

延川南区块煤层气井高产水成因分析及排采对策

李 清, 赵兴龙, 谢先平, 许祖伟

(中国石化华东石油局非常规资源勘探开发指挥部, 江苏南京 210000)

摘 要:为了解鄂尔多斯盆地延川南区块煤层气井高产水的成因及高产水对煤层气井产能的影响,对延川南区块内煤层气的地质条件、压裂施工情况以及不同产水量煤层气井生产特征进行了分析研究,探讨了延川南区块高产水特征形成的原因,确定了高产水煤层气井的排采方法。结果表明,压裂缝的缝高过大,沟通了二叠系下统下石盒子组砂岩裂隙含水层组,是导致延川南部分煤层气井产水量过大的主要原因;高产水会造成实际见气储层压力比临界解吸压力低,降低了煤层气井产能。高产水煤层气井的排采难度大,需要选择合理的排采设备,在气井产气之前井底流压要平稳、快速下降,使煤层气井尽早见气,见气之后适当放缓排采速度。该排采方法在高产水煤层气井进行了应用,排采效果较好。

关键词:煤层气 高产水 形成原理 产能影响 排采方法 延川南区块

中图分类号:TE375 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2013)06-0095-05

Causes of High Water Yield from CBM Wells in Yanchuannan Block and Draining Measures

Li Qing, Zhao Xinglong, Xie Xianping, Xu Zuwei

(Unconventional Resource Exploration and Development Headquarters, East China Petroleum Bureau, Sinopec, Nanjing, Jiangsu, 210000, China)

Abstract: In order to determine the causes of high water yield in CBM(coalbed methane)wells in Yanchuannan Block of Ordos basin and its impact on the productivity of CBM wells, the geologic conditions, fracturing operation and production performance of CBM wells with different water yield in Yanchuannan Block were analyzed, the cause of water formation was discussed, and draining method for high water yield wells was proposed. The results show that excessive fracture height connecting the fractured sandstone aquifer in Lower Permian Xiashihezi Formation is the key factor of causing high water yield in some CBM wells in Yanchuannan Block; high water yield would lead to gas reservoir pressure lower than the critical desorption pressure, and decrease in the productivity of CBM wells. In addition, high water yield would pose challenge to drainage which requires selection of proper equipment. At first, the wells with high water yield should be drained to allow even and fast drop of bottom hole flowing pressure and early gas production, the speed of drainage may be slowed down properly after gas appearance. The application of this strategy achieved good effect, providing a new technical support for CBM wells with high water yield.

Key words: coalbed methane; high water yield; formation principle; influence on productivity; drainage and production method; Yanchuannan Block

在煤层气开发过程中,经常会出现产水量过大的煤层气井,其产能普遍较低,对煤层气的开发影响很大。对于煤层气井高产水的原因、产能的影响机理,以及后期如何排采使其产能最大化,是煤层气开发过程中需要解决的问题。

目前,国内外对于这方面的研究较少。一般认为,井筒周围煤储层中存在张性断层或陷落柱沟通含

收稿日期:2013-08-09;改回日期:2013-10-14。

作者简介:李清(1964—),男,湖北仙桃人,1985年毕业于江汉石油学院石油地质专业,1995年获石油大学(华东)煤田石油地质专业硕士学位,高级工程师,主要从事油气资源勘探开发研究及管理工作。

联系方式:(025)58777229, njlq1964@126.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“延川南煤层气开发应用基础及关键技术研究”(编号:P11092)部分研究内容。

