对今后煤层气勘探开发选区、井位部署及开发工程施工提供借鉴。

## 1 煤层气地质条件及开发现状

### 1.1 煤层气地质条件

沁水盆地南部构造简单,发育宽缓的褶皱,断层

收稿日期:2011-06-16;修回日期:2011-08-02.

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”项目(编号:2011ZX05040);国家“973”项目“高丰度煤层气富集机制及提高开采效率基础研究”(编号:2009CB2196)联合资助。

作者简介:张培河(1969-),男,山东胶南人,研究员,主要从事煤层气资源评价及开发技术研究. E-mail: zhangpeihe@cctegxian.com.

稀少,水文地质条件简单。山西组 3 号煤层和太原组 15 号煤层是煤层气勘探开发的主要目标煤层。3 号煤层厚为 2.3~7.37 m,一般为 5~6 m,顶板主要为泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩,底板主要为粉砂岩和泥岩;15 号煤层距 3 号煤层 90 m 左右,厚为 1.1~6.25 m,一般为 3 m 左右,煤层直接顶板是泥岩或含钙质泥岩,顶板主要为灰岩,底板为泥岩或铝土质泥岩。煤层埋深为 0~1 200 m,多在 300~1 000 m 左右。煤层气含量较高,为 3.74~35.13 m<sup>3</sup>/t,平均为 13.7 m<sup>3</sup>/t。注入/压降试井测试煤层渗透率多在 1.0×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 左右。

### 1.2 煤层气开发现状

沁水盆地南部是我国煤层气勘探开发的最热点地区,自 1994 年晋城无烟煤矿业集团在潘庄区块进行煤层气勘探以来,该区一直处于不间断的勘探开发状态,在 2005 年以后达到高潮,中联煤层气公司、中国石油天然气集团公司、美国格瑞克公司、亚美大陆煤层气公司等单位相继在该区开展了煤层气开发。到目前为止,已施工各类煤层气井 3 000 余口,形成潘庄、潘河、樊庄、郑庄、柿庄、成庄等多个开发区,初步实现了煤层气的产业化。煤层气开发主要采用地面垂直井方式,其次为羽状水平井和地面丛式

井。不同开发方式的气井产量差别较大,羽状水平井产量最高,单井产量平均都在 20 000 m<sup>3</sup>/d 以上,最高达 90 000 m<sup>3</sup>/d。对地面垂直井和丛式井而言,在同一地区,这 2 种方式的气井产量基本一致;不同地区甚至同一地区的气井产气量差别较大,低者产量数百方甚至不产气,高者产量超过 10 000 m<sup>3</sup>/d。从地域上看,潘庄区块煤层气产气效果最好,产气量一般在 2 000~5 000 m<sup>3</sup>/d 之间,最高可达 14 000 m<sup>3</sup>/d,套压较高,一般在 0.4 MPa 左右,在潘庄南部、寺河矿北部的部分气井存在自喷现象,不需要排水降压就可直接产气;郑庄区块煤层气井产气相对较差,气井产气效果差别较大,煤层气井产量一般在 500~1 000 m<sup>3</sup>/d 左右;樊庄区块、柿庄区块和成庄井田气井产气量一般在 800~1 500 m<sup>3</sup>/d 之间。

## 2 气井产气量控制因素分析

地质因素是决定煤层气富集及产出的关键,是影响气井产能的内在因素。沁水盆地南部煤层气研究及勘探开发的实践表明,气井产能受煤构造部位、煤层厚度、埋深、气含量、渗透率、水文地质条件等因素影响。不同地区煤层气地质、储层条件对比情况见表 1。

表 1 不同区块煤层气地质、储层条件及产气量对比

地质及储层条件	柿庄区块	樊庄区块	成庄区块	潘庄区块	郑庄区块
构造条件	简单	较简单	较简单	简单	简单
3 号煤埋深/m	500~700	400~650	300~600	300~450	600~1 000
3 号煤厚度/m	5~6.5	5.5~6	5.5~6.5	6~6.5	5~6
3 号煤气含量/(m <sup>3</sup> /t)	11~17	10~25	7~13	14~27	16~23
3 号煤渗透率/(×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	0.9~3.18	0.2~0.8	0.6~1.2	2~3.6	0.5~2.9
水文地质条件	弱迳流区	弱迳流区	迳流区	滞流区	滞流区
气井产气量/(m <sup>3</sup> /d)	800~1 500	800~1 500	800~1 500	2 000~5 000	500~1 000

