

引用格式:赵兴龙.延川南煤层气井合理配产及其排采控制[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):115-120.

ZHAO X L. Reasonable production allocation and drainage control of coalbed methane wells in South Yanchuan CBM field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 115-120.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.03.018

延川南煤层气井合理配产及其排采控制

赵兴龙

(中国石化华东油气分公司临汾煤层气分公司,山西 临汾 041000)

摘要:为了深入研究煤层气井合理配产及其排采控制方法,延长气井高产稳产期,通过对延川南煤层气田煤层等温吸附特征与气井生产参数进行对比研究,提出了煤层气井合理配产方法,并在现场煤层气井排采参数及动态规律对比分析基础上,以煤储层压力、临界解吸压力、兰氏压力、稳产压力为关键控制节点,将延川南煤层气井排采过程划分为5个阶段,对各阶段排采参数控制进行了研究。结果表明:延川南煤层气田煤层气井井底流压在煤层兰氏压力附近时,产气量达到峰值,煤层气井的稳产气量与峰值产气量,以及稳产流压与兰氏压力之间有较好的线性关系,得出的拟合公式,可以计算各井合理稳产流压和稳产气量。5个排采阶段,分别是快排期、缓慢降压排水期、上产期、产量波动期和稳产期。对于延川南煤层气田,快排期日降井底流压在0.1 MPa左右较为合理,缓慢降压排水期、上产期和产量波动期排采控制非常关键,缓慢降压排水期日降井底流压在0.003 MPa左右,上产期谭坪构造带气井日降井底流压要小于0.005 MPa,万宝山构造带要小于0.01 MPa,产量波动期日降井底流压要控制在0.003 MPa左右。

关键词:延川南煤层气田;煤层气;合理配产;井底流压;排采阶段;参数控制

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Reasonable production allocation and drainage control of coalbed methane wells in South Yanchuan CBM field

ZHAO Xinglong

(Linfen Coalbed Methane Company, Sinopec East China Oil and Gas Company, Linfen, Shanxi 041000, China)

Abstract: In order to further study the reasonable production allocation and drainage control method, and extend the high and stable production period of CBM wells, the reasonable production allocation is proposed by comparative researches on the isothermal adsorption of coal bed and production parameter of CBM wells in South Yanchuan CBM field. On the basis of the comparative analysis of the parameters and dynamic regulation of coalbed methane drainage on site, and taking coal reservoir pressure, critical desorption pressure, Langmuir pressure and stable production pressure as the key control nodes, the drainage process of CBM wells can be divided into five stages, and then the method of production parameter control during every drainage stage is studied. The result shows that the gas yield peak appears when the bottom hole flowing pressure is at about Langmuir pressure of coal bed in South Yanchuan CBM field. There is a good linear relation between the stable gas production and the peak gas production, as well as that between the stable flowing pressure and the Langmuir pressure. The fitting formula can be used to calculate the reasonable stable flowing pressure and stable yield of each well. The above five stages are fast drainage stage, slowly pressure drop drainage stage, gas yield rising stage, gas yield fluctuation stage, and stable yield stage. For the South Yanchuan CBM field, the reasonable bottom hole flowing pressure drop is about 0.1 MPa/d during the fast drainage stage. The drainage control at slowly pressure drop drainage stage, gas yield rising stage, and gas yield fluctuation stage are very important. The bottom hole flowing pressure drop should be about 0.003 MPa/d during the slowly pressure drop drainage stage, less than 0.005 MPa/d during the gas yield rising stage in Tanping structural belt, less than 0.01 MPa/d in Wanbaoshan structural belt, and about 0.003 MPa/d during the gas yield fluctuation stage.