水层、煤储层顶底板为透水性岩层,会造成煤层气井产水量过大。叶建平^[1]将地下水系统的思想引进到煤层气田中来,提出封闭型、半封闭型和开放型等3种煤层气田气水两相流系统,认为开放型往往会造成煤层气田开发过程中产水量较大。煤层气井高产水对气井产能影响方面,一般来说,活动强烈或开放的地下水系统不利于煤层气的富集^[2-11]。叶建平^[12]对潞安目标区水文地质条件进行了研究,认为该区块属于开放型煤层气田气水两相流系统,煤层气大量逸散,气井的产水量将增大,产能降低。Pashin 等人^[13]认为开放的地下水系统,使得盆地煤层气赋存和产能变差。任光军等人^[14]对柳林区块产水量过大的煤层气井进行分析研究后认为,对于该类煤层气井应该采用大排量螺杆泵或电潜泵进行排采。任源峰等人^[15]对大宁-吉县地区和宁武地区的电潜泵排水采气工艺现场应用情况进行了统计,发现对于产水量过大的煤层气井,采用大排量的电潜泵排采能够取得一定的效果。

笔者以鄂尔多斯盆地延川南区块为研究对象,在前人研究的基础上,从地层水对煤层气的溶解能力和煤层气等温吸附特征角度,探讨了高产水对煤层气井产能的影响机理,并提出了基于煤层气等温吸附理论的高产水煤层气井排采方法。

1 区块地质概况

延川南区块位于鄂尔多斯盆地东缘南段河东煤田的南部,为稳定型海陆交互相含煤碎屑沉积。该区块煤层气主采煤层为山西组 2[#]煤层,厚度为 2.80~8.65 m,平均厚度为 6.09 m,顶深 550~1 250 m,镜质组反射率 1.48%~2.20%,平均 1.81%,属Ⅳ—Ⅵ变质阶段。2[#]煤层煤的兰氏体积为 28.4~32.2 cm³/g,平均为 30.71 cm³/g,该区块煤的兰氏体积普遍较高,说明该区块的煤具有较强的储气能力。2[#]煤层顶板的岩性由砂岩和泥岩组成,绝大部分地区的煤层顶板是泥岩,部分地区也发育了少量砂岩顶板。

该区块水文地质条件较简单,2口探井揭露的含水层组自下而上有:石炭系上统太原组底砂岩裂隙承压含水层组、石灰岩岩溶裂隙含水层组,二叠系山西组、石盒子组、石千峰组砂岩裂隙含水层组,三叠系下统刘家沟组砂岩裂隙含水层组以及新近系、第四系砂砾石(岩)孔隙含水层组。其基底为奥陶系中统石灰岩岩溶裂隙含水层组。其中,石炭系上统

太原组底砂岩裂隙承压含水层组、石灰岩岩溶裂隙含水层组和二叠系山西组、石盒子组、石千峰组砂岩裂隙含水层组,对煤层气井排采过程中产水量的大小可能存在影响。

2 煤层气井高产水成因分析

延川南区块高产水煤层气井微破裂法压裂缝监测结果和含水层层位对比分析发现,高产水井压裂缝的缝高普遍过大,压裂缝层段有很大一部分沟通了二叠系下石盒子组砂岩裂隙含水层。二叠系下石盒子组砂岩裂隙含水层由石英砂岩、长石石英砂岩、粉砂岩、砂质泥岩及泥岩互层组成,其上部砂岩较发育,底部砂岩较稳定。根据王家岭精查钻孔资料及抽水试验资料,其单位涌水量为 0.000 5~0.108 0 L/(s·m),由此可以计算出水位每下降 10 m,一天的涌水量为 0.43~93.31 m³,与高产水井日产水量较为吻合。另外,虽然压裂缝也沟通了山西组砂岩裂隙含水层,但该含水层只在区块东界及外围有零星出露,且岩性、厚度均不稳定,砂岩节理、裂隙发育不均匀,裂隙大部分被方解石脉或钙质薄膜充填,开启性、连通性较差,所以该含水层对煤层气井的产水量影响不大。以上研究表明,延川南区块高产水煤层气井形成的原因是压裂缝高过大,沟通了二叠系下统下石盒子组砂岩裂隙含水层。

