

云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组 页岩气成藏地质条件及有利区预测

张聪^{1,2}, 包书景², 石砥石², 胡琳³, 苑坤²

(1 中国地质大学(北京); 2 中国地质调查局油气资源调查中心; 3 云南煤层气资源勘查开发有限公司)

摘要 基于野外地质调查、岩心观测、地球化学分析、含气量现场解吸等技术手段,深入分析了云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组页岩气形成与富集条件。研究认为该区筇竹寺组沉积期为浅水陆棚环境,黑色泥页岩厚度 237~363 m,成熟度较高,平均 R_o 为 3.06%, TOC 多数大于 2.0%;页岩中石英含量平均为 53.18%,碳酸盐矿物含量平均为 18.82%,储集空间以泥页岩微裂缝、粒间孔、粒内孔和有机孔为主;区域具有较好的页岩气勘探潜力。根据多口钻井现场解吸气量较低的特征,推断保存条件是曲靖地区页岩气富集的关键,马龙为页岩气勘探远景区。

关键词 页岩气;成藏条件;有利区预测;筇竹寺组;下寒武统;曲靖地区;云南

中图分类号 TE132.2

文献标识码 A

页岩气以其有利的自生自储型聚集特征,在非常规油气资源领域的战略意义日趋重要^[1-2]。全球范围内,北美地区的页岩气勘探与产能均已经取得重要突破^[3]。我国虽然对于页岩气的大范围勘查起步较晚,然而国土资源部、美国能源信息署、中国工程院等的评价结果显示,我国页岩气资源丰富^①;经过近5年来的深入勘探,四川盆地志留统龙马溪组率先取得重大突破,探明首个千亿方整装页岩气田——涪陵焦石坝页岩气田^[4];此后,相继在四川长宁、威远和云南昭通等地取得突破,截至2015年底,全国累计生产页岩气约 $44.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^②,揭示了我国在页岩气领域良好的勘探开发前景^[5-7]。

除志留统龙马溪组取得重大勘探突破外,同为中国南方富有机质海相页岩的典型代表——下寒武统筇竹寺组(牛蹄塘组)页岩亦是页岩气勘探领域非常值得关注的重要层系,该套页岩目前在湘西北、重庆城口等地区已经获得了较大的页岩气发现^[8-9]。前期研究结果显示,黔、滇地区下寒武统筇

竹寺组黑色泥页岩发育良好,具备页岩气形成的基础物质条件^[10-12]。然而,以往云南省页岩气勘查开发工作主要分布在滇东北的镇雄、盐津、昭通、威信等地的下志留统龙马溪组,中国石油浙江油气田分公司在“页岩气昭通示范区”镇雄县完钻了5口地质调查井,2011年昭104井龙马溪组压裂试气后现场测试产气量为 $1.02 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,显示了龙马溪组页岩气地质条件与四川盆地类似,具有较好的勘探开发潜力^[13]。2014年中国地质调查局油气资源调查中心、华能澜沧江水电有限公司相继在滇东曲靖、寻甸、马龙、宣威、热水、德泽等地针对筇竹寺组部署实施了页岩气地质调查井,获取了筇竹寺组的岩心资料,为该区页岩气资源评价提供了基本参数^③。本次研究以野外地质调查为基础,结合最新的钻井及地球化学分析资料,探讨了云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组页岩气形成富集条件,以期为该区下一步勘探提供依据,同时也为我国南方下寒武统海相页岩气的勘探提供借鉴。

收稿日期: 2015-06-05; 改回日期: 2016-07-29

本文受国土资源部全国油气资源战略选区调查项目“南方油气资源战略选区调查”(编号: XQ2014-04)和全国地质调查评价专项“页岩气有利目标区调查评价与优选”(编号: 1212291413012)资助

张聪: 女, 1986年生, 就职于中国地质调查局油气资源调查中心, 工程师, 现为中国地质大学(北京)在读博士研究生, 主要从事页岩气地质研究工作。通讯地址: 100029 北京市朝阳区安外小关东里10号院东小楼; E-mail: 397716026@qq.com

① 中国页岩气勘查开发年报[R]. 中国地质调查局油气资源调查中心, 2013: 5-10.

