

文章编号:0253-9993(2012)05-0798-06

# 沁水盆地南部煤层气井排采动态过程与差异性

李国富<sup>1,2</sup>,侯泉林<sup>1</sup>

(1. 中国科学院研究生院 地球科学学院,北京 100049;2. 山西晋城煤业集团 煤层气产业发展局,山西 晋城 048006)

**摘要:**针对沁水盆地南部煤储层变质变形的特点,通过对沁水盆地南部某井组的排水采气动态过程与差异性进行分析,结果表明:井组单井之间气产量变化大,排采效果差异性明显,单井产水能力不一;在煤层气井排采过程中,为防止吐砂和压敏效应,排采强度、制度调整不易过大、过频;在煤层气井排采的不同时期应采用不同的工作制度,在以排水为主的前期排采阶段,排采工作制度以控制动液面为核心来制定,在产气为主的中后期稳定生产阶段,排采工作制度以控制套压(井底流压)为核心来制定;煤层气井生产过程中,在保持一定回压确保煤储层安全的前提下,应尽可能降低套压生产,以利于煤储层平均压力的降低,扩大煤层气的解吸范围,获得高产气。

**关键词:**沁水盆地南部;煤层气井;排水采气;动态过程;差异性

**中图分类号:**P618.11 **文献标志码:**A

## Dynamic process and difference of coalbed methane wells production in southern Qinshui Basin

LI Guo-fu<sup>1,2</sup>, HOU Quan-lin<sup>1</sup>

(1. College of Earth Science, Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China; 2. Coalbed Methane Bureau, Jincheng Anthracite Mining Group, Jincheng 048006, China)

**Abstract:** Focused on the characteristic of coal seam in southern Qinshui Basin and analysis on the process and difference of production from one group well, the conclusions are shown that: in different group single-well, the gas production has a large change, production effect has obvious difference, water production capacity is also difference; in the process of CBM production, in order to avoid sand is brought out and compression-sensitivity, the production intensity and institutional adjustment are not be too large and frequent. Using different working system in different stages of CBM production, in the early stage is mainly drainage, the core of working system is controlled by the fluid level; in the medium-late stage is mainly gas production, the core of working system is controlled by the casing pressure (bottom hole flowing pressure). In the process of CBM production, on the premise of keeping a certain back pressure and ensuring coal seam security, as possible as decreases casing pressure to product in order to decrease the average pressure of coal seam, enlarge the range of CBM adsorption and get high gas production.

**Key words:** southern Qinshui Basin; coalbed methane well; dewatering gas; dynamic process; difference

煤层气井的生产是通过抽排煤层中的承压水,从而降低压力使煤层中吸附的甲烷气解吸释放出来的全过程<sup>[1]</sup>,一般包括压裂完井后控制放喷开始到封井关停生产结束整个过程<sup>[2]</sup>。煤层气排水采气过程中,煤层气井井底压力、动液面高度、井口套压之间的

关系从某种程度上决定着煤层气井压力传递速度、降液速度及煤层气的解吸产出速度<sup>[3]</sup>。降液速度、产气速度的快慢则会影响煤储层渗透率的变化,反过来又会影响煤层气井的产气量<sup>[4]</sup>。因此,有必要对煤层气井的排水采气特征进行分析,确定合理的排采参

数。

沁水盆地南部目前是我国煤层气开发利用最为成功的地区,煤储层以高变质较弱构造变形为特征。自20世纪90年代开始先后由山西晋城煤业集团、中联煤层气公司、中石油集团公司等单位在该区域投资开发了煤层气井近4 000口,占我国煤层气生产井总数的60%以上。目前,该区域的煤层气井排水采气基本采用定压排采制度,平均单井产气量基本稳定在2 000 m<sup>3</sup>/d左右,总体开发效果良好。大部分井在经过一段时间的排水后,已经进入了稳产、高产阶段。但仍有少部分井,产气效果不理想:有的井长期大量产水,而迟迟不见产气;有的井产气量较低或由高产变为低产。造成这些现象的原因,除了地质与工程因素外,最重要的是排水采气工作制度的影响。