另外,在高产水煤层气井排采过程中,当井底流压降至一定程度,虽然套管内没有见气,但是甲烷气体检测仪可以检测出产出水中溶解了一定量的甲烷。如延 1-15 井的井底流压为 3.6 MPa 时,套管内没有见气,但是甲烷气体检测仪在井口出水口处检测到的甲烷体积分数达 60%,其他几口高产水煤层气井也出现了相同的情况。这说明,和低产水煤层气井临界解吸压力相似,高产水煤层气井在较高的井底流压下已经解吸,只是甲烷在地层水中有一定的溶解度^[16],解吸初期的煤层气随产出水而散失,导致高产水煤层气井见气流压比低产水煤层气井要低(见表 1)。这就从侧面证明了延川南区块高产水煤层气井高产水不是由于地质原因造成的,而是由于压裂缝的缝高过大沟通了含水层所导致的。

3 高产水对煤层气井产能的影响

一般来说,煤层气井的产水量过大就会存在越流补给,这对产能主要有 2 个方面的影响:一是对煤

表 1 延川南区块煤层气井返排率和见气流压

Table 1 Statistics on flowback ratio and bottom hole flowing pressure of CBM wells with higher and low water yield

产水情况	井号	煤层	煤层气井段/ m	压裂液总量/ m ³	见气前返排量/ m ³	返排率, %	目前返排量/ m ³	目前返排率, %	见气流压/ MPa
产水量较大	延1-1	2 [#]	1 040.2~1 046.3	507.30	3 697.79	728.92	12 831.50	2 529.37	3.35
	延1-2	2 [#]	1 061.7~1 067.7	541.10	4 983.81	921.05	19 386.55	3 582.80	3.61
	延1-3	2 [#]	985.2~991.0	507.30	7 573.51	1 492.91	14 874.97	2 932.18	3.35
	延1-4	2 [#]	1 008.6~1 014.4	609.90	1 456.15	238.75	2 744.21	449.94	3.00
	延1-5	2 [#]	982.3~987.9	406.10	2 295.19	565.18	2 396.02	590.01	2.86
	延1-6	2 [#]	974.7~979.7	587.30	1 228.75	209.22	10 514.97	1 790.39	4.01
产水量较小	延1-7	2 [#]	936.2~941.1	535.50	104.11	19.44	712.15	132.99	3.95
	延1-8	2 [#]	957.0~962.2	657.10	202.80	30.86	1 053.64	160.35	3.96
	延1-9	2 [#]	1 009.5~1 014.9	755.70	270.47	35.79	826.08	109.31	3.45
	延1-10	2 [#]	970.8~976.6	332.30	65.20	19.62	338.00	101.72	3.63
	延1-11	2 [#]	946.3~952.0	536.90	178.57	33.26	329.52	61.37	3.88
	延1-12	2 [#]	966.1~972.3	600.90	194.39	32.35	1 190.25	198.08	3.65
	延1-13	2 [#]	1 050.3~1 056.0	447.80	24.32	5.43	1 078.81	240.91	3.75
	延1-14	2 [#]	1 015.1~1 020.1	354.80	67.34	18.98	986.25	277.97	3.95

层气保存不利;二是对排水降压造成困难。具体来说,张性断层和陷落柱的存在和顶底板封闭性不好会造成煤层气在成藏过程中的散失,导致煤储层含气量及含气饱和度较低,对后期煤层气开发不利;产水量过大会对排水降压造成困难,煤层气不易解吸,对排水采气设备提出了更高要求,增加了开采成本,大量的地下水还会溶解一部分煤层气,并从油管中带出散失,降低了煤层气井的产能。

