

文章编号: 0253-9985(2004)03-0309-05

浅析六盘水亦资孔盆地煤层气勘探开发前景

王旭¹, 邬云龙¹, 秦晓庆², 苏复义³

(1. 中国石化西南分公司川西采输处, 四川成都 610081; 2. 中国石化西南石油局工程处, 四川成都 610081;
3. 中国石化华北分公司研究院, 河南郑州 450006)

摘要: 六盘水亦资孔盆地上二叠统煤系可采煤层厚度 20~40 m, 煤层含气量为 10~20 m³/t, 煤阶主要为肥、焦、瘦煤, 利于煤岩割理发育。煤体结构为块状、碎块状, 煤层渗透率相对较高。煤层气资源量为 3 587.8 × 10⁸ m³, 平均资源丰度 4.29 × 10⁸ m³/km², 具有良好的煤层气勘探开发前景。经钻井评价, 金竹坪区块为较有利区块, 有继续勘探开发潜力; 亮山区块为较差区块, 不具备开发价值。

关键词: 煤层气; 含气量; 勘探开发; 气产量; 水产量

中图分类号: TE122.2 文献标识码: A

Prospects for exploration and development of coalbed methane in Yizikong basin in Liupanshui area

Wang Xu¹ Wu Yunlong¹ Qin Xiaoqing² Su Fuyi³

(1. Southwest Branch of SINOPEC, Chengdu, Sichuan; 2. Southwest Petroleum Bureau, SINOPEC, Chengdu, Sichuan; 3. North China Branch of SINOPEC, Zhengzhou, Henan)

Abstract: The Permian coal measures in Yizikong basin in Liupanshui area have workable seams of 20-40 m thick with gas content of 10-20 m³/t. Coals are mainly of rich coal, coking coal and lean coal, which are favorable for development of cleat. Coals are in massive or lumpy texture. Permeability of coalbed is relatively high. The basin has coalbed methane resources of 358.78 billion m³ with an average abundance of 429 million m³/km². Therefore, prospects for exploration and development of coalbed methane in the basin are bright. Evaluation through drilling several wells in the basin shows that Jinzhuping block is a favorable area with further exploration and development potential, while Liangshan block is a poor area without any development value.

Key words: coalbed methane; gas content; exploration and development; gas production rate; water production rate

1 概况

亦资孔盆地处于贵州西部六盘水市境内(图1), 面积 1 362 km², 海拔 1 200~1 800 m, 盆地从边部到中部依序形成沟谷、斜坡、高山、缓地的地貌特征, 并有河流横穿盆地形成宽窄不一的河谷地带。

