

黄红星, 聂志宏, 巢海燕, 等. 临汾区块深层煤层气井开发层系选择探讨[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1627-1633. doi: 10.13225/j.cnki.jccs.2018.4041

HUANG Hongxing, NIE Zhihong, CHAO Haiyan, et al. Discussion of the selection for producing layers of deep CBM wells in Linfen Block [J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1627-1633. doi: 10.13225/j.cnki.jccs.2018.4041

临汾区块深层煤层气井开发层系选择探讨

黄红星^{1,2}, 聂志宏^{1,2}, 巢海燕², 陈东^{1,2}, 赵增平^{1,2}, 刘莹^{1,2}

(1. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 2. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028)

摘要:对临汾区块不同产层组合气井的生产差异及主力煤层产能进行研究, 为开发层系选择提供依据。首先, 利用排采数据分析了不同产层组合情况下的生产效果, 结果显示5号+8号煤合采井的生产效果最好, 单采5号煤井的效果次之, 单采8号煤井的效果最差。其次, 基于渗流的基本原理、产出剖面测试资料、部分封层井与水平井的生产情况以及主要煤层开发潜力分析, 进一步研究了5号煤和8号煤层的生产能力, 结果表明5号煤层主力产气层, 8号煤为主要产水层。在此基础上, 通过综合对比分析, 探讨了开发层系的选择问题, 提出以5号煤单采、8号煤作为层间接替的开发建议。

关键词:临汾区块; 产层; 生产特征; 产能; 开发层系

中图分类号: P618.11 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2018)06-1627-07

Discussion of the selection for producing layers of deep CBM wells in Linfen Block

HUANG Hongxing^{1,2}, NIE Zhihong^{1,2}, CHAO Haiyan², CHEN Dong^{1,2}, ZHAO Zengping^{1,2}, LIU Ying^{1,2}

(1. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co. Ltd., Beijing 100095, China; 2. Petro China Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China)

Abstract: To provide the basis for the selection of the development layers, the difference of production in gas wells with different combination of coalbeds and the capacity of main coal seams in Linfen area was studied. Firstly, the production effect of gas wells with different combination of coalbeds was analyzed by using the data of production. The results show that the effect of multi-layer production of No. 5+No. 8 is the best, the effect of single-layer of No. 5 is the second, and the effect of single-layer of No. 8 is the worst. Secondly, the capacity of No. 5 coalbed and No. 8 coalbed were studied based on the basic principles of seepage, production profile testing data, production of sealed wells and horizontal wells, and evaluation of coalbed methane development potential. The results show that the No. 5 coalbed is the main gas producing layer, and the No. 8 coalbed is the main aquifer. On this basis, through comprehensive comparison and analysis, the proposal that taking No. 5 coalbed as single-layer production and making No. 8 coalbed as inter-layer replacement was provided.

Key words: Linfen Block; producing layer; production characteristic; capacity; development layers

我国煤层气资源丰富, 分布广泛, 其中鄂尔多斯盆地是我国煤层气资源最丰富的几个盆地之一, 其埋深1 000 m以深的煤层气资源量占全盆地总资源量

的72%, 深层煤层气资源开发前景广阔^[1-3]。

深层煤层气资源, 由于埋深的加大, 增加了开发的难度, 在有多套煤层的情况下是否应该优先考虑合

层开发的策略,以保证开发的效果和效益。目前,国内大部分都采用合采的方式,以降低成本,提高效果。而对于合层排采的研究,国内很多学者通过研究,提出合层排采的条件是要求储层具体相同的压力系统和相近的储层物性,确保生产过程中不会发生层间干扰^[4-8]。临汾区块是鄂尔多斯盆地东缘面积较大的一个,由于煤层埋深较深,是典型的深层煤层气资源区块。笔者以该区块为研究对象,结合区块生产试采的实际情况,针对区块开发的层系,在对比分析储层地质条件和物性的基础上,重点从储层的产能研究入手,指出了目前的开发层系方案存在的问题,提出了新的开发层系选择方案,对于指导临汾区块深层煤层气的开发具有重要的意义和作用。