傅学海等人^[16]基于山西沁水盆地不同矿区煤层水样的甲烷溶解度实验,探讨了温度、压力和地层水矿化度及其离子组成对甲烷溶解度的影响,研究认为煤层水对甲烷是有一定溶解度的,压力越高溶解度越大。延川南区块煤储层的临界解吸压力一般在 3 MPa 左右,地下水温度约为 20 ℃。假设延川南区块某煤层气井周围煤储层的临界解吸压力为 3 MPa,地下水温度为 20 ℃,在该温压下的地下水甲烷溶解度为 1 m³/m³,达到临界解吸压力以下的煤储层在以井筒为中心、半径为 10 m 的圆形范围内,煤层厚度为 5 m,煤岩密度为 1.4 t/m³,日降井底流压 0.02 MPa,产水量 200 m³/d。再根据该区块煤岩的甲烷等温吸附曲线(见图 1),可以得出井底流压日降 0.02 MPa 时,1 t 煤解吸出的煤层气量大约为 0.08 m³。那么达到临界解吸压力以下的煤储层的解吸气量 V 为:

$$V = 0.08\pi R^2 h \rho = 175.8 \text{ m}^3 \tag{1}$$

式中:R 为解吸半径,m;h 为煤层厚度,m;ρ 为煤岩密度,t/m³。

此时地下水溶解的煤层气量为 200 m³,说明煤层气解吸量不足以让产出的地下水饱和,煤层气由

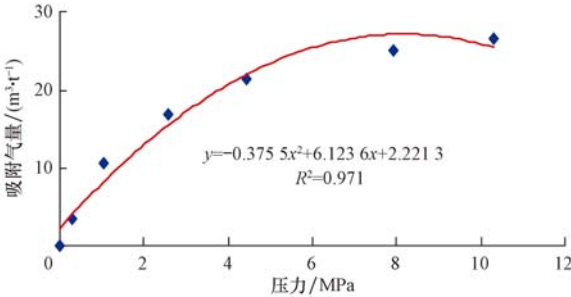


图 1 延川南区块典型煤样等温吸附数据拟合曲线
Fig. 1 Isothermal adsorption curve of a typical sample in Yanchuannan Block

地下水带出井筒并散失,套管内没有煤层气产出。这就会造成在相同地质条件下,产水量较大的煤层气井见气流压明显低于煤储层的临界解吸压力和产水量较小的煤层气井见气流压。对延川南区块一些产水量较大(见气前返排率大于 200%)和产水量较小(见气前返排率小于 200%)的煤层气井的见气流压进行统计(见表 1),可知相似地质条件下的煤层气井,产水量较大的见气流压为 2.86~3.61 MPa,平均为 3.23 MPa;产水量较小的见气流压为 3.45~4.01 MPa,平均为 3.80 MPa。

为了使煤层解吸气量大于产出水的溶解气量,有 2 种方法:一是保持排采制度,使压降漏斗不断扩大,以增大煤储层的解吸面积;二是增大井底流压的日下降量,使一定面积内的煤储层解吸出更多的气体。只有这样套管内才会有气体,煤层气井才会有产能。但是在实际排采过程中,如果不加以注意,以上 2 种方法往往不能实现,具体表现在 2 个方面:一是井底流压越低,排水降压越困难,加之产水量越大,对排水设备要求就越高,此时排水设备往往难以

满足排采要求,井底流压无法按排采制度的要求稳定下降,压降漏斗不易扩大延伸,解吸出来的煤层气大都以溶解气形式散失,煤层气井产能很低或无产能;二是在排采过程中由于设备保养、故障等因素容易出现排采中断的现象,造成井底流压迅速回升,解吸出来的煤层气重新吸附,设备保养完成或故障排除后需要重新排水降压,而此时的临界解吸压力要比煤储层的初始临界解吸压力低,给排水降压造成更大困难,而且重新排水降压又将散失大量的煤层气,进一步降低煤层气井的产能。如果排采过程中连续出现几次排采中断,那么对产水量过大的煤层气井的产能影响会非常大。