### 2.1 构造发育及分布

#### 2.1.1 褶皱

煤层气勘探开发资料显示,褶皱对煤层气井的产量有一定影响。中联公司在潘河地区进行的煤层气勘探开发,在背斜、向斜的不同部位,不同产量级别的气井均有分布,各种产量井在背斜、向斜上的分布没有明显的比例优势,煤层气井的产能分布与构造相互关系不十分显著,但在背斜轴部,高产井的比例高<sup>[3]</sup>,向斜和褶皱翼部的高产井比例分别为 75% 和 59%,背斜轴部的煤层气井全为高产井(表 2)。中国石油天然气集团公司在樊庄区块进行的煤层气开发也基本上表现为相同的产气特征,在背斜区和

褶皱翼部高产气井的比例高,樊庄区块蒲池地区 ZK11、ZK8、ZK5、ZK7 等井靠近背斜轴部(图 1),产气量高,多在 2 500 m<sup>3</sup>/d 以上,最高可达 4 700 m<sup>3</sup>/d,而且产水量小,多小于 0.5 m<sup>3</sup>/d;ZK3 井、ZK4 井靠近向斜轴部,气井产气量较低,多在 100 m<sup>3</sup>/d 左右。陈振宏等<sup>[3]</sup>对樊庄区块煤层气井生产状况的分析认为,背斜区高产气井比例高,为 42.9%,向斜区

表 2 不同构造位置区的气井产气状况<sup>[4]</sup>

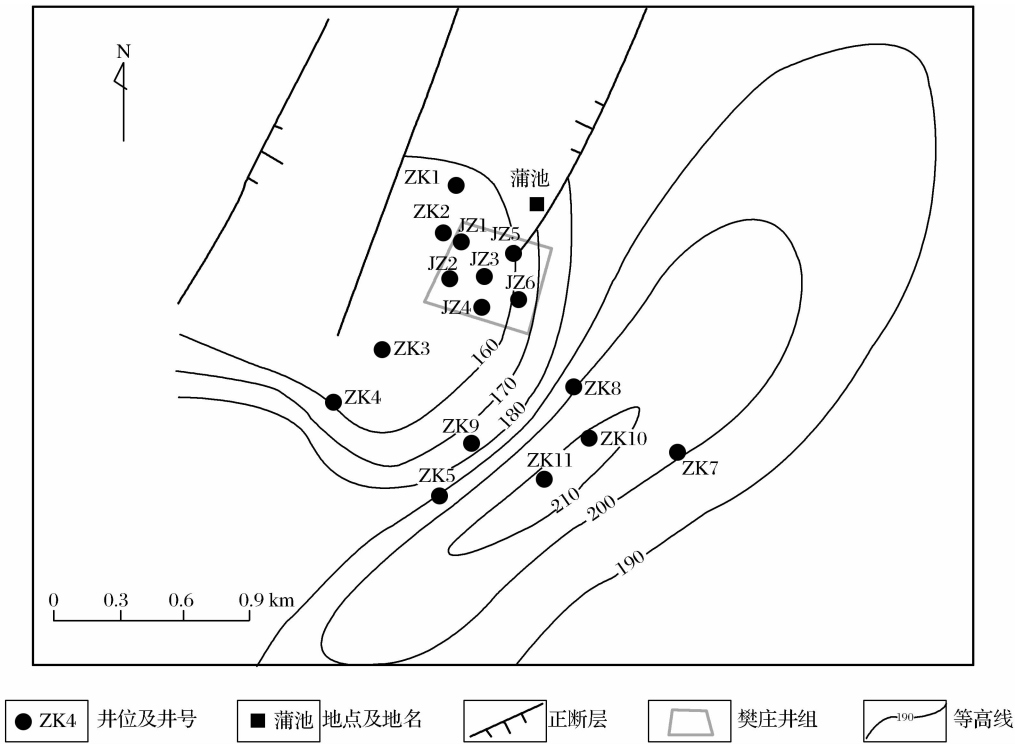
构造位置	总井数/口	高产井数/口	中低产井数/口	高产井比例/%
背斜	11	11	0	100
向斜	12	9	3	75
翼部	17	10	7	59

