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. doi：10.13225/j.cnki.jccs.2015.9012

Yi Tongsheng，Zhou Xiaozhi，Jin Jun.Reservoir forming characteristics and co-exploration and concurrent production technology of Longtan coal measure coalbed methane & tight gas in Songhe field，western Guizhou[J].Journal of China Coal Society，2016，41(1)：212-220.doi：10.13225/j.cnki.jccs.2015.9012

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

易同生[1,2]，周效志[1,3]，金 军[1,2]

(1.贵州省煤层气页岩气工程技术研究中心，贵州 贵阳 550009；2.贵州省煤田地质局，贵州 贵阳 550009；3.中国矿业大学 资源与地球科学学院，江苏 徐州 221116)

摘 要： 基于煤系气共探共采示范工程，分析了黔西松河井田龙潭煤系煤层气-致密气赋存特征及开发条件，探讨了煤系气共探共采的适配性技术工艺。研究表明：井田煤系气主要赋存于龙潭煤系多个煤层及临近细砂岩、粉砂岩中，具备多煤层共采、煤系气共采的资源及开发条件。煤储层具有高温、超压、高含气量、含气高-过饱和的特点，适宜进行煤层气地面开发；但在区域高地应力背景下，裂隙闭合、矿物充填等原因导致储层原始渗透性差，煤系气地面开发需进行储层改造。气测录井、裸眼综合测井及含气层综合评价是井田煤系气共探共采中发现、认识、评价含气层及产气层段优选的关键技术，可为煤系气共探共采方案制定提供依据。在丛式井组开发模式下，“小层射孔、组段压裂、合层排采”系列工艺与井田地形地质条件相匹配，可显著提高多煤层共采、煤系气共探共采的工程效果。

关键词： 黔西；松河井田；煤系气；煤层气；致密气；成藏特征；共探共采

中图分类号： P618.11 **文献标志码：** A **文章编号：** 0253-9993(2016)01-0212-09

Reservoir formation characteristics and co-exploration and concurrent production technology of Longtan coal measure coalbed methane and tight gas in Songhe field，western Guizhou

YI Tong-sheng[1,2]，ZHOU Xiao-zhi[1,3]，JIN Jun[1,2]

(1.*Guizhou Research Center of Shale Gas and CBM Engineering Technology*，*Guiyang* 550009，*China*；2.*Coal Mine Exploration of Guizhou Province*，*Guiyang* 550009，*China*；3.*School of Resources & Earth Science*，*China University of Mining & Technology*，*Xuzhou* 221116，*China*)

Abstract： Based on a demonstration project of coal-formed gas co-exploration and concurrent production，this paper analysed the occurrence characteristics and development conditions of Longtan coal measure coalbed methane and tight gas，and discussed the suitable technology for the coal-formed gas co-exploration and concurrent production.The results show that coal-formed gas is mainly hosted in the multiple coal seams of Longtan coal measures and closes to the gas bearing formation which contains fine sandstone and siltstone；it has enough resource and favorable development conditions that include the multi-layer commingling development and the concurrent production of coal-formed gas.The coal reservoir with the characteristics of high temperature，overpressure，high gas content and gas supersaturated is suitable

收稿日期： 2015-08-30 **修回日期：** 2015-10-15 **责任编辑：** 张晓宁

基金项目： 国家自然科学基金资助项目(51204162)；贵州省科技重大专项资助项目(黔科合重大专项字[2014]6002 号)

作者简介： 易同生(1964—)，男，贵州遵义人，研究员。Tel：0851-84809159，E-mail：gzsmtdzyts@vip.163.com。**通讯作者：** 周效志(1982—)，男，山东青州人，副教授。E-mail：cumtzxz@163.com

to coalbed methane ground development; but some factors including the reservoir fracture closing and mineral filling could lead to the lower original permeability at high ground stress area. Therefore, the coal-formed gas ground development needs to carry out the reservoir reconstruction. The key technology of discovering, recognizing and evaluating the optimization of gas bearing and producing layers in field coal-formed gas co-exploration and concurrent production are gas logging, uncorrected comprehensive logging and the comprehensive evaluation of gas bearing layer. They provide the basis for establishing the coal-formed gas co-exploration and concurrent production scheme. In the development mode of collecting well group, the technologies including the small-layer perforating, group-segment fracturing and multi-layer drainage need to match with the topography and geology conditions of the field. Thus it can significantly improve the engineering effect of the multi-layer commingling development and the coal-formed gas co-exploration and concurrent production.

Key words: western Guizhou; Songhe field; coal-formed gas; coalbed methane; tight gas; reservoir forming characteristics; co-exploration and concurrent production

贵州省上二叠统煤层气地质资源量 3.05 万亿 m^3，可采资源量 1.38 万亿 m^3，煤层气地面开发潜力巨大[1]。省内煤层气资源主要分布于黔西六盘水、织纳、黔北煤田的 15 个赋煤向斜构造单元，具有资源分布集中、品位高、区位优势显著的特点[2]，煤层气地面开发可产生显著的经济、安全、环境与社会效益。

黔西龙潭煤系薄至中厚煤层群发育，具有单一煤层煤层气资源丰度低、煤系累计资源丰度高的特点。此外，由于龙潭煤系岩性以粉砂岩、泥岩及煤层为主，具有良好的自封盖性，因此具备煤系煤层气-致密气共存的条件，多煤层共采及煤系气共探共采就成为实现黔西煤层气井工业气流突破的关键[3]。

本文基于黔西六盘水煤田松河井田龙潭煤系煤层气-致密气共探共采工程，分析了井田煤系气赋存及开发特征，探讨了煤系气共探共采的适配性技术工艺，对滇东黔西地质条件相似区煤系煤层气-致密气勘探开发具有一定的指导意义。