亦资孔盆地广泛发育二叠、三叠系。上二叠统煤系为勘探开发煤层气的目的层系, 下三叠统飞仙关组为煤层气的区域性盖层。

上二叠统煤系自下而上分为龙潭组(P₂l)及汪

家寨组(P₂wj), 为陆源碎屑潮坪及三角洲沉积, 由中细粒砂岩、粉砂岩、泥岩夹煤层组成沉积旋回。

下三叠统飞仙关组(T₃f)自下而上分为两个岩性段, 一段为灰绿色粉砂岩、砂岩夹泥岩; 二段为紫红色砂岩、粉砂岩、泥岩互层。为陆源碎屑潮坪及三角洲沉积。

亦资孔盆地位于弧形褶皱带内, 总体为一残留向斜盆地。根据构造特征自北而南可以划分为4个部分(图1)。

(1) 不同方向构造交汇带位于盆地北部, 发育

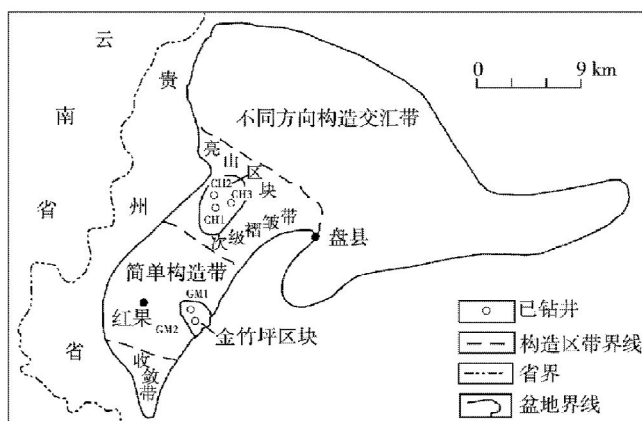


图1 亦资孔盆地位置及构造区划图

Fig. 1 Location and structures in Yizikong basin

南北向、北东向及北西向等多方位的次级褶皱和断层。

(2) 次级褶皱发育带位于盆地中部偏北, 发育一系列近南北向的次级褶皱。亮山背斜位于该构造带内, 走向近南北向, 长 10 km, 宽 1~2 km, 两翼地层倾角 $10^{\circ} \sim 13^{\circ}$ 。

(3) 简单构造带位于盆地中部, 总体为近南北向的单一向斜, 地层倾角西陡东缓。金竹坪区块位于向斜东翼。地面下三叠统飞仙关组倾角 $20^{\circ} \sim 23^{\circ}$, 井下上二叠统煤系地层倾角为 $14^{\circ} \sim 21^{\circ}$, 未见断层。

(4) 向斜收敛带位于盆地南部, 向斜轴呈南北向, 北端宽缓、南端收敛, 东西向挤压强烈, 地层倾角较大。

目前, 亦资孔盆地已先后在金竹坪及亮山两个区块进行了煤层气钻井评价, 完成 5 口井的钻井及煤层含气量测定作业; 5 口井 9 层煤的注入/压降试井; 4 口井 7 层煤的压裂及排水采气作业。

2 基本地质条件

在煤层气钻井评价之前, 首先是通过盆地周边煤炭勘探所获得的资料, 选择煤层厚度、煤阶、煤体结构、盖层、含气量及煤层气资源量等 6 项参数, 对盆地煤层气勘探开发前景进行宏观评价, 以确定盆地是否具备了煤层气成藏的基本地质条件。

2.1 煤层厚度

盆地内上二叠统煤系发育煤层 10~30 层, 可采煤层单层厚度一般 1~3 m, 平均厚 1.97 m。可采煤层累计厚度 20~40 m, 最厚 52 m, 具有煤层

多、单层较薄、累计厚度大的特点。

2.2 煤阶及煤体结构

盆地煤阶类型多样, 从西向东逐渐由气煤演变为贫煤, 主要为肥、焦、瘦煤, 煤阶适中, 利于煤岩割理发育, 煤岩割理密度为每 5 厘米 7~83 条。

上二叠统煤系煤体结构复杂, 煤系中部的厚煤层煤体结构多为粉状、鳞片状, 煤系上、下部的煤层煤体结构为块状、碎块状, 煤层渗透率相对较高^[1]。但是, 当煤体结构被构造改造太强烈, 达到粉状或鳞片状时, 渗透性变差^[2]。

2.3 煤层气盖层

通常情况下, 煤层保存条件越好, 含气量越高, 含气饱和度越高^[3]。亦资孔盆地发育良好的区域盖层和局部盖层。

(1) 区域盖层。下三叠统飞仙关组二段广布全区的紫红色泥岩和粉砂质泥岩, 单层厚 0.5~10.0 m, 累计厚 256.0~275.0 m, 占地层总厚的 54.3%~64.0%。泥岩突破压力较高、中值半径较小, 是良好的区域盖层。

(2) 局部盖层。上二叠统煤系内煤层上覆的泥岩、粉砂质泥岩是煤层气的局部盖层。盆地南部 8 口产气井, 井段深 31.0m~423.8m, 分布多层厚 0.5~16.0m 的泥岩及粉砂质泥岩, 具有良好的封堵条件, 直接构成煤层气的局部盖层。上二叠统煤系中, 类似的泥岩及粉砂质泥岩分布比较广泛, 对下伏煤层中的煤层气具有较好的封盖作用^[4]。

