

文章编号: 1000-0747(2018)02-0297-08 DOI: 10.11698/PED.2018.02.12

# 多煤层条件下煤层气开发产层组合优化方法

杨兆彪<sup>1,2</sup>, 张争光<sup>1,2</sup>, 秦勇<sup>1,2</sup>, 吴丛丛<sup>1,2</sup>, 易同生<sup>3</sup>,  
李洋阳<sup>1,2</sup>, 唐军<sup>1,2</sup>, 陈捷<sup>3</sup>

(1. 中国矿业大学资源与地球科学学院, 江苏徐州 221116; 2. 中国矿业大学煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 江苏徐州 221008; 3. 贵州省煤层气页岩气工程技术研究中心, 贵州贵阳 550009)

基金项目: 国家科技重大专项“滇东黔西煤层气开发技术及先导性试验”(2016ZX05044-002); 国家自然科学基金基金项目(41772155); 中央高校基本科研业务费专项资金(2015XKZD07)

**摘要:** 以煤层气井产能方程为基础, 提出主力产层优选指数、主力产层扩展指数、产能贡献指数 3 项指标, 建立产层组合优化“三步法”。主力产层优选, 以耦合煤层厚度、煤层含气量、煤层渗透率、煤层储集层压力及煤体结构为主, 评价产层潜能; 主力产层扩展组合, 在确保主力产层的充分缓慢解吸, 且不暴露在液面之上前提下, 以耦合临界解吸压力、层间距和储集层压力梯度差为主, 综合评价主力、非主力产层间的相互干扰程度; 产层组合优化, 主要考虑组合产层的经济性, 主力产层产能贡献指数大于 30%, 其他产层贡献指数大于 10%, 才能确保煤层气井投产具有经济效益。经贵州松河开发试验井的开发效果对比分析, 证实了产层组合优化“三步法”的科学性与实用性, 可用于煤层气的多层合采方案设计。图 8 表 2 参 22

**关键词:** 煤层气; 多层合采; 主力产层优选; 组合优化; 产能贡献

中图分类号: TE37

文献标识码: A

## Optimization methods of production layer combination for coalbed methane development in multi-coal seams

YANG Zhaobiao<sup>1,2</sup>, ZHANG Zhengguang<sup>1,2</sup>, QIN Yong<sup>1,2</sup>, WU Congcong<sup>1,2</sup>, YI Tongsheng<sup>3</sup>,  
LI Yangyang<sup>1,2</sup>, TANG Jun<sup>1,2</sup>, CHEN Jie<sup>3</sup>

(1. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 2. Key Laboratory of CBM Resources and Dynamic Accumulation Process, Ministry of Education of China, Xuzhou 221008, China; 3. Guizhou Research Center of Shale Gas and CBM Engineering Technology, Guiyang 550009, China)

**Abstract:** Based on the productivity equation of coalbed methane (CBM) wells, three indexes, main production layer optimization index, main production layer expansion index and capacity contribution index are proposed, with which the three - step optimization method of production-layer combination is established. In selecting main production layer, the coal seam thickness, CBM content, coal seam permeability, coal seam reservoir pressure and coal structure are considered comprehensively to evaluate the potential of the production layer. In selecting expansion of the main production layer combination, on the premise of ensuring full and slow desorption of the main production layer and non-exposure of the main production layer out of liquid surface, the degree of mutual interference between the main and non-main production layers is comprehensively evaluated by coupling the critical desorption pressure, layer spacing and reservoir pressure gradient difference. In optimizing production layer combination, the main concern is the economic efficiency of the combined layers. Only when the contribution coefficient of the main production layer is greater than 30% and the contribution index of the other production layers is more than 10%, the economic benefit of a CBM well after being put into production can be ensured. Based on the comparative analysis of the development effect of the development test wells in Songhe of Guizhou province, it is proved that the “three-step method” for the optimization of production-layer combination is scientific and practical, and can be used to design the multi-layer commingling scheme of coalbed methane.

**Key words:** CBM; multi-layer commingled production; selection of main production layer; combination optimization; production contribution

引用: 杨兆彪, 张争光, 秦勇, 等. 多煤层条件下煤层气开发产层组合优化方法[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(2): 297-304.  
YANG Zhaobiao, ZHANG Zhengguang, QIN Yong, et al. Optimization methods of production layer combination for coalbed methane development in multi-coal seams[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 297-304.

## 0 引言

黔西是中国南方重要的煤炭与煤层气资源赋存区,上二叠统煤层气地质资源量约占全国的10%<sup>[1]</sup>,具有煤层层数多而薄、应力高、弱富水、煤体结构复杂的地质特征<sup>[2-3]</sup>,开发过程中,一些气井随着打开产层的增多,或者产层跨度的增大,出现产量降低的现象,主要是因为多煤层储集层物性及流体属性兼容性差,层间干扰严重而造成的<sup>[4]</sup>。流体压力差异容易导致高压产层流体通过井筒阻止低压产层流体的产出<sup>[4-7]</sup>;渗透率差异容易造成各煤层供液能力不同,在排采过程中高渗储集层裂缝内流体的流速将远远高于低渗储集层,高渗透率煤层容易发生速敏<sup>[5]</sup>;临界解吸压力差异则决定了多产层可否集中连续产气<sup>[5,8-10]</sup>;产层跨度差异一定程度上影响了储集层物性及流体属性的差异性<sup>[9-10]</sup>;煤体结构的好坏则决定了储集层的可改造性,组合煤层中煤体结构较差的煤层往往影响整个组合产层的产气效果<sup>[11]</sup>。