1 区块煤层气地质及储层特征

1.1 地质条件

临汾区块位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带南端与伊陕斜坡东南缘,总面积约 5 784 km²。区内总体形态为北西倾的大型单斜构造,地层平缓,倾角小于 10°。主要含煤地层为石炭系本溪组和二叠系太原组、山西组,自上而下发育 3,4,5,6,7,8,9 号等多套煤层,其中,山西组 5 号煤和太原组 8 号煤厚度较

大,平面分布稳定,是本区主要的勘探开发目的层。

5 号煤埋深在 900 ~ 1 260 m,8 号煤埋深在 960 ~ 1 320 m,8 号煤在纵向上比 5 号煤深 40 ~ 80 m;厚度方面,5 号煤纯煤总厚度约 3.9 ~ 9.35 m,平均厚度达到 5.8 m;8 号煤厚度在 2.4 ~ 8.8 m,平均厚度 5.6 m;两套煤层的煤类均为瘦、贫煤,其中 5 号煤 R_o 值在 1.69% ~ 2.19%,8 号煤 R_o 值在 1.81% ~ 2.30%;顶底板岩性方面,5 号煤的顶底板均为泥岩,厚度较大含水性弱,渗透性差,非常有利于煤层气的成藏与保存,8 号煤顶板以灰岩为主,局部为泥灰岩,底板以泥岩为主,顶板灰岩为含水层,对后期压裂改造和排采会造成影响,底板泥岩含水性弱,渗透性差。两套煤层在地质条件方面差别较大的是 5 号煤顶底板封隔性较好,而 8 号煤的顶板为灰岩含水层。

1.2 储层物性

5 号煤实测储层压力为 6.79 ~ 9.45 MPa;压力梯度平均为 0.81 MPa/100 m,8 号煤层实测储层压力为 7.64 ~ 8.72 MPa,压力梯度平均为 0.85 MPa/100 m;5 号煤的平均渗透率为 $4.3 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,8 号煤的平均渗透率为 $1.9 \times 10^{-15} \text{ m}^2$;资源丰度方面,5 号煤为 $1.11 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,8 号煤为 $1.07 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (表 1)。

表 1 煤储层主要参数

Table 1 Results of main parameters of coal layer

条件	埋深/m	煤层厚度/m	资源丰度/($10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$)	储层压力/MPa	压力梯度/($\text{MPa} \cdot \text{hm}^{-1}$)	渗透率/ 10^{-15} m^2
5 号煤	900 ~ 1 260	(3.90 ~ 9.35)/5.8	1.11	6.79 ~ 9.45	0.81	0.43
8 号煤	960 ~ 1 320	(2.40 ~ 8.80)/5.6	1.07	7.64 ~ 8.72	0.85	1.90

1.3 含气性与等温吸附特性

研究区的测试化验数据显示,5 号煤的平均含气量为 $12.23 \text{ m}^3/\text{t}$,8 号煤的平均含气量为 $12.66 \text{ m}^3/\text{t}$;5 号煤的兰氏体积(V_L)平均为 $22.61 \text{ m}^3/\text{t}$,8 号煤的

兰氏体积(V_L)平均为 $24.54 \text{ m}^3/\text{t}$;5 号煤的兰氏压力(P_L)平均为 2.1 MPa,8 号煤的兰氏压力(P_L)平均为 1.85 MPa(表 2);等温吸附曲线形态上,表现为 5 号煤的曲线更平缓,而 8 号煤的曲线更陡峭(图 1)。

表 2 含气量与等温吸附数据

Table 2 Results of gas content and isothermal adsorption testing

井名	5 号煤			8 号煤		
	含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	V_L /($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	P_L /MPa	含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	V_L /($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	P_L /MPa
X1	15.96	27.45	2.28	21.130	29.08	2.04
X2	9.40	19.45	1.93	13.150	25.31	1.41
X3	8.59	18.83	1.80	12.060	22.95	1.95
X4	12.23	27.44	2.37	7.150	20.93	2.16
X5	12.51	20.67	2.26	12.386	25.64	1.81
X6	14.69	21.82	1.98	10.100	23.38	1.74
平均值	12.23	22.61	2.10	12.660	24.54	1.85