本文针对沁水盆地南部煤储层变质变形的特点,通过对比、分析该区排采参数的特征及其对产气的影响,总结排采曲线的阶段变化规律,在此基础上,建立合理的排采制度,指导排采生产,实现高产井保持稳产、低产井提高产量的目的。

## 1 沁水盆地南部煤储层特征

沁水盆地主体构造是中生代早期挤压环境下生成的复向斜<sup>[5]</sup>,盆地边缘均被挤压性断裂褶皱带所围限,使盆地呈现内部结构较稳定、边缘活动性增强的基本规律。

受中生代区域构造-热演化影响,沁水盆地南部煤储层在深成变质作用基础上叠加了不同程度岩浆热变质作用,并经历了一定程度的构造变形,形成高变质较弱变形的煤储层<sup>[6]</sup>,并且,沁水盆地南部煤储层在煤厚、埋深、含气量及渗透率方面具有明显的特征<sup>[7]</sup>。

由于沁水盆地南部煤储层构造变形较弱,向斜内部断层较稀疏,封盖性好,煤层气逸散较少;并且深部岩浆-热事件明显,利于生成大量热成因煤层气,使煤储层含气饱和度大大提高;煤阶以高煤阶为主,煤储层吸附能力强。因此,沁水盆地南部煤储层含气量普遍较高。同时,沁水盆地南部煤层变形较弱,煤层中内生裂隙较少,但是煤储层叠加后期一定程度的构造变形,使煤储层构造裂隙增加,因而渗透性变好。

## 2 井组煤储层、钻井、压裂及排采情况

### 2.1 煤储层情况

井组位于山西沁水盆地东南缘,属典型的单斜构造。大量的区域地质调查和多年的煤田勘探表明,区

内构造简单,主要以褶皱为主,断层稀少,构造变形较弱。

该区煤层发育、区域稳定、厚度大(主要开采3号煤层和15号煤层的总厚为7~12 m),煤体结构良好(主要为原生结构煤),煤层埋藏浅(400~700 m),煤层顶板封闭性能好(泥岩、泥岩夹粉砂质泥岩等),煤层气含量高(10~22 m<sup>3</sup>/t),含气饱和度高(高于80%),煤层渗透性好(一般高于10<sup>-15</sup> m<sup>2</sup>),是一个得天独厚的煤层气开发有利区。

### 2.2 钻井情况

沁水盆地南部某井组共施工9口井,因井组施工时尚无任何煤炭开采计划,故井组井位布置时主要依据该区地质条件与地形地貌来确定,同时尽量靠近现有道路等,并考虑煤炭开采时需留设保护煤柱的地方。该井组共施工9口井(001~009号),井位分布如图1所示。钻井过程中对各井3号和15号煤层进行了含气量测试,对001,003,004,005,008,009井3号煤和15号煤层的渗透率、地应力等进行了测试,见表1。

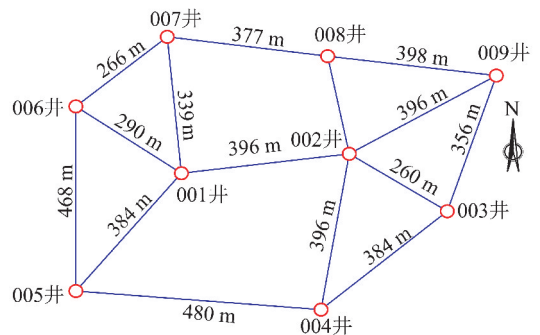


图1 沁水盆地南部某井组井位布置示意

Fig. 1 A group well distribution in southern Qinshui Basin

### 2.3 压裂情况

对9口井的3号和15号煤层进行了压裂改造。001井和007井压裂液采用线性胶,其余各井采用清水。压裂数据见表2。

### 2.4 排采情况

该井组于压裂下泵后半个月内陆续进入排采阶段。除006井因产水量高降液困难,一直未达到解吸压力外,其余8口井均实现套管产气。其中002井单井最高日产气量达13 638 m<sup>3</sup>;007井单井最高日产气量1 564.3 m<sup>3</sup>;008井单井最高日产气量5 719 m<sup>3</sup>;001井产气量最低,最高日产气量仅为102 m<sup>3</sup>。产水量除006,009井外,其他井基本稳定在10~20 m<sup>3</sup>/d,006井产水量最大,最高日产水量达76.1 m<sup>3</sup>。典型井排采曲线如图2所示。