Key words: South Yanchuan CBM field, CBM, reasonable production allocation, bottom hole flowing pressure, drainage stage, production parameter control

收稿日期:2019-12-24。

作者简介:赵兴龙(1984—),男,硕士,工程师,从事非常规资源勘探开发方面研究。通讯地址:山西省临汾市尧都区华洲路九星佳苑临汾煤层气分公司,邮政编码:041000。E-mail:zhaoxl008421@163.com

基金项目:国家自然科学基金“煤体结构制约下的煤层气渗流机理研究”(41802180);国家自然科学基金“深部煤层气系统及其能量动态平衡机理研究”(41530314)。

在煤层气排采过程中,经常出现稳产期非常短的井,累积产气量往往非常低,经济效益差。造成该现象的主要因素之一就是配产不合理,盲目追求高产,排采速率较大,煤储层受到伤害。针对这一问题,有必要对煤层气井合理配产及其排采控制进行深入研究,延长气井高产、稳产期。

目前,国内外对于这方面内容研究取得一定成果^[1-18]。康圆圆等(2012)在对樊庄和韩城矿区煤层气井生产特征及影响因素进行分析研究后认为,合适的排采制度是保证煤层气井高产稳产的主要条件^[9]。刘燕红(2012)认为产气初期降压速度要缓慢,产量上升阶段根据套压变化幅度决定降压速度,避免“停抽”以及排采制度的“突变”^[20]。秦义等(2011)提出了沁水盆地南部高煤阶煤层气井“五段三压”法的科学排采控制技术^[21]。李国富(2012)认为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为核心来制定^[22]。李清(2012)基于延川南工区井筒周围煤岩应力状态的分析,通过对煤岩降压速率的力学实验模型的探讨,以现场排采数据和产量变化为依据,定量探索流压降幅与煤层埋深之间的关系^[23]。彭兴平在2014年提出了延川南煤层气田“五段三压法”的排采制度,同时重点探讨了储层压力、解吸压力和稳产压力等关键参数的预测方法,为延川南煤层气田的开发提供指导^[24]。陈贞龙等(2019)制定了延川南煤层气田深部煤层气,基于解吸理论的智能化精细排采控制技术^[25]。

合理配产对于煤层气井的排采控制非常关键,国内外对这方面内容的研究较为鲜见,因此本次研究以延川南煤层气田为研究区,提出合理配产方法,

并以稳产流压为排采控制关键点,进行排采控制定量化研究。

1 地质背景

延川南煤层气田位于鄂尔多斯盆地东缘南段河东煤田的南部。东以紫荆山断裂带与晋西隆起带相连,西接鄂尔多斯盆地韩城矿区(图1),属盆地内稳定型海陆交互相含煤碎屑沉积。气田内发育四条二级断层,将延川南煤层气田划分为2个主要的二级构造单元,分别是:谭坪构造带和万宝山构造带。

谭坪构造带位于气田东部,较西部万宝山构造带,主力煤层2#煤埋深较浅,800~1 000 m,煤岩镜质组反射率(R_o)为2.0%~2.4%,煤变质程度、兰氏压力(平均为2.45 MPa)和解吸压力(3.0~4.0 MPa)稍低;万宝山构造带2#煤埋深较大,1 000~1 500 m,煤岩镜质组反射率(R_o)为2.5%~2.9%,煤变质程度、兰氏压力(平均为3.61 MPa)和解吸压力(6.0~8.0 MPa)稍高。

2 煤层气井合理配产方法

在延川南煤层气田开发井中,出现过一定数量的“尖峰型”生产井,这些井均具有井底流压下降快,产气量上升快,产气、产液递减快,且幅度大的特点,该类井峰值产量一般较高,部分井峰值产气量可达3 000 m³/d,但不能形成稳产。分析主要原因是排采速率过快,配产不合理导致的。