目前,产层组合研究多集中于储集层物性差异和流体属性差异条件下的数学统计分析<sup>[5,12-13]</sup>、数值模拟<sup>[10]</sup>和物理模拟<sup>[14]</sup>等,以建立半定量的产层兼容性指标,指导实际的煤层气勘探开发。由于地质条件和层间干扰的复杂性、统计数据的有限性、数值模拟的理想性、物理模拟的局限性,产层兼容性判别指标体系仍未能形成,对煤层气勘探开发的指导作用有限。因此,在现有煤层气开发工艺技术与黔西煤层群条件下,根据各产层物性和流体特征,优化组合产层,尽量减少层间干扰,均衡动用各产层资源,最大限度释放煤层气资源,是当下迫切需要解决的技术难题。

黔西松河区块煤层发育多而稳定,煤层气开发试验井组采用了“分段压裂,合层排采”模式,测试及工程资料丰富,单井高峰产量均大于工业气流标准。试验区目前处于稳产阶段,但效果不理想,主要原因是单井产层组合未能充分发挥气井产能。因此,选择黔西松河区块典型开发试验井,以各产层的高效经济开发为原则,以煤层气井产能方程为基础,探索产层组合优化方法。

## 1 煤层气田简况

黔西松河区块井田煤系地层厚度平均341 m,区内薄及中厚煤层群发育,含煤平均50层,含煤总厚度平均41 m。可采煤层共18层,主要为1+3、4、9、12、15、16、17号煤,可采总厚11.68 m;煤层以焦煤为主,

含气量较高,为6.46~20.99 m<sup>3</sup>/t,含气饱和度大于70%;压力系数1.08~1.40,具有异常高压特征。

松河开发试验井组共9口井,单井压裂3~4段,产层跨度约200 m,每段厚度约20 m,包括3个主力煤层,采用合层排采,统一降低液面实现共采。

## 2 产层组合方法

多煤层煤层气勘探开发实践证明,产层并非越多越好,刻意追求多,盲目追求效益,往往适得其反。低渗条件下,各产层由于储集层物性和流体压力的差异性,层间干扰较为严重,为最大限度发挥煤层气井生产潜力,提高煤层气田的开发效益,进行合理的产层组合优化非常关键。

基于此,提出了在多煤层中首先优选主力产层,确保主力产层产气主体地位的条件下,进行产层扩展,考虑产能均衡性及经济性,进行产层组合优化的“三步法”思路。

### 2.1 主力产层优选

根据娄剑青<sup>[15]</sup>、申建<sup>[16]</sup>、孟召平等<sup>[17]</sup>煤层气气井产能方程,可以扩展得到气井产能方程为:

$$Q = BHVK(p^2 - p_0^2) \quad (1)$$

由(1)式可知,影响煤层气井产能的原始物性参数,主要是煤层厚度、渗透率、含气量及储集层压力,这与煤层气有利区及有利建产区优选、井网优化所确定的关键参数是一致的<sup>[18-20]</sup>。煤层气开发实践证明,现有开发技术条件下,煤体结构为碎粒煤及糜棱煤时,开发效果不好,早期黔西勘探开发首选煤层为17号煤,但该煤层煤体结构破碎产气效果极差。因此,煤体结构的好坏非常关键,多煤层条件下开发煤层为碎粒煤及糜棱煤时,建议搁置。考虑煤体结构因素,以(1)式为基础,提出多煤层条件下的主力产层优选指数,具体定义为:

$$\delta = HVKpS \quad (2)$$

根据上述公式计算,主力产层优选指数值越大,产层潜在产能越大,则为首选主力产层。

### 2.2 主力产层扩展

产层组合的前提条件是各产层物性及流体性质相似。多煤层低渗条件下,储集层物性基本相似,但储集层压力及临界解吸压力差异较为明显。多层合采后期排采控制过程中,为保证各产层集中连续产气,且互相不产生干扰,临界解吸压力、层间距和储集层压力梯度则成为决定性的关键参数。

综合考虑上述因素，确定主力产层扩展原则为：

①保证主力产层的主体地位，产层向下扩展组合最优，特殊情况向上扩展，在一个产层组合内部各产层依次开始产气时，主力产层不能暴露在液面之上，以免对主力产层造成伤害。碎粒煤或糜棱煤不参与组合，避免“吐粉”对整个产层后期工程造成影响。②组合产层基本保证在一个流体压力系统中，扩展产层与主力产层的储集层压力梯度差小于0.1 MPa/100 m<sup>[5]</sup>。储集层压力梯度差过大，储集层能量较高的高压产层流体将通过井筒抑制低压产层流体的产出，甚至在大压差下向低压储集层“倒灌”。这一方面使低压储集层无法有效排水降压，有效解吸面积减小；另一方面，容易造成高压储集层吐砂吐粉<sup>[5]</sup>，减少高压储集层的渗流通道，降低煤层气的解吸渗流能力。

根据上述原则，提出多煤层合采的产层扩展组合指数：

$$\Omega = 10^6 dp_c / \rho gh \quad (3)$$

当产层扩展组合指数大于1时，适宜扩展组合，小于1时，则不适宜扩展组合。影响产层扩展的主要因素是层间距、临界解吸压力和储集层压力梯度，若产层向上扩展，则主力产层开始产气时，要基本保证上部产层不过早暴露在液面之上，且彼此互不干扰。一般情况下，上部扩展产层不进入下一阶段的产层优化组合，因为，在主力产层的连续排采过程中，上部产层不可避免的要过早暴露在液面之上，造成储集层伤害。

产层组合模式见图1，第1产层为主力产层，当动液面降到主力产层上部时，主力产层降压漏斗已很好形成，并形成了理想的解吸漏斗。同时，第2、3产层都已开始解吸，而第4产层由于含气饱和度低，临界解吸压力小，还未开始解吸，第5产层由于储集层压力较小，属于不同的流体压力系统，降压漏斗还未形成。因此，为保证主力产层的顺畅产气、组合产层的集中密集产气、最大程度减少相互干扰，达到合层排