从以上研究可知,高产水降低煤层气井产能的机理是:1)产水量过大,在有些情况下能够反映出煤层气在成藏过程中有散失的现象,导致煤层气藏含气饱和度低,降低煤层气井的产能;2)大量煤层气以溶解气形式散失,造成实际见气储层压力比临界解吸压力要低;3)对排采设备、排采制度及排采连续性的要求高,任何一个环节出现问题,都会对煤层气井的产能造成巨大影响。

4 高产水煤层气井排采方法

对于高产水煤层气井,首先应该分析导致产水量过大的原因,然后在煤层气勘探开发过程中,尽量避免产水量过大的煤层气井出现。如果出现产水量过大的现象,要根据实际情况选择合理的排采设备,在见气之前使井底流压平稳、快速下降,使见气流压尽量接近煤储层临界解吸压力;见气之后随着产气量的增加,气相渗透率不断增大,水相渗透率不断减小,适当放缓排采制度。整个排采过程中要尽量做到连续,禁止人为因素导致排采中断。

延1-15井前期用6型抽油机、 $\phi 56$ mm的井下管式泵筒进行排采,井底流压为3.50 MPa左右时,排采设备最大排量已不能使井底流压稳定下降,该井一直未出气。根据该井产水量的情况,选取了最大排量为200 m^3/d 的电潜泵对该井进行排水降压,具体排采方案是:在见气之前快排,日降井底流压0.05~0.10 MPa,见气之后日降流压0.03 MPa左右。经过22 d的排采,该井见气,见气流压2.80 MPa,见气时产水量90 m^3/d 。目前产气量1 200 m^3/d ,产气量呈上升趋势,产水量稳定在100 m^3/d 左右,并且有一定的下降趋势(见图2)。

根据该排采方法的要求,对延1-3井进行了排

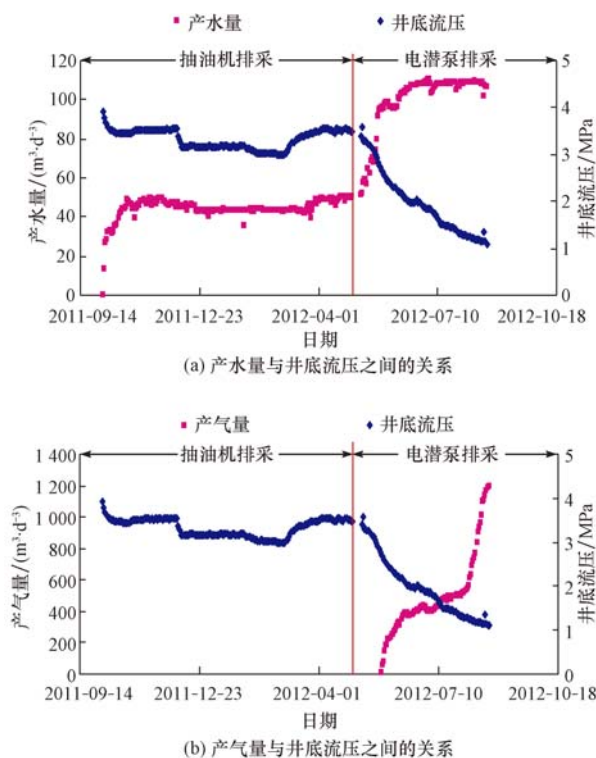


图2 延1-15井采用电潜泵排水前后的生产曲线特征

Fig. 2 Production curve of Well Y1-15 pre and post drainage with electric submersible pump

采设备更换,选择了10型抽油机, $\phi 56$ mm的井下管式泵筒对该井进行排采,最大排量90 m^3/d 。经过73 d的排采,该井见气,见气流压3.35 MPa,见气时产水量68.2 m^3/d 。目前产气量1 100 m^3/d ,产气量呈上升趋势,产水量40 m^3/d 左右,呈下降趋势(见图3)。