1　地质与工程背景

1.1　井田地质条件

松河井田位于黔西六盘水煤田盘江矿区北部，土城向斜北翼中段，出露地层由老至新为峨眉山玄武岩组($P_3\beta$)、龙潭组(P_3l)、飞仙关组(T_1f)、永宁镇组(T_1yn)、第四系(Q)。井田整体为一单斜构造，倾向 SW；区内共查出断层 108 条，以斜向高角度正断层为主，走向 NE-NEE，倾角 45°～80°。

井田所在的黔西地区整体上属于高应力区。区内深部及浅部现代应力作用较强，煤岩层均处于构造挤压应力场中，并具有明显的各向异性；中部煤岩层现代地应力稍弱，煤岩层处于拉张应力场中，原岩地应力主要由自重应力场构成，存在局部构造应力集中[4]。根据井田内煤层气参数井注入/压降试井资料统计，发现其最小主应力为 10.67～21.01 MPa。

井田含煤地层为龙潭组与峨眉山玄武岩组第 2 段，龙潭组为煤系气勘查开发的目标层系(图 1)。龙

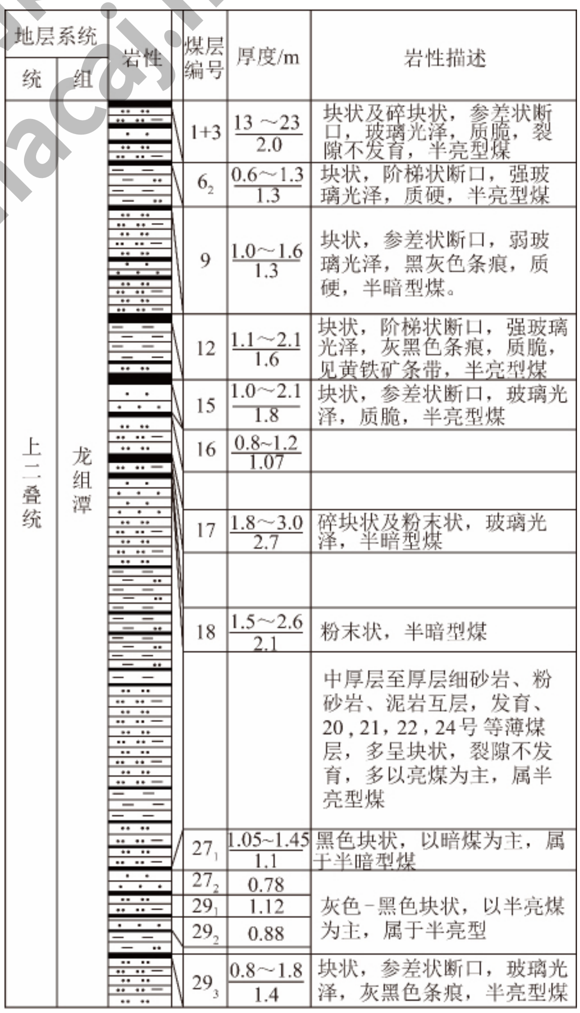


图 1　松河井田龙潭煤系综合柱状图

Fig. 1　Synthesis column map of Longtan coal measures in Songhe field

潭组厚 341 m,含煤 47~66 层,一般为 50 层。含煤厚度 37~47 m,一般为 41 m,含煤系数 12%。

龙潭煤系含可采煤层 18 层,其中: 全井田可采煤层为 1+3,4,9,12,15,16,17 号,可采总厚 11.68 m; 大部分可采煤层为 5_1,6_2,18,27_2,29_2,29_3,32 号,可采总厚 8.85 m; 局部可采煤层 10,11,27_1,29_1 号,可采总厚 4.49 m。

根据井田龙潭煤系各煤层厚度、煤体结构、层间距、顶底板岩性及厚度等特征,可以 17,27_1 号煤为界划分为上、中、下 3 个煤组。煤层气勘查开发目标煤层为厚度大、含气量高、煤体结构较完整的上煤组 1+3,4,5_1,6_2,9,12,15,16 号煤,下煤组 27_1,27_2,29_2,29_3号煤。中煤组 18,21,22,24 号煤层薄,不利于煤层气地面开发,但中煤组煤层间存在多个连续稳定且厚度在 10~30 m 细砂岩、粉砂岩层,可能成为良好的运移气储集层,因此也是本次煤系气勘查的目标层段。

1.2 煤层气勘查开发示范工程

为了系统评价黔西高应力区煤系气开发潜力,探索煤层群发育区与煤系煤层气-致密气成藏特征相匹配的共探共采技术工艺,贵州省煤层气页岩气工程技术研究中心联合中国矿业大学等单位于松河井田开展了煤系气共探共采工程示范,实施了 1 口参数井及由 9 口开发试验井组成的 1 个丛式井组,如图 2 所示。

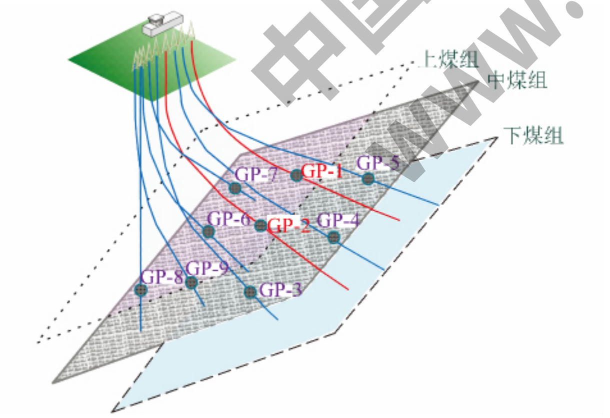


图 2 松河井田丛式井组示意

Fig. 2 Schematic diagram of cluster well group in Songhe field

示范工程开展了地质录井、综合测井、试井、煤岩样测试、压裂及排采工作,系统获取了工区煤系气赋存、储层物性及气藏开发特征参数,为煤系气共探共采适配性技术工艺研究奠定了基础。