的高产气井比例低,仅为6.7%<sup>[4]</sup>。由此看来,在其他地质条件基本一致的情况下,构造高点区域是煤层气勘探开发选区及井位部署的主要位置。

2.1.2 断层

断层是影响煤层气勘探开发部署及气井产能的重要地质因素。断层对煤层气开发的影响表现为:①断层在局部范围内使煤层厚度或煤体结构发生变化,如煤层变薄、煤层渗透率降低等;②断层会导通邻近

含水层,导致煤层气开发气井产水量大,降压困难等;③断层使其附近的煤层气逸散,气含量降低;④断层使煤层气开发气井间形成隔离屏障,阻断气井之间的有效联系,使气井之间不能有效联通,降低开发效果;⑤断层会增加煤层气开发过程中的钻井、固井、压裂作业的工程难度,工程施工对煤储层的污染可能更大。这些表现都会导致气井产气量降低,因此断层对煤层气井的产量影响是比较显著的。



目标煤层埋藏越浅,则地应力低、渗透率高,排水降压容易,气井产量就越高。

沁水盆地南部煤层气井产气量与煤层埋藏深度关系较密切(图3)。郑庄区块煤层气勘探井的目标煤层埋藏都比较深(超过1 000 m),气井产量较低,多为500~1 000 m<sup>3</sup>/d。潘庄区块煤层埋藏浅,在300~600 m左右,煤层气井产量效果普遍较好,晋煤集团实施的潘庄井组部分气井排采时间超过15 a,产气效果仍然较好,在2 000 m<sup>3</sup>/d左右;目前晋煤集团在该区实施的煤层气开发工程中,气井产量一般在3 000~5 000 m<sup>3</sup>/d之间,且有多口气井存在自喷现象,产气效果非常理想;中联煤层气公司在潘河地区进行的煤层气开发示范工程,进行了40口井的勘探试验,目前单井平均产气量超过3 000 m<sup>3</sup>/d,产气量超过4 000 m<sup>3</sup>/d的气井有12口<sup>[4]</sup>,占气井总数的30%。

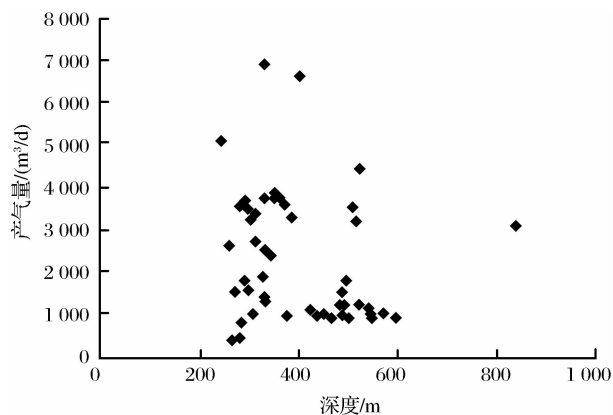


图3 煤层埋藏深度与气井产气量关系

## 2.4 煤层气含量

煤层气理论研究及勘探开发的实践表明,气含量是决定煤层气丰度高低的参数,是影响煤层气富集高产的主要控制因素。

沁水盆地南部煤层气测试及生产资料分析表明,含气量对于气井产气量的影响较显著(图4)。气含量较高的区域,煤层气井产量较高。潘庄区块煤层气含量高,气井产量高,单井平均产量多在3 000~5 000 m<sup>3</sup>/d之间,最高超过10 000 m<sup>3</sup>/d;潘庄区块寺河西区目前煤层气开发区域气含量较高,为12~15 m<sup>3</sup>/t,气井产量较高,单井产量多在3 000 m<sup>3</sup>/d以上;寺河东区含气量较低,一般为8~10 m<sup>3</sup>/t,气井产量较低,一般为800~1 000 m<sup>3</sup>/d;成庄井田煤层气含量低,为7~14 m<sup>3</sup>/t,气井产量也低,一般在800~1 500 m<sup>3</sup>/d左右。

## 2.5 煤层渗透率

渗透率是煤层气富集高产的主要控制参数之

一。我国主要煤田的煤层渗透率普遍较低,这是一个不争的事实,煤层气勘探开发注入/压降试井测试的煤层渗透率与美国相比差2~3个数量级。这是制约我国煤层气勘探开发的主要地质因素。

沁水盆地南部注入/压降试井测试区域广,数据量大。注入/压降试井实测的煤层渗透率变化大,为 $(0.01 \sim 3.61) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,多在 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右<sup>[5]</sup>。渗透率数据与煤层气井产气量对比分析可以看出,煤层渗透率高的地区,气井产量也相对较高(图5,图6)。潘庄区块试井测试煤层渗透率为 $(0.63 \sim 3.61) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,煤层气开发效果最好,气井稳定产量多在2 000~5 000 m<sup>3</sup>/d左右;成庄一带测试煤层渗透率为 $0.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,煤层气井产量略低,多在800~1 500 m<sup>3</sup>/d左右;柿庄一带测试煤层渗透率为 $(0.07 \sim 3.18) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,不同气井之间渗透率差别较大,渗透率较高的气井产气量也普遍较高,产气效果最好的气井平均产气量在4 000 m<sup>3</sup>/d左右,最高超过7 000 m<sup>3</sup>/d。

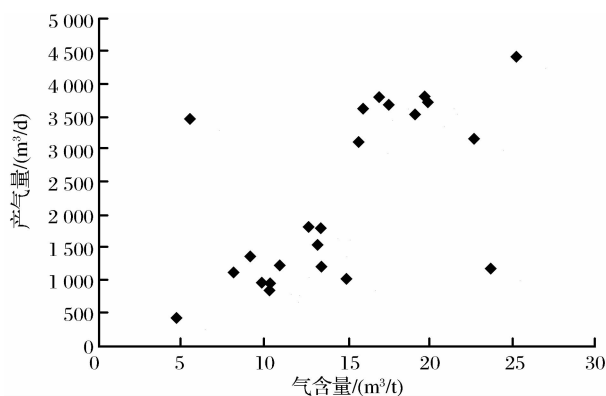


图4 煤层气含量与气井产气量关系

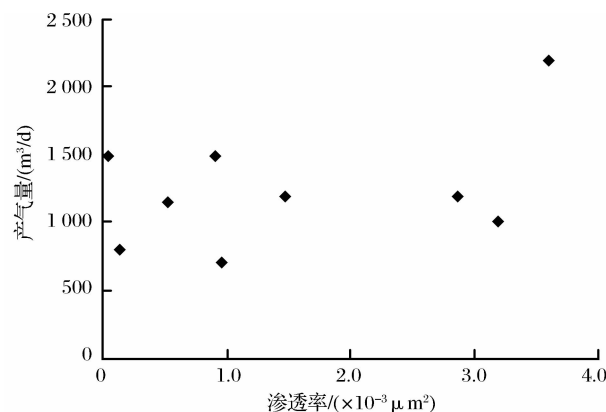


图5 试井测试渗透率与气井产气量关系

## 2.6 水文地质条件

水文地质条件不仅对煤层气保存具有重要作用,而且是煤储层压力和煤层渗透性的重要影响因素。同时,由于煤层气的产出是通过排水降压来实

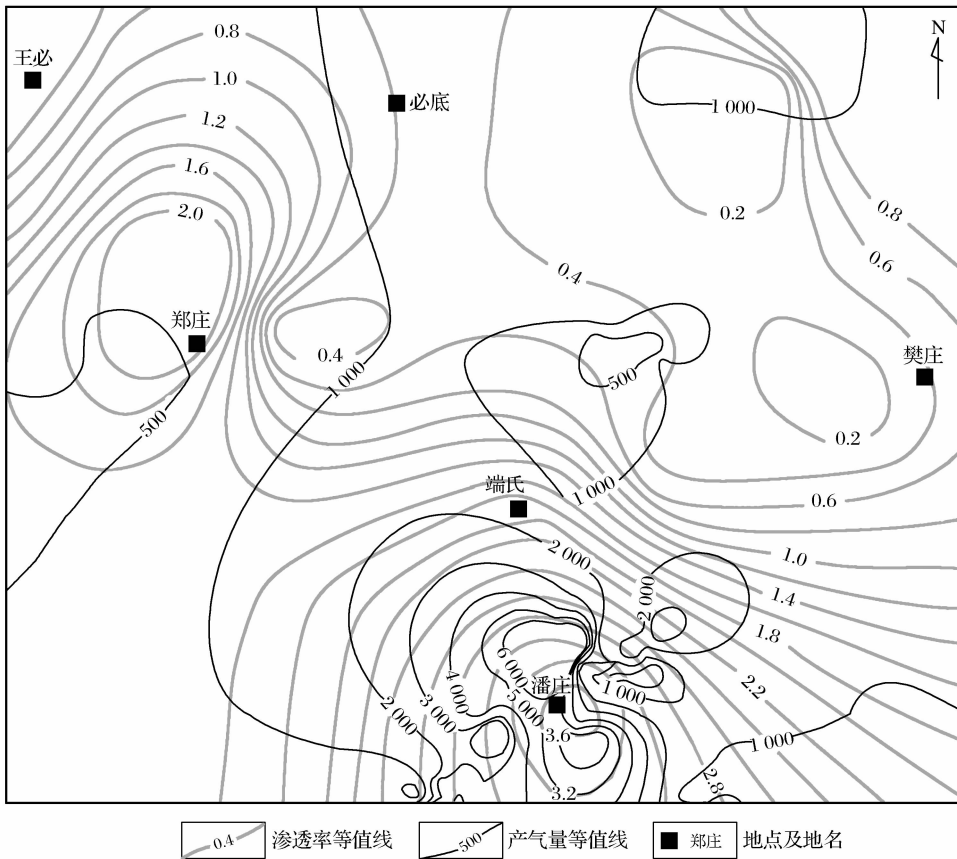


图 6 煤层气井产气量等值线

现的,因此水文地质条件对煤层气开发作业影响显著,进而对气井产能产生影响。

沁水盆地南部水文地质条件简单,含水层富水性弱,含水层之间水力联系弱。煤层气勘探开发的实践表明,该区气井产水量普遍较小,但以 15 号煤层作为开采目标煤层的气井产水量相对较高。中国石油天然气集团在煤层气试验过程中,对不同目标煤层的产气、产水情况进行了试验,结果表明,以 3 号煤层为独立目标煤层进行排采试验,气井产水量多在  $2\text{ m}^3/\text{d}$  以下,产气量高,多超过  $3\,000\text{ m}^3/\text{d}$ ; 3 号煤层、15 号煤层合采或 15 号煤层单独排采的气井产水量高,一般在  $3\sim 5\text{ m}^3/\text{d}$  左右,最高可超过  $50\text{ m}^3/\text{d}$ ,而且产气量低,一般为  $300\sim 500\text{ m}^3/\text{d}$ 。分析原因是,15 号煤层顶板主要为  $K_2$  灰岩, $K_2$  灰岩水对 15 号煤层具有一定补给作用。

水文地质条件影响还表现为:通过控制煤层气含量、渗透率等地质因素进而控制气井产气量。对沁水盆地南部水文地质条件的研究表明,地下水主要表现为自盆地周缘向盆地内部径流,在潘庄、郑庄等地区地下水的滞流区或缓慢径流区,受地下水的侧向封堵作用,这些地区的煤层气含量较高。因此,

在煤层埋深浅、渗透性较好情况下,煤层气井的产气量较高,如潘庄区块。

### 3 地质因素综合分析

煤层气井的产气状况受多种因素的制约,通过对沁水盆地南部煤层气井产气状况的分析和解剖认为,引起该区气井产能差别的主要因素是:煤层厚度、气含量、煤层渗透率、煤层埋深、构造的发育及分布状况、水文地质条件等,在同一地区不同气井间产气量的差别可非常清楚地反映这一特性。但煤层气井的产气状况并非单一因素控制,成庄井田煤层埋藏也比较浅,一般在  $300\sim 600\text{ m}$  左右,渗透率也相对较高,但煤层气保存条件略差,气含量低,致使气井产气量不高,一般在  $800\sim 1\,500\text{ m}^3/\text{d}$  之间。由此说明,单一因素的影响在某一地区的煤层气开发所起的作用也许是至关重要的,但对多数地区来说,煤层气井的产气状况取决于各种主要控制因素的综合反映<sup>[6]</sup>。潘庄地区构造简单,煤层埋藏浅、厚度大、气含量高、渗透性好,各项煤层气地质因素都比较有利,因此煤层气井产量高,煤层气开发潜力大。郑庄地区煤层厚度大、气含量高,水文地质条件较