为了研究如何为煤层气井合理配产,通过分析煤层等温吸附参数与气井生产参数之间关系,以期得出有效的途径和方法。经统计研究发现,延川南

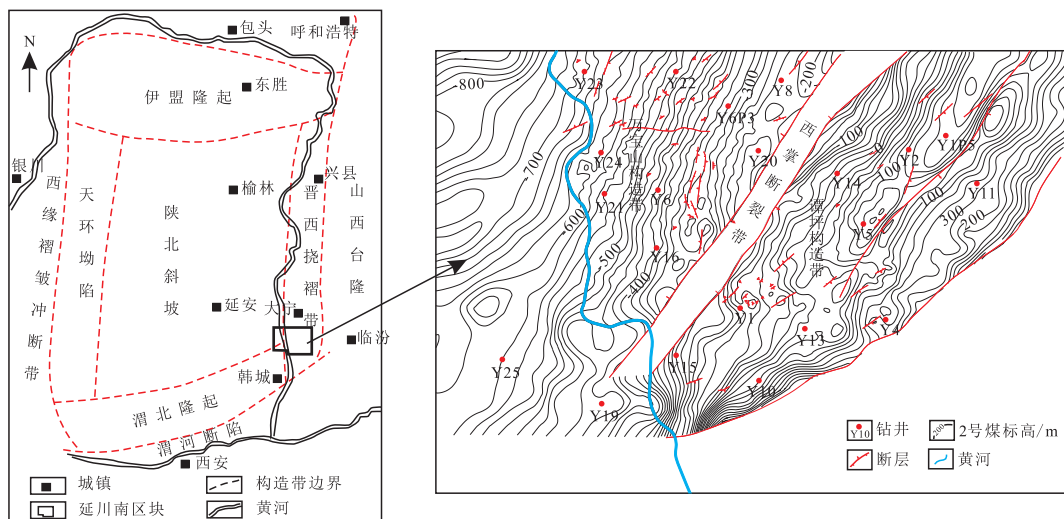


图1 鄂尔多斯盆地延川南煤层气田构造位置及构造单元划分
Fig. 1 Structural position and tectonic unit division of South Yanchuan CBM field

煤层气田煤层气井峰值产气量时的井底流压与煤层兰氏压力有良好的对应关系(表1),这两参数之间的比值为0.84~1.20,平均1.01。峰值产气量是指气井产气过程中,产气量所能达到的最高水平,这说明延川南煤层气田煤层气井峰值产气量时的井底流压在煤层兰氏压力附近。

表1 延川南煤层气田部分煤层气井峰值产气量时井底流压与煤层兰氏压力的比值

Table 1 Specific value of bottom hole flow pressure at peak gas production and Langmuir pressure of part of CBM wells in South Yanchuan CBM field

井号	兰氏压力/MPa	峰值产气量时井底流压/MPa	比值
Y1-1	2.22	2.66	1.20
Y1-2	2.32	2.45	1.06
Y1-3	2.29	2.29	1.00
Y1-4	2.36	2.62	1.11
Y1-5	2.51	2.96	1.18
Y3-1	3.60	3.67	1.02
Y3-2	3.57	3.97	1.11
Y3-3	3.99	4.12	1.03
Y3-4	4.20	3.64	0.87
Y3-5	3.47	2.92	0.84
Y3-6	3.48	2.99	0.86
Y3-7	3.55	3.38	0.95
Y3-8	3.68	3.69	1.00
Y3-9	3.59	3.31	0.92

分析认为,延川南煤层气田煤层气井产气峰值时井底流压在煤层兰氏压力附近的主要原因有两个:一是煤层解吸压力与兰氏压力之间有较大差值(谭坪构造带平均为1.69 MPa,万宝山构造带平均为3.36 MPa),气井井底流压从解吸压力降至兰氏压力需要较长时间,在该过程中煤层解吸面积有了较大的扩展;二是井底流压在兰氏压力附近时,煤层气进入快速解吸阶段,单位压力降吨煤解吸出来的气量要明显多于解吸初期(图2)^[26-27],谭坪构造带典型煤样兰氏压力为2.21 MPa,万宝山构造带典型煤样兰氏压力为4.41 MPa。

由于前期勘探阶段,仅对部分探井取样进行了煤岩等温吸附实验,样本数量有限,但通过分析发现,延川南煤层兰氏压力与煤层垂深有较好的线性关系,兰氏压力随着煤层垂深的增大不断增加(图3),得出拟合公式,可以近似计算各井煤层的兰氏压力,具体如下:

$$P_L = 0.0034h - 0.6211 \quad (1)$$

式中: P_L 为兰氏压力,MPa; h 为煤层垂深,m。

煤层气井产气量达到峰值之后,会经过一段时间的波动期之后逐步趋于平稳,本次研究选取了延

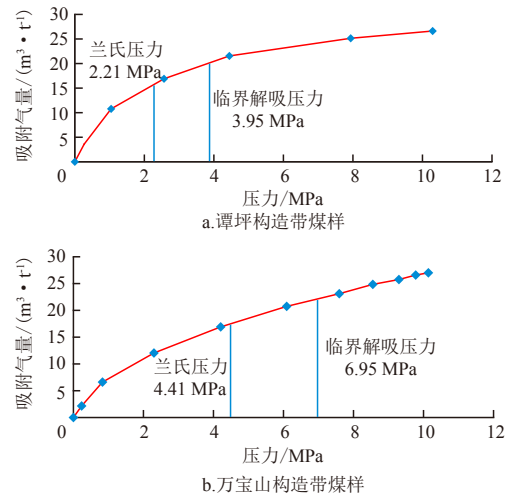


图2 延川南煤层气田典型煤样等温吸附曲线
Fig. 2 Isothermal adsorption curve of typical samples in South Yanchuan CBM field

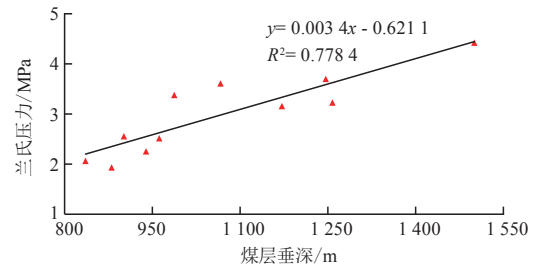


图3 兰氏压力与煤层垂深的关系
Fig. 3 Relation between Langmuir pressure and vertical depth of coal seam

川南煤层气田稳产期在半年以上,产量稳定后波动幅度在20%以内的125口气井进行分析,通过研究发现,煤层气井的稳产气量与峰值产气量,以及稳产流压与兰氏压力之间有良好的线性关系(图4)。稳产流压与兰氏压力之间的线性关系具有一定离散性,分析主要原因是稳产流压与排采制度执行情况、流压监测准确性和煤层孔渗性等因素均有一定的关系,但两个参数之间的相关关系还是比较明显,具有较好的指示意义。得出的拟合公式,可以计算各井合理稳产流压和稳产气量,具体如下:

$$Q_w = 0.5916Q_g + 28.695 \quad (2)$$

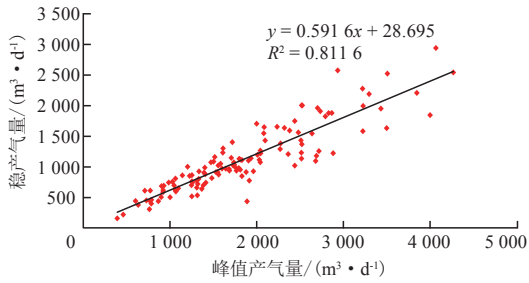
式中: Q_w 为稳产气量, m^3/d ; Q_g 为气井峰值产气量, m^3/d 。

$$P_w = 0.5691P_L + 0.4312 \quad (3)$$

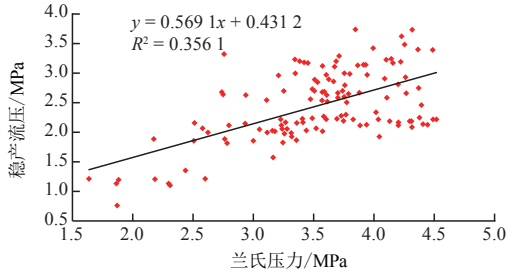
式中: P_w 为稳产流压,MPa; P_L 为兰氏压力,MPa。

3 煤层气排采控制

在延川南煤层气田,通过跟踪气井排采效果,总



a. 稳产产气量与峰值产气量之间的关系



b. 稳产流压与兰氏压力之间的关系

图4 关键参数之间线性关系

Fig. 4 Linear relation between key parameters

结规律经验,以储层压力(P_0)、临界解吸压力(P_1)、煤层兰氏压力(P_L)和稳产压力(P_w)为关键控制节点,将煤层气井的排采过程划分为5个阶段(图5):井底流压(P_b)高于储层压力时的快排期;井底流压从储层压力降至临界解吸压力的缓慢降压排水期;临界解吸压力降至兰氏压力的上产期;兰氏压力降至稳产压力的产量波动期和产量趋于稳定的稳产期。