2 煤系气赋存及开发特征

2.1 储气层类型

基于示范工程气测录井曲线,结合地质录井、裸眼综合测井对钻遇地层岩性的判断,发现井田煤系气主要赋存于龙潭煤系上、下煤组多个厚度大、含气量高的煤层中。由于地质历史上亦存在烃类气体的运移,因此中煤组煤层顶底板厚层细砂岩、粉砂岩也普遍含气。基于 GP-2 井的气测录井资料绘制的气测曲线表现为明显的全烃及甲烷含量异常,其典型含气层气测曲线如图 3 所示。

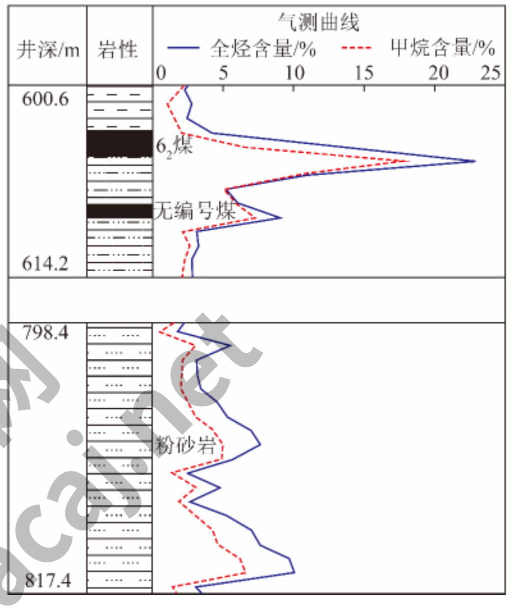


图 3 GP-2 井典型含气段气测曲线

Fig. 3 Gas logging curves of typical gas segments of GP-2 well

井田龙潭煤系多个煤层与层间细砂岩、粉砂岩含气层共存,形成了资源丰度高的煤系气藏,增大了单井控制面积内的非常规天然气地质资源量及可采资源量,为当前经济技术条件下煤系气地面开发创造了良好的资源条件。

2.2 储层温压场条件

裸眼井温测井结果表明,工区不同深度的地温梯度差异较大,变化范围在 2.1~5.5 ℃/100 m。上部飞仙关组地温梯度相对较小,为 2.1~3.0 ℃/100 m,属正常地温梯度。受泥岩、煤层热导率低及隔水性好、富水性弱的共同影响[5],龙潭煤系地温梯度高达 3.0~5.5 ℃/100 m,表现为明显的地温梯度正异常(图 4)。

由图 4 可见,随着埋藏深度的增大,龙潭煤系地温梯度及地温快速增加,导致下煤组地温高异常更为明显。由于高温对煤基质甲烷脱附起到活化作用,因此较高的储层温度总体上有利于煤系气的地面开发。

基于 GC-1 井 27_1,16,9,1+3 号煤注入/压降试井工作,获得工区龙潭煤系储层压力及压力梯度变化情况如图 5 所示。

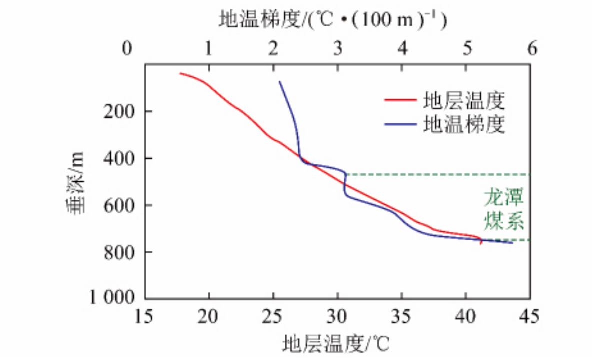


图 4　GP-2 井地层温度及地温梯度变化

Fig. 4　Formation temperature and geothermal gradient changes of GP-2 well

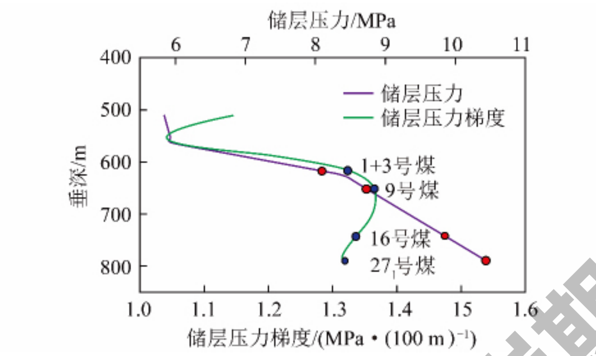


图 5　龙潭煤系储层压力及压力梯度变化

Fig. 5　Reservoir pressure and pressure gradient changes of Longtan Formation

由图 5 可见,工区龙潭煤系煤储层压力随深度的增加而增大,但不同深度区间的储层压力梯度存在较大差异。煤系上部储层压力随埋深增加缓慢增大,储层压力梯度近于正常值; 9 号煤之下,储层压力随埋深增加而快速增大,储层压力梯度最高达 1.36 MPa/100 m,煤系下部储层超压明显。

井田具有较高的储层压力对煤系气开发总体有利。一方面,较高的储层压力提高了储气层吸附及储集气体的能力,煤系气开发的资源条件好; 另一方面,较高的原始储层压力为煤储层排水降压,煤层气解吸、渗流创造了条件,能够提高井控范围内煤系气的采收率。

2.3　储层含气性

基于参数井 GC-1 井煤心 USBM 法含气量测试数据,并根据煤体结构对损失气量校正后的主要煤层含气量如图 6 所示。

由图 6 可见,工区各煤层空气干燥基含气量差别较大,在 6.62～20.99 m^3/t,且垂向上含气量变化无明显的规律性。工区上煤组含气量较高的层段为 9～12 号煤,中煤组为 17～22$_1$ 号煤,下煤组为 24～27$_2$ 号煤及 29$_3$ 号煤。从含气量的组成来看,各煤层损失气