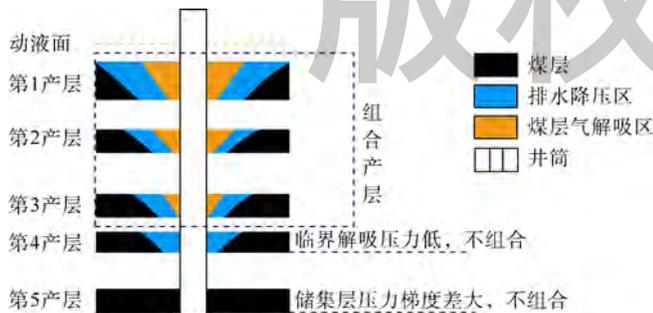


图1 多煤层条件下煤层气产层组合模式图

采的目的，组合产层为第1、2、3产层。第4、5产层不加入此组合产层单元。

### 2.3 产层组合优化

当满足前两步，完成了产层扩展组合后，考虑到开发工程的高效经济性，并非需要完全打开所有扩展组合进来的产层，因此，需要根据经济评价及各产层产能贡献情况，对产层组合进行进一步优化。

以黔西地区煤层气开发为例，在现有市场和技术条件下，该区1 000 m以浅的煤层气开发井，压裂2~3层的成本约为300万元，增加1层的压裂费用大致为40万元。单井排采后，后期每年的维护费大致为25万元。煤层气价格1.8元/m<sup>3</sup>，“十三五”期间，煤层气中央财政补贴0.3元/m<sup>3</sup>。投资回收期一般从建设年开始算起，参照一般的石油天然气开采项目，基准投资回收期取8年，其中建设期1年<sup>[21]</sup>。8年的现金流出包括前期工程费用和后期维护费用两部分，大致为500万元。

由煤层气井单井经济评价结果(见表1)可知，当8年内日均产气量稳定在1 000 m<sup>3</sup>左右时，基准投资回收期收益为485.1万元，接近500万元。说明日均产气量1 000 m<sup>3</sup>是该区商业气流的起算标准，与该深度内储量计算的煤层气产量下限起算标准一致<sup>[22]</sup>。因此，一个组合产层日均产量最低应达到1 000 m<sup>3</sup>。在一个产层组合内部，增加的产层发生费用主要是射孔、压裂施工及压裂材料，费用大致为40万元，同样按照基准投资回收期为8年，其日均产气量应为100 m<sup>3</sup>左右，为该区商业气量起算标准的10%，基准投资回收期收益为48.51万元，大致相当于单层压裂费用加上后期分摊的部分维护费用。考虑到黔西地质条件的复杂性，现有开发井产量较低，达到日均产气量1 000 m<sup>3</sup>以上的井较少，为此，确定扩展产层其产量贡献率应达到10%以上。

表1 煤层气井单井经济评价结果

日产气量/m <sup>3</sup>	年收益/万元	基准投资回收期收益/万元
50	3.47	24.26
100	6.93	48.51
300	20.79	145.53
500	34.65	242.55
700	48.51	339.57
1 000	69.30	485.10
1 200	83.16	582.12

对主力产层而言，在稳产阶段，液面降至主力产层顶板上部，套压为0.05 MPa，此时主力产层产气贡献率应在30%以上，而其他产层产气贡献率最好在10%以上。根据(1)式，各产层生产潜能可表达为：

$$Q_i = B_i H_i V_i K_i (p_i^2 - p_{oi}^2) \quad (4)$$

其中： $p_{oi} = \rho gh + p_i$

为简化计算，增加可操作性，在(4)式中可不考虑开发工程影响因子，即令  $B_i=1.0 \times 10^{15} t / (d \cdot m^3 \cdot MPa^2)$ 。

产能贡献指数定义为：

$$\eta = Q_i / \sum_{i=1}^n Q_i \times 100\% \quad (5)$$

除主力产层之外，其他产层产能贡献指数应在10%以上，若低于10%，建议不组合。

### 2.4 产层组合优化流程

完整的多煤层产层组合优化流程见图2。组合过程中，除要满足“三步法”的要求外，还需注意：若主力产层位于顶部，连续排采过程中，主力产层不过早暴露在液面之上；若主力产层位于底部，向上扩展组合后，则要保证上部次主力产层不过早暴露在液面之上。

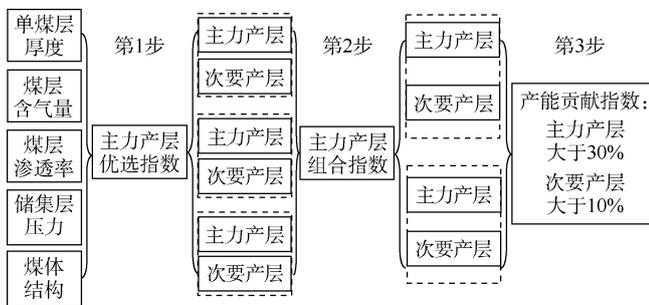


图2 煤层气产层优化组合“三步法”流程

主力产层位于中部，分别遵循上、下扩展组合原则。

## 3 产层组合优化效果实例对比

### 3.1 实例井基础数据

GP井和GP-X井为贵州松河开发试验井组中的2口井，靶点平均距离约180m，均采用“小层射孔，分段压裂，合层排采”的开发方式于2014年1月投产，基础数据见表2。表中煤层垂深、厚度、储集层压力、渗透率、含气量、煤体结构等来源于测井解释；产层临界解吸压力由实测等温吸附数据反算得到，部分煤层没有实测等温吸附数据，由其他产层平均兰氏体积和兰氏压力推算获得，空气干燥基条件下兰氏体积为22.82 m<sup>3</sup>/t，兰氏压力为2.13 MPa。