② 中国页岩气勘查开发年报[R]. 中国地质调查局油气资源调查中心, 2015: 1-2.

③ 滇东地区页岩气形成地质条件与前景分析成果报告[R]. 云南煤层气资源勘查开发有限公司, 2014.

1 研究区地质背景

曲靖地区位于云南省东部,构造上隶属于滇东台褶带,东南临弥勒—师宗断裂,西部被小江断裂所隔,面积约2.2万平方千米(图1)。滇东地区构造发育强烈,具有多期次、多旋回的特点,整体为一系列南北

向、北西向、北东向和北北东向的构造带,其中南北向小江深大断裂(F_1)、昭通—曲靖隐伏深大断裂(F_4)和北东向弥勒—师宗深大断裂(F_7)为区域一级构造;其间发育多条北东向构造带,为区域二级构造,自西北向东南大致呈等间距分布;各构造带多发育北东向层间断裂或北西向配套羽状构造,为区域三级构造^[14]。

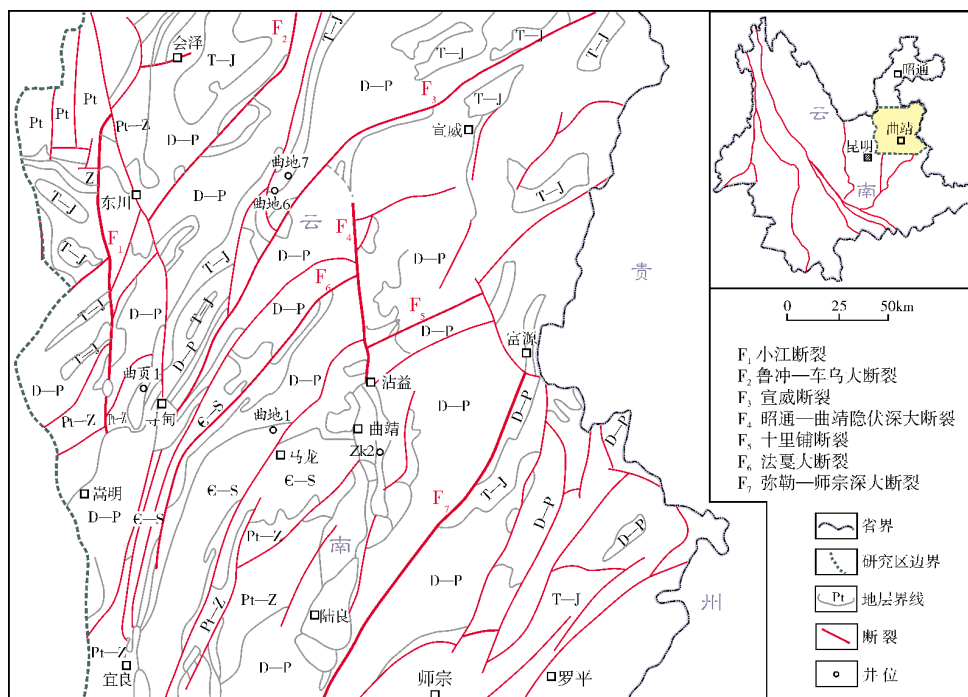


图1 云南曲靖地区地质简图

上扬子地区在早寒武世海平面迅速上升,整体为开放的陆棚相沉积环境,滇东地区属于陆表海的边缘,以浅海碳酸盐岩和滨海相砂页岩沉积为主^[15]。在马龙以西地区,筇竹寺组为浅水陆棚相沉积(图2),以灰色—深灰色泥页岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩为主,发育水平层理;宣威—曲靖—宜良一带,筇竹寺组为潮坪相沉积,以深灰色—黑色泥页岩、粉砂岩为主,偶夹白云岩,底部以两层含多金属硫化物的黑色页岩为特征,水平层理发育,三叶虫极其丰富。