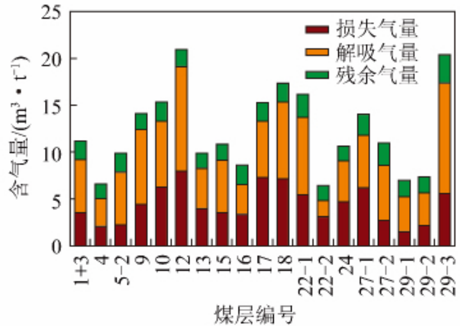


图 6　GC-1 井主要煤层含气量及组成

Fig. 6　Main coal seam gas content and composition of GC-1 well

及解吸气比例较大,而残余气比例较小,总体上有利于煤层气的解吸及产出。

煤系赋存气体成分以烃类气体为主,占总气量的 78.4%～99.3%。粉砂岩、细砂岩等非煤含气层中烃组分及干度指标与邻近煤层相应指标具有较好的一致性,表明非煤含气层中烃类气体为邻近煤层产生气体运移、赋存的结果,在成因性质上属于煤成气。

基于 30 ℃下平衡水煤样等温吸附实验,测得主要煤层兰氏体积 V_L 为 11.23～20.98 m^3/t,兰氏压力 P_L 为 1.27～2.97 MPa。结合对应煤层实测含气量数据,计算各煤层含气饱和度均大于 70%,且 12,27$_1$,29$_3$ 号煤层为含气过饱和煤层。煤系主要煤层高含气饱和度或含气过饱和与储层超压有密切联系,总体上有利于井田煤系气地面开发[4]。由于过饱和煤层及非煤含气层中存在大量游离态气体,因此在示范工程钻井、压裂及排采初期即可观察到较好的气显示。

2.4　煤体结构及储层物性

从各煤层的煤体结构来看,1+3,4,5$_1$,5$_2$,9,10,12,15,16,22$_1$,27$_2$,29$_2$,29$_3$ 号煤体结构相对完整,主要呈块状、碎块状; 17,18,21,24 号煤煤体结构完整性较差,主要呈粉末状。相比之下,煤体结构相对完整的煤储层能够获得更好的压裂改造效果; 粉末状煤层改造效果差并在排采时大量产出煤粉,因此应避免合层开发。井田内以亮煤为主的 1+3,4,10,11,12,15,16,22$_1$,22$_2$,29$_1$,29$_2$,29$_3$ 号煤内生裂隙密集发育—较发育。裂隙多呈不规则网状、矩形网状、平行状,且多数被方解石、黄铁矿充填。以暗煤为主的 5$_1$,5$_2$,9,13,21,27,27$_2$ 号煤内生裂隙不发育。

利用美国 Micromeritics 公司生产的 AutoPore Ⅳ 9500 型压汞仪测定煤样的孔隙率、总孔体积、孔径分布、孔径分布等孔隙发育特征参数。测试结果见表 1。由表 1 可见,由于井田主要为中变质程度的焦、瘦煤,压汞法测得的各煤层孔隙度、比表面积、

总孔容普遍较低，与我国蒲城、澄合、韩城等地 $R_{o,max}$ 相近煤的孔隙特征相近[7]。较低的孔隙度、比表面积及孔容反映井田煤储层对气体的吸附能力有限，因此高含气条件下吸附态气体在煤储层压力下降时更易解吸。

表 1 松河井田主要煤层孔隙发育特征

Table 1 Main coal seam pore development characteristics in Songhe field

煤层编号	$R_{o,max}$	孔隙度/%	比表面积/($m^2 \cdot g^{-1}$)	总孔容/($mL \cdot g^{-1}$)	平均孔喉半径/nm	饱和度中值孔喉半径/nm	最大进汞饱和度/%	退汞效率/%
5_2	1.40	2.52	5.717	0.023 0	16.1	6.0	71.03	76.5
9	1.40	4.52	6.097	0.027 3	17.9	13.1	93.30	75.1
W_2	1.44	4.24	6.220	0.029 3	18.8	18.9	98.35	69.6
12	1.42	3.88	5.691	0.026 1	18.4	13.2	91.72	76.6
15	1.47	3.56	5.749	0.024 4	17.0	9.4	86.61	75.4
21	1.55	4.29	5.723	0.027 2	19.0	8.6	77.18	62.5
24	1.38	5.16	5.866	0.032 7	22.3	24.3	88.90	54.1
27_1	1.67	3.41	5.012	0.020 8	16.6	5.0	64.35	68.2
29_3	1.69	3.60	4.802	0.021 9	18.2	7.1	73.64	61.2

压汞法测得的井田各煤层平均孔喉半径 r 为 16.1～22.3 nm，饱和度中值孔喉半径 Rc_{50} 为 5.0～24.3 nm。与同为压汞法测得的河南煤田各煤层相比，井田各煤层 r，Rc_{50} 值明显偏低[8]。根据 Ходот 的孔隙分类方法对各煤层微孔、过渡孔、中孔及大孔孔隙体积进行统计，发现井田各煤层主要发育 0～10 nm 的微孔，占总孔容的 43.2%～67.2%；过渡孔（10～100 nm）、中孔（100～1 000 nm）、大孔>（1 000 nm）比例均低于 22.0%（图 7）。

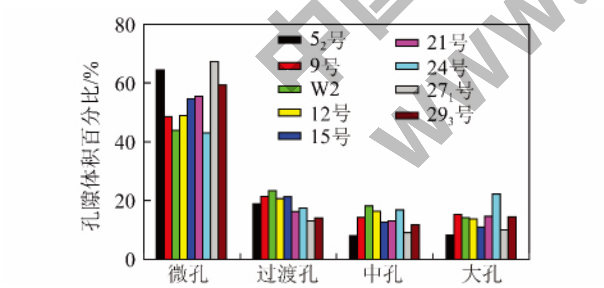


图 7 松河井田主要煤层孔径分布

Fig. 7 Main coal seam pore size distribution in Songhe field

综合井田煤储层孔隙裂隙发育特征认为：在区域高应力背景下，一方面裂隙闭合或被方解石、黄铁矿充填；另一方面，煤储层具有较低的孔隙度、平均孔喉半径 r、饱和度中值孔喉半径 Rc_{50} 及较高的微孔比例，均导致储层原始渗透性较差，因此煤层在未改造条件下气体扩散、运移及产出的难度较大。