### 3.2 实例井产层组合优化

根据上述产层组合优化“三步法”，分别对开发试验井GP-X与GP井进行了主力产层优选、主力产层扩展与产层组合优化分析，确定出多套可供实例井独立开发的产层组合。

#### 3.2.1 主力产层优选

GP-X井：15号煤煤体结构破碎，尽管煤层厚度较大，为2.34m，按优选原则需被搁置，6-2、17号煤煤体结构破碎，同样不参与主力层优选，最终优选出1+3、16、29-3号煤3个主力产层（见图3a），其中29-3号煤为优选指数最高的煤层。

表2 GP-X井与GP井煤层基础数据

煤层编号	垂深/m		厚度/m		含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )		渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>		储集层压力/MPa		临界解吸压力/MPa		煤体结构	
	GP-X井	GP井	GP-X井	GP井	GP-X井	GP井	GP-X井	GP井	GP-X井	GP井	GP-X井	GP井	GP-X井	GP井
1+3	467.56	510.66	2.71	2.54	10.71	10.73	0.023	0.033	4.88	5.45	1.88	1.89	原生结构	原生结构
4	474.18	519.13	1.33	1.15	10.20	9.15	0.014	0.010	4.96	5.47	1.72	1.43	原生结构	原生结构
5	478.81	523.13	0.74	0.87	7.25	8.81	0.006	0.008	5.00	5.55	0.99	1.34	原生结构	原生结构
6-1	497.51	536.80	1.27	2.68	7.58	12.66	0.004	0.016	5.26	5.88	1.06	2.65	原生结构	碎裂-碎粒
6-2	503.81	549.98	1.92	1.69	8.95	11.82	0.019	0.011	5.37	5.96	1.37	2.29	碎裂-碎粒	原生结构
9	515.26	563.36	1.65	1.39	10.88	9.96	0.029	0.042	5.53	6.29	1.94	1.65	原生结构	原生结构
10	530.33		1.09		8.02		0.018		5.69		1.15		原生结构	
11	534.99		0.99		7.70		0.005		5.66		1.08		原生结构	
12	544.06	598.81	1.28	2.22	9.51	9.59	0.017	0.061	5.81	6.60	1.52	1.54	原生结构	原生结构
13	561.84	614.77	1.02	0.89	6.64	7.93	0.006	0.042	6.01	6.81	0.87	1.13	原生结构	原生结构
15	567.55	617.88	2.34	1.79	10.73	11.97	0.023	0.010	6.15	6.97	1.89	2.35	碎裂-碎粒	原生结构
16	573.22	624.96	2.07	2.09	9.83	12.21	0.028	0.016	6.08	6.99	1.61	2.45	原生结构	原生结构
17	582.39	637.81	2.28	4.46	11.99	10.69	0.023	0.025	6.30	7.28	2.36	1.88	碎裂-碎粒	碎裂-碎粒
21	633.60	694.09	0.98	1.48	9.33	7.00	0.016	0.022	6.93	8.02	1.47	0.94	原生结构	原生结构
24-1	671.55	733.10	1.01	1.48	11.00	7.23	0.035	0.017	7.41	8.73	1.98	0.99	原生结构	原生结构
27-1	693.40	760.12	1.68	1.86	7.10	10.03	0.011	0.010	7.86	9.31	0.96	1.67	原生结构	原生结构
29-1	707.27	778.86	1.94	1.63	9.50	8.90	0.020	0.019	7.96	9.45	1.52	1.36	原生结构	原生结构
29-2	710.29	781.63	1.25	0.83	8.92	9.38	0.007	0.006	7.98	9.71	1.37	1.49	原生结构	原生结构
29-3	717.36	790.79	2.56	2.30	11.51	10.64	0.026	0.023	8.21	10.11	2.17	1.86	原生结构	原生结构

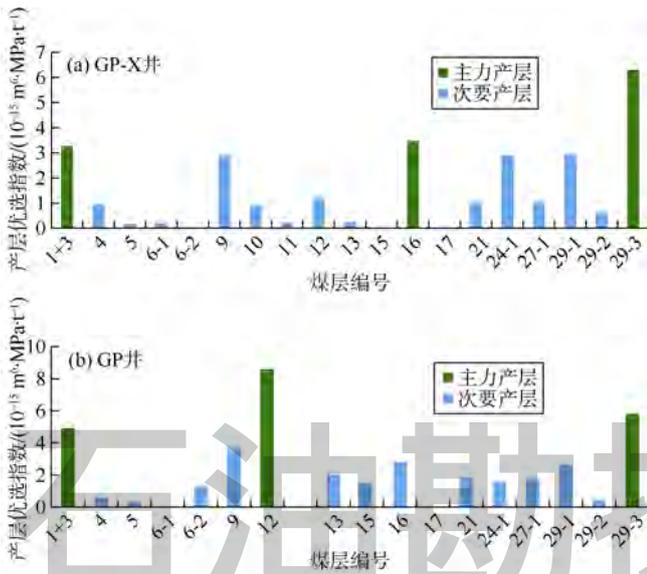


图3 实例井主力产层优选结果

GP井：同样原因，该井6-1、17号煤由于煤体结构破碎不参与主力层优选，最终优选出1+3、12、29-3号煤3个主力产层（见图3b），其中12号煤为优选指数最高的煤层。

3.2.2 主力产层扩展

GP-X井存在4种扩展组合（见图4a）：①1+3号煤向下扩展组合为1+3、4、5、6-1、9、10、11、12、16号煤，产层跨度为105.66m；②16号煤向上扩展组合为1+3、4、5、6-1、9、10、11、12、13、16号煤，产层跨度为105.66m；③16号煤向下扩展组合为16、21、24-1、29-1、29-3号煤，产层跨度为144.14m；④29-3号煤向上扩展组合为9、10、11、12、13、16、21、24-1、29-1、29-2、29-3号煤，产层跨度为202.1m。