表 1 井组煤储层参数测试结果  
Table 1 Test results of coal seam parameters of a group well

井号	煤层	煤层顶板 深度/m	渗透率/ ( $10^{-15} \text{ m}^2$ )	储层压 力/MPa	闭合压 力/MPa	破裂压 力/MPa	含气量(原煤)/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ )	调查半 径/m
001	3 号	521.2	0.003 9	2.82	9.43	1.967	11.53	1.136
	15 号	625.9	0.486 0	6.12	13.61	2.962	19.40	13.909
002	3 号	495.6					12.74	
	15 号	612.7					14.49	
003	3 号	486.1	2.87	3.69	8.30	2.246	11.00	32.700
	15 号	597.1	0.11	4.52	12.15	2.568	9.06	11.200
004	3 号	483.0	1.455 9	3.41	7.19	2.140	13.52	22.490
	15 号	596.3	0.064 8	4.32	13.47	2.710	13.29	6.570
005	3 号	505.8	2.45	3.67	7.08	1.939	17.40	46.800
	15 号	618.0	0.26	4.65	10.30	1.968	19.42	17.000
006	3 号	518.2					0.41	
	15 号	636.1					7.11	
007	3 号	551.1	3.180 2	3.83	6.01	1.490	14.84	33.550
	15 号	668.9					11.98	
008	3 号	483.8	0.910	3.08	5.58	1.573	13.23	17.200
	15 号	597.3	0.022	4.37	10.35	2.103	15.47	4.450
009	3 号	471.9	0.946	3.36	8.30	1.820	19.63	18.300
	15 号	583.8	0.257	4.37	10.10	2.051	18.63	10.060

注:007 井由于 15 号煤封隔器未能封住地层,因此无数据。

表 2 井组压裂情况  
Table 2 Fracturing of a group well

井号	压裂层	液量/ $\text{m}^3$	注入压力/MPa	排量/( $\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$ )	破裂压力/MPa	加砂量/ $\text{m}^3$	平均砂比/%
001	3 号	309.60	15.0 ~ 17.0	5.00	17.0	44.70	30.0
	15 号	243.77	18.2 ~ 31.8	5.00	26.0	32.77	27.4
002	3 号	495.60	6.9 ~ 15.2	7.00 ~ 7.20	15.2	42.70	17.0
	15 号	343.40	8.6 ~ 16.7	5.00 ~ 7.00	16.7	31.48	18.2
003	3 号	508.90	11.6 ~ 11.7	6.97 ~ 7.16	17.5	40.00	17.0
	15 号	380.00	13.3	6.99	17.1	31.00	18.8
004	3 号	466.10	11.5 ~ 12.9	6.98 ~ 7.15	15.6	40.00	17.5
	15 号	357.00	14.9	7.04	20.8	33.00	19.5
005	3 号	491.00	11.3	6.70 ~ 6.99	14.7	40.50	18.1
	15 号	381.20	16.5	6.97	19.8	32.00	19.6
006	3 号	496.90	8.5 ~ 10.8	7.12 ~ 7.25	10.8	40.00	15.4
	15 号	296.20	8.4 ~ 8.5	7.00	12.8	20.00	16.9
007	3 号	240.20	6.4 ~ 14.8	4.90 ~ 5.00	14.8	31.60	24.0
	15 号	228.40	7.6 ~ 16.7	4.70 ~ 5.00	16.7	31.70	26.0
008	3 号	479.49	13.0 ~ 18.7	6.80	18.7	44.00	17.4
	15 号	369.67	11.5 ~ 35.0	6.50	35.0	30.30	15.1
009	3 号	476.70	12.0 ~ 15.6	7.30	15.6	32.00	15.0
	15 号	393.00	16.9	6.60	18.5	26.00	12.0