以上2口井的现场应用表明,该排采方法对提高高产水煤层气井的产能效果很好,实现了这2口井产气量的突破。

5 结论及建议

1) 压裂缝的缝高过大,沟通了二叠系下统下石盒子组砂岩裂隙含水层,是造成延川南部分煤层气井产水量过大的主要原因。

2) 在深入分析高产水降低煤层气井产能机理后,提出了高产水煤层气井的排采方案,现场试验的2口井均从无产量到产气量突破1 000 m^3/d ,效果显著。

3) 建议对不同液量高产水煤层气井的排采制度进行量化研究,建立高产水煤层气井临近解吸时合理日降井底流压与日产水量之间的数学模型,

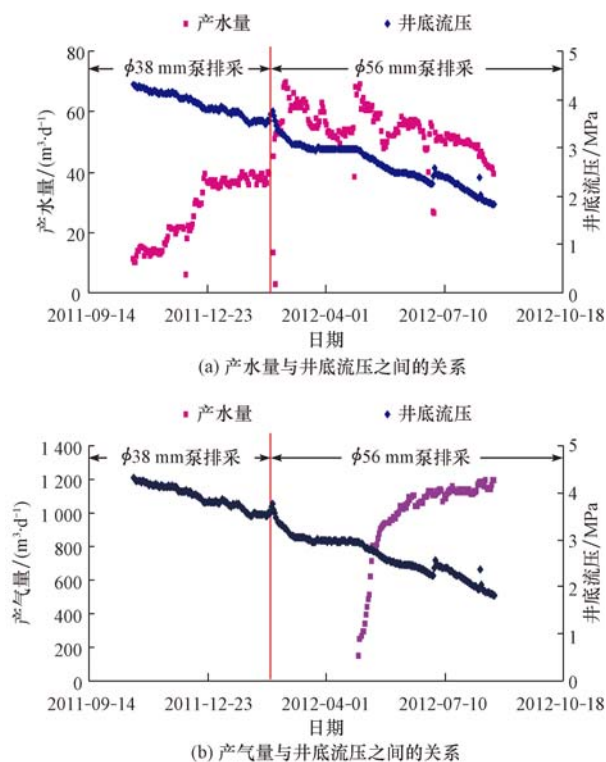


图3 延1-3井更换大泵排水前后的生产曲线特征

Fig. 3 Production curve of Well Y1-3 pre and post-changing bigger pump

以指导高产水煤层气井的排采,进一步提高产量。

参 考 文 献

References

- [1] 叶建平. 水文地质条件对煤层气产能的控制机理与预测评价研究[D]. 北京:中国矿业大学,2002.
Ye Jianping. Study on hydrologic control mechanism and evaluation to coalbed methane productivity[D]. Beijing:China University of Mining and Technology,2002.
- [2] 杨永田. 河东煤田三交区块水文地质条件与控气特征[J]. 中国煤田地质,2007,19(3):30-33.
Yang Yongtian. Hydrogeological condition and gas controlling features of Sanjiao Sector, Hedong Coalfield[J]. Coal Geology of China,2007,19(3):30-33.
- [3] 刘洪林,李景明,王红岩,等. 水动力对煤层气成藏的差异性研究[J]. 天然气工业,2006,26(3):35-37.
Liu Honglin, Li Jingming, Wang Hongyan, et al. Different effects of hydrodynamic conditions on coal-bed gas accumulation[J]. Natural Gas Industry,2006,26(3):35-37.
- [4] 田冲,汤达祯,周志军,等. 彬长矿区水文地质特征及其对煤层气的控制作用[J]. 煤田地质与勘探,2012,40(1):43-46.
Tian Chong, Tang Dazhen, Zhou Zhijun, et al. Hydrogeological characteristics and their control on coalbed methane in Binchang mining area[J]. Coal Geology & Exploration,2012,40(1):43-46.
- [5] 王明明,卢晓霞,金慧,等. 华北地区石炭—二叠系煤层气富集区水文地质特征[J]. 石油实验地质,1998,20(4):385-393.
Wang Mingming, Lu Xiaoxia, Jin Hui, et al. Hydrogeologic features of carboniferous-permian coal bed gas-enriched areas in North China