对比延川南煤层气田谭坪构造带(Y1-5, Y1-6)和万宝山构造带(Y3-1, Y3-10)地质条件与工程施工条件差异不大的高产稳产井与曾经高产但稳产效

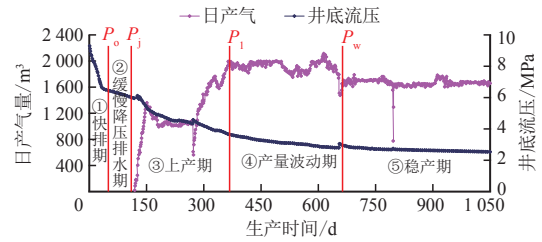
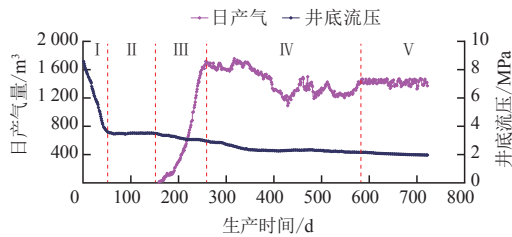


图5 排采阶段划分模式

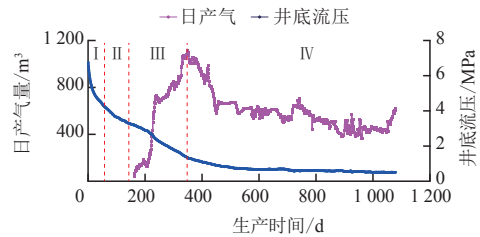
Fig. 5 Division pattern of drainage stages

果差的井进行排采过程参数控制发现(图6,表2,表3),在快排期,井底流压下降速率对后期产量影响不大,主要区别在于缓慢降压排水期、上产期和产量波动期,在这三个阶段应该采取更为缓慢的制度。

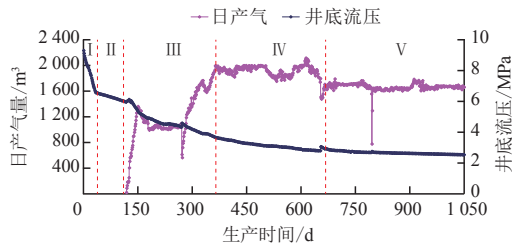
根据以上分析并结合气井生产参数及产气效果,认为在延川南煤层气田,快排期($P_b > P_0$)要快速降压建立压差,提高排采效率,日降井底流压控制在0.1 MPa左右;缓慢降压排水期($P_b > P_0 > P_1$)要坚持缓慢排采,多排水提高返排率,使压降漏斗充分扩展,为气井后期高产稳产奠定基础,日降井底流压要控制在0.003 MPa左右;上产期($P_b > P_0 > P_L$)由于是气水两相流,井底流压容易出现大幅波动,控制较困难,要严格控制井底流压和上产速率,井底流压要缓慢下降,产量要缓慢、持续上涨,谭坪构造带气井日降井底流压要小于0.005 MPa,万宝山构造带要小于0.01 MPa;产量波动期($P_b > P_0 > P_w$)是在气井产量达到峰值之后,会出现小幅的波动和下降,这个阶段必须坚持缓慢排采,避免出现压敏效应导致储层损害,日降井底流压要控制在0.003 MPa左右;稳产期($P_b < P_w$)井底流压和产量趋于稳定,通过微调井底流压保持



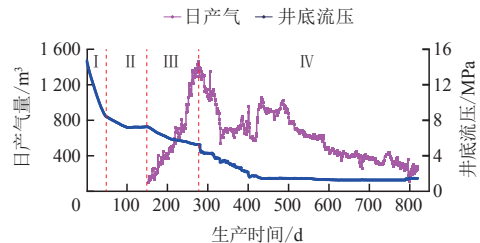
a. Y1-5井生产曲线及排采阶段划分



b. Y1-6井生产曲线及排采阶段划分



c. Y3-1井生产曲线及排采阶段划分



d. Y3-10井生产曲线及排采阶段划分

图6 延川南煤层气田高产典型井与低产井生产曲线及排采阶段划分对比

Fig. 6 Comparison of production curve and drainage stage division between high yield typical wells and low yield wells in South Yanchuan CBM field

表2 谭坪构造带高产稳产井和低产井不同排采阶段参数控制对比

Table 2 Comparison of parameter control during different drainage stages of high and stable production wells and low production wells in Tanping structural belt

排采阶段	排采天数/d		平均日降流压/MPa	
	Y1-5井	Y1-6井	Y1-5井	Y1-6井
快排期	42	55	0.110	0.044 9
缓慢降压排水期	112	105	0.004	0.010 4
上产期	100	190	0.005	0.009 7
产量波动期	322	730	0.003	0.001 0
稳产期	148		0.001	

表3 万宝山构造带高产稳产井和低产井不同排采阶段参数控制对比

Table 3 Comparison of parameter control during different drainage stages of high and stable production wells and low production wells in Wanbaoshan structural belt

排采阶段	排采天数/d		平均日降流压/MPa	
	Y3-1井	Y3-10井	Y3-1井	Y3-10井
快排期	32	50	0.083	0.127
缓慢降压排水期	84	101	0.003	0.011
上产期	251	127	0.009	0.016
产量波动期	303	308	0.002	0.019
稳产期	380		0.001	

产量平稳即可,该阶段重点在于完善各项保障措施,保证气井的连续排采。

为了验证本次提出的排采控制方法的合理性和有效性,增加可信度和说服力,从正反两方面进一步举证。经计算,延川南煤层气田开发井中的“尖峰型”生产井,在缓慢降压排水期、上产期和产量波动期井底流压下降较快(表4),远远快于排采制度的要求,因此气井稳产效果很差;然而延3井组29口气井排采控制较好,缓慢降压排水期日降井底流压0.002 MPa,上产期和产量波动期日降流压0.005 MPa,符合排采制度要求,平均单井峰值产气量1 600 m³/d,稳定产气量1 300 m³/d,高产稳产效果较好。

表4 “尖峰型”生产井和延3井组各排采阶段参数控制对比

Table 4 Comparison and statistic of parameters control during different drainage stages of “sharp peak type” production wells and Yan-3 well group

排采阶段	平均日降流压/MPa	
	“尖峰型”井	延3井组
快排期	0.110	0.080
缓慢降压排水期	0.053	0.002
上产期	0.042	0.005
产量波动期	0.038	0.005
稳产期		0.001

4 结论

1) 延川南煤层气田存在部分峰值产量、稳产期

短的煤层气井,这类井具有井底流压下降快,产气量上升快,产气、产液递减快,且幅度大的特点,这些井峰值产量一般较高,但不能形成稳产,主要原因是排采速率过快,配产过高导致的。

2) 在延川南煤层气田,煤层气井峰值产气量时的井底流压与煤层兰氏压力有较好的对应关系,峰值产气量时的井底流压在兰氏压力附近,煤层气井的稳产气量与峰值产气量,以及稳产流压与兰氏压力之间有较好的线性关系,得出的拟合公式,可以计算各井合理稳产流压和稳产气量。

3) 以储层压力、临界解吸压力、兰氏压力和稳产压力为关键控制节点,将延川南煤层气井排采过程划分为五个阶段,分别为快排期、缓慢降压排水期、上产期、产量波动期和稳产期。其中,快排期日降流压在0.1 MPa左右较为合理;缓慢降压排水期、上产期和产量波动期排采控制非常关键,缓慢降压排水期日降流压在0.003 MPa左右;上产期谭坪构造带气井日降流压要小于0.005 MPa,万宝山构造带要小于0.01 MPa;产量波动期日降流压要控制在0.003 MPa左右。

参考文献

- [1] 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 X C, LI M Z. Dynamic parameters of CBM well drainage and relationship among them[J]. Coal Geology and Exploration, 2008, 36(2): 19-27.
- [2] 闫泊计.浅析影响煤层气产量的几个因素[J].山西焦煤科技,2010,34(10):31-33.
YAN B J. Analysis on several factors of influence output in coal bed gas well[J]. Shanxi Coking Coal Science & Technology, 2010, 34(10): 31-33.
- [3] 樊彬,秦义,崔金榜,等.压降速度对煤层气产量的影响分析[J].中国煤层气,2010,7(6):20-23.
FAN B, QIN Y, CUI J B, et al. Analysis of the influence of pressure drop velocity on CBM well production[J]. China Coalbed Methane, 2010, 7(6): 20-23.
- [4] 倪小明,王延斌,接铭训,等.煤层气井排采初期合理排采强度的确定方法[J].西南石油大学学报,2007,29(6):101-104.
NI X M, WANG Y B, JIE M X, et al. Reasonable production intensity of coal-bed methane wells in initial production[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(6): 101-104.
- [5] 谢学恒,樊明珠,王前阔,等.煤层气井排采强度对产气量敏感性的数值模拟[J].油气藏评价与开发,2013,3(5):74-76.
XIE X H, FAN M Z, WANG Q K, et al. Sensitivity numerical simulation of production intensity on the gas production rate of CBM wells[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2013, 3(5): 74-76.
- [6] 李金海,苏现波,林晓英,等.煤层气井排采速率与产能的关系[J].煤炭学报,2009,34(3):376-380.
LI J H, SU X B, LIN X Y, et al. Relationship between discharge rate and productivity of coalbed methane wells[J]. Journal of China Coal Society, 2009, 34(3): 376-380.
- [7] 康永尚,邓泽,刘洪林,等.我国煤层气井排采工作制度探讨[J].