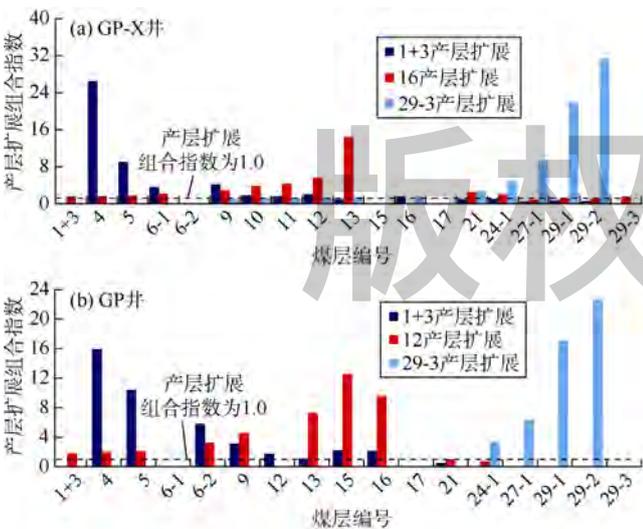


图4 实例井主力产层扩展结果

GP井也存在4种扩展组合（见图4b）：①1+3号煤向下扩展组合为1+3、4、5、6-2、9、12、13、15、16号煤，产层跨度为114.3m；②12号煤向上扩展组合为1+3、4、5、6-2、9、12号煤，产层跨度为88.15m；③12号煤向下扩展组合为12、13、15、16号煤，产层跨度为26.51m；④29-3号煤向上扩展组合为24-1、27-1、29-1、29-2、29-3号煤，产层跨度为57.69m。

3.2.3 产层组合优化

GP-X井可优化出3套独立开发的产层组合（见图5a）：①1+3号煤扩展组合优化结果为1+3、4、9、16号煤，跨度105.66m；②16号煤两组扩展组合综合优化结果为16、24-1、29-3号煤，跨度144.14m；③29-3号煤扩展组合优化结果为24-1、29-1、29-3号煤，跨度45.81m。3套组合最大跨度为144.14m，最小跨度为45.81m，平均跨度为98.54m。

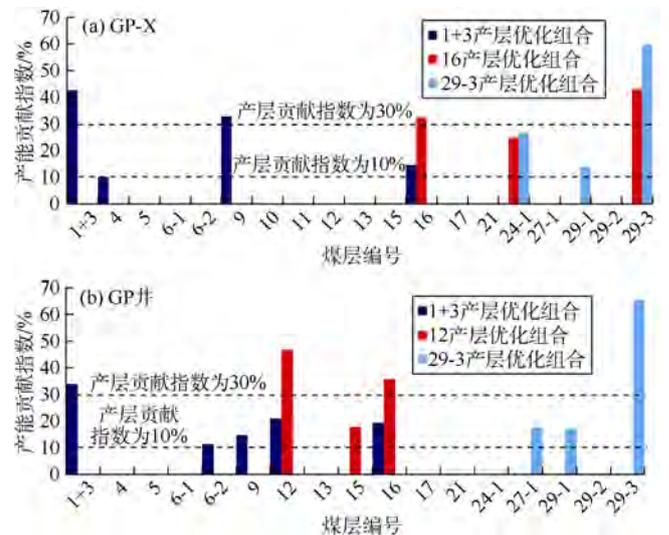


图5 实例井产层组合优化结果

GP-X井第3套组合优化中29-3号煤为\*\*主力煤层，优选指数最高，后期产气潜力最大。考虑到开发产层跨度越大，层间干扰可能越严重，后期开发工程越复杂，该组合是进行开发的首选。

GP井也可优化出3套独立开发的产层组合（见图5b）：①1+3号煤扩展组合优化结果为1+3、6-2、9、12、16号煤，跨度114.30m；②12号煤两组扩展组合综合优化结果为12、15、16号煤，跨度26.15m；③29-3号煤扩展组合优化结果为27-1、29-1、29-3号煤，跨度30.68m。3套组合最大跨度为114.3m，最小跨度为26.15m，平均跨度为57.04m。同样，第2套组合优化是GP井进行开发的首选。

从最终组合优化的结果看，虽然2口实例井靶点平

均距离只有 180 m, 但受煤层结构、储集层特征参数等的影响, 产层组合优化的结果差异较大, 其中, 第 1 套和第 3 套较为相似, 第 2 套差异较大。因此, 对多煤层的合层开采, 做好单井产层组合优化是高效开发的基础。

### 3.3 实例井实际开发效果对比

#### 3.3.1 实际生产效果对比

GP-X 井实际开发层位为 1+3、5、9、10、11、13、15、16 号煤, 累计煤层厚度 11.6 m, 跨度为 138.5 m。其产层组合大致与该井第 1 套 1+3 煤扩展组合相近; GP 井实际开发产层为 5、6-1、6-2、9、12、13、15、16、29-1、29-2、29-3 号煤, 累计煤层厚度 18.38 m, 跨度为 267.66 m, 完整包含了该井第 2、3 两套主力产层扩展组合。

2 口井先后完钻压裂, 施工工艺相同, 同时排采, 排采制度相似, 但对比最高日产气量, GP-X 井为 1 802  $\text{m}^3$  (见图 6), GP 井则为 1 200  $\text{m}^3$  (见图 7), 前者比后者高出 50.17%。后期 2 口井均进行了二次憋压 (见图 6、图 7), 造成上部煤层的部分暴露, 产层遭到伤害, 产量下降, 但后期 GP-X 井保持 500  $\text{m}^3/\text{d}$  左右的产量生产, 而 GP 井则只有 400  $\text{m}^3/\text{d}$  左右。