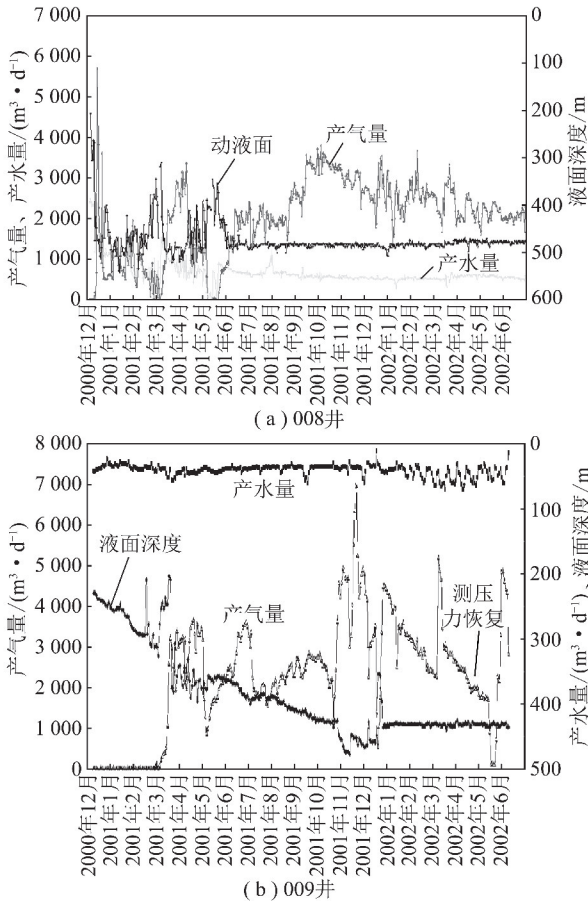


图2 008和009井排采曲线  
Fig. 2 Production curves of well 008 and well 009

### 3 煤层气井排采过程及差异性

#### 3.1 排采过程

煤层气井的开发生产是一个解吸、扩散和渗流的连续过程,在实际排采过程中可分为3个阶段<sup>[8]</sup>(图3):I阶段为排水降压阶段,煤储层压力高于煤层气解吸压力,主要产水,同时伴随有少量游离气、溶解气产出<sup>[9]</sup>;II阶段为稳定生产阶段,煤储层压力降至煤层气解吸压力,产气量相对稳定,并逐渐达到产气高峰,产水量下降到一个较低的水平上;III阶段为产气量逐步下降阶段,产少量水或微量水,该阶段的煤层气生产持续时间最长。

#### 3.2 煤层气井排采差异性

经过一定时间的排水采气,各井生产情况存在很大的差异性,主要表现为如下特征:

(1)井组的单井之间气产量变化大,差异性明显。

从煤储层排采过程分析,虽然单井3号煤液面深度均达到临界解吸压力,但由于煤层产水量低、储层导流能力差,导致液降速度较快,压降漏斗不宜展开,吸附气尚未大面积产出,且排采中有意控制井口压

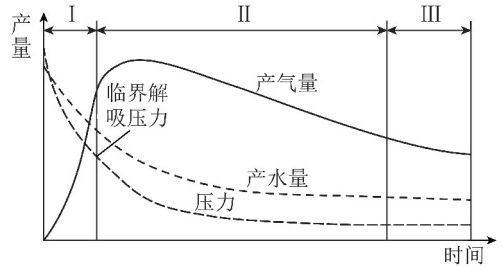


图3 典型煤层气井的气、水产量变化曲线  
Fig. 3 The change curves of gas and water production in typical CBM well

力,导致单井产气量较低<sup>[10]</sup>。产气较好的有002,007,008井。002井产气以来,最高产气量达到13 638 m<sup>3</sup>/d,平均日产气2 116 m<sup>3</sup>(套管产气期间),井口压力1 MPa。008井最高产气量5 719 m<sup>3</sup>/d,平均日产气1 061 m<sup>3</sup>,井口压力1 MPa。003井井口压力多在1 MPa以上,也预示其有较好的产能。