基于 GC-1 井 1+3，9，16，21 号煤注入/压降试井及松河煤矿井下径向流法测定的透气系数数据，获得井田主要煤层渗透率如图 8 所示。

由图 8 可见，井田主要煤层渗透率普遍较低，

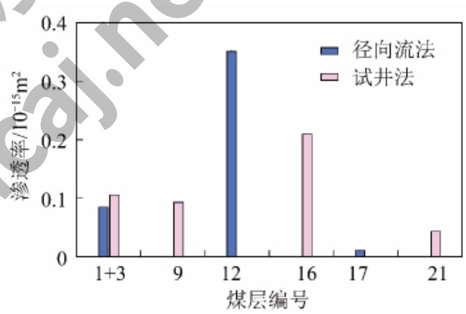


图 8 松河井田主要煤层渗透率

Fig. 8 Main coal seam permeability in Songhe field

在 0.011×10^{-15}～0.352×10^{-15} m^2 的范围，属低渗透煤储层。各煤层对比发现，12，16 号煤渗透率相对较高，均高于 $0.20\times10^{-15}m^2$；而 17，21 号煤渗透率较低，均低于 $0.05\times10^{-15}m^2$。分析井田煤层渗透率低且差异较大的原因，认为受控于煤体结构、宏观煤岩组分、宏观裂隙发育及充填程度等多个方面。当煤体结构呈碎粒状、粉末状，且宏观煤岩成分主要为暗煤时，渗透率相对较低，如 17，21 号煤；而当煤体结构相对完整、构造裂隙发育，且宏观煤岩成分主要为亮煤及镜煤时，渗透性相对较好，如 12 号煤。

3 煤系气共探共采适配性技术

3.1 气测录井技术

气测录井技术是煤系气共探共采中及时、直观、准确发现含气层的重要手段[9]。松河示范工程钻井过程中，采用 CPS3000 型气相色谱仪开展了气测录井工作，连续分析并获得了全烃、烃组分及非烃组分数据，并通过综合录井平台自动记录气测结果。气测录井开始前，用标准混合气样及甲烷样分别对烃组分

及全烃进行标定，全井标定 3 次; 当重复性好时进行气测录井，确保气测录井结果能够反映钻井液中烃类气体含量变化，及时发现钻遇地层的含气显示。

基于气测录井曲线，可初步查明钻遇地层的含气性、含气层厚度及气体组成，辅助划分煤层及砂岩、粉砂岩含气层。气测录井成果为煤系气开发层段优选、开发方案设计及产层贡献率研究提供了科学依据，对区域煤系气共探共采具有重要的指导意义[10]。

受气测录井设备与技术水平的制约，气测录井资料以定性方法解释为主，因此气测成果的应用范围与价值受到限制。通过采用性能优良的连续定量脱气器或热真空全脱脱气器[11]，不断完善气测数据的解释模型，充分发挥综合录井仪的参数集成优势，有望实现煤系气勘查中气测曲线的定量解释，准确获取煤系储层的含气量，为储量估算及资源开发潜力评价提供依据。

3.2　裸眼综合测井技术

裸眼综合测井技术是煤系气共探共采中经济、快速、全面认识含气层的重要手段。特别是在不取芯的开发试验井中，通过开展煤系井段双侧向、微球形聚焦、补偿密度、补偿声波、补偿中子、自然电位、自然伽马、多极子阵列声波、微电阻率扫描成像、双井径、井斜、井温等测井，并基于所建立的测井曲线解释模型，可判断含气层岩性、结构、裂缝发育情况，确定工业分析指标、含气量、含水率、孔隙度、渗透率、岩石力学性质及最大主应力方向等[12]。基于裸眼综合测井对煤系含气层的深入分析，有助于查明工区煤系气资源条件、赋存特征及开采条件，为后续含气层评价、产层优选及适配性开发工艺研究奠定基础。

受控于测井解释模型的合理性，储层物质组成、含气性、物性等测井解释成果通常与测试化验、试井结果存在较大差异，并影响到其在工程中的应用。要提高综合测井解释成果的精度及合理性，一是要重视工区前期测井成果分析、积累，二是要辅以针对性的采样测试化验，建立与井田地质条件相适合的测井曲线解释模型[13]，不断提高煤系气共探共采的工作效率及经济性。

3.3　含气层综合评价及层段优选技术

含气层综合评价是服务于煤系气共探共采压裂层段优选的一项重要工作。通过系统总结前期地质录井、测试化验、裸眼综合测井及试井所积累的数据资料，绘制综合录井图并统计具开发潜力的含气层段特征参数，然后采用专家打分评价法、人工神经网络评价法、系统聚类法或模糊综合评价法等进行含气层综合评价。基于含气层分类、分级结果，结合含气层垂向分布特征及储层改造工艺特点，对压裂层段进行优选，科学指导后续压裂方案设计及煤系气试采工作。

含气层综合评价及层段优选工作应在对井田煤系气成藏特征充分研究的基础上进行，参与评价及优选的参数包括 4 类: ① 资源条件参数，包括含气层厚度、含气量、资源丰度等; ② 开发条件参数，包括孔隙度、渗透率、压裂改造难度、含气饱和度、岩石力学特征等; ③ 温压条件参数，包括储层温度、压力、临储比等; ④ 储层敏感性参数，包括压敏、速敏、酸敏等。此外，由于成藏及开发机理存在显著差异，应在优选评价指标的基础上对煤储层及非煤含气层分类开展综合评价及开发层段优选工作。