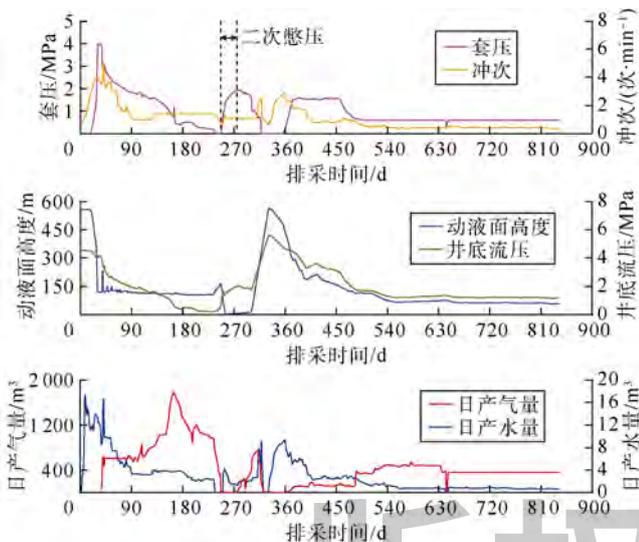


图 6 GP-X 井实际排采曲线

从单位煤层厚度贡献气量来看, GP-X 井为 43.1  $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ , GP 井为 21.8  $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ , 前者是后者的 1.98 倍, 也就是说在开发层位减少的情况下, 却获得了更好的开发效果, 这说明盲目追求打开更多的产层是不科学的, 如果考虑开发层位增多所增加的资金投入, 效益更差。

中国石化投入开发的黔西织金珠藏邻近区块, 产层组合一般为 4 层, 跨度 70 m 左右, 产量均稳产在

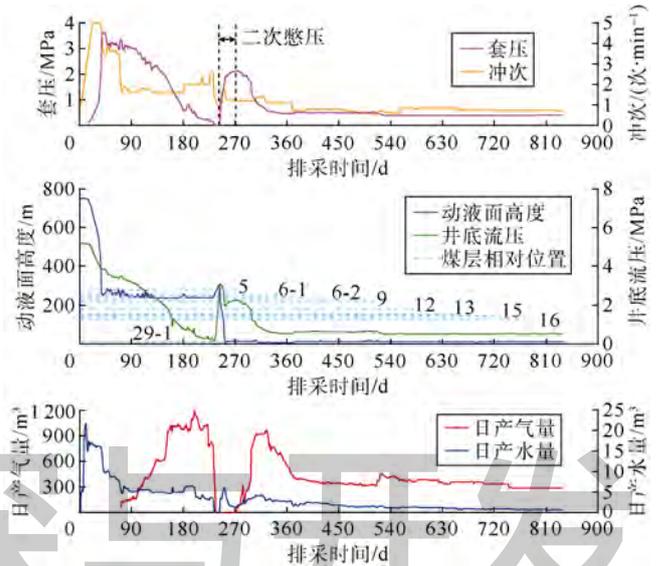


图 7 GP 井实际排采曲线

1 000  $\text{m}^3/\text{d}$  以上。中国地质调查局 2016 年在邻近土城向斜北部的杨梅树向斜投产的杨梅参 1 井, 开发产层仅 3 层, 产层跨度 63 m, 层厚 6.42 m, 3 层连续密集产气, 最高产量达 5 011  $\text{m}^3/\text{d}$ , 连续 51 d 稳产在 4 000  $\text{m}^3/\text{d}$  以上, 创西南地区煤层气单井峰值产量、稳定日产量新高。这些均是在吸取前期大跨度、多产层开发效果不甚理想的经验教训下, 适当减少产层数量、跨度后取得的良好开发效果。

#### 3.3.2 GP 井开发效果较差原因分析

GP 井实际开发层位中, 6-1 号煤煤体结构破碎, 应搁置组合, 同时产层组合层位过多, 导致的结果就是主力产层产气能力削弱, 相互干扰增大, 整体产气效果不佳。

以主力产层 29-3 号煤为例, 该层开始产气时, 可保证 15 号煤以下层位不暴露在液面之上, 以上层位则不能保证。实际开发结果是, 29-3 号煤进入产气阶段, 5、6-1、6-2、9、12、13 号煤均暴露在液面之上。另一方面, 29-3 号煤与 21 号煤以上层位储集层压力梯度差都大于 0.1 MPa/100 m, 属于不同的流体压力系统, 相互干扰程度大, 难以在较短时间内实现共采。

当临界解吸压力对应液面高度等于或大于井底流压换算液面高度时, 可以认为开始产气, 据此可预测该井各层位产气序列 (见图 8, 图中动液面高度以 29-2 号煤底板为基准)。在排采 200 d 左右时, 液面保持在 250 m 左右, 在 6-2 号煤顶板附近 (见图 7)。产气贡献层及产气序列预测结果为: 6-1、6-2、15、16、5、9、12 和 13 号煤。因液面及流压下降太快, 多个产层陆续集中产气, 形成了一个短暂的产气高峰, 最高产量达

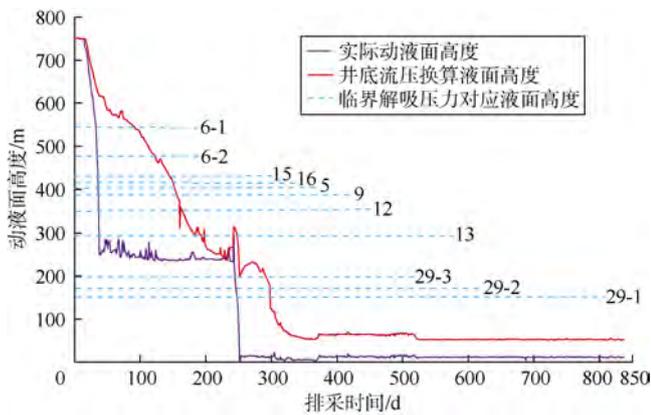


图8 各产层产气预测序列图

到  $1\ 200\ \text{m}^3/\text{d}$  左右, 产水量为  $5\ \text{m}^3/\text{d}$  左右 (见图 7), 但 29-1、29-2、29-3 号煤未参与产气。