2.4 资源量及煤层含气量

亦资孔盆地埋深 200~1500 m 范围的煤层气资源量为 $3587.8 \times 10^8 \text{ m}^3$, 平均资源丰度 $4.29 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 在六盘水诸盆地中位居第二。煤层气资源丰度明显高于中国的山西柳林 ($1.43 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)、沁水盆地 ($2.37 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$) 及美国圣胡安盆地^[5] ($1.30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)。

盆地内大部分地区煤层含气量为 10~20 m^3/t , 最高可达 26 m^3/t , 与山西柳林和沁水盆地的煤层含气量相当^[6]。盆地具有煤层气勘探开发的良好前景。

3 钻井评价

煤层气勘探开发可分为 4 个阶段: 煤层气勘探选区阶段, 煤层气钻井评价阶段, 煤层气试采评价阶段, 煤层气开发利用阶段。

钻井评价阶段的主要目的是通过钻井获取的

煤层气地质评价参数,对评价区块煤层气勘探前景作出具体的评价。由于金竹坪区块和亮山区块钻井评价所揭示的煤层厚度、煤层气含量、煤体结构等参数变化不大。因此,在钻井评价过程中重点对煤层渗透率、含气饱和度、临界解吸压力与地层压力之比值、产气、产水量等参数进行评价。由于煤层气勘探工作程度总体较低,迄今国内、外尚未建立煤层气各项参数评价的统一标准,但一般认为:煤层渗透率大于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含气饱和度大于或等于60.0%^[7]、临界压力与地层压力之比大于或等于0.2的地区,进行煤层气勘探为宜。

渗透率是决定煤层气可采性最重要的参数,在钻井评价中具有“一票否决”的作用;含气饱和度和临界解吸压力与地层压力之比值,是从不同角度评价煤层气产出的难易程度、煤层气的产气量及产出时间;单井煤层产水量反映煤层渗透性的优劣,产水量越高,煤层的降压范围越大,越有利于煤层整体降压解吸;煤层气单井气产量是区块煤层含气性、煤层气可采性优劣的综合体现。由于影响煤层气单井产量的因素很多,特别是在钻井评价阶段,由于未形成井网、压裂煤层厚度有限以及排采时间较短等,很难客观地获得代表区块特征的煤层气产量,因此钻井评价阶段单井煤层气产量不能全面代表区块的有利与否^[8]。

亦资孔盆地根据煤层气资源丰度、煤层厚度和含气量、煤层埋深、地形条件、地层产状、煤岩结构、煤阶和煤层气市场等主要条件,优选了金竹坪、松河和亮山3个区块为勘探区块。并首选金竹坪区块为亦资孔盆地煤层气勘探试验区。同时,考虑到深层煤层气的勘探前景,选择了亮山区块作为深层煤层气勘探试验区。

3.1 金竹坪区块

(1) 金竹坪区块已施工两口钻井(贵煤1井、2井),钻遇25~26层煤,累计厚度37.6~37.9 m;多数煤层厚1~2 m,主煤层单层厚1.91~6.50 m。煤层分布不集中,煤层间距多数为2.00~13.00 m。煤层分布与盆地相同,具有煤层多、单层较薄、累计厚度大、分布不集中的特点。金竹坪区块煤层含气量较高,2口井15层次煤27个样品含气量测定,除2层次煤含气量较低外,其余层次煤层含气量平均为11.73~22.57 m³/t。

(2) 亦资孔盆地煤层渗透率测试情况(表1)表明,贵煤1井、2井相距约400 m,其煤层渗透率相

差2个数量级;贵煤2井的3号煤(M3)与9号煤(M9)之间仅相距50.3 m,煤层渗透率也相差1个数量级。这些资料说明金竹坪区块煤层具有发育的高渗透率煤层,但煤层渗透率非均值性较强。

表1 亦资孔盆地煤层渗透率测试情况简表

Table 1 A list of coalbed permeability testing results in Yizikong basin

区块	井号	煤号	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	
金竹坪区块	贵煤 1 井	7	1.500 0	
	贵煤 2 井	3	0.017 3	
		9	0.004 4	
亮山区块		12	0.006 2	
		黔红 1 井	18	0.002 9
		24	0.002 4	
	黔红 2 井	12	0.001 0	
		15	0.009 6	
		黔红 3 井	10	0.027 5