2 筇竹寺组页岩空间展布

泥页岩的厚度是页岩气形成的必要条件之一,厚度越大,越有利于页岩气的形成与保存^[16-17]。根据区域地质资料、野外实测剖面、钻探结果统计,研究区筇竹寺组为一套灰黑色—黑色泥页岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩,发育水平层理(图3),反映水体相

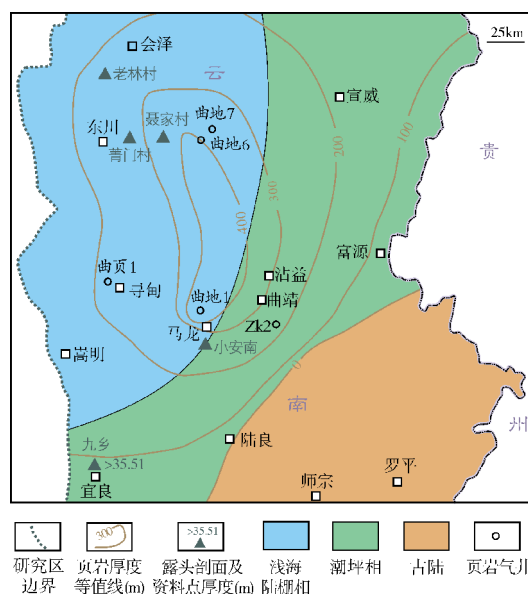
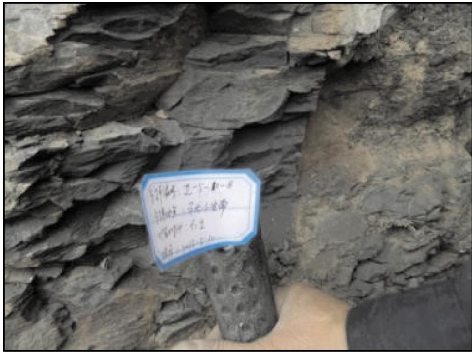


图2 云南曲靖地区早寒武世筇竹寺岩相古地理与页岩厚度

对较深、能量较低的浅水陆棚相沉积环境。同时,下寒武统筇竹寺组地层总厚一般为230~360 m,局部可达425 m。其中寻甸曲页1井钻遇筇竹寺组泥页岩厚度为323.38 m(考虑到地层倾角因素,其真厚度应小于钻遇厚度),曲地1井揭示筇竹寺组泥页岩真厚度为411.38 m,曲地6井、曲地7井钻遇的筇竹寺组泥页

岩厚度分别为329.02 m、262.38 m(因这两口井开钻层位是筇竹寺组,故筇竹寺组的真厚度均大于钻遇厚度);野外剖面的地层由于覆盖、出露不全、剥蚀严重等因素,故筇竹寺组的实测厚度明显小于钻孔实际钻遇的厚度(表1,图2)。整体而言,沉积中心位于曲靖—会泽一线(图2)。



(a) 深灰色、灰黑色页岩夹薄层灰黄色砂岩,灰黑色页岩厚21.41 m。小安南剖面



(b) 黑色泥质页岩。曲地1井1137.92~1141.45 m。岩心

图3 云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组黑色泥页岩特征

表1 云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组泥页岩厚度及有机碳含量统计表

序号	钻井或剖面名称	厚度 (m)	TOC (%)		R _o (%)		备注
			范围值	平均值	范围值	平均值	
1	曲页1井	<323.38	0.93~2.97	2.60	2.32~2.83	2.56	地层倾角因素
2	曲地1井	411.38	0.16~7.13	3.48	—	—	
3	曲地6井	>329.02	0.31~9.70	4.12	—	—	开钻层位为 筇竹寺组
4	曲地7井	>262.38	0.69~6.14	4.01	—	—	
5	ZK2 井	>157.87	—	—	—	3.06	
6	小安南剖面	>21.41	—	—			剖面未见顶
7	老林村剖面	>78.04	0.23~3.04	2.45			剖面未见顶
8	箐门村剖面	>236.7	—	—	2.2~4.3	3.4	剖面未见顶、底
9	聂家村剖面	>77.93	—	—			剖面未见顶
10	九乡剖面	>35.51	—	—			剖面未见顶