后期因生产需要, 进行了二次憋压 (见图 7), 液面快速下降, 下降幅度  $200\ \text{m}$  左右, 生产约  $300\ \text{d}$  后, 29-1、29-2、29-3 号煤进入产气阶段, 但此时 16 号煤和以上产层完全暴露在液面之上 (见图 7), 短时间内造成了压敏和气锁效应, 对压降漏斗的扩展非常不利。憋压施工后, 气井产气量恢复到  $1\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$  左右, 主要产层为 29-1、29-2、29-3 号煤, 因流压下降太快, 高峰产量难以维持, 后期产量稳定在  $400\ \text{m}^3/\text{d}$ , 没有达到预期的开发效果。

综上, GP 井开发效果不理想是产层组合过多、相互干扰、主力产层过早暴露在液面之上造成的。而 GP-X 井在减少产层数后, 与“三步法”划分的一套扩展组合相近, 开发效果反而好于 GP 井, 说明科学合理的产层组合划分是多煤层条件下煤层气高效经济开发的有力保证。

## 4 结论

以煤层气井产能方程为基础, 提出主力产层优选指数、主力产层扩展指数、产能贡献指数 3 项指标, 建立产层组合优化“三步法”。

主力产层优选, 以耦合煤层厚度、煤层含气量、煤层渗透率、煤层储集层压力及煤体结构为主, 评价产层潜能, 指数  $\delta$  值越大, 产层潜能越大; 主力产层扩展组合, 在确保主力产层的充分缓慢解吸, 且不暴露在液面之上前提下, 以耦合临界解吸压力、层间距和储集层压力梯度差为主, 综合评价主力、非主力产层间的相互干扰程度, 组合指数  $\Omega$  值大于 1 可以扩展组合; 产层组合优化, 主要考虑组合产层的经济性, 主力产层产能贡献指数大于 30%, 其他产层贡献指数

大于 10%, 才能确保煤层气井投产后具有经济效益。

经贵州松河开发试验井的开发效果对比分析, 证实了产层组合优化“三步法”的科学性与实用性, 可用于煤层气的多层合采方案设计。

符号注释:

$B$ ——气井工程综合影响因子,  $10^{15}\ \text{t}/(\text{d} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{MPa}^2)$ ;  
 $d$ ——系数, 当扩展产层与主力产层的储集层压力梯度差小于  $0.1\ \text{MPa}/100\ \text{m}$  时, 取值 1.0, 大于  $0.1\ \text{MPa}/100\ \text{m}$  时, 取值 0;  
 $g$ ——重力加速度, 取值  $9.81\ \text{m}/\text{s}^2$ ;  
 $h$ ——其他扩展产层与主力产层的垂向间距,  $\text{m}$ ;  
 $H$ ——煤层厚度,  $\text{m}$ ;  
 $i$ ——产层编号;  
 $K$ ——煤层渗透率,  $10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ;  
 $n$ ——产层总数;  
 $p$ ——储集层压力,  $\text{MPa}$ , 取临界解吸压力  $p_c$ ;  
 $p_0$ ——井底压力,  $\text{MPa}$ ;  
 $p_c$ ——临界解吸压力,  $\text{MPa}$ ;  
 $p_t$ ——套压,  $\text{MPa}$ , 统一取  $0.05\ \text{MPa}$ ;  
 $Q$ ——煤层气井产能,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  
 $S$ ——煤体结构系数, 煤体结构为原生结构煤或碎粒煤时,  $S=1$ , 煤体结构为碎粒煤或糜棱煤时,  $S=0$ ;  
 $V$ ——煤层气含气量,  $\text{m}^3/\text{t}$ ;  
 $\delta$ ——主力产层优选指数,  $10^{-15}\ \text{m}^6 \cdot \text{MPa}/\text{t}$ ;  
 $\eta$ ——产能贡献指数, %;  
 $\rho$ ——产出水的密度,  $10^3\ \text{kg}/\text{m}^3$ ;  
 $\Omega$ ——产层扩展组合指数, 无因次。

参考文献:

- [1] 国土资源部油气资源战略研究中心. 全国煤层气资源评价[M]. 北京: 中国大地出版社, 2006.  
Strategic Research Center of Oil and Gas Resources, MLR. Assessment of coalbed[M]. Beijing: China Land Press, 2006.
- [2] 高弟, 秦勇, 易同生. 论贵州煤层气地质特点与勘探开发战略[J]. 中国煤炭地质, 2009, 21(3): 20-23.  
GAO Di, QIN Yong, YI Tongsheng. Geological condition, exploration and exploitation strategy of coal-bed methane resources in Guizhou, China[J]. Coal Geology of China, 2009, 21(3): 20-23.
- [3] 秦勇, 申建, 沈玉林. 叠置含气系统共采兼容性: 煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 14-23.  
QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yuling. Joint mining compatibility of superposed gas bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 14-23.
- [4] 倪小明, 苏现波, 李广生. 樊庄地区 3#和 15#煤层合层排采的可行性研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(1): 144-149.  
NI Xiaoming, SU Xianbo, LI Guangsheng. Feasibility of multi-layer drainage for No.3 and No.15 coal seams in the Fanzhuang area[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(1): 144-149.
- [5] 张政, 秦勇, 傅雪海. 沁南煤层气合层排采有利开发地质条件[J]. 中国矿业大学学报, 2014, 43(6): 1019-1024.  
ZHANG Zheng, QIN Yong, FU Xuehai. The favorable developing geological conditions for CBM multi-layer drainage in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2014, 43(6): 1019-1024.
- [6] 郭晨, 秦勇, 易同生, 等. 黔西肥田区块地下水动力条件与煤层气有序开发[J]. 煤炭学报, 2014, 39(1): 115-123.

- GUO Chen, QIN Yong, YI Tongsheng, et al. Groundwater dynamic conditions and orderly coalbed methane development of Feitian Block in Western Guizhou, South China[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(1): 115-123.
- [7] 易同生, 周效志, 金军. 黔西松河井田龙潭煤系煤层气-致密气成藏特征及共探共采技术[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 212-220.  
YI Tongsheng, ZHOU Xiaozhi, JIN Jun. Reservoir formation characteristics and co-exploration and concurrent production technology of Longtan coal measure coalbed methane and tight gas in Songhe field Western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 212-220.
- [8] 黄华州, 桑树勋, 苗耀, 等. 煤层气井合层排采控制方法[J]. 煤炭学报, 2014, 39(增刊 2): 422-431.  
HUANG Huazhou, SANG Shuxun, MIAO Yao, et al. Drainage control of single vertical well with multi-hydraulic fracturing layers for coalbed methane development[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(Supp.2): 422-431.
- [9] 彭兴平, 谢先平, 刘晓, 等. 贵州织金区块多煤层合采煤层气排采制度研究[J]. 煤炭科学技术, 2016, 44(2): 39-43.  
PENG Xingping, XIE Xianping, LIU Xiao, et al. Study on combined coalbed methane drainage system of multi-seams in Zhijin Block, Guizhou[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(2): 39-43.
- [10] 王乔. 黔西多煤层区煤层气井合层排采干扰机理数值模拟[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2014.  
WANG Qiao. Numerical simulation of jamming mechanism for multi-hydraulic fracturing layers coalbed methane extraction of multi-coalbed field in western Guizhou[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2014.
- [11] 王保玉. 晋城矿区煤体结构及其对煤层气井产能的影响[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2013.  
WANG Baoyu. Coal body structures and its impact on production capacity of coalbed methane wells in Jincheng[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2013.
- [12] 郭晨, 秦勇, 夏玉成, 等. 基于氢、氧同位素的煤层气合排井产出水源判识: 以黔西地区比德—三塘盆地上二叠统为例[J]. 石油学报, 2017, 38(5): 493-501.  
GUO Chen, QIN Yong, XIA Yucheng, et al. Source discrimination of produced water from CBM commingling wells based on the hydrogen and oxygen isotopes: A case study of the Upper Permian, Bide-Santang Basin, western Guizhou area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(5): 493-501.
- [13] 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—吉县地区古驿背斜西翼为例[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(3): 606-612.  
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 of Mining & Technology, 2017, 46(3): 606-612.
- [14] 朱华银, 胡勇, 李江涛, 等. 柴达木盆地涩北多层气藏合采物理模拟[J]. 石油学报, 2013, 34(增刊 1): 136-142.  
ZHU Huayin, HU Yong, LI Jiangtao, et al. Physical simulation of commingled production for multilayer gas reservoir in Sebei Gas field, Qaidam Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(Supp.1): 136-142.
- [15] 娄剑青. 影响煤层气产量的因素分析[J]. 天然气工业, 2004, 24(4): 62-64.  
LOU Jianqing. Analysis of factors affecting coalbed methane production[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(4): 62-64.
- [16] 申建. 论深部煤层气成藏效应[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2011.  
SHEN Jian. On CBM-reservoiring effect in deep strata[D]. Xuzhou: China University of Mining & Technology, 2011.
- [17] 孟召平, 张纪星, 刘贺, 等. 考虑应力敏感性的煤层气井产能模型及应用分析[J]. 煤炭学报, 2014, 39(4): 593-599.  
MENG Zhaoping, ZHANG Jixing, LIU He, et al. Productivity model of CBM wells considering the stress sensitivity and its application analysis[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(4): 593-599.
- [18] TIM A M. Coalbed methane: A review[J]. Int. J. Coal Geol, 2012, 101(6): 36-81.
- [19] 赵贤正, 杨延辉, 孙粉锦, 等. 沁水盆地南部高阶煤层气成藏规律与勘探开发技术[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 303-309.  
ZHAO Xianzheng, YANG Yanhui, SUN Fenjing, et al. Enrichment mechanism and exploration and development technologies of high rank coalbed methane in South Qinshui Basin, Shanxi Province[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 303-309.
- [20] 赵欣, 姜波, 徐强, 等. 煤层气开发井网设计与优化部署[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 84-90.  
ZHAO Xin, JIANG Bo, XU Qiang, et al. Well pattern design and deployment for coalbed methane development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1): 84-90.
- [21] 王屿涛, 刘如, 熊维莉, 等. 准噶尔盆地煤层气经济评价及单井商业气流标准研究[J]. 天然气工业, 2017, 37(3): 127-131.  
WANG Yutao, LIU Ru, XIONG Weili, et al. CBM economic evaluation and establishment of criteria for individual well commercial gas flow rates in the Junggar Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(3): 127-131.
- [22] 中华人民共和国国土资源部. 煤层气资源/储量规范: DZ/T 0216—2010[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.  
The Ministry of Land and Resources of China. Specifications for coalbed methane resources/reserves: DZ/T 0216-2010[S]. Beijing: China Standard Press, 2011.

第一作者简介: 杨兆彪(1980-), 男, 河北张家口人, 博士, 中国矿业大学资源学院副教授, 主要从事煤层气地质及开发地质方面的研究和教学工作。地址: 江苏省徐州市大学路1号中国矿业大学南湖校区, 中国矿业大学资源学院, 邮政编码: 221116。E-mail: zhaobiaoyang@163.com

收稿日期: 2017-05-23 修回日期: 2018-03-05

(编辑 唐俊伟)