(3) 贵煤1井、2井9层煤27件样品分析结果表明,金竹坪区块多数煤层含气饱和度为60.10%~68.39%;煤层储层压力梯度一般大于每百米1 MPa,属高压储层^[9],但煤层气的临界解析压力较低,煤层临界解吸压力与地层压力的比值一般为0.20~0.36(表2),含气饱和度、临界解吸压力与地层压力之比值隶属中等级别。

表2 贵煤1、2井煤层气含气饱和度、临界解吸压力参数统计表

Table 2 Statistics of gas saturation and critical desorption pressure of coalbed methane in Guimei 1 and 2 wells

井号	煤号	含气饱和度/%	临界解吸压力/地层压力
贵煤1井	M3	68.39	0.29
	M7	47.10	0.15
	M9	61.66	0.22
	M10	60.17	0.20
	M11	56.45	0.17
	M17	50.09	0.15
	M18	67.64	0.22
	M20	61.82	0.20
	M24	20.69	0.04
	M3	96.68	0.97
贵煤2井	M7	31.99	0.11
	M9	66.13	0.36
	M12	85.95	0.60
	M18	65.79	0.29

(4) 金竹坪区块煤层地应力较顶、底板岩层高,煤系压裂缝垂向发育,不利于煤层的压裂改造。贵煤1井、2井压裂后,应用数值模拟分析,支撑缝半长27.1~47.3 m;支撑缝半高23.5~74.4 m;

裂缝垂向发育高度比水平延伸长度大或相当,不利于煤层的压裂改造。其主要原因是煤层地应力泊松比较煤层顶、底板砂泥岩高,以及杨氏模量较小,煤层顶、底板不能抑制煤层裂缝垂向发展。

(5) 贵煤1井2井,相距约400 m,煤层压裂状况相同,但两口井的产水量却差别很大。贵煤1井产水量为21.0~23.7 m³/d,贵煤2井产水量仅1.0~1.2 m³/d,约为贵煤1井产水量的1/20。由工区东侧的金竹坪-佳竹箐煤田勘探资料表明,上二叠统煤系含水性非均质性较强,单位涌水量M1~M12号煤层井段为0.000 4~0.102 L/(s·m),M12~M24号煤井段为0.000 02~0.105 L/(s·m),M24号煤层以下井段为0.000 674~0.067 L/(s·m)。贵煤1和贵煤2井排采水产量表现的非均质性与区域水文地质特征一致。

(6) 目前,贵煤1井产气28.0~31.0 m³/d,最高74.8 m³/d;贵煤2井产气180.0~350.0 m³/d,最高362.1 m³/d,两口井煤层气产量差异较大。贵煤1井的压裂煤层厚度、含气量、含气饱和度、临界解吸压力等参数与贵煤2井相近,而且煤层渗透率及产水量均较高。一般情况,贵煤1井煤层渗透率和产水量高,煤层降压解吸的范围大,产气量应当越高。目前,贵煤1井产气量较低,其原因推测是排水降压不够,煤层气没有充分解吸。贵煤1井排采液面深度最深为490 m,距3号煤(M3)中部40 m,距7号煤(M7)中部69 m。M3、M7的临界解吸压力分别为1.72 MPa和0.91 MPa,井内液柱对M3、M7仍有0.40 MPa和0.69 MPa的压力,且远离井筒的煤层所承受的压力更大,显然煤层没有得到充分降压、解吸。与贵煤1井相比,贵煤2井产水量虽然较低,但液面很快就下降至压裂煤层附近,井筒附近的煤层得到了充分降压,煤层气解吸较充分,单井煤层气产气量较高。井筒煤层气的快速解吸又加速了其附近煤层的进一步降压、解吸。另外井筒附近煤层较快降压后解吸出较多的煤层气,形成了新的空间,这样又加速了煤层的降压排气,使压降范围进一步扩大。因此,经一定时间排采后,尽管产水量逐渐降低,但产气量仍然维持在250.0~350.0 m³/d。