产气不好的井有001井,虽然液面已降至3号煤层以下,但最高井口压力仅为0.32 MPa,最高日产气102 m<sup>3</sup>。该井煤储层渗透率和含气量较低可能是导致产气量低的主要原因。由于排采时间短,各井尚未形成井间干扰,中心井整体压降尚未形成,各井产能情况有待进一步观察和分析。随着排采时间的延长,15号煤层参与产气,预计各产气井均应出现再次产气高峰,产气量逐步提高。

各井均采用平稳排采控制的原则。排采初期选择低强度排采,冲程3 m,冲次2.5~3.0次/min,理论排量25~30 m<sup>3</sup>/d,发现产水量降低后冲程调至2.1 m,冲次2次/min(003井和006井除外)并控制较高的井口压力,平稳降液。

(2)单井产水能力不一,多数井持续下降,个别井有所上升。

煤储层是含气含水的多相介质。水主要存在于煤岩的孔隙-裂隙系统中,在地层条件下煤储层具有一定的地层压力,水的不可压缩性对煤储层孔隙-裂隙起到了支撑作用,使煤储层能保持较高的渗透率<sup>[11]</sup>。在煤层气开采过程中,煤层水的产量大小在一定程度上反映了煤储层的孔渗情况及压裂改造效果的好坏<sup>[12]</sup>。各井产水量,除006井和009井产水量较高外,其余各井产水量均较低,一般日产水量在8~20 m<sup>3</sup>。有的井产水量更低,在单层开采时一般日产水量在5 m<sup>3</sup>以下。

各井产水量表现为两种类型:一是多数井投产后产水量呈持续减少型(图4);另一种是产水量呈持续增加型,此类井投产后,地层供液能力充足,因此随着排采的进行,日产水量反而慢慢增加(图5),其主要

原因可能是压裂压穿主要含水层或者断层沟通含水层所致。如009井压裂导致与K<sub>2</sub>灰岩含水层沟通。006井主要为15号煤存在断层,压裂通过断层沟通含水层导致产水量高。

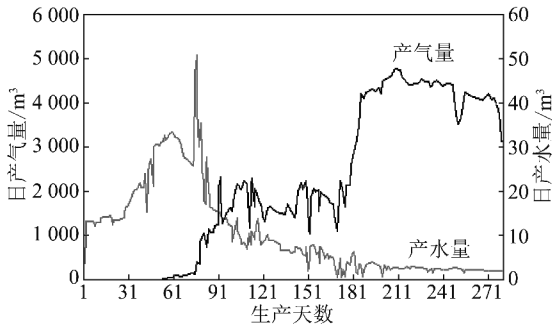


图4 典型井日产水的变化曲线(减少型)

Fig. 4 The curves of typical well water production per day(type of decrease)

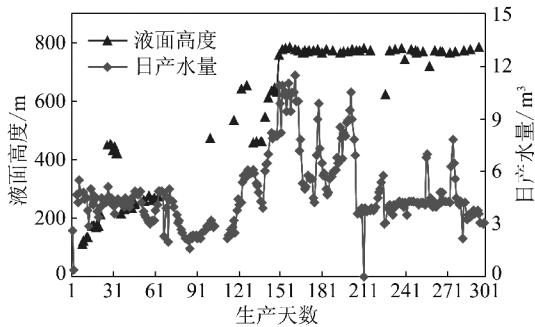


图5 典型井日产水的变化曲线(增加型)

Fig. 5 The curves of typical well water production per day(type of increase)

(3)产气普遍出现初高峰,高峰过后,产量回落,有的甚至不产气。

经压裂改造后形成的压裂裂缝导流能力远大于原始储层导流能力,流动阻力小,流体在其间流动时压差小<sup>[13]</sup>,因此投产后,近井地带压裂裂缝波及范围内煤储层甲烷几乎能够同时解吸产出,形成一个初期的产气高峰。该初高峰形成早晚及持续时间长短主要取决于裂缝半长、裂缝导流能力及含气量大小。一般来说,裂缝半长越大,初高峰出现越晚,但峰值却越高,持续时间越长。初高峰过后,压降范围继续扩大,波及到压裂裂缝范围以外,随着压力的降低,井筒远处甲烷产出。此时,产气量的高低主要受控于煤储层渗透率,而煤储层渗透率相对压裂裂缝很低,因此产气量开始下降。如果排采制度控制不当,将发生严重的速敏和应力敏感,产气量急剧下降,甚至可能导致产气停止。