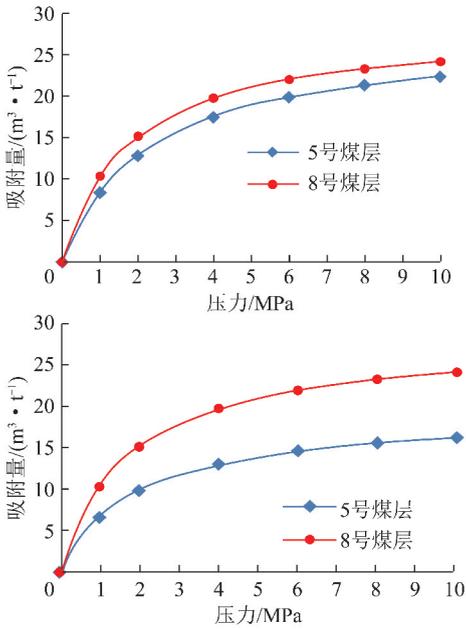


图1 5号煤和8号煤等温吸附曲线特征

Fig. 1 Isothermal adsorption curves of No. 5 and No. 8 coalbeds

2 生产效果

临汾区块已实施一体化试采项目,目前生产的丛式井中有65%的井是5号+8号煤合采,33%的井是单采5号煤,剩下2%是单采8号煤。

2.1 5号+8号煤合采井

5号+8号煤合采井中,起套压的井所占比例为94%,产气井所占比例为72%。正常排采时单井平均产气量为600 m³/d,平均产水量为15 m³/d,平均井底流压为2.1 MPa,平均套压为0.8 MPa。合采井单井平均的累产气量为56.9×10⁴ m³。

2.2 单采5号煤井

研究区单采5号煤的井,起套压的井所占比例为100%,产气井的比例为87%。正常生产时平均单井产气量为393 m³/d,平均产水量为1.5 m³/d,平均井底流压为1.2 MPa,平均套压为0.85 MPa,平均累产气量为48.5×10⁴ m³。

2.3 单采8号煤井

区内单采8号煤的井较少,仅4口,其中起套压的井有3口,产气的仅1口。正常生产时平均单井产气量为150 m³/d,平均产水量为5 m³/d,平均井底流压为2 MPa,平均套压为0.09 MPa,平均累产气量为7.4×10⁴ m³。

2.4 生产效果对比

从3种不同开发层系的煤层气井生产特征对比来看,5号+8号煤合采井的产气效果最好,产水量也最大,单采5号煤井的产气效果次之,产水量最小,单

采8号煤井的产气效果最差。从累产气的情况看,也是5号+8号煤合采的效果最好,但是合采井与单采5号煤井的情况相比,累产气量仅增加了17.3%,并没有达到1加1大于2或1加1等于2的效果。

3 煤层产能与开发潜力分析

为了进一步研究本区5号煤和8号煤在实际生产中的真实产能及其差异,分别从产水量变化特征、产出剖面测试结果、封层井(封8号煤后单采5号煤)与水平井的生产效果和邻区的开发对比等方面对5号煤和8号煤的产能进行了研究分析。

3.1 产气产水变化特征

从5号+8号煤合采井与单采5号煤井的生产曲线看,合采井与单采井气、水曲线的变化特征也有明显的差别(图2)。W1井为5号+8号煤合采井,其产气、产水的变化特征表现为产气量上升时,产水量同时也上升(图2(a))。而W2井为单采5号煤井,其变化特征为产气量上升时,产水量下降(图2(b))。根据渗流力学的基本原理,气液两相流时,随着气相的逐渐增多,液相应逐渐减少^[9]。因此,单采5号煤井的气、水变化是符合渗流规律的,而5号+8号煤合采井则与渗流规律明显不符。若合采井主要的产气和产水均来自5号煤或8号煤,又或者5号煤与8号煤都是气、水同时产出,则必然是井的产气量上升时,产水量下降。图3为保德区块的一口典型合采井,该