- 天然气地球科学, 2008, 19(3): 423-426.
- KANG Y S, DENG Z, LIU H L, et al. Discussion about the CBM well draining technology[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(3): 423-426.
- [8] 康永尚, 赵群, 王红岩, 等. 煤层气井开发效率及排采制度的研究[J]. *天然气工业*, 2007, 27(7): 79-82.
- KANG Y S, ZHAO Q, WANG H Y, et al. Developing efficiency and the working system of wells during the de-watering gas production process in coalbed methane reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(7): 79-82.
- [9] 饶孟余, 江舒华. 煤层气井排采技术分析[J]. *中国煤层气*, 2010, 7(1): 22-25.
- RAO M Y, JIANG S H. Analysis on drainage techniques of coalbed methane well[J]. *China Coalbed Methane*, 2010, 7(1): 22-25.
- [10] 李仰民, 王立龙, 刘国伟, 等. 煤层气井排采过程中的储层伤害机理研究[J]. *中国煤层气*, 2010, 7(6): 39-47.
- LI Y M, WANG L L, LIU G W, et al. Study on coal reservoir damage mechanism in dewatering and extraction process of CBM wells[J]. *China Coalbed Methane*, 2010, 7(6): 39-47.
- [11] 周翥, 杨经栋, 汪勇, 等. 沁水盆地南部煤层气单井产量影响因素敏感性分析[J]. *中国煤层气*, 2016, 13(5): 22-25.
- ZHOU R, YANG J D, WANG Y, et al. Sensitivity analysis on influencing factors of CBM single well production in south Qinshui basin[J]. *China Coalbed Methane*, 2016, 13(5): 22-25.
- [12] 薛志亮. 沁水盆地南部煤层气问题井原因分析及技术探讨[J]. *中国煤层气*, 2017, 14(2): 17-20.
- XUE Z L. Cause analysis and technical discussion of CBM problem wells in southern Qinshui basin[J]. *China Coalbed Methane*, 2017, 14(2): 17-20.
- [13] 伊永祥, 唐书恒, 张松航, 等. 沁水盆地柿庄南区块煤层气井储层压降类型及排采控制分析[J]. *煤田地质与勘探*, 2019, 47(5): 118-126.
- YI Y X, TANG S H, ZHANG S H, et al. Analysis on the type of reservoir pressure drop and drainage control of coalbed methane well in the southern block of Shizhuang[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2019, 47(5): 118-126.
- [14] 胡秋嘉, 毛崇昊, 石斌, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气井“变速排采—低恒套压”管控方法[J]. *煤炭学报*, 2019, 44(6): 1795-1803.
- HU Q J, MAO C H, SHI B, et al. “Variable speed drainage—low casing pressure” control method of high rank CBM wells in South Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2019, 44(6): 1795-1803.
- [15] 卢凌云, 张遂安, 郭文朋, 等. 煤层气直井低产原因与高产因素诊断分析[J]. *非常规油气*, 2017, 4(5): 71-75.
- LU L Y, ZHANG S A, GUO W P, et al. The diagnosis and analysis of the low-yield cause and high-yield factor of vertical well in coalbed methane[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2017, 4(5): 71-75.
- [16] 穆福元, 王红岩, 吴京桐, 等. 中国煤层气开发实践与建议[J]. *天然气工业*, 2018, 38(9): 55-60.
- MU F Y, WANG HONGYAN, WU JINGTONG, et al. Practice of and suggestions on CBM development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(9): 55-60.
- [17] 胡秋嘉, 贾慧敏, 祁空军, 等. 高煤阶煤层气井单相流段流压精细控制方法——以沁水盆地樊庄—郑庄区块为例[J]. *天然气工业*, 2018, 38(9): 76-81.
- HU Q J, JIA H M, QI K J, et al. A fine control method of flowing pressure in single-phase flow section of high-rank CBM gas development wells: A case study from the Fanzhuang-Zhengzhuang Block in the Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(9): 76-81.
- [18] 刘羽欣. 柿庄北区块煤层气井排采制度研究[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(5): 118-123.
- LIU Y X. Drainage gas recovery system of CBM well in the north Shizhuang block[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(5): 118-123.
- [19] 康圆圆, 邵先杰, 王彩凤. 高一中煤阶煤层气生产特征及影响因素分析——以樊庄、韩城矿区为例[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(6): 728-732.
- KANG Y Y, SHAO X J, WANG C F. Production characteristics and affecting factors of high-mid rank coalbed methanewells: Taking Fanzhuang and Hancheng mining areas as examples[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(6): 728-732.
- [20] 刘燕红, 李梦溪, 杨鑫, 等. 沁水盆地樊庄区块煤层气高产富集规律及开发实践[J]. *天然气工业*, 2012, 32(4): 29-32.
- LIU Y H, LI M X, YANG X, et al. Laws of coalbed methane enrichment and high productivity in Fanzhuang Block of the Qinshui Basin and development practices[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(4): 29-32.
- [21] 秦义, 李仰民, 白建梅, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气井排采工艺研究与实践[J]. *天然气工业*, 2011, 31(11): 22-25.
- QIN Y, LI Y M, BAI J M, et al. Technologies in the CBM drainage and production of wells in the southern Qinshui Basin with high-rank coal beds[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(11): 22-25.
- [22] 李国富, 侯泉林. 沁水盆地南部煤层气井排采动态过程与差异性[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(5): 798-803.
- LI G F, HOU Q L. Dynamic process and difference of coalbed methane wells production in southern Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(5): 798-803.
- [23] 李清, 彭兴平. 延川南工区煤层气排采速率定量分析[J]. *石油天然气学报*, 2012, 34(12): 123-127.
- LI Q, PENG X P. Quantified analysis on coalbed methane (CBM) drainage rate in Southern Yanchuan Block[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2012, 34(12): 123-127.
- [24] 彭兴平. 鄂尔多斯盆地东南缘高煤阶煤层气井排采制度研究与应用——以延川南煤层气田为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2014, 4(2): 55-60.
- PENG X P. Research and application of CBM production in high coal rank of southeast margin, Ordos basin—taking CBM of South Yanchuan block for example[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2014, 4(2): 55-60.
- [25] 陈贞龙, 郭涛, 李鑫, 等. 延川南煤层气田深部煤层气成藏规律与开发技术[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(9): 112-118.
- CHEN Z L, GUO T, LI X, et al. Enrichment law and development technology of deep coalbed methane in South Yanchuan Coalbed Methane Field[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(9): 112-118.
- [26] ZHAO X L, XU Z W, TANG D Z, et al. The influence of high-yield-water characteristics on productivity of CBM wells and expulsion and production method carried Out in South Yanchuan block of the Ordos basin, China[J]. *Journal of Coal Science & Engineering*, 2013, 19(4): 514-521.
- [27] 张波, 胡维强, 徐爽, 等. 煤层气快速解吸方法研究[J]. *非常规油气*, 2018, 5(6): 34-37.
- ZHANG B, HU W Q, XU S, et al. Study on the method of rapid desorption of Coalbed Methane[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2018, 5(6): 34-37.

(编辑 黄颖)