此外,依据数值模拟软件所进行的10年单井产气量预测,贵煤1井已压裂煤层(煤厚6.50 m),

平均产气301 m³/d,高峰期产气370 m³/d,10年末产气294 m³/d;贵煤2井已压裂煤层(煤厚5.20 m),平均产气288 m³/d,高峰期产气1 589 m³/d,10年末产气量下降至198 m³/d。预测结果表明,贵煤2井初期产气量较高,然后很快递减,十年末产气量较低。究其原因,主要是两口井目标煤层的渗透性差异较大,贵煤1井渗透性好,早期井筒附近煤层由于径流补给较快,没能形成较大压降差,所以高峰期产量低,而贵煤2井由于煤层渗透性差,早期井筒附近煤层由于径流补给较慢,形成较大压降差,造成早期高峰期产量高,但因煤层渗透性差,压降差不能有效向远处传播,导致后期日产气量急剧下降。

根据金竹坪区块储层描述和贵煤1井2井的生产历史拟合获取的具有代表性的煤储层参数,设定3号煤(M3)和9号煤(M9)为两个主要目标煤层,煤层厚度取平均值5.2 m;由于煤层埋藏较浅,考虑到井网开采时井间的连通性,设计了200 m×200 m,300 m×300 m,400 m×400 m 3种开发井网,进行了井网内单井煤层气产量模拟。综合3种试采方案煤层气产量预测结果的分析,以300 m×300 m井网在金竹坪区块进行开发较为有利,10年内平均产气量623 m³/d,高峰期产气量859 m³/d,10年末产气488 m³/d,单井煤层气产量可基本稳定,对开发配产比较有利。

3.2 亮山区块

与金竹坪区块煤层气地质条件相比,煤层分布、含气量、煤体结构、煤层地应力特征基本相似;煤阶为肥、焦煤,利于煤层割理发育^[10]。但是,由于煤层埋藏较深(1 059.0~1 245.0 m)、渗透率低($0.001 0 \times 10^{-3} \sim 0.027 5 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$),多数煤层为 $0.001 0 \times 10^{-3} \sim 0.006 2 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$;含气饱和度变化大(29.6%~100.0%)、临界解吸压力/地层压力之比为0.11~1.00。黔红1井、2井压裂后产气、水量低,平均产气量分别为35.0 m³/d和6.6 m³/d;平均产水量0.48 m³/d和0.36 m³/d。综上所述,亮山区块多数煤层的煤层气可采性较差,煤层排水降压采气难度大,在现有的勘探开发工艺技术条件下,不具备煤层气开发价值。

4 与国内外对比

综合金竹坪区块及亮山区块煤层气资源主要地质评价参数与国内外有利煤层气勘探区块进行

对比, 结果表明: 金竹坪区块为较有利煤层气勘探区块, 亮山区块为较差区块。

金竹坪区块与山西柳林、沁水盆地有利区块、美国黑勇士盆地开发区块的煤层气条件对比, 主要具有以下特点: 其一, 就煤层气资源条件而言, 金竹坪区块的煤层累计厚度、含气量和资源丰度均较为优越, 但煤层多而薄, 增加了煤层气勘探开发的难度。其二, 就煤层气可采性而言, 山西柳林、沁水盆地有利区块、美国黑勇士盆地开发区块均为煤层气可采性有利区块, 而金竹坪区块煤层气可采性只相当于中等级别。金竹坪区块渗透率好的煤层与上述区块相当, 而渗透率低的煤层则差别较大。煤层含气饱和度、临界解吸压力与地层压力比值也明显偏低。因此, 在同样的煤层气解吸压力及埋深条件下, 生产相等数量煤层气, 金竹坪区块煤层解吸、降压的时间更长。尽管如此, 由于金竹坪区块目前仅钻探2口煤层气钻井, 单井压裂煤层厚度较薄, 且只进行了单井排采, 若进行小井网试采及增加开采煤层厚度, 该区块单井煤层气产量有望提高。因此, 金竹坪区块具有一定的煤层气勘探开发前景, 为较有利煤层气勘探区块。

亮山区块与柳林、沁水盆地有利区块和美国黑勇士盆地开发区块对比表明, 虽然煤层气资源条件与之相近, 但煤层埋藏较深、煤层气可采性更差; 据美国煤层气勘探开发成功经验表明, 煤层气有利勘探开发区块深度不宜大于1 000 m^[11, 12]。

(上接第303页)

分布地区和层位也将是塔里木盆地未来油气储量增长的重点。

(3) 塔里木盆地已发现的油气田中, 以中型油田和大型气田所获的油气储量为主, 油田(或油气田)的储量丰度以低-中丰度为主, 气田(或油气田)的储量丰度以中-高丰度为主。

(4) 根据已获油气地质储量在构造单元、层位的分布特征分析, 随着勘探的发展, 塔里木盆地近、中期石油储量增长将主要来自沙雅隆起塔河地区和卡塔克隆起的塔中地区, 天然气储量增长将主要来自天山南的库车凹陷等地区。

参 考 文 献

1 邱中建, 龚再生. 中国油气勘探(第二卷)西部油气区[M]. 北

综合分析认为在现有煤层气勘探开发技术条件下, 亮山区块煤层气不具备开发价值, 属较差煤层气勘探区块。

参 考 文 献

- 1 桑树勋, 唐书恒. 煤层气的封存富集条件[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(2): 104~107
- 2 苏复义, 宁正伟, 郭友, 等. 豫西石炭、二叠系煤层气资源前景研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 23~25
- 3 孙茂远, 黄盛初. 煤层气开发利用手册[M]. 北京: 煤炭工业出版社, 1998. 52~53
- 4 孙万禄, 应文敏. 煤层气地质学基本问题的探讨[J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(3): 189~194
- 5 Choate R, Lent J, Rijhtmire C T. 科罗拉多州和新墨西哥州圣胡安盆地晚白垩世地质和煤层特征及煤层甲烷开发潜力[A]. 黄景城. 煤层气译文集[C]. 河南郑州: 河南科学出版社, 1990. 232
- 6 樊生利. 沁水盆地南部煤层气勘探成果与地质分析[J]. 天然气工业, 2001, 21(4): 35~38
- 7 李文阳, 马新华, 赵庆波, 等. 中国煤层气地质评价与勘探技术新进展[M]. 江苏徐州: 中国矿业大学出版社, 2001. 68
- 8 陈晓东. 对中国煤层气勘探开发现状的思考与建议[J]. 天然气工业, 2002, 22(5): 35~39
- 9 钟玲文. 中国煤层气压力特征[J]. 天然气工业, 2003, 23(5): 132~134
- 10 宁正伟, 陈霞. 华北石炭、二叠系煤化变质程度与煤层气储集性的关系[J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(2): 156~160
- 11 孙万禄, 应文敏, 樊明珠, 等. 我国煤层气资源、资源量级别分类[J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(4): 305~308
- 12 张建博, 汪泽成. 中国煤层气勘探开发前景分析[J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(3): 217~220

京: 石油工业出版社, 地质出版社, 1999. 362~465

- 2 王秋明, 张纪易. 塔里木盆地油气勘探四十年回顾与展望[J]. 新疆石油地质, 1992, 13(4): 285~293
- 3 康玉柱. 中国塔里木盆地石油地质特征及资源评价[M]. 北京: 地质出版社, 1996
- 4 蒋炳南, 康玉柱. 新疆塔里木盆地油气分布规律及勘探靶区评价研究[M]. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社, 2001
- 5 贾承造. 中国塔里木盆地构造特征与油气[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 6 康玉柱, 张希明, 凌支虎, 等. 中国新疆地区油气地质特征及资源评价[M]. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社, 2001
- 7 戴金星, 夏新宇. 中国天然气资源及前景分析——兼论“西气东输”的储量保证[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(1): 1~8
- 8 张恺. 论塔里木盆地类型、演化特征及含油气远景评价[J]. 石油与天然气地质, 1990, 11(1): 1~15