松河示钻井及测井结果显示: 井田主力煤层厚度均超过 0.7 m，1+3，15，16，29_3 号厚度大于 2.0 m，煤储层含气量均较高，各煤层间含气饱和度、储层压力梯度及临界解吸压力相差不大，排采时各层段压力传递速度差异较小，基本不会因压降不均一而产生速敏伤害。基于煤层厚度及煤层间距，对井田煤层群初步分组，并优选出对合层排采影响大的评价指标，包括渗透率、含气饱和度、产层供液量、临界解吸压力及储层压力梯度等。综合分析认为: 松河井田龙潭煤系 1+3~5_1，6_2~9，13~16 号煤层段适合优先排采。

4　煤系气共探共采适配性工艺

4.1　丛式井组开发模式

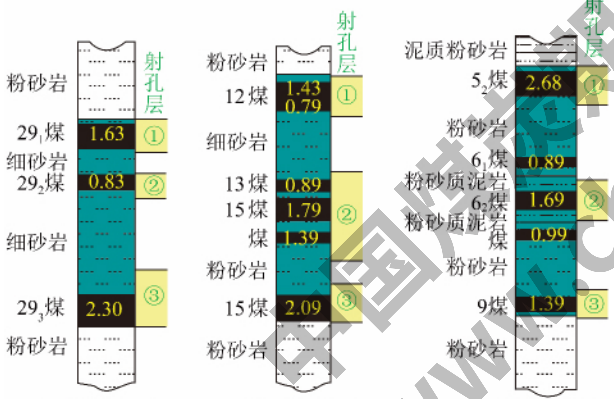
松河井田属于构造剥蚀山地地貌，区内冲沟较发育，常形成单面山、脊状山，地势起伏。受复杂地形条件影响，井田内可满足工程施工的备选井场少。为了减少工程投入并充分利用井场空间，示范工程采用了丛式井组开发模式，在同一井场内施工了 9 口开发试验井。各井同一压裂段靶点平面上形成三角形基本井网，合层排采过程中逐步产生井间干扰并最终形成统一的压降漏斗。丛式井组的实施，最大限度提高了井场土地利用率，降低了布井难度及井场建设费用，也便于后续排采作业管理。

丛式井组开发模式下，由于部分开发试验井井斜较大，也显著增加了后续测井、固井施工及排采作业的难度及成本。工程实践表明: 当地层倾角小于 20°时，适宜采用丛式井组开发模式。当产层埋深在 500~900 m 时，同一井场内施工 6~8 口开发试验井较为合理。

4.2　小层射孔工艺

小层射孔是在压裂层段优选的基础上连通井筒与待改造产气层的工程措施。受限于光套管组段压

裂规模，为了保证储层改造效果，单压裂段射孔层累计厚度应控制在 15 m 之内。小层射孔基于以下原则开展：① 当压裂段中煤层厚度大于 3.0 m 时，由于压裂过程中进液、进砂量可保证，则采取全煤层段射孔方式；② 当压裂段中煤层厚度为 1.5～3.0 m 时，采取顶板、底板或顶底板扩射方式，增加煤层段进液、进砂量，提高储层改造效果；③ 当压裂段中 2～3 个煤层层间距小于 2.0 m 时，认为可通过快速提高施工压力压裂顶底板砂岩含气层，则采取多煤层连射方式，连射长度一般不超过 7.0 m；④ 当压裂段中厚煤层煤体结构破碎时，为了避免排采过程中大量吐粉对其他产层的影响，则避射该煤层[14]；⑤ 当煤系细砂岩、粉砂岩含气层单层厚度超过 20 m 时，选择中部 6～8 m 进行连续射孔。由于煤层与非煤含气层岩石力学性质存在较大差异，因此需单独对细砂岩、粉砂岩射孔层进行压裂改造，如 18 号煤底板、22 号煤底板粉砂岩含气层。基于上述小层射孔原则，结合压裂层段特征确定的 GP-1 井各压裂段小层射孔位置如图 9 所示。



(a)第1压裂段　(b)第2压裂段　(c)第3压裂段

图 9　GP-1 井小层射孔位置

Fig. 9　Selective perforation position of GP-1 well

综上所述，基于“全射、扩射、连射、避射、选射”的小层射孔原则，合理分配压裂中各射孔层的进液、进砂量，保证了同一压裂段内多个含气层的改造效果，避免了排采过程中潜在的储层伤害，有助于提高煤系气共探共采的工程效果。

4.3　组段压裂工艺

松河井田煤储层发育孔隙以 0～10 nm 的微孔为主，细砂岩、粉砂岩及煤储层原始渗透率均较低，煤系气地面开发需进行压裂改造。尽管龙潭煤系厚度大、含煤层数多，但具煤系气开发潜力的含气层在上、中、下段集中分布，因此具备采用光套管注入方式开展组段压裂的成藏条件。为了保证压裂施工的储层改造效果，单压裂段跨度控制在 30 m 之内，有效压裂段长度小于 15 m。当相邻压裂段间距大于 50 m 时，采用填砂方式对下部压裂段进行封隔；若压裂段间距为 30～50 m 时，则采用可捞式桥塞封隔下部压裂段，避免砂、液窜层影响到上部压裂段的改造效果。

由于优选开发煤层的天然裂隙较发育，且焦煤的岩石力学强度低，因此压裂中因煤体结构破坏形成网状裂缝[15]，煤储层表现出较强的滤失性，导致压裂液在储层中的流动速度慢、携砂能力弱，易造成支撑剂的近井堆积。针对煤储层滤失性强的特点，一方面在前置液中增加粉砂注入量，增大粉砂砂比，以降低煤层滤失性；另一方面，采用高排量、低砂比方式注入携砂液，将支撑剂携带至远井地带，提高裂缝支撑效果。

受区域高地应力背景及煤系下段显著超压的共同影响，下煤组 29，27 号煤破裂压力及延伸压力高，17 号煤之上破裂压力及延伸压力明显降低。因此，下煤组压裂施工时适当增加压裂泵车数量，提高最大施工排量及压力，以确保煤层及其顶底板可被压开。为了保障下煤组储层改造效果，适宜选择密度小、抗压强度较大的陶粒作为支撑剂[16]。

多产层组段压裂方式下，为了保证同一压裂段内各产层均能达到较好的改造效果，可采用投球的方式实现多产层的充分改造[17]。基于压裂曲线分析，投球前砂、液注入量应控制在总量的 60%～70%。压裂施工中，可根据压裂曲线形态现场判断各含气层的改造程度，并在此基础上及时调整既定的压裂泵注程序及投球方案。投球数量根据所判断的含气层改造情况确定，以预测改造程度高，进砂、进液量大的含气层射孔数的 120%投入。必要时，可采取多次投球封堵的方式实现同一压裂段内多产层的逐次改造。

4.4　合层排采工艺

井田龙潭煤系煤层间距较小，隔水性好、富水性弱，且各含气层压力梯度相差不大，因此具备多煤层共采、煤系气共采的地质条件[18]。针对气井日产水量低且丛式井组开发模式下井斜差别大的特点，示范工程选用了两种排采装置。对于最大井斜小于 40°的开发试验井，采用“游梁式抽油机+管式泵”排采，满足了后期日产水量低的预期；对于最大井斜超过 40°的开发试验井，采用水力无杆泵排采，避免了管杆偏磨可能引起的排采复杂情况。

煤系气合层开发模式下，避免储层永久性伤害，减弱不同压裂段的层间干扰，快速形成井间协同降压条件是排采过程控制的关键[18]。由于井田煤储层具有超压、低渗的特点，压裂后井口溢流量大，因此应合理控制放溢流阶段的溢流速度，避免因溢流速度过快而引起支撑剂向井筒方向大量运移。此外，煤储层超压、含气高-过饱和的特点还决定了初期排水阶段套

压快速显现并可持续升高至 4.0 MPa。套压的快速升高,不仅有暴露上部压裂段的风险,还可导致近井地带气泡增多、变大,产生严重的贾敏效应。为了避免不稳定气水两相流的快速形成,应尽可能降低见套压前的液面降幅,延长见套压前的排水时间,在套压显现前排出更多的压裂液[19]。见套压后,应严格控制憋压幅度,避免套压持续升高产生严重的贾敏效应或造成上部压裂段被动暴露。当套压超过设定的憋压上限值时,通过逐步增大日产气量的方式稳定套压在憋压控制范围内,如图 10 所示。

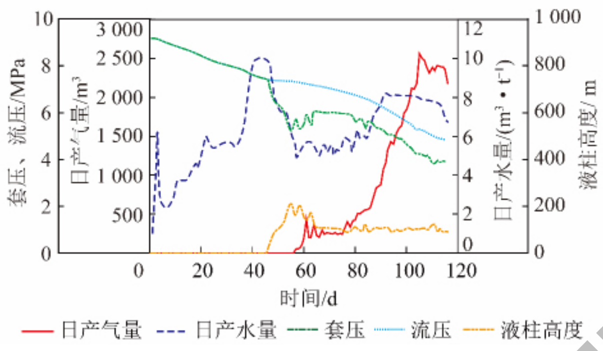


图 10　GP-8 井排采曲线

Fig. 10　Drainage and production curves of GP-8 well

控压稳产阶段,保持日产气量及日产水量的相对稳定,使储层中逐步形成稳定的气水两相流态,以利于压裂液的持续排出[20]。随着排采工作的进行,气井逐渐面临上部压裂段暴露的问题。为了提高产气效果,可在套压大于 0.5 MPa 时主动缓慢暴露上部压裂段。因为在较高套压下暴露上部产层,可对后期套压波动起到一定的缓冲作用,避免对暴露产层可能带来的伤害。

上部产层主动暴露后,应避免套压的快速波动,杜绝套压大幅回升,避免"气侵"导致井筒附近形成液相低渗区,对近井地带储层造成永久性伤害[21]。当发现套压回升时,应及时减小液面降幅并稳定流压,并调整日产气量来稳定套压。当套压波动频繁时,应采用"远程智能排采系统"或在井口气管线上加装"套压调控阀"进行套压控制。

5　结　　论

(1) 松河井田煤成气主要赋存于龙潭煤系多个煤层及临近细砂岩、粉砂岩中,具备多煤层共采、煤系气共采的资源及开发条件。龙潭煤系上、下煤组煤层厚度大、含气量高、煤体结构较完整;中煤组煤层间细砂岩、粉砂岩厚度大且含气性好,是井田煤系气共探共采的主要目标层段。

(2) 松河井田煤储层具有高温、超压、高含气量、含气高-过饱和的特点,适宜进行煤层气地面开发工作。在区域高地应力背景下,煤储层裂隙闭合或被方解石、黄铁矿充填;同时,低孔隙度、低平均孔喉半径、高微孔比等孔隙特征导致各煤层原始渗透性差,煤系气地面开发需进行储层改造。

(3) 基于煤层厚度及层间距特征,对井田煤层群初步分组,并优选出渗透率、含气饱和度、临界解吸压力及储层压力梯度等对合层排采影响大的指标进行综合评价,认为井田龙潭煤系 $1+3\sim5_1$,$6_2\sim9$,$13\sim16$ 号煤层段适合优先排采。

(4) 示范工程实践表明:气测录井、裸眼综合测井及含气层综合评价是煤系气共探共采中发现、认识、评价含气层及产气层段优选的关键技术,可为煤系气共探共采方案制定提供重要依据。丛式井组开发模式下,"小层射孔、组段压裂、合层排采"系列工艺与井田地形地质条件相匹配,可显著提高多煤层共采、煤系气共探共采的工程效果。

参考文献:

[1] 秦勇,高弟,吴财芳,等.贵州省煤层气资源潜力预测与评价[M].徐州:中国矿业大学出版社,2012.

[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] 高为,田维江,秦文,等.贵州省煤层气与页岩气共探共采的地质优选[J].断块油气田,2014,21(1):36-38.
Gao Wei,Tian Weijiang,Qin Wen,et al.Geological optimization of coalbed methane and shale gas co-exploration and concurrent production in Guizhou Province[J].Fault-block Oil & Gas Field,2014,21(1):36-38.