(4)套压、液面、井底压力之间存在相关性。

在煤层气井的生产过程中,井底压力是影响产气

量的独立参量,产气量随井底压力降低而增大<sup>[14]</sup>。井底压力的大小主要取决于套压和动液面大小,而套压和液面的变化具有联动性。套压与产气量之间并非简单的线性关系,排采阶段不同,二者间关系也不同<sup>[15]</sup>。在初期主要排水阶段,产气量低,套压与产气量之间为正相关关系;煤层主要产气和少量产水后,产气量与套压为负相关关系,套压降低,产气量升高,这种关系符合流体的渗流规律<sup>[16]</sup>。因此在生产过程中井底压力、套压和液面3者的关系表现为:①前期主要排水阶段,动液面较高,气产量较低,井底压力主要由液柱压力引起,这种情况下,应考虑降低液面和井底压力,使生产压差增大,从而提高气体产量;②长远来看,动液面一般要降到煤层附近,此时以产气为主,井底压力主要由套压控制,此时在保持一定回压确保煤层安全的前提下,应尽可能降低套压生产<sup>[17]</sup>,以利于煤层平均压力的降低,扩大煤层气的解吸范围,获得高产气。

## 4 结 论

(1)沁水盆地南部煤层气井组的单井之间气产量变化大,排采效果差异性明显;单井产水能力不一,多数井持续下降,个别井有所上升;产气普遍出现初高峰,高峰过后,产量回落,有的甚至不产气。

(2)在煤层气井排采过程中,排采强度、制度调整不易过大、过频。液面下降速度一般应小于10 m/d,排水早期更可控制在5 m/d以下。这主要是由于压裂后的裂缝尚未闭合,高排采强度会引起砂子流动,产生速敏;同时井底流压的快速降低会产生应力敏感,最终造成近井地带的裂缝堵塞或闭合,渗透率显著降低,远井地带压力无法有效下降,导致煤层气解吸扩散范围局限在井底附近,使气产量降低。

(3)在煤层气排采的不同时期应采用不同的工作制度。在排水为主的前期排采阶段,排采工作制度以控制动液面为核心来制定;在产气为主的中后期稳定生产阶段,排采工作制度以控制套压(即井底流压)为核心来制定。

(4)煤层气井生产过程中,在保持一定回压确保煤层安全的前提下,应尽可能降低套压生产,以利于煤储层平均压力的降低,扩大煤层气的解吸范围,获得高产气。根据经验总结,套压一般应保持在0.3 MPa以上。

(5)在煤层气井的生产过程中,井底压力是影响产气量的独立参量,产气量随井底压力降低而增大。在初期主要排水阶段,产气量低,套压与产气量之间为正相关关系;在煤层主要产气和少量产水的中后期

阶段,套压与产气量为负相关关系,套压降低,产气量升高。

### 参考文献:

- [1] 李国富,田永东.煤层气井排水采气机理浅探[J].中国煤炭,2002,28(7):33-35.  
Li Guofu, Tian Yongdong. Analysis on production mechanism of CBM well[J]. China Coal, 2002, 28(7): 33-35.
- [2] 李国富.大功率充电电位法煤层气井压裂裂缝监测技术[J].煤炭科学技术,2006,34(12):53-55.  
Li Guofu. Fracture orientation monitor technology using high-power charging potential method in hydraulic fracturing[J]. Coal Science and Technology, 2006, 34(12): 53-55.
- [3] Li Guofu, Meng Zhaoping. Researches on hydro-frac induced reservoir damage to anthracite coal seams of southern Qingshui basin [A]. The 2007' International Symposium on Safety Science and Technology [C]. 2007:2805-2808.
- [4] 胡爱梅,李明宅,李国富.煤层气开采过程中煤储层孔渗变化规律综述[A].中国煤层气成藏机制及经济开采基础研究丛书[C].北京:科学出版社,2004.
- [5] 陈刚.沁水盆地向斜型水封气藏形成条件探讨[J].石油与天然气地质,1988,19(4):302-306.  
Chen Gang. Formation condition of synclina hydrosealed gas pools in Qingshui Basin[J]. Oil & Gas Geology, 1988, 19(4): 302-306.
- [6] 琚宜文,卫明明,薛传东.华北盆地演化对深部煤与煤层气赋存的制约[J].中国矿业大学学报,2011,40(3):390-398.  
Ju Yiwen, Wei Mingming, Xue Chuandong. Control of basin-mountain evolution on the occurrence of deep coal and coalbed methane in North China[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2011, 40(3): 390-398.
- [7] 卫明明,琚宜文,薛传东,等.沁水盆地南部变质变形煤储层特征及煤层气富集区划分[J].地质科学,2011,46(3):905-918.  
Wei Mingming, Ju Yiwen, Xue Chuandong, et al. Characteristics of coal reservoirs and division of coalbed methane enrichment areas in the South of Qingshui Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2011, 46(3): 905-918.
- [8] 杨秀春,李明宅.煤层气排采动态参数及其相互关系[J].煤田地质与勘探,2008,36(2):19-27.  
Yang Xiuchun, Li Mingzhai. Dynamic parameters of CBM well drainage and relationship among them[J]. Coal Geology and Exploration, 2008, 36(2): 19-27.
- [9] 张书平,白晓弘,樊莲莲,等.低压低产气井排水采气工艺技术[J].天然气工业,2005,25(4):106-109.  
Zhang Shuping, Bai Xiaohong, Fan Lianlian, et al. Production technology in low pressure and gas production well[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4): 106-109.
- [10] 闫泊计.浅析影响煤层气产量的几个因素[J].山西焦煤科技,2010(10):31-33.  
Yan Boji. Analysis on several factors of influence output in CBM wells[J]. Shanxi Coking Coal Science and Technology, 2010(10): 31-33.
- [11] Meng Zhaoping, Zhang Jincai, Wang Rui. In-situ stress, pore pressure, and stress-dependent permeability in the Southern Qingshui Basin[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2001, 48: 122-131.
- [12] 孟召平,田永东,李国富.沁水盆地南部地应力场特征及其研究意义[J].煤炭学报,2010,35(6):975-981.  
Meng Zhaoping, Tian Yongdong, Li Guofu. Characteristic of ground stress and research significance in southern Qingshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(6): 975-981.
- [13] 董红坤,李相方,程时清.利用方块模型研究气藏可动水饱和度的压敏效应[J].天然气工业,2004,24(12):111-112.  
Dong Hongkun, Li Xiangfang, Cheng Shiqing. Pressure-sensitive effect study of movable water saturation in gas reservoirs by block model[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(12): 111-112.
- [14] 张明山.煤层气排采中套压对产气量的影响[J].中国煤炭,2009,35(12):102-104.  
Zhang Mingshan. The influence of case pressure on CBM production in draining and collection [J]. China Coal, 2009, 35(12): 102-104.
- [15] 孟召平,田永东,李国富.沁水盆地南部煤储层渗透性与地应力之间关系和控制机理[J].自然科学进展,2009,19(10):1142-1148.  
Meng Zhaoping, Tian Yongdong, Li Guofu. The relationship between permeability and ground stress in coal seam and control mechanism in southern Qingshui Basin[J]. Progress in Natural Science, 2009, 19(10): 1142-1148.
- [16] 孟召平,田永东,李国富.煤层气开发地质学理论与方法[M].北京:科学出版社,2010.
- [17] 杜春常.工程师法压井立管总压力和地面套压控制原理[J].天然气工业,1987,7(4):44-49.  
Du Chunchang. Control principle of total stand pipe pressure and casing pressure in kill operation by "Engineer Method" [J]. Natural Gas Industry, 1987, 7(4): 44-49.