- [J]. Experimental Petroleum Geology,1998,20(4):385-393.
- [6] 马凤山,李尚儒,蔡祖煌. 煤层气开发的水文地质问题[J]. 水文地质工程地质,1998,25(3):20-22.
Ma Fengshan, Li Shangru, Cai Zuhuang. Hydrogeological problems in coalbed gas exploitation[J]. Hydrogeology & Engineering Geology,1998,25(3):20-22.
- [7] 池卫国. 沁水盆地煤层气的水文地质控制作用[J]. 石油勘探与开发,1998,25(3):15-18.
Chi Weiguo. Hydro-geological control on the coalbed methane in Qinshui Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 1998,25(3):15-18.
- [8] 吴鲜,廖聪,叶玉娟,等. 水文地质条件对煤层气富集的影响[J]. 重庆科技学院学报:自然科学版,2011,13(5):78-81.
Wu Xian, Liao Cong, Ye Yujuan, et al. The influence of hydro-geological conditions on the enrichment of coalbed methane [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Science Edition,2011,13(5):78-81.
- [9] Scott A R, Kaiser W R, Ayers W B, Jr. Thermogenic and secondary biogenic gases, San Juan Basin, Colorado and New Mexico-implications for coalbed gas producibility[J]. AAPG Bulletin,1994,78(8):1186-1209.
- [10] 叶建平,武强,王子和. 水文地质条件对煤层气赋存的控制作用[J]. 煤炭学报,2001,26(5):459-462.
Ye Jianping, Wu Qiang, Wang Zhihe. Controlled characteristics of hydrogeological conditions on the coalbed methane migration and accumulation[J]. Journal of China Coal Society, 2001,26(5):459-462.
- [11] 付利,申瑞臣,乔磊,等. 煤层气开采井组合方案设计与分析[J]. 石油钻探技术,2012,40(2):87-92.
Fu Li, Shen Ruichen, Qiao Lei, et al. The design and analysis of the scheme for well patterns to produce coal bed methane [J]. Petroleum Drilling Techniques,2012,40(2):87-92.
- [12] 叶建平. 潞安目标区煤层气赋存和生产的地质因素分析[J]. 煤田地质与勘探,2005,33(3):29-32.
Ye Jianping. Analysis on geological factors of coalbed methane distribution and production in Lu'an Area[J]. Coal Geology & Exploration,2005,33(3):29-32.
- [13] Pashin J C, Groshong R H. Structural control of coalbed methane production in Alabama[J]. International Journal of Coal Geology,1998,38(1/2):89-114.
- [14] 任光军,王莉,娄剑青. 柳林地区水文地质特征及其对煤层气生产井的影响//叶建平. 2008年煤层气学术研讨会论文集[C]. 北京:地质出版社,2008:378-389.
Ren Guangjun, Wang Li, Lou Jianqing. Hydrogeology characteristics and its influence on CBM well production in Liulin Block//Ye Jianping. Symposium of CBM 2008[C]. Beijing: Geology Publishing House,2008:378-389.
- [15] 任源峰,吕卫东,冯义堂. 煤层气井电潜泵排采工艺技术的应用[J]. 中国煤层气,2006,3(1):33-36.
Ren Yuanfeng, Lv Weidong, Feng Yitang. Study and application of drainage technology using electric pump in CBM wells [J]. China Coalbed Methane,2006,3(1):33-36.
- [16] 傅学海,秦勇,杨永国,等. 甲烷在煤层水中溶解度的实验研究[J]. 天然气地球科学,2004,15(4):345-348.
Fu Xuehai, Qin Yong, Yang Yongguo, et al. Experimental study of the solubility of methane in coalbed water[J]. Natural Gas Geoscience,2004,15(4):345-348.

[编辑 滕春鸣]