

非常规天然气

滇东北龙马溪组页岩气地质条件及有利区优选

张旭^{1,2}, 刘成林^{1,2}, 朱炎铭^{3,4}, 王阳^{3,4}, 付常青^{3,4}

(1. 中国地质科学院页岩油气调查评价重点实验室, 北京 100081;

2. 中国地质科学院地质力学研究所, 北京 100081;

3. 中国矿业大学资源与地球科学学院, 江苏徐州 221116;

4. 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 221116)

摘要:通过对滇东北龙马溪组野外剖面实测与样品测试分析,测定样品有机质丰度及成熟度,以X-射线衍射、高压压汞法、气体吸附法及扫描电镜观察等分析页岩储层特征,结合等温吸附实验模拟,综合分析优选有利区。研究表明:①滇东北龙马溪组黑色页岩自南东往北西方向厚度逐渐增大,均分布于其下段,平均厚度大于30m;以盐津县、大关县为中心,地层埋深向外逐渐增大。②平面上,泥页岩TOC值由南往北增大,在盐津西北、威信以北地区TOC值普遍大于2%;垂向上,TOC值在龙马溪组下段平均值大于2%,中上段TOC值均小于1%;实测镜质体反射率平均为3.6%,属于过成熟阶段。③龙马溪组页岩脆性矿物含量较高,属于易压裂改造类型;但与北美主要含气页岩相比,黏土矿物含量较高,脆性矿物(石英等)及碳酸盐岩矿物(方解石等)相对较低。④压汞实验表明孔隙主要为过渡孔及微孔,从底到顶孔隙开放性逐渐变差;液氮吸附实验表明过渡孔及微孔中小于20nm孔径的孔隙发育较好,且多为开放孔,主要为两端均开口的圆筒孔、圆锥孔、平行板状孔,含有一定的细颈瓶孔;测定孔隙比表面积为6.479~17.329m²/g,平均为11.425m²/g,总体积为0.006~0.016cm³/g,平均孔径分布范围为3.256~4.367nm。⑤等温吸附实验表明研究区龙马溪组理论最大吸附气含量平均可达3.21cm³/g。在主要参数综合评价基础上,共优选出盐津县—绥江县、大关县北东地区和威信县西南地区3个有利区。

关键词:页岩气;滇东北;龙马溪组;有利区优选

中图分类号:TE122.3

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2015)06-1190-10

引用格式:Zhang Xu, Liu Chenglin, Zhu Yanming, *et al.* Geological conditions evaluation and favorable areas selection of the shale gas from Longmaxi Formation in the northeast of Yunnan[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(6): 1190-1199. [张旭, 刘成林, 朱炎铭, 等. 滇东北龙马溪组页岩气地质条件及有利区优选[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(6): 1190-1199.]

0 引言

非常规油气藏的勘探开发正改变着全球能源格局。中国不仅加大了煤层气和致密砂岩气研究力度,近年来在页岩气、天然气水合物等方面也迅速发展,特别是页岩气资源研究已成为国内热点^[1-11]。美国信息能源署(EIA)在2013年发布的世界页岩

油气技术可采资源总量评价报告中指出,全球页岩气资源量丰富,包括全球41个国家共137组页岩层在内的全球页岩气技术可采资源总量为206.7×10¹²m³,其中中国页岩气技术可采资源量为31.57×10¹²m³,位居全球第一。中国页岩气资源分布广泛,尤以南海相地层富含页岩气资源,其页岩气成藏地质条件优越,扬子地区更是油气研究重点,但目前

收稿日期:2014-10-09;修回日期:2014-10-31.

基金项目:国家基础研究发展计划(“973”)项目(编号:2012CB214702);国家自然科学基金项目(编号:41272155);国家自然科学基金项目(编号:41272159)联合资助.

作者简介:张旭(1990-),男,安徽巢湖人,博士研究生,主要从事油气成藏评价和非常规油气地质研究. E-mail: xuzhangcgs@163.com.

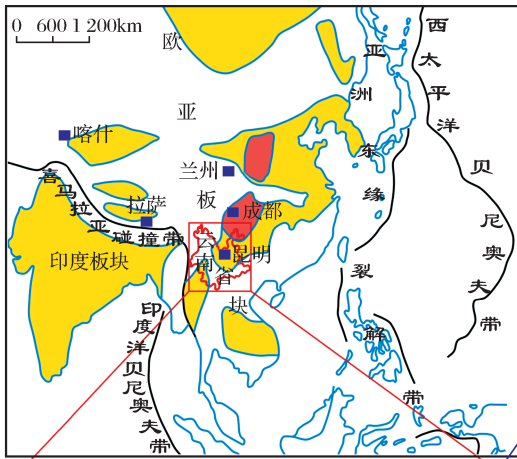
多集中在对川、黔、鄂、湘等区域的页岩气研究^[10-18],对云南省页岩气资源研究较少且尚不深入。已有研究认为云南省黑色岩系层位多,厚度大,分布面积广,滇东北地区黑色岩系页岩气成藏条件较好,具有较好的页岩气资源潜力^[19-22],但目前对其页岩气储层尚无系统研究,需要深入研究。云南省下志留统龙马溪组岩性以深灰色、灰黑色、黑色钙质页岩、粉砂岩、炭质页岩为主,在滇东北地区发育厚度大,因此有必要系统研究其页岩气储层特征及成藏地质条件,优选有利区,为后期页岩气研究及资源利用提供依据。

1 地质背景

云南省处在特提斯与环太平洋两大构造域的连接复合部位,位于印度板块与欧亚板块碰撞接触带

的东侧,由于受到太平洋板块的影响(图 1),地质构造十分复杂^[19-20]。依据地层构造单元可将云南省划分为四大地层区^[23],研究区位于小江断裂东北、弥勒断裂北西的云南省东北部,属于扬子地层区,地层发育完整。

滇东北地区从元古界到新生界皆有发育,具有褶皱基底和沉积盖层二元结构^[20,23-24]。云南省在早志留世龙马溪期共有昭通地区、宁蒗地区和保山—思茅区 3 个沉积区,但宁蒗地区及保山—思茅区(即滇西)未明确划分出龙马溪组,只是笼统归于下仁和桥组。因此单就龙马溪组而言,在滇东北地区发育完整,龙马溪期海水后撤至彝良、镇雄一线以北,因此在滇东北地区仅彝良、镇雄一线以北有沉积,其余地区未见龙马溪组沉积。滇东北地区发育较多向斜,且发育厚度大的黑色页岩,有利于页岩气成藏。