好,但煤层埋藏深,渗透率低是该区煤层气井产量低的主要原因。对煤层气井产能的研究,需要在多种地质因素综合分析的基础上,研究主要控制地质因素和这些因素对产气量的影响程度。

## 4 结 论

(1)基于气井产气量数据分析,研究影响沁水盆地南部煤层气井产能的主要控制地质因素是构造条件、煤层厚度、煤层埋深、气含量、渗透率以及水文地质条件等。

(2)地质因素对气井产能的影响程度是不同的,煤层气井的产气潜力主要取决于各种主要控制因素的有效组合。

(3)对煤层气井产能的研究,需要在多种地质因素综合分析的基础上,研究主要控制性地质因素和这些因素对产气量的影响程度。

### 参考文献(References):

- [1] Zhang Peihe. Analysis of application status and adapting conditions for method of different CBM development[J]. Coal Geology and Exploration, 2010, 38(2): 9-13. [张培河. 煤层气不同开发方式的应用现状及适应条件分析[J]. 煤田地质与勘探, 2010, 38(2): 9-13.]
- [2] Zhang Diankun, Wang Shenwei, Li Mengxi, *et al.* Geological factors controlling factors on coalbed methane productivity in Jinzhong

[J]. Nature Gas Geoscience, 2010, 21(3): 513-517. [张典坤, 王生维, 李梦溪, 等. 晋城煤层气井产能的地质控制因素分析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 513-517.]

- [3] Chen Zhenhong, Wang Yibing, Yang Jiaosheng, *et al.* Influencing factors on coalbed methane production of single well: A case of Fanzhuang block in the south part of Qinshui basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 409-412. [陈振宏, 王一兵, 杨焦生, 等. 影响煤层气井产量的关键因素分析——以沁水盆地南部樊庄区块为例[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 409-412.]
- [4] Wang Guoqiang. Analysis on key factors influencing production characteristics of coalbed methane wells: A case from Panhe area in south of Qinshui basin[C]//Coalbed Methane Specialized Committee, China Coal Society, Oil Geology Specialized Committee, Chinese Petroleum Society. Colloquia of 2008 Coalbed Methane Academic Symposium. Beijing: Geological Publishing House, 2008: 360-369. [王国强. 影响煤层气井生产特征的关键因素分析——以沁水盆地南部潘河地区为例[C]//中国煤炭学会煤层气专业委员会、中国石油学会石油地质专业委员会. 2008年煤层气学术研讨会论文集. 北京: 地质出版社, 2008: 360-369.]
- [5] Zhang Peihe. Study of coal permeability base on the analysis of production of well in the south of Qinshui basin[J]. Nature Gas Geoscience, 2010, 21(3): 503-507. [张培河. 基于生产数据分析的沁水南部煤层渗透性研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 503-507.]
- [6] Zhang Peihe. Characteristics of main reservoir parameters influencing CBM development in China[J]. Nature Gas Geoscience, 2007, 18(6): 880-884. [张培河. 影响我国煤层气可采性的主要储层参数特征[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(6): 880-884.]

## Geological Factors of Production Control of CBM Well in South Qinshui Basin

ZHANG Pei-he, LIU Yu-hui, WANG Zheng-xi, LIU Na-na

(Xi'an Branch, China Coal Technology and Engineering Group Corporation, Xi'an 710054, China)

**Abstract:** Well production reflects the reserve and it is an effective method for recognizing the reserve by a analysis of well production. Thus the study on coalbed methane (CBM) production control factors can provide a basis for electoral district, well site design and engineering development of CBM exploration. The south Qinshui basin is one of the hotspots in CBM exploitation, and the CBM commercially exploitation here comes true firstly in China. The CBM productions vary in different areas, with the production of 2000—5000m<sup>3</sup>/d commonly in the ground vertical wells. Base on the comparison and analysis of the CBM productions and the geological condition of vertical wells, it is considered that the main geological factors of production control are structure, coal thickness, depth, gas content, permeability and hydrogeology. These factors influence well production differently, and the potential of well production depends on the effective combination of main factors.

**Key words:** CBM well; Production; Geological factor; Effective configuration.