3 页岩气富集条件

3.1 有机地球化学特征

有机质丰度是页岩气形成的物质基础,它不仅直接决定了泥页岩的总生烃量,同时对于页岩内部甲烷的吸附性能具有重要的控制作用^[18]。从页岩有机碳平面分布来看(图4),筇竹寺组页岩有机碳的高值区位于东川一带,可达4%以上,整体表现为由沉积中心向古陆方向减小的趋势。其中,会泽县老林村野

外露头筇竹寺组泥页岩的19个样品,TOC平均值为2.45%(表1),且TOC大于4%的样品数量约占25%;曲地1井筇竹寺组TOC为0.16%~7.13%,平均为3.48%;曲地6井TOC为0.31%~9.70%,平均为4.12%;曲地7井TOC为0.69%~6.14%,平均为4.01%。这说明该地区筇竹寺组野外露头样品的TOC低于钻孔的样品,这可能是风化作用的结果。从老林村野外剖面 and 曲地1井的TOC纵向分布序列来看(图4),筇竹寺组中下段黑色泥页岩的TOC比上段的要高,由此推断筇竹寺组中下段黑色泥页岩是页岩气勘探开发的有利层段。

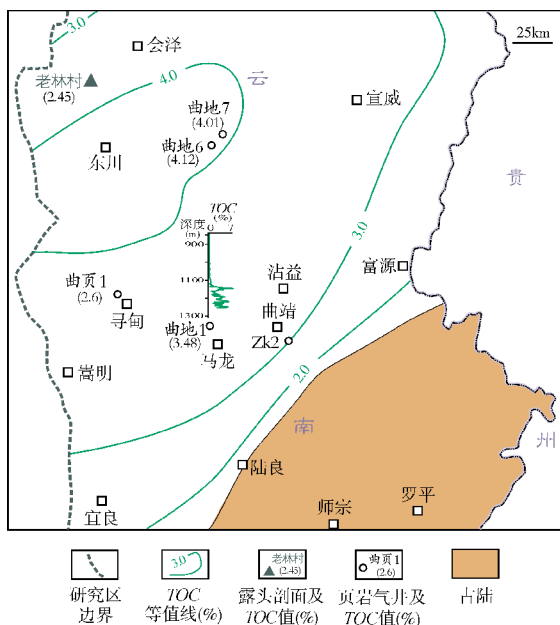


图4 云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组页岩TOC等值线图

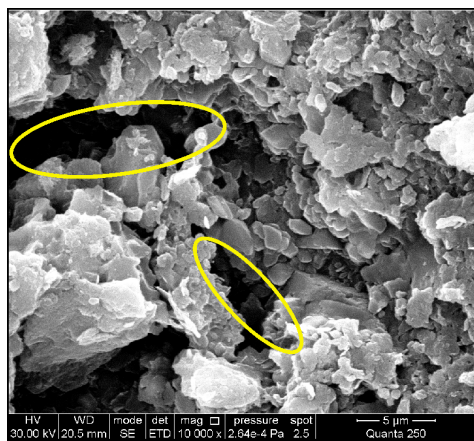
有机质类型是反映烃源岩质量好坏的重要指标,也是决定有机质生烃能力和生烃属性的重要因素,因此它决定了页岩的生气能力^[19-20]。对研究区野外露头及钻井岩心样品的化验分析表明,筇竹寺组有机质显微组分以无定形为主,其次为结构镜质组,

属Ⅰ型和Ⅱ₁型干酪根。

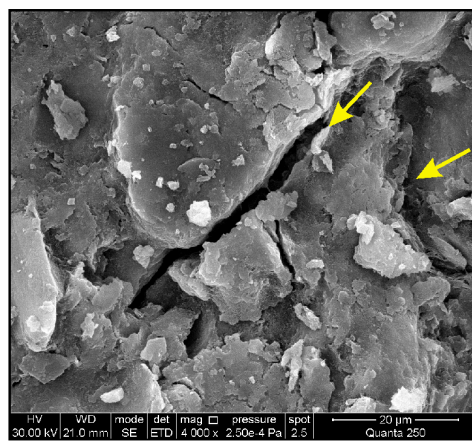
有机质成熟度高是我国南方海相页岩的一个普遍特征^[21-22]。6块野外样品的沥青镜质组反射率 R_o 值为2.2%~4.3%,平均为3.4%(表1);激光拉曼光谱揭示的 R_o 平均值为3.06%,表明研究区筇竹寺组暗色泥页岩均达到了高一过成熟阶段。

3.2 泥页岩储层特征

页岩中矿物成分及含量对页岩力学性质、储层物性及含气量等均有重要影响。一般认为,脆性矿物质量分数高于40%、黏土矿物质量分数小于30%才具备商业开发价值^[23-24]。曲地1井20个筇竹寺组泥页岩样的X衍射全岩分析结果表明,筇竹寺组页岩矿物成分组合有利于页岩气的富集,其石英含量平均为53.18%,碳酸盐矿物含量平均为18.82%,含少量长石。同时,野外露头及钻孔样品扫描电镜分析结果表明,筇竹寺组泥页岩微裂缝、孔隙发育(图5),微裂缝多发育在脆性矿物之间,微裂隙长度为30~100 μm ,缝宽4~10 μm ,连通性较差。箐门村剖面4个样品的压汞孔隙度实验结果表明,筇竹寺组页岩孔隙度主要分布在0.88%~4.18%之间,平均孔隙度为2.23%,孔隙类型以粒间孔、粒内孔和有机孔为主。



(a) 黑色页岩。矿物颗粒之间形成粒间孔,较大的孔径约10 μm 。老林村剖面。扫描电镜



(b) 黑色页岩。矿物颗粒之间形成微裂隙,缝宽约1 μm 。老林村剖面。扫描电镜

图5 云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组页岩扫描电镜下的粒间孔及微裂隙特征

3.3 含气性

页岩含气量是页岩气资源评价和有利区优选的关键参数,它是指每吨岩石中所含天然气折算到标

准温度和压力条件下(101.325 kPa, 25 $^{\circ}\text{C}$)的天然气的总量。研究中采用等温吸附实验和现场解吸两种方法测定含气量。等温吸附实验结果表明,在30 $^{\circ}\text{C}$ 条件下,取自老林村剖面的2个筇竹寺组页岩样品的最

大吸附量介于3.93~4.88 cm³/g之间,平均为4.40 cm³/g(表2)。然而,4口钻井的岩心样品现场解吸实验结果却普遍偏低,曲地1井含气量介于0.057~0.997 m³/t之间、平均值为0.54 m³/t;曲页1井含气量平均值为0.34 m³/t。初步分析认为:由于取心过程中并未采用保压取心,导致了一定的气体逸失,进而可能影响了现场解吸气的结果,同时,曲页1井钻遇的筇竹寺组泥页岩中方解石充填严重,岩心较破碎,反映出强烈构造活动对于研究区页岩气储集的破坏作用;曲靖地区钻井目的层的埋深为600~900 m,相比较于涪陵页岩气产层的埋深大于2 000 m而言,整体埋深较浅,保存条件相对较差。由此看来,对于研究区的页岩气聚集起关键作用的因素,在于曲靖地区页岩气成藏的保存条件。

表2 云南曲靖地区老林村剖面下寒武统筇竹寺组泥页岩等温吸附实验数据表

样品编号	温度(℃)	TOC(%)	Langmuir体积V _L (cm ³ /g)	Langmuir压力P _L (MPa)	最大吸附量(cm ³ /g)
HD-7	30	4.88	5.38	2.03	4.88
HD-24	30	5.23	4.41	2.21	3.93

4 页岩气有利区预测

曲靖地区下寒武统筇竹寺组页岩具有厚度大、有机质丰度适中的特点,因而具备了页岩气形成的物质基础,但是后期强烈的构造运动不利于页岩气的保存,这是页岩气成藏的不利因素。因此,本次研究结合目前我国南方古生界海相页岩气的勘探开发经验,并参考了《页岩气资源潜力评价方法与有利区优选标准》^④操作手册中页岩选区关键指标,同时,针对研究区勘探程度低、资料少的特点,选取泥页岩厚度、有机质丰度、断裂发育等条件,采取信息叠合法进行页岩气有利区预测,结果认为马龙地区是页岩气勘探的有利区,它的有利区面积为753.08 km²(图6),该区筇竹寺组页岩总厚大于200 m,岩性为黑色页岩、碳质页岩、粉砂质页岩、泥质粉砂岩和粉砂岩;埋深500~2 500 m; TOC平均为3.5%; R_o平均为2.67%;断裂较不发育,相对有利于页岩气的保存。

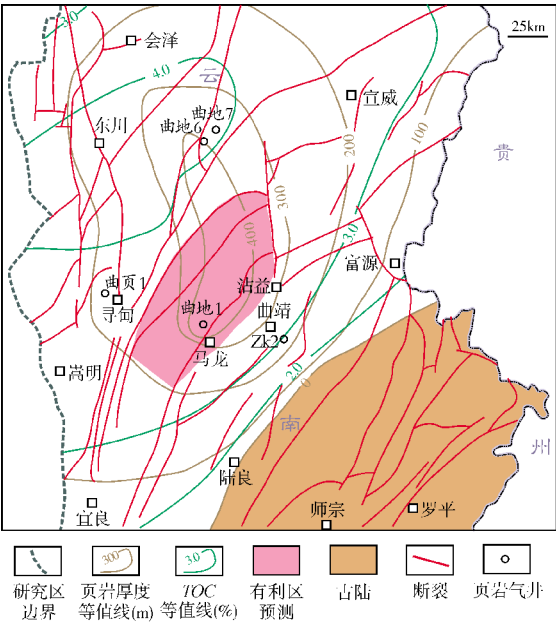


图6 云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组页岩气有利区预测图

5 结论

- (1)云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组黑色泥页岩厚度大、有机质丰度适中、成熟度高,储层的石英、方解石等脆性矿物含量高、埋深适中,该区具备良好的页岩气形成与富集条件。
- (2)云南曲靖地区多口钻井的现场解吸气量偏低,分析认为是由于该区经历多期构造运动、目的层埋深较浅、且岩心大量破碎所致,反映出该区保存条件较差,这是页岩气成藏的不利因素。
- (3)综合考虑页岩气平面展布特征、目的层平均埋深、断裂发育密度以及有机碳含量等因素,预测马龙地区是页岩气勘探的有利区。

参考文献

[1] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.

[2] Hao Fang, Zou Huayao, Lu Yongchao. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(8): 1325-1346.

[3] Hill R J, Jarvie D M, Zumberge J, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 445-473.

[4] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. 石油与天

④ 页岩气资源潜力评价方法与有利区优选标准[R]. 国土资源部油气资源战略研究中心, 中国地质大学(北京), 2012.

- 然气地质, 2015, 36(1): 1-6.
- [5] 兰洁. 西南油气田四川长宁区块页岩气产量超 $6000 \times 10^4 \text{m}^3$ [J]. 天然气与石油, 2014, 32(5): 40.
- [6] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 中国页岩气研究现状与发展趋势[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 689-694.
- [7] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
- [8] 林拓, 张金川, 李博, 等. 湘西北常页 1 井下寒武统牛蹄塘组页岩气聚集条件及含气特征[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 839-846.
- [9] 刘斌, 叶军, 王胜, 等. 典型盆外改造区高演化海相页岩勘探前景分析——以城口地区下寒武统页岩为例[J]. 断块油气田, 2015, 22(1): 42-46.
- [10] 梁兴, 叶熙, 张介辉, 等. 滇黔北下古生界海相页岩气藏赋存条件评价[J]. 海相油气地质, 2011, 16(4): 11-21.
- [11] 杨振恒, 腾格尔, 李志明. 页岩气勘探选区模型——以中上扬子下寒武统海相地层页岩气勘探评价为例[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 8-14.
- [12] 杨勤生. 滇东下古生界页岩气成藏层位及远景[J]. 云南地质, 2010, 29(1): 1-6.
- [13] 梁兴, 叶熙, 张介辉, 等. 滇黔北拗陷威信凹陷页岩气成藏条件分析与有利区优选[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 693-699.
- [14] 云南省地质矿产局. 云南省区域地质志[M]. 北京: 地质出版社, 1990.
- [15] 云南省地质矿产局. 云南省岩石地层[M]. 北京: 中国地质大学出版社, 1996.
- [16] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [17] 赵靖舟, 方朝强, 张洁, 等. 由北美页岩气勘探开发看我国页岩气选区评价[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2011, 26(2): 1-7.
- [18] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.
- [19] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一): 南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质, 2008, 13(2): 1-16.
- [20] 李新景, 吕宗刚, 董大忠, 等. 北美页岩气资源形成的地质条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 27-32.
- [21] 李延钧, 刘欢, 张烈辉, 等. 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限[J]. 中国科学: 地球科学, 2013, 43(7): 1088-1095.
- [22] 曾祥亮. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组页岩气研究[D]. 成都理工大学, 2011.
- [23] Kinley T J, Cook L W, Breyer J A, et al. Hydrocarbon potential of the Barnett shale (Mississippian), Delaware basin, west Texas and southeastern New Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(8): 967-991.
- [24] 久凯, 丁文龙, 黄文辉, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷沙三段页岩气地质条件分析[J]. 大庆石油学院学报, 2012, 36(2): 65-70, 80.

编辑: 黄革萍

Geological Conditions for Shale Gas Accumulation and Favorable Area Prediction in Qujing of Eastern Yunnan

Zhang Cong, Bao Shujing, Shi Dishu, Hu Lin, Yuan Kun

Abstract: Based on the field research, core observation, geochemical analysis and gas desorption analysis, the shale gas enrichment conditions were studied and discussed in Qiongzhusi Formation of the lower Cambrian in Qujing area of Eastern Yunnan. It is shown that the thickness of black shale in Qiongzhusi Formation is 237~363m, the TOC values varied in a wide range with the majority of them higher than 2.0%, the average of maturity(R_o) is 3.06%, the average of quartz content is 53.18%, and the carbonate mineral content averaged 18.82%. The primary pore space are microcracks in mud shales, intergranular pores, intragranular pores and organic pores. The comprehensive analysis showed that the study area has a good potential for shale gas exploration. In addition, according to the lower gas desorption from several wells in the field, it can be deduced that the key for the enrichment of shale gas is preservation conditions in East Yunnan, and the Malong area could be the target for shale gas exploration.

Key words: Shale gas; Accumulation condition; Favorable area prediction; Qiongzhusi Formation; Lower Cambrian; Qujing area; Yunnan

Zhang Cong: PhD candidate of the China University of Geosciences(Beijing), majors in shale gas geology and petroleum geology. Add: East Building, Yard No. 10, Xiaoguan Dongli, Andingmen Wai, Chaoyang District, Beijing, 100029, China