[4] 徐宏杰,桑树勋,易同生,等.黔西地应力场特征及构造成因[J].中南大学学报(自然科学版),2014,45(6):1960-1966.
Xu Hongjie,Sang Shuxun,Yi Tongsheng,et al.Characteristics of in-situ stress field and its tectonic origin in Western Guizhou[J].Journal of Central South University(Science and Technology),2014,45(6):1960-1966.

[5] 卢玲玲,秦勇,郭晨.黔西补作勘查区现代地温场及煤层受热温度分析[J].中国煤炭地质,2013,25(10):12-17.
Lu Lingling,Qin Yong,Guo Chen.Modern geothermal field and coal seam heating temperature in Buzuo exploration area,Western Guizhou[J].Coal Geology of China,2013,25(10):12-17.

[6] Liu Shaobo,Song Yan,Zhao Menjun.Influence of overpressure on coalbed methane reservoir in South Qinshui Basin[J].Chinese Science Bulletin,2005,50(1):124-129.

[7] 赵兴龙,汤达祯,许浩,等.煤变质作用对煤储层孔隙系统发育的影响[J].煤炭学报,2010,35(9):1506-1511.
Zhao Xinglong,Tang Dazhen,Xu Hao,et al.Effect of coal metamorphic process on pore system of coal reservoirs[J].Journal of China

Coal Society,2010,35(9):1506-1511.

[8] 姚艳斌,刘大锰.煤储层孔隙系统发育特征与煤层气可采性研究[J].煤炭科学技术,2006,34(3):64-68.
Yao Yanbin,Liu Dameng. Developing features of fissure system in Henan coal reserves seams and research on mining of coal bed methane[J].Coal Science and Technology,2006,34(3):64-68.

[9] 秦勇,梁建设,申建,等.沁水盆地南部致密砂岩和页岩的气测显示与气藏类型[J].煤炭学报,2014,39(8):1559-1565.
Qin Yong,Liang Jianshe,Shen Jian,et al.Gas logging shows and gas reservoir types in tight sandstones and shales from Southern Qinshui Basin[J].Journal of China Coal Society,2014,39(8):1559-1565.

[10] 金军,周效志,易同生,等.气测录井在松河井田煤层气勘探开发中的应用[J].特种油气藏,2014,21(4):22-25.
Jin Jun,Zhou Xiaozhi,Yi Tongsheng,et al.Application of gas logging in exploration and development of CBM in Songhe field[J].Special Oil & Gas Reservoris,2014,21(4):22-25.

[11] 王立东,罗平.气测录井定量解释方法探讨[J].录井技术,2001,12(3):1-10.
Wang Lidong,Luo Ping. A discussion on quantitative interpretation method of gas logging[J].Logging Technology,2001,12(3):1-10.

[12] Yan Taotao,Yao Yanbin,Liu Dameng,et al.Evaluation of the coal reservoir permeability using well logging data and its application in the Weibei coalbed methane field,southeast Ordos basin,China[J].Arabian Journal of Geosciences,2015,8(8):5449-5458.

[13] 刘之的,杨秀春,陈彩红,等.鄂东气田煤层气储层测井综合评价方法研究[J].测井技术,2013,37(3):289-293.
Liu Zhidi,Yang Xiuchun,Chen Caihong,et al.Comprehensive log evaluation for coalbed methane reservoir in eastern block of Ordos Basin[J].Well Logging Technology,2013,37(3):289-293.

[14] 陈文文,王生维,秦义,等.煤层气井煤粉的运移与控制[J].煤炭学报,2014,39(S2):416-421.
Chen Wenwen,Wang Shengwei,Qin Yi,et al.Migration and control of coal powder in CBM well[J].Journal of China Coal Society,2014,39(S2):416-421.

[15] 段品佳,张超,屈长龙,等.煤层气储层压裂负效应作用机理[J].煤炭学报,2014,39(S2):447-451.
Duan Pinjia,Zhang Chao,Qu Changlong,et al. Mechanisms of hydro-fracturing negative effect to coalbed methane seams[J].Journal of China Coal Society,2014,39(S2):447-451.

[16] 张双斌,苏现波,郭红玉,等.煤层气井排采过程中压裂裂缝导流能力的伤害与控制[J].2014,39(1):124-128.
Zhang Shuangbin,Su Xianbo,Guo Hongyu,et al. Controlling the damage of conductivity of hydraulic factures during the process of drainage in coalbed methane well[J].Journal of China Coal Society,2014,39(1):124-128.

[17] 倪小明,贾炳,王延斌.合层水力压裂煤层投球数的确定[J].天然气工业,2012,32(7):33-37.
Ni Xiaoming,Jia Bing,Wang Yanbin. Determination of ball sealers used for the multi-layer hydraulic fracturing in coal seams[J].Natural Gas Industry,2012,32(7):33-37.

[18] 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 & Technology,2014,43(6):1019-1024.

[19] 朱东君.贵州织金区块煤层气井排采影响因素分析[J].油气藏评价与开发,2015,5(2):78-80.
Zhu Dongjun. Analysis of influence factors of drainage and recovery of CBM wells in Zhijin Block of Guizhou[J].Reservoir Evaluation and Development,2015,5(2):78-80.

[20] 冯其红,舒成龙,张先敏,等.煤层气井两相流阶段排采制度实时优化[J].煤炭学报,2015,40(1):142-148.
Feng Qihong,Shu Chenglong,Zhang Xianmin,et al.Real-time optimization of drainage schedule for coalbed methane wells at gas-water two-phase flow stage[J].Journal of China Coal Society,2015,40(1):142-148.

[21] Chen Yaxi,Liu Dameng,Yao Yanbin,et al. Dynamic permeability change during coalbed methane production and its controlling factors[J].Journal of Natural Gas Science and Engineering,2015,25:335-346.