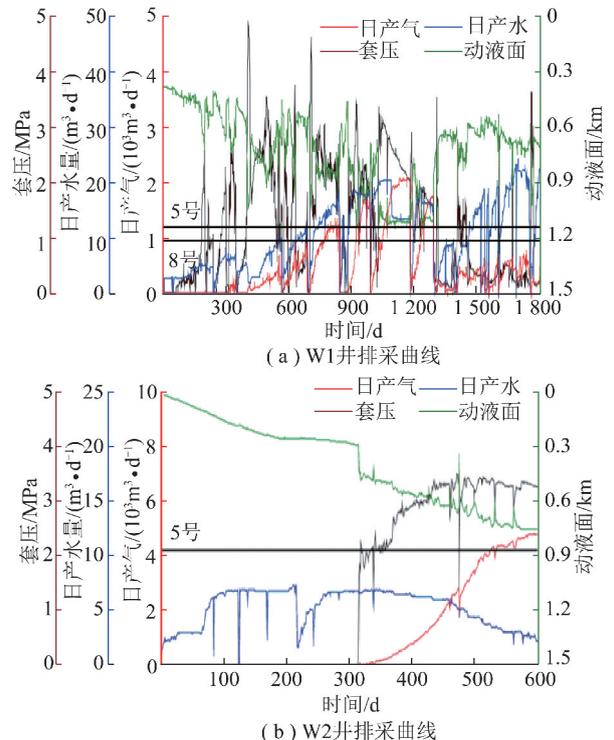


图2 典型井排采曲线

Fig. 2 Production curves of wells

井生产时两套主力层均为气、水同时产出,可以看出,随着井产气量增加,产水量逐渐下降。而临汾区块合采井的实际情况却不是这样。只有一种可能性,就是合采时主力产气层和主力产水层不是同一层,即生产时一个层主要产气,另一个层主要产水。结合生产效果推断5号煤为产气层,8号煤为产水层。

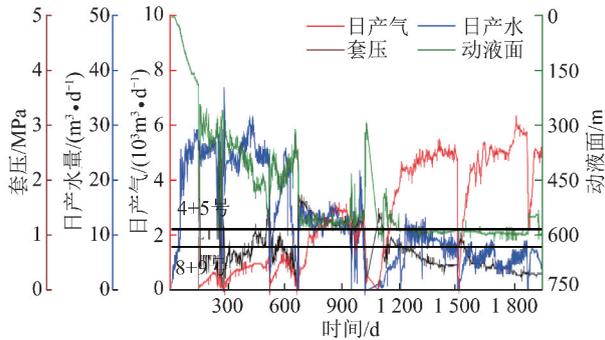


图3 保德区块典型井排采曲线

Fig. 3 Production curves of typical well in Baode block

3.2 产出剖面测试

为了明确5号+8号煤合采时的主力产气层和主力产水层,利用产出剖面测试手段,不仅可以定性分

析各层的产出物情况,还可以定量划分各层的产出贡献情况。产出剖面测试是利用专门的测井仪器对各产层产出情况进行测试的一种生产测井工作。煤层气井的产出剖面测试主要是采用伽马示踪仪测量液体流量,用累积式气体流量计测量气体流量,通过逐层的定点测试和依次递减的方法求得各个产层的气、液流量,进而确定各产层的贡献。

从测试结果看,2口井3次的测试结果,产气都主要来自5号煤层,而产水则主要来自于8号煤层(表3)。尽管W4井测试时的动液面较高,8号煤层可能尚未解吸,测试结果不能作为判断8号煤层产能的依据^[10],但是该结果至少能反映出该井5号煤层的解吸压力比较高,5号煤层具备较好的产气潜力。而W3井两次测试时动液面距离5号煤层仅有约30 m,离8号煤层均不到100 m,按照研究区内两套煤层的平均解吸压力情况推测,两套煤层均已达到解吸的条件,而测试结果表明两次几乎都是5号煤层产气,8号煤层产水贡献较多。因此,产出剖面测试结果证实5号煤是主力产气层,8号煤是主力产水层。

表3 产出剖面测试结果

Table 3 Results of production profile log interpretation

井名	测试日期	套压/MPa	液面深度/m	煤层埋深/m		日产气量/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)		日产水量/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	
				5号煤	8号煤	5号煤	8号煤	5号煤	8号煤
W3	2016-09-20	0.37	1 137.0	1 166	1 230	720	0	2.80	5.10
	2016-09-22	0.33	1 134.0	1 166	1 230	789	1.5	2.60	5.30
W4	2012-10-29	0	354.6	974	1 045	50	0	1.83	4.73

3.3 封层情况

针对研究区部分合采且产水量特别大的井进行了16井次的封堵8号煤层的试验。封层之后,这些井的日产水量明显降低,单井最高产水量平均由57降至 $1.8 \text{ m}^3/\text{d}$ (表4),产气情况都由之前的不产气开始逐渐产气或产气量有明显上升(图4)。

表4 封层井产水量统计

Table 4 Cartogram of water production of layer isolated wells

对比类型	最高产水量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	单井平均最高产水 量/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
封堵8号煤以前	916.0	57.3
封堵8号煤以后	29.4	1.8

以上封层井的情况进一步证实了,研究区合采井的产水主要来自8号煤层,5号煤层产水量很小,但5

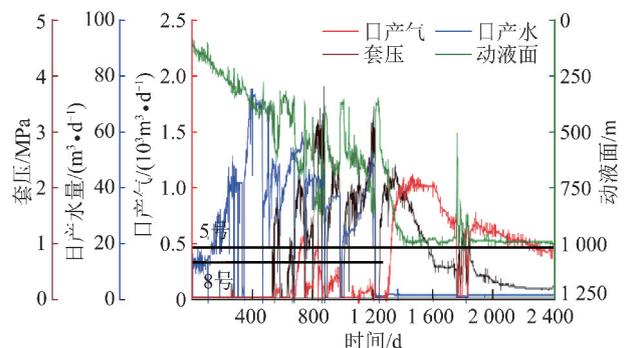


图4 封层井排采曲线

Fig. 4 Production curves of layer isolated wells

号煤层具有很好的产气能力。封层井8号煤层的产水量之所以特别大,是因为8号煤层上部存在灰岩含水层,其顶板泥岩厚度较薄或直接上覆灰岩含水层,压裂过程中沟通顶板水层导致气井产水量大,造成排水降压困难,产气效果差。

3.4 水平井试采情况

研究区共有6口水平井,全部都是单采5号煤,单井的产气量在3 000 ~ 12 000 m³/d,平均为5 569.8 m³/d,累产气量54.3 × 10⁴ ~ 552.1 × 10⁴ m³,平均为245.9 × 10⁴ m³(表5)。水平井的产气量是普通丛式井的5 ~ 10倍,也进一步证实了5号煤的产能,同时也反映出5号煤具备单层开发的能力。

表5 水平井生产情况统计

Table 5 Parameters of the production of horizontal wells

井名	井型	生产层位	排采时间/d	煤层进尺/m	日产气量/m ³	日产水量/m ³	累产气量/10 ⁴ m ³
L1	L型井	5号	698	868	6 317	2.94	184.7
L2	L型井	5号	1 523	789	12 000	2.17	552.1
L3	L型井	5号	724	790	5 082	3.83	118.9
L4	L型井	5号	721	706	3 020	5.04	54.3
U1	U型井	5号	2 001	773	4 000	0.14	312.4
U2	U型井	5号	2 112	771	3 000	1.84	253.2

3.5 邻区开发效果

延川南区块与研究区紧邻,两个区块位于相同的构造带上,具有相似的地质条件。主要的煤层也有很好的对应性,延川南区块的2号煤与研究区的5号煤是同一套煤层,其10号煤与研究区的8号煤也是同一套煤层。从地质参数对比看,两个区块的地质条件基本相同,在储层厚度、资源丰度和煤体结构等方面,研究区的条件还要略好一点(表6)。

延川南区块已经投入规模开发,而且是采用2号煤单采的开发方式。其开发井中有86%的井产水量小于1 m³/d,与临汾区块单采5号煤的井产水量相当。该区块通过坚持缓慢排采,延长见气前排采周期,提高解吸前返排率、扩大泄压体积,提高了煤层气井的产气效果,使得产气量超过1 000 m³/d的井数持续增加,达产井数持续增加。

延川南区块的开发经验表明,做好排采控制,经过长期的排采,2号煤单层开发完全能够达产,具备经济可行性。

表6 两个区块主要参数对比

Table 6 Difference of main parameters between the two blocks

地质条件	临汾区块		延川南区块	
	5号煤	8号煤	2号煤	10号煤
厚度/m	5.80	5.60	4.44	3.50
埋深/m	900 ~ 1 260	960 ~ 1 320	1 000 ~ 1 600	1 060 ~ 1 660
含气量/(m ³ · t ⁻¹)	10.01 ~ 14.69	9.14 ~ 20.11	5.5 ~ 20.5	3 ~ 15
资源丰度/(10 ⁸ m ³ · km ⁻²)	1.11	1.07	1.03	
煤体结构	柱状、块状为主		原生结构和碎裂煤,局部发育碎粒-糜棱煤	

而研究区的5号煤地质条件与延川南区块2号煤的相似,资源条件更好,因此也具备成功开发的基础条件。

3.6 主力煤层开发潜力分析

等温吸附曲线对于煤层气的开发具有非常重要的作用。其不仅可以用来确定兰氏体积(V_L)和兰氏压力(P_L)等重要参数,并且由于煤岩吸附能力与孔隙特征和煤体结构有相关性,还可以用于判断煤岩的孔隙特征和评价煤层气开发的潜力^[11-16]。

相关学者的研究表明^[17],煤体孔径分布对瓦斯吸附具有重要的影响,微孔和中孔越发育,则 V_L 越大,而 P_L 则主要受微孔的影响,微孔越发育,则 P_L 越小。研究区8号煤的 P_L 更小,低压阶段温吸附曲线更陡峭,说明8号煤的微孔更发育,也反映出其基质的孔渗性相对更差。

由于研究区5号煤与8号煤的含气量基本相当,根据等温吸附曲线的情况,5号煤解吸压力更高,产

气后的降压空间更大。

基于等温吸附曲线特征的煤层开发潜力分析认为,研究区5号煤相比8号煤的解吸压力更高,产气后的降压空间更大,且基质孔渗性更好,因此,更适合开发。

综上所述可以得出,研究区5号煤为产气层,其开发潜力更好,且其产能已经得到了产出剖面测试结果和水平井生产效果的证实,也可以从邻区的生产效果得到印证;8号煤为产水层,开发潜力不如5号煤,且其产能未得到有效证实。

4 开发层系选择探讨

开发层系的选择需要考虑,储层的特性、流体性质、储量规模、压力系统、经济效益等各种因素^[18]。而目前国内深层煤层气的开发,由于考虑到储层渗透性更差,钻井成本相对更高等因素,通常将主力产层全部打开,进行合采,以期获得更高的产量和更好的

经济效益。研究区在前期的试采阶段,也是采用这种开发策略,试采井以5号+8号煤合采为主。有学者从实际生产效果的角度出发,也提出本区应重点以双层合采方式生产^[19]。但是笔者认为,5号+8号煤合采不是本区最合适的开采模式。

4.1 排采管理

支持本区应以5号+8号煤合采生产的人认为,合采井的产气效果最优,所以应该采用合采的方式。但是本文前面的研究已经明确得出,本区5号煤为产气层,8号煤为主要产水层。尽管从生产情况看,5号+8号煤合采井要比单采5号煤井的产气效果略好,但是其累产气量仅比单采5号煤井的多17.3%。文献10的研究指出,5号+8号煤合采井的产气效果之所以比单采5号煤井的要好,是因为煤合采井由于8号煤产水量大,导致排采时液面下降缓慢,以及会在井筒内形成少量的液量倒灌进5号煤,而间接地保护了5号煤,降低了5号煤的应力伤害和速敏效应。也就是说5号+8号煤合采井由于产水量大而间接保护了5号煤,使得煤储层压力可以缓慢降低,在降低储层伤害的同时,也能保证压降漏斗得到充分的扩展,从而保证了合采井的产气效果;而单采5号煤的井由于产水量小,降压速度过快,导致储层受到了应力敏感和速敏效应的影响,压降漏斗不能充分扩展,因而造成气井上产之后产量不稳定。因此,单采5号煤井产气效果比合采井稍差,主要原因是其排采制度不合理或排采控制不当,降压速度过快,排采时通过精细的排采控制和管理完全可以实现缓慢降压、科学排采、稳步上产。

4.2 开发层系选择方案对比

通过对不同开发层系井的生产效果对比可以看出,本区8号煤不适合单层开发,应从5号+8号煤合采和单采5号煤的比选中优化开发层系方案。

(1)方案1:5号+8号煤合采。

优点:产气效果较好;一次打开2层,省去了后期再次作业的麻烦。

缺点:存在沟通灰岩水层的风险;需采用大排量设备,增加了投资成本;由于水大,易导致频繁修井,增加作业成本,也会对储层造成伤害,影响产气效果;还会增加地面水处理的成本。

(2)方案2:5号煤单采。

优点:减少了初期的作业投资,设备投资成本相对较小;排采连续性好;可以延长气井生产寿命。

缺点:产气效果稍差,目前的排采控制方法情况下不易稳产。

由于5号煤是主力产气层,通过2个方案对比

看,方案2投资更少,且通过加强排采控制,产气效果完全能够得到保障,因此该方案更优。

因此,通过不同开发层系方案的比选,并参考延川南区块的开发情况,对于研究区,推荐采用5号煤单采的开发层系方案,不仅可以降低开发成本,通过加强排采控制,产气效果也可以预期,而且还可以将8号煤作为层间接替资源,延长煤层气井和区块的生产年限和寿命。

5 结论与建议

(1)临汾区块5号+8号煤合采井的累产气量仅比单采5号煤井的增加17.3%,产出剖面测试和封层井的情况说明研究区的合采井主要产气层和主要产水层不是同一层,5号煤是主力产气层,8号煤是主要的产水层,8号煤几乎不产气或产气量很少,对合采井的贡献很小,合采井未达到1+1大于或等于2的效果。

(2)煤岩等温吸附特征方面,5号煤的等温吸附曲线形态更平缓, V_L 更小,8号煤的曲线在低压阶段更陡峭, V_L 更大,尽管5号煤与8号煤含气量基本相当,但5号煤的临界解吸压力更高,生产过程中降压的空间更大,且5号煤等温吸附曲线反映出其微孔、中孔相比8号煤更少,一方面使得5号煤的基质孔渗特性好于8号煤,另一个方面也说明5号煤中的吸附气体更利于解吸。因此,5号煤比8号煤更易于开发。

(3)5号+8号煤合层开发由于8号煤顶部灰岩含水层的存在以及压裂过程中的不可预见性,沟通水层的风险很大,易造成排水降压困难,还会导致排采连续性差,不仅增加了生产成本,排采效果也无法得到保障;5号煤单独开发则由于井的产水稳定且水量小,排采连续性能得到保证,且排采易于控制,开发效果有保障。建议临汾区块后续开发采用以5号煤单层开发,8号煤作为层间接替的方案。

参考文献(References):

- [1] 刘成林,朱杰,车长波,等.新一轮全国煤层气资源评价方法与结果[J].天然气工业,2009,29(11):130-132,152.
LIU Chenglin, ZHU Jie, CHE Changbo, et al. Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China [J]. Nature Gas Industry, 2009, 29(11): 130-132, 152.
- [2] 李辛子,王运海,姜昭琛,等.深部煤层气勘探开发进展与研究[J].煤炭学报,2016,41(1):24-31.
LI Xinzi, WANG Yunhai, JIANG Zhaochen, et al. Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane [J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 24-31.
- [3] 郭广山,柳迎红,吕玉民.中国深部煤层气勘探开发前景初探

- [J]. 洁净煤技术,2015,21(1):125-128.
- GUO Guangshan, LIU Yinghong, LÜ Yumin. Preliminary exploration and development prospects on deep coalbed methane in China[J]. Clean Coal Technology, 2015, 21(1):125-128.
- [4] 李国彪, 李国富. 煤层气井单层与合层排采异同点及主控因素[J]. 煤炭学报, 2012, 37(8):1354-1358.
- LI Guobiao, LI Guofu. Study on the differences and main controlling factors of the coalbed methane wells between single layer and multi-layer drainage [J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(8):1354-1358.
- [5] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气开发中的层间矛盾问题:以柳林地区为例[J]. 煤田地质与勘探, 2013, 41(3):29-33.
- MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Interlayer contradiction problem in coalbed methane development: A case study in Liulin area[J]. Coal Geology & Exploration, 2013, 41(3):29-33.
- [6] 谢学恒, 李小龙, 陈贞龙, 等. 延川南地区2号和10号煤层分压合采的可行性研究[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(3):65-69.
- XIE Xueheng, LI Xiaolong, CHEN Zhenlong, et al. Research on the feasibility of layered fracture and commingled water drainage & gas production for No. 2 and No. 10 coal seams in Yanchuannan area [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(3):65-69.
- [7] 熊涛, 孙国忠, 池斌, 等. 鄂尔多斯盆地东缘桑峨区煤层气分压合采可行性分析[J]. 中国煤炭地质, 2013, 25(12):52-54.
- XIONG Tao, SUN Guozhong, CHI Bin, et al. Feasibility study of separate layer fracturing and multi-layer drainage for CBM in Sange area, eastern margin of Ordos basin [J]. Coal Geology of China, 2013, 25(12):52-54.
- [8] 许耀波. 顾桥井田煤层气井多煤层合采产量影响因素分析[J]. 煤田地质与勘探, 2015, 43(6):32-35.
- XU Yaobo. Influence factors of coalbed methane production rate of multi-coalbeds commingled production in Guqiao coal field [J]. Coal Geology & Exploration, 2015, 43(6):32-35.
- [9] 孔祥言. 高等渗流力学[M]. 合肥:中国科学技术大学出版社, 1999:300-302.
- [10] 巢海燕, 王延斌, 葛腾泽, 等. 地层供液能力差异对煤层气合层排采的影响——以大宁-吉县区块古驿背斜西翼为例[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(3):606-613.
- CHAO Haiyan, WANG Yanbin, GE Tengze, et al. Difference in liquid supply capacity of coal seams and its influence on multi-layer drainage of coalbed methane: Taking the west limb of Guyi anticline in Daning-Jixian region as an example [J]. Journal of China University Mining & Technology, 2017, 46(3):606-613.
- [11] 李子文, 林柏泉, 郝志勇, 等. 煤体孔径分布特征及其对瓦斯吸附的影响[J]. 中国矿业大学学报, 2013, 39(2):1047-1053.
- LI Ziwen, LIN Baiquan, HAO Zhiyong, et al. Characteristics of pore size distribution of coal and its impacts on gas adsorption [J]. Journal of China University Mining & Technology, 2013, 39(2):1047-1053.
- [12] 孟召平, 刘珊珊, 王保玉, 等. 不同煤体结构煤的吸附性能及其孔隙结构特征[J]. 煤炭学报, 2015, 40(8):1865-1870.
- MENG Zhaoping, LIU Shanshan, WANG Baoyu, et al. Adsorption capacity and its pore structure of coals with different coal body structure [J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(8):1865-1870.
- [13] 康永尚, 王金, 姜杉钰, 等. 量化指标在煤层气开发潜力定量评价中的应用[J]. 石油学报, 2017, 38(6):677-686.
- KANG Yongshang, WANG Jin, JIANG Shanyu, et al. Application of quantitative indexes in quantitative evaluation of coalbed methane development potential [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6):677-686.
- [14] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气解吸阶段划分方法及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(5):612-617.
- MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Division of coalbed methane desorption stages and its significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5):612-617.
- [15] 李安启, 张鑫, 钟小刚, 等. 煤岩吸附曲线在煤层气勘探开发中的应用[J]. 天然气工业, 2008, 28(3):80-82.
- LI Anqi, ZHANG Xin, ZHONG Xiaogang, et al. Application of coal adsorption curve to CBM exploration and development [J]. Nature Gas Industry, 2008, 28(3):80-82.
- [16] 陈浩, 李建明, 孙斌. 煤岩等温吸附曲线特征在煤层气研究中的应用[J]. 重庆科技学院学报:自然科学版, 2011, 13(2):24-26.
- CHEN Hao, LI Jianming, SUN Bin. Application of characteristics of the coal isothermal adsorption curve in coalbed methane research [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition, 2011, 13(2):24-26.
- [17] CLARKSON C R, BUSTIN R M, LEVY J H. Application of the mono/multilayer and adsorption potential theories to coal methane adsorption isotherms at elevated temperature and pressure [J]. Carbon, 1997, 35:1689-1705.
- [18] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京:石油工业出版社, 2005:382-387.
- [19] 吴双, 汤达祯, 许浩, 等. 临汾地区煤层气井产层组合方式对产能的影响研究[J]. 煤炭工程, 2015, 47(12):93-96.
- WU Shuang, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Impact of producing layers combination on capacity of coalbed methane well in Linfen Block [J]. Coal Engineering, 2015, 47(12):93-96.