分区	保山—思茅地层区		中甸—昆明分区			
地层	保山分区	墨江分区	中甸—金平分区		曲靖分区	昭通分区
			大理小区	宁蒗小区		
中志留统	上仁和桥组	中志留统	宾川群	中志留统	岳家山组	大路寨组
下志留统	下仁和桥组	下志留统		下志留统		牛滚函组
						嘶风崖组
						黄葛溪组
						龙马溪组

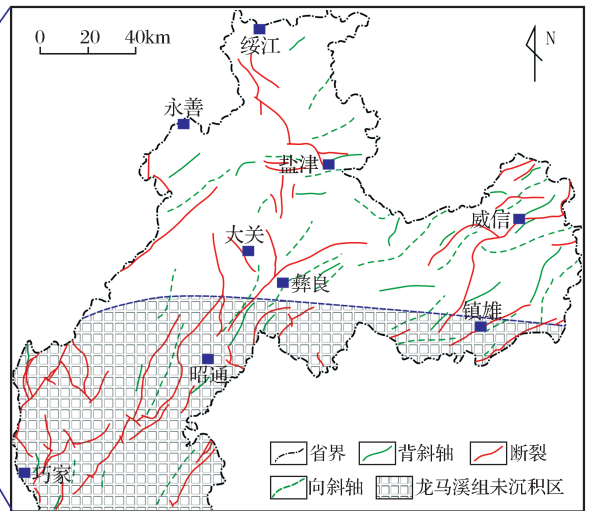
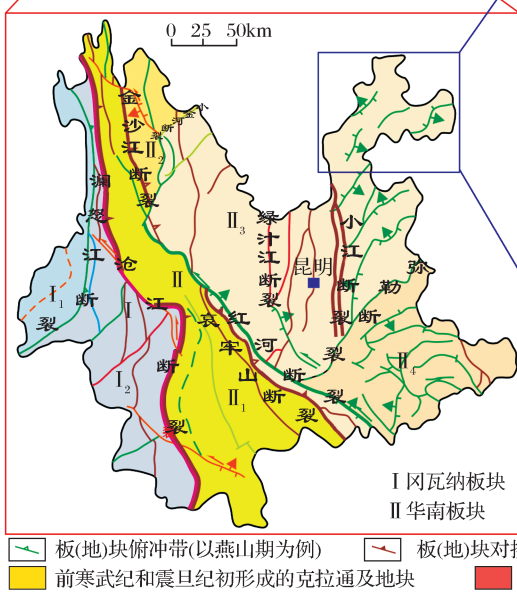


图 1 滇东北地区构造背景及主要断裂分布(据文献[19-20,23-24])

Fig. 1 Tectonic background and the main fracture distribution in northeast of Yunnan province (according to reference [19-20,23-24])

2 页岩展布特征

针对龙马溪组在滇东北地区露头区,笔者分别对永善县、盐津县及大关县进行剖面实测(图2)。其中昭通市永善县剖面(I-YM)见顶见底,龙马溪组下段岩性为黑色钙质页岩、炭质页岩,富含笔石化石;中上段主要为灰绿色钙质页岩、粉砂质页岩,笔石化石含量渐少,共发育黑色页岩厚80.95m。昭通市盐津县剖面(II-YY)见底未见顶,龙马溪组黑色页岩厚度为41.45m。昭通市大关县剖面(III-YDg)见顶未见底,龙马溪组黑色页岩厚度为16.38m,地层厚度小,风化较严重。在平面上,龙马溪组黑色页岩厚度自南东往北西呈增大趋势,沉积中心为其北东方向四川省筠连地区^[21],在绥江地区最厚,可达120m以上。研究区龙马溪组黑色页岩平均厚度大于30m,可以为页岩气形成及储存提供充分的源储条件。研究区构造复杂,断裂发育较多,龙马溪组多呈深埋藏,以盐津县、大关县为中心,由内向外埋深逐渐增大。位于北部的绥江县、东部的威信县地区

地层埋深大,均大于3 000m,而中部盐津县及大关县龙马溪组埋深在2 000m以内(图3)。

3 页岩有机地球化学特征

3.1 有机碳含量

本文样品为剖面露头样,因受风化作用影响需要对TOC进行校正。针对本文实测数据,结合前人对滇东北实测剖面龙马溪组与筠连YQ1井龙马溪组^[21-22]的TOC含量测试数据,参考其他地区泥页岩风化样及理论研究的TOC校正系数^[25-29],笔者认为研究区龙马溪组页岩TOC校正系数应采用2.0,后文中所列样品TOC皆为校正后数值。实测样品TOC值校正后为0.32%~5.04%,平均为2.01%,其中TOC>2.0%的样品占34.8%。总体来说,滇东北地区龙马溪组页岩TOC值由南往北增大,在盐津西北、威信以北地区TOC值高,普遍大于2%(图3),有利于页岩气成藏。垂向上,以I-YM完整剖面为例,在下段TOC平均值大于2%,其中TOC>2.0%的页岩厚度为60.99m,中上段

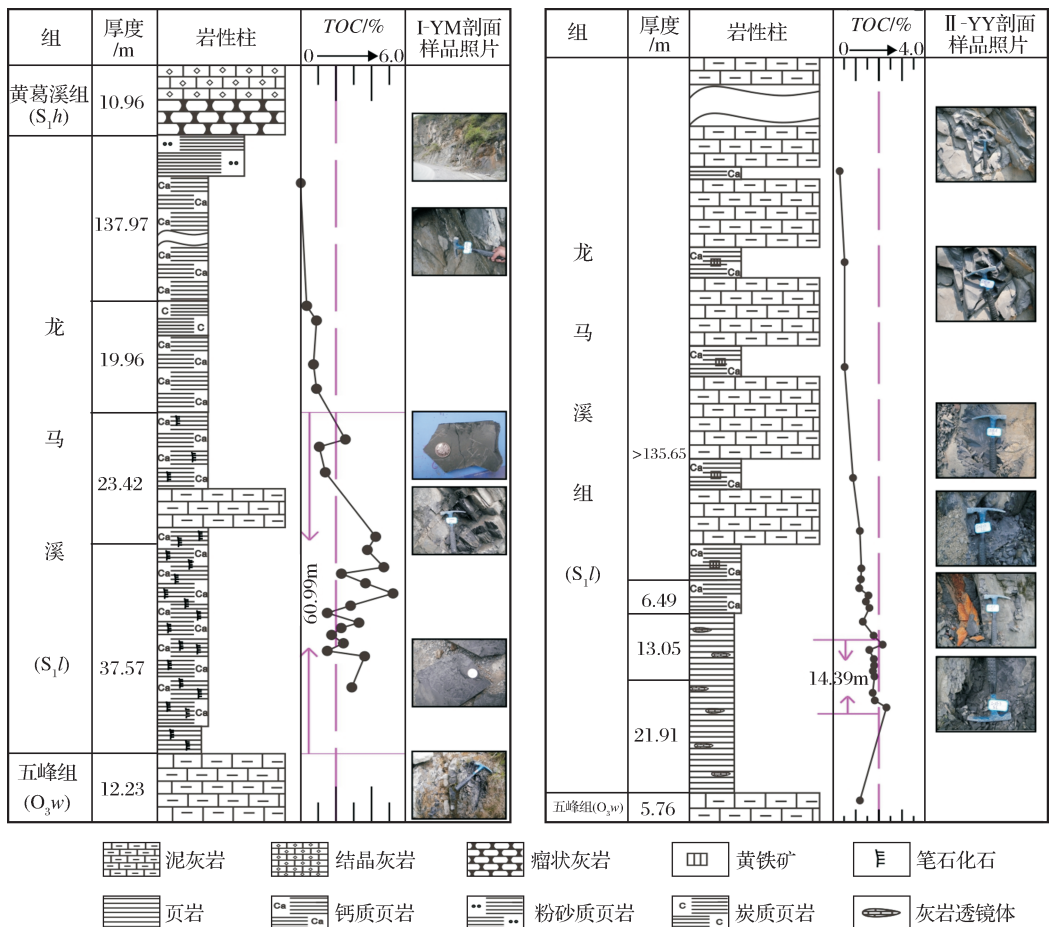


图2 昭通市龙马溪组实测剖面柱状图

Fig. 2 Histogram of measured profiles in Longmaxi Formation of Zhaotong city

TOC 值逐渐变小,均小于 1%(图 2)。研究区龙马溪组 TOC 值高的页岩层集中于下段,可以作为页岩气有利储层段。

3.2 成熟度

实测 6 块样品镜质体反射率表明,滇东北地区龙马溪组页岩热演化程度高,平均镜质体反射率为 3.6%,属于过成熟阶段。王杰等^[30]研究认为,不论是何种类型页岩,过成熟阶段的页岩的解析气产率将成倍增加,达到 110~210m³/t_{TOC}。因此,从解析

气产率所需热演化程度的角度来说,研究区龙马溪组页岩内气体易于解析。梁狄刚等^[31]研究认为我国南方海相烃源岩的成熟度很高,热解 S₁+S₂ 值大多小于 0.1mg/g,已经不能反映烃源岩的原始生烃潜量,但依据 TOC 推算其在低成熟阶段的“原始”生烃潜量,可以作为评价高、过成熟海相烃源岩的条件。笔者实测研究区龙马溪组页岩 S₁+S₂ 值均小于 0.1mg/g,表明在地质历史时期已经完成生烃,应根据其地层沉积及构造演化特征寻找页岩气有利

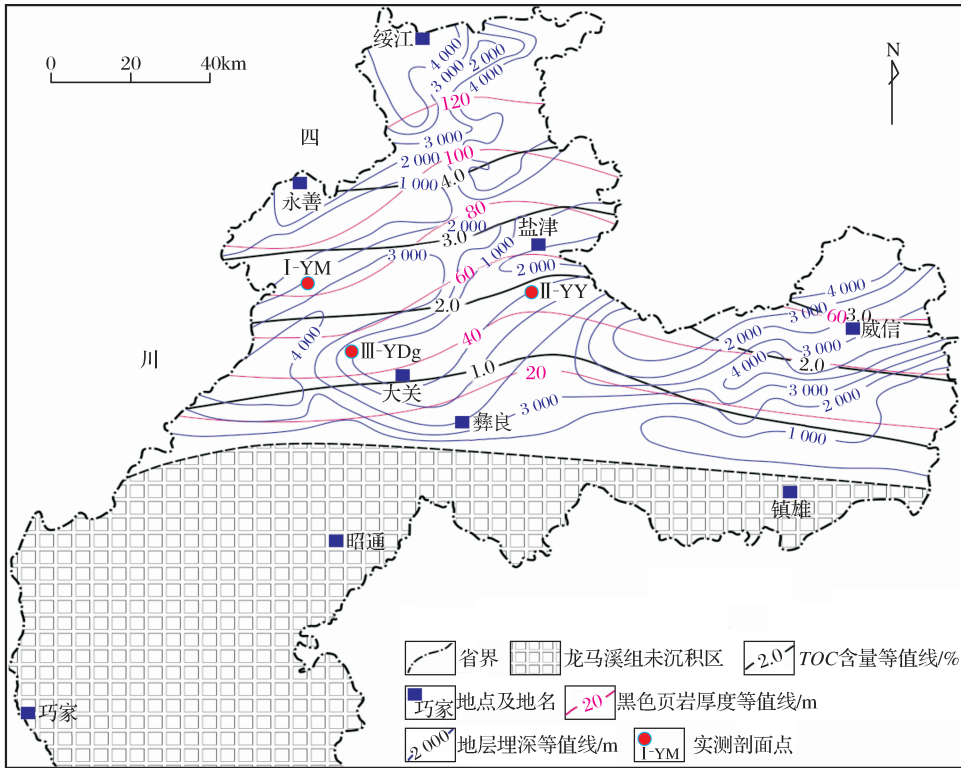


图 3 滇东北地区龙马溪组页岩气地质特征综合图

Fig. 3 Geological characteristics for shale gas in Longmaxi Formation, the northeast of Yunnan province

储层及气体富集区。

4 页岩储集特征

4.1 矿物组成

笔者选择 I-YM 与 II-YY 剖面共 45 件样品进行 X-射线衍射测试分析。I-YM 剖面的样品测试结果表明,黏土矿物占主体,平均含量为 39.51%,石英次之,平均含量为 28.51%。该剖面矿物含量垂向分布不均匀,黏土矿物、碳酸盐岩含量由底往顶呈降低趋势,石英含量逐渐增加,黄铁矿含量逐渐减少(图 4)。对 II-YY 剖面样品的矿物成分测定分析,其黏土矿物占主体,平均含量为 50.53%,石英次之,平均含量为 26.29%,方解石、斜长石含量较

少,分别占总比例的 10.74%和 6.50%。但其矿物含量分布较均匀,由底往顶黏土矿物、碳酸盐岩矿物含量总体呈增大趋势,石英及黄铁矿含量变化不大(图 4)。较永善县(I-YM)而言,盐津县(II-YY)龙马溪组页岩中碳酸盐岩及黏土矿物含量较高,但脆性矿物含量较低。页岩中矿物含量的不同不仅会对页岩力学性质、储层物性、含气量等有影响,而且对后期开发也较为重要。对比分析滇东北地区与川南威远地区的龙马溪组页岩(图 5),两者脆性矿物含量均较高,属于易压裂改造类型。与北美主要含气页岩相比,研究区黏土矿物含量较高,脆性矿物(石英等)及碳酸盐岩矿物(方解石等)相对较低,缺乏蒙脱石等膨胀性黏土矿物,利于后期人工改造。

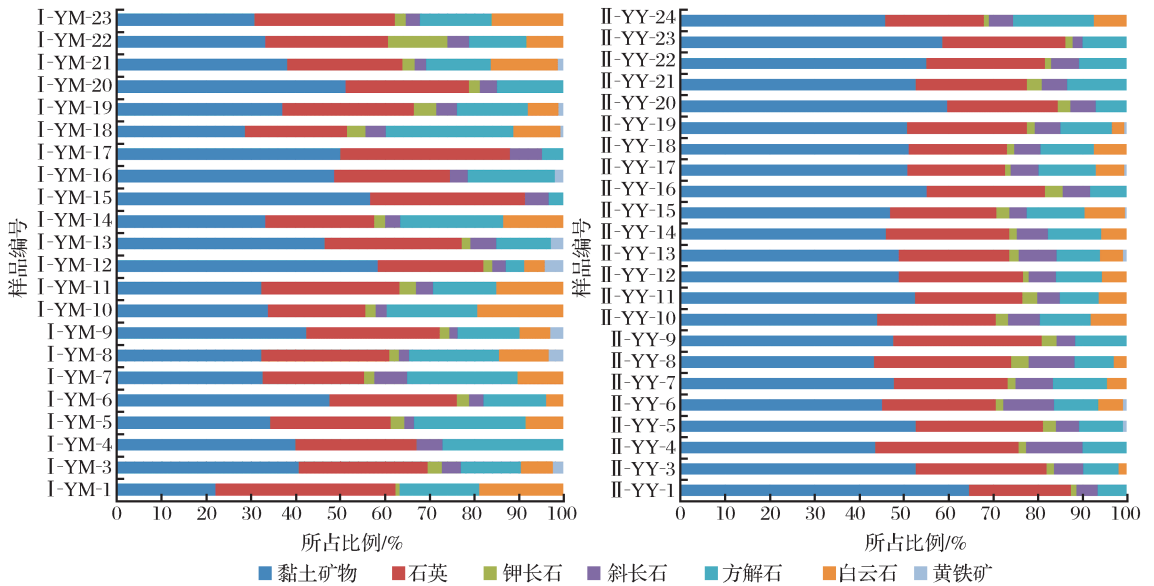


图 4 滇东北地区龙马溪组页岩矿物含量条形图

Fig. 4 Mineral distribution of shales in Longmaxi Formation, the northeast of Yunnan Province

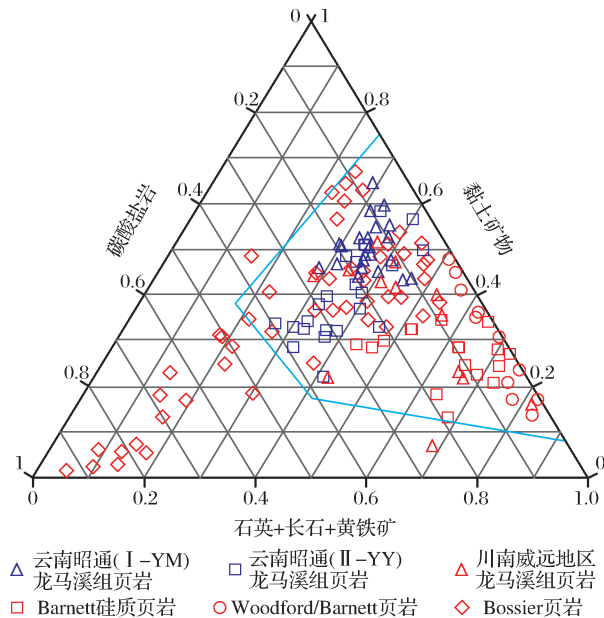


图 5 滇东北地区龙马溪组矿物成分三角图(据文献[32-33])

Fig. 5 Mineral triangular chart of shales in Longmaxi Formation, the northeast of Yunnan Province (according to reference [32-33])

4.2 孔隙分布特征

参考孔隙的直径将页岩孔隙^[6]分为超大孔(孔径>10 000nm)、大孔(孔径 1000~10 000nm)、中孔(孔径 100~1 000nm)、过渡孔(孔径 10~100nm)、微孔(孔径<10nm)等。压汞实验无法测试孔径小于 3nm 的孔隙,而液氮吸附实验测试孔径的精度可达到 0.35nm,将两者结合可以有效分析页岩储层孔隙类型、孔径结构及分布比例等。

4.2.1 压汞实验分析

笔者对 I-YM 与 II-YY 剖面共 12 件样品进行压汞实验测试,认为滇东北地区龙马溪组页岩中超大孔、大孔、中孔、过渡孔及微孔均有发育,但超大孔、大孔及中孔占很小比例,而过渡孔及微孔是龙马溪组页岩孔隙的主要组成部分(图 6)。

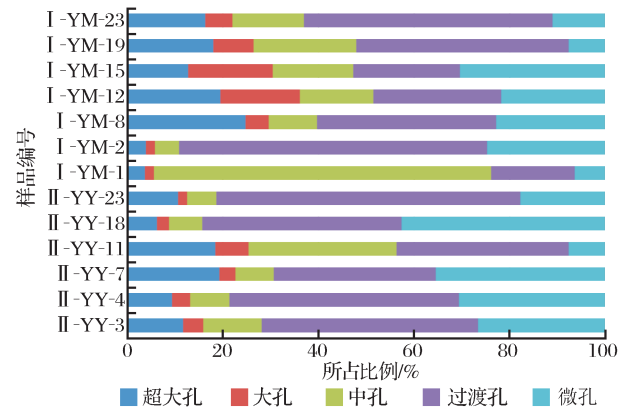


图 6 滇东北地区龙马溪组页岩孔隙类型比例分布

Fig. 6 Pore types and proportion of shales in Longmaxi Formation, the northeast of Yunnan Province

各样品进退汞曲线也有所差别,可以分为 3 种类型(图 7): I-YM-1、I-YM-2 属于第一类,该类曲线有宽大的滞后环,进汞量在中孔部分呈大速率增长,而退汞曲线出现上凸或下凹。表明在测试孔径范围内的孔隙多为开放孔(平行板状孔、两端开口的圆柱孔或圆锥孔、细颈瓶孔等),孔隙之间连通性好,对页岩气的解吸、扩散和渗流比较有利; II-YY-3、II-YY-4、II-YY-11、I-YM-15 属于第二类,该类

曲线滞后环较宽,进汞量与退汞量相差较大,进汞量以较低速率稳定增大,退汞曲线也较为平缓,表明在所测的孔径范围内的孔隙中开放孔与半开放孔(楔状孔等)较多,孔隙之间有较好连通性,对页岩气的解吸、扩散和渗流比较有利;II-YY-7、II-YY-18、II-YY-23、I-YM-8、I-YM-19、I-YM-23 属于第三类,该类曲线的滞后环较窄,孔隙进汞量少且进汞速率小,退汞量也变化不大。表明在所测试的孔径范围内的孔隙开放孔较少,孔隙之间的连通性较差,对页岩气的解吸、扩散和渗流较为不利。滇东北地区龙马溪组页岩从底到顶孔隙开放性逐渐变差,对页岩气解吸、扩散和渗流逐渐不利,表明龙马溪组下段为页岩气有利开发层段。

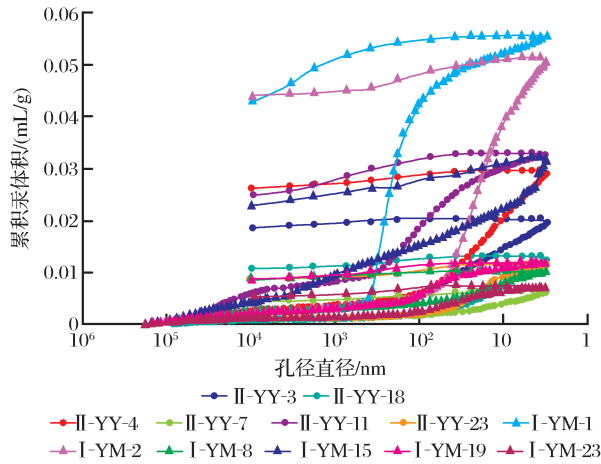


图7 滇东北地区龙马溪组页岩孔隙进退汞量与孔径关系
Fig. 7 Relationship between amount of mercury and pores distribution of shales in Longmaxi Formation, the northeast of Yunnan Province

4.2.2 液氮吸附实验分析

液氮吸附的最大相对压力 P/P_0 值约为 0.99,将此条件下的吸附气体总量认为是所测样品的孔隙体积。本文测定研究区页岩在 BET 模型下孔隙的比表面积为 $6.479 \sim 17.329 \text{ m}^2/\text{g}$,平均为 $11.425 \text{ m}^2/\text{g}$ 。在 BJH 模型中计算页岩孔隙总体积为 $0.006 \sim 0.016 \text{ cm}^3/\text{g}$,平均孔径分布范围为 $3.256 \sim 4.367 \text{ nm}$ 。样品中孔隙体积密度的峰值特征相似,主要以小于 20 nm 孔径的孔隙为主,表明在该孔径区间内的孔隙发育较好。

研究区页岩样品吸附-脱附曲线在相对压力 $P/P_0 > 0.5$ 的部分不重合,形成吸附回线(图 8)。吸附曲线兼具 IUPAC 推荐的 H3 型及 H4 型回线的特征,表现为吸附曲线在饱和蒸汽压附近很陡,脱附曲线在中等压力处很陡。研究区龙马溪组页岩中

孔隙以纳米孔为主,多为开放孔,主要为两端均开口的圆筒孔、圆锥孔、平行板状孔。样品的吸附曲线上升速率与其开放孔的开放程度有着密切关系,吸附曲线越陡说明孔隙的开放程度越大,在相对压力接近 1 时,均未达到饱和吸附,表明发生了毛细凝结。在相对压力达到 0.5 时,吸附曲线出现明显拐点,表明样品中存在一定量的细颈瓶孔。

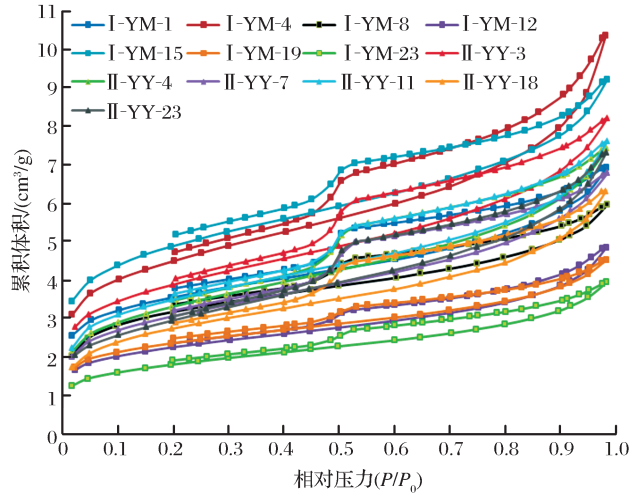


图8 滇东北地区龙马溪组页岩样品低温液氮吸附-脱附曲线关系

Fig. 8 Characteristics of adsorption and desorption in low temperature liquid nitrogen of shales in Longmaxi Formation, the northeast of Yunnan Province

5 页岩含气潜力及有利区优选

5.1 等温吸附实验分析

本文等温吸附运用干燥基静态容量法,测定在恒定温度 30°C 、不同压力下页岩的气体吸附量。实验分析表明, I-YM 剖面样品的最大吸附气含量相差较大(图 9),介于 $2.70 \sim 5.02 \text{ cm}^3/\text{g}$ 之间, II-YY 剖面样品的最大吸附气含量变化较小,介于 $2.78 \sim$

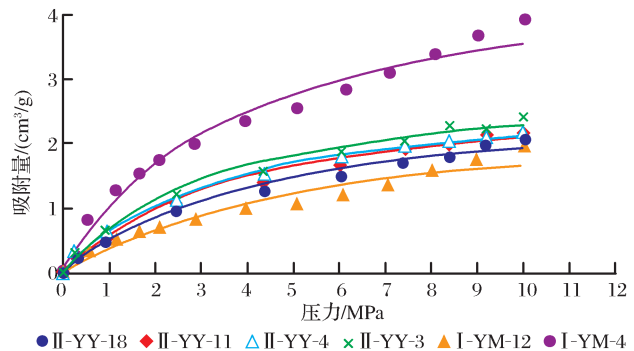


图9 滇东北地区龙马溪组页岩等温吸附拟合曲线
Fig. 9 Isothermal adsorption fitting curve of shales in Longmaxi Formation, the northeast of Yunnan Province

3.04cm³/g 之间。总体来说,滇东北地区龙马溪组理论最大吸附气含量较大,平均可达 3.21cm³/g。整个滇东北地区龙马溪组经历了高演化、深埋藏作用,在地质历史时期已达到其最大吸附气含量所需的地质压力和温度,地层中吸附气含量可以达到最大值,但是后期的构造运动可能会造成部分地区页岩中气体逸散或形成超高压带,需要后期进一步勘探和进行钻孔含气量测定。

5.2 有利区优选参数

对于有利区优选参数下限的设定,不同地区、不同构造单元、不同岩石类型之间存在差异,对比美国各含气页岩盆地地质特征,借鉴中国重庆地区^[34]及四川盆地^[35]较为深入的研究成果,对研究区优选有利区参数进行设定。美国各含气页岩地层埋深普遍小于 3 000m,而四川盆地及研究区龙马溪组埋深部分大于 3 000m,且滇东北地区龙马溪组页岩成熟度高。经等温吸附实验模拟,页岩最大吸附气含量均大于 2.0m³/t,具有很好的页岩气资源潜力,因此应

主要依据 TOC、页岩厚度、地层埋深、构造稳定性以及地层残存情况进行有利区优选。针对滇东北地区特定的地质地形特征,本文优选原则为:①页岩中 TOC>2.0%;②黑色页岩厚度大于 30m;③龙马溪组现今埋深小于 3 500m;④断裂发育少且分布稀疏;⑤没有大面积剥蚀区。

5.3 页岩气成藏有利区优选

滇东北地区龙马溪组在威信县南部及盐津县西部虽有出露,但遭受剥蚀程度较大,中部大关县、盐津县、威信县及北部绥江县地层受剥蚀程度小,断裂构造发育少,构造相对稳定;TOC 值总体较高,由南向北逐渐增大,因此有利区选择在 TOC 值均大于 2.0% 的威信县及盐津县—绥江县;威信县及大关县—绥江县黑色页岩厚度均大于 30m,是本文有利区优选的主要区域;滇东北地区龙马溪组埋深大,地形较为复杂,有利区应选择埋深小于 3 500m 地区(图 3)。依据优选条件,共选出 3 个有利区:盐津县—绥江县、大关县北东地区及威信县西南地区(图 10)。

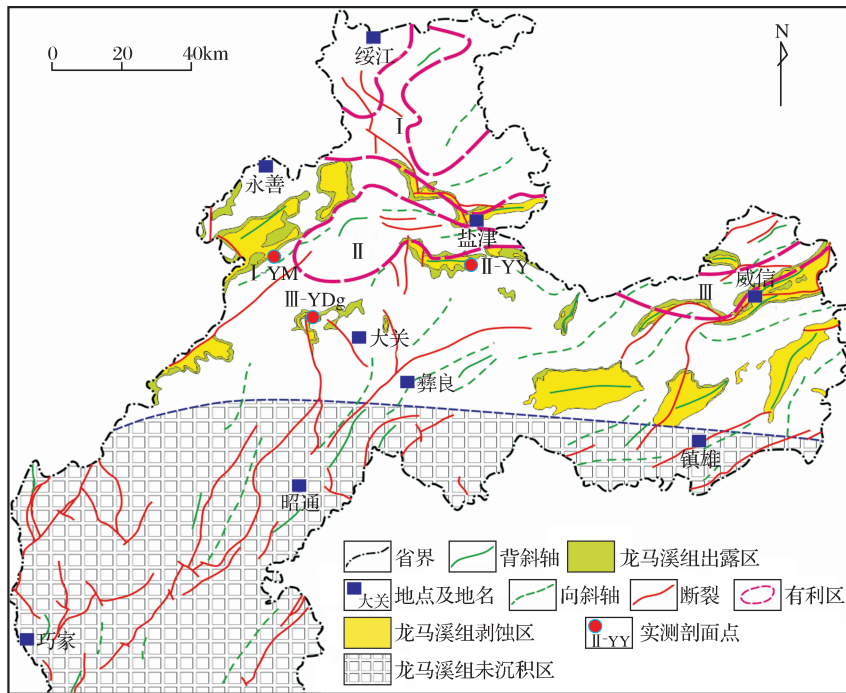


图 10 滇东北构造—地层及龙马溪组页岩气有利区分布

Fig. 10 Structure, strata and shale gas favorable areas distribution in Longmaxi Formation, the northeast of Yunnan Province

5.3.1 有利区 I: 盐津县—绥江县

研究区内龙马溪组黑色页岩厚度均大于 60m,由南往北逐渐增厚,北部绥江县最厚可达 120m 以上;TOC 值在该区均大于 2.0%,由南到北逐渐增大,北部绥江地区 TOC 值均大于 4.0%;地层埋深由南东向北西方向逐渐增大,靠近盐津地区地层埋

深均小于 2 000m,在绥江地区地层埋深普遍大于 2 000m;该区断裂发育少,地质构造相对稳定,龙马溪组保存好且无剥蚀区,具有较好潜力。

5.3.2 有利区 II: 大关县北东地区

龙马溪组在该区发育黑色页岩厚度在 40~80m 之间,由南向北呈逐渐增大趋势,TOC 值亦呈此趋

势。地层埋深西深东浅,东部均小于 2 000m,研究区内断裂构造发育较少,构造相对稳定。依据地质图及实测剖面来看,大关县附近地层露头较多,相对剥蚀较少,页岩气藏的保存条件较好。

5.3.3 有利区Ⅲ:威信县西南地区

龙马溪组在该区埋深大于 2 000m,黑色页岩厚度均大于 40m,TOC 值达 2.0%以上。尽管威信县南部地区龙马溪组有较大的剥蚀区,但在有利区内依然可见露头区,地质构造简单,断裂发育极少,发育褶皱均为向斜,有利页岩气成藏及后期保存。

6 结论

(1)滇东北地区龙马溪组黑色页岩平均厚度大于 30m,自南东往北西厚度呈增大趋势。研究区构造复杂,断裂发育较多,龙马溪组多呈深埋藏,以盐津县、大关县为中心,由内向外埋深逐渐增大。实测 6 块样品镜质体反射率表明,滇东北地区龙马溪组页岩热演化程度高,平均镜质体反射率为 3.6%,属于过成熟阶段。

(2)实测样品 TOC 值校正后平均为 2.01%,其中 TOC>2.0%的样品占 34.8%,TOC 值总体高。平面上,研究区龙马溪组页岩 TOC 值由南往北增大,在盐津西北、威信以北地区 TOC 值高,普遍大于 2%,有利于页岩气成藏。垂向上,TOC 值在龙马溪组下段最大,平均值大于 2%,中上段 TOC 值逐渐变小,均小于 1%,龙马溪组下段页岩可以作为页岩气有利储层段。

(3)较永善县(I-YM)而言,盐津县(II-YY)龙马溪组页岩中碳酸盐岩及黏土矿物含量较高,但脆性矿物含量较低。研究区与川南威远地区的龙马溪组页岩脆性矿物含量均较高,属于易压裂改造类型。与北美主要含气页岩相比,研究区黏土矿物含量较高,脆性矿物(石英等)及碳酸盐岩矿物(方解石等)相对较低,缺乏蒙脱石等膨胀性黏土矿物,利于后期人工压裂改造。

(4)滇东北地区龙马溪组页岩中过渡孔及微孔是组成其孔隙的主要部分,从底到顶孔隙开放性逐渐变差,龙马溪组下段为页岩气有利开发层段。液氮吸附实验表明小于 20nm 孔径的孔隙发育较好,且多为开放孔,主要为两端均开口的圆筒孔、圆锥孔、平行板状孔,并存在一定量的细颈瓶孔。在 BET 模型下孔隙比表面积为 6.479~17.329m²/g,平均为 11.425m²/g。在 BJH 模型中计算孔隙总体积为 0.006~0.016cm³/g,平均孔径分布范围为

3.256~4.367nm。

(5)等温吸附实验表明滇东北地区龙马溪组理论最大吸附气含量平均可达 3.21cm³/g,参考国内外页岩气开发及研究资料,针对滇东北地区特定的地质地形特征,共优选出盐津县—绥江县、大关县北东地区和威信县西南地区 3 个有利区。

参考文献(References):

- [1] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [2] Daniel J K, Ross R M B. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [3] Liu Chenglin, Ge Yan, Fan Baijiang, *et al.* Study on shale gas accumulation mode[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(5): 1-5. [刘成林, 葛岩, 范柏江, 等. 页岩气成藏模式研究[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(5): 1-5.]
- [4] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [5] Ross D J K, Marc Bustin R. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916-927.
- [6] Chen Shangbin, Xia Xiaohong, Qin Yong, *et al.* Classification of pore structures in shale gas reservoir at the Longmaxi Formation in the south of Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 760-765. [陈尚斌, 夏筱红, 秦勇, 等. 川南富集区龙马溪组页岩气储层孔隙结构分类[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 760-765.]
- [7] Li Jianzhong, Zheng Min, Zhang Guosheng, *et al.* Potential and prospects of conventional and unconventional natural gas resource in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(supplement 1): 89-98. [李建忠, 郑民, 张国生, 等. 中国常规与非常规天然气资源潜力及发展前景[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 1): 89-98.]
- [8] Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136. [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.]
- [9] Bustin A M M, Bustin R M. Importance of rock properties on the producibility of gas shales[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 132-147.
- [10] Zhang Jinchuan, Jiang Shengling, Tang Xuan, *et al.* Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 109-114. [张金川, 姜生玲, 唐玄, 等. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 109-114.]
- [11] Zhu Yanming, Chen Shangbin, Fang Junhua, *et al.* The geologic background of Silurian shale-gas reservoiring in Szechwan, China [J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(7): 1160-1164. [朱炎

- 铭,陈尚斌,方俊华,等.四川地区志留系页岩气成藏的地质背景[J].煤炭学报,2010,35(7):1160-1164.]
- [12] Lang Xing, Ye Xi, Zhang Jiehui, *et al.* Evaluation of preservation conditions of Lower Paleozoic marine shale gas reservoirs in the northern part of Dianqianbei Depression[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2011, 16(4): 11-21. [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.]
- [13] Yang Zhenheng, Teng Geer, Li Zhiming. An example of shale gas selected marine area model of Lower Cambrian on the Middle and Upper Yangtze [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(1): 8-14. [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.]
- [14] Hu Lin, Zhu Yanming, Chen Shangbin, *et al.* Resource potential analysis of shale gas in Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Middle & Upper Yangtze region[J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(11): 1871-1877. [胡琳,朱炎铭,陈尚斌,等.中上扬子地区下寒武统筇竹寺组页岩气资源潜力分析[J].煤炭学报,2012,37(11):1871-1877.]
- [15] Ma Wenxin, Liu Shugen, Huang Wenming, *et al.* Mud shale reservoirs characteristics of Qiongzhusi Formation on the margin of Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2012, 39(2): 182-189. [马文辛,刘树根,黄文明,等.四川盆地周缘筇竹寺组泥页岩储层特征[J].成都理工大学学报:自然科学版,2012,39(2):182-189.]
- [16] Zhao Pei, Li Xianqing, Tian Xingwang, *et al.* Study on micro-pore structure characteristics of Longmaxi Formation shale gas reservoirs in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(6): 947-956. [赵佩,李贤庆,田兴旺,等.川南地区龙马溪组页岩气储层微孔隙结构特征[J].天然气地球科学,2014,25(6):947-956.]
- [17] Guo Tonglou, Liu Ruobing. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structure area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in well JY1 as an example[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(4): 643-651. [郭彤楼,刘若冰.复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例[J].天然气地球科学,2013,24(4):643-651.]
- [18] Bi He, Jiang Zhenxue, Li Peng, *et al.* Adsorption characteristic and influence factors of Longmaxi shale in southeastern Chongqing [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(2): 302-310. [毕赫,姜振学,李鹏,等.渝东南地区龙马溪组页岩吸附特征及其影响因素[J].天然气地球科学,2014,25(2):302-310.]
- [19] Yunnan Bureau of Geology and Mineral Resources. Regional Geology of Yunnan Province[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1990. [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.]
- [20] Yunnan Bureau of Geology and Mineral Resources. Lithostratigraphy of Yunnan Province[M]. China University of Geosciences Press, 1996. [云南省地质矿产局.云南省岩石地层[M].中国地质大学出版社,1996.]
- [21] Liang Xing, Ye Xi, Zhang Jiehui, *et al.* Reservoir forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in the Weixin Sag, Dianqianbei Depression [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(6): 693-699. [梁兴,叶熙,张介辉,等.滇黔北坳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.]
- [22] Guo Wei, Liu Honglin, Li Xiaobo, *et al.* Reservoir characteristics and factors controlling gas-bearing capacity of black rocks in the northeastern Yunnan Province [J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(9): 22-27. [郭伟,刘洪林,李晓波,等.滇东北黑色岩系储层特征及含气性控制因素[J].天然气工业,2012,32(9):22-27.]
- [23] Ma Lifang. Geological Atlas of China [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2002. [马丽芳.中国地质图集[M].北京:地质出版社,2002.]
- [24] Hong Jianlei. Characteristics of Controlling Structures and Metallogenic Prediction of Lead-Zinc Deposit in Northeastern of Yunnan Province [D]. Kunming: Kunming University of Science and Technology, 2010. [洪建磊.滇东北铅锌矿控矿构造特征及成矿预测[D].昆明:昆明理工大学,2010.]
- [25] Meng Yuanlin, Xiao Lihua, Yang Junsheng, *et al.* Influences of weathering on organic matter of outcrop and correcting methods in Xining Basin [J]. *Geochimica*, 1999, 28(1): 42-50. [孟元林,肖丽华,杨俊生,等.风化作用对西宁盆地野外露头有机质性质的影响及校正[J].地球化学,1999,28(1):42-50.]
- [26] Zhang Junfeng, Wang Dongliang, Qin Jianzhong, *et al.* Study on the weathering correction of surface outcrop samples from the Qinghai-Tibet Plateau [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2001, 23(3): 297-300. [张君峰,王东良,秦建中,等.青藏高原地面露头样品风化校正研究[J].石油实验地质,2001,23(3):297-300.]
- [27] Qin Jianzhong, Zheng Lunju, Tenger. Study on the restitution coefficient of original total organic carbon for high mature marine hydrocarbon source rocks [J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 2007, 32(6): 853-860. [秦建中,郑伦举,腾格尔.海相高演化烃源岩总有机碳恢复系数研究[J].地球科学:中国地质大学学报,2007,32(6):853-860.]
- [28] Zhou Zongying. Quantitative analysis of variation of organic carbon mass and content in source rock during evolution process [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(4): 463-468. [周总瑛.烃源岩演化中有机碳质量与含量变化定量分析[J].石油勘探与开发,2009,36(4):463-468.]
- [29] Zhang Hui, Peng Ping'an. Study on the recovery of original organic carbon content of source rock [J]. *Geochimica*, 2011, 40(1): 56-62. [张辉,彭平安.烃源岩有机碳含量恢复探讨[J].地球化学,2011,40(1):56-62.]
- [30] Wang Jie, Qin Jianzhong, Rao Dan, *et al.* Microstructure and simulation experiments of extracted gas capability in different types of shale [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(4): 652-658. [王杰,秦建中,饶丹,等.不同类型页岩富集气能力模拟实验及微观结构特征研究[J].天然气地球科学,2013,24(4):652-658.]
- [31] Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, *et al.* Some pro-

- gresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China(part 1): Distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2008, 13(2): 1-16. [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.]
- [32] Huang Jinliang, Zou Caineng, Li Jianzhong, *et al.* Shale gas accumulation conditions and favorable zones of Silurian Longmaxi Formation in south Sichuan Basin, China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(5): 782-787. [黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析[J]. 煤炭学报, 2012, 37(5): 782-787.]
- [33] Li Xinjing, Lü Zonggang, Dong Dazhong, *et al.* Geologic controls on accumulation of shale gas in North America[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(5): 27-32. [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.]
- [34] Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, *et al.* Reservoir forming conditions and strategic select favorable area of shale gas in the Lower Paleozoic of Chongqing and its adjacent areas [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 221-233. [龙鹏宇, 张金川, 李玉喜, 等. 重庆及其周缘地区下古生界页岩气成藏条件及有利区预测[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 221-233.]
- [35] Li Yanjun, Liu Huan, Zhang Liehui, *et al.* Lower limits of evaluation parameters for the lower Paleozoic Longmaxi shale gas in southern Sichuan Province [J]. *Science China: Earth Sciences*, 2013, 43(7): 710-717. [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.]

Geological Conditions Evaluation and Favorable Areas Selection of the Shale Gas from Longmaxi Formation in the Northeast of Yunnan

ZHANG Xu^{1,2}, LIU Cheng-lin^{1,2}, ZHU Yan-ming^{3,4}, WANG Yang^{3,4}, FU Chang-qing^{3,4}

(1. Key Laboratory of Shale Oil and Gas Survey and Evaluation, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100081, China; 2. Institute of Geomechanics, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100081, China; 3. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 4. Key Laboratory of Coalbed Methane Resources and Reservoir Formation Process, The Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China)

Abstract: According to measured profiles and lab tests in the Longmaxi Formation of the northeast of Yunnan, TOC and maturity of the samples were determined. And also, the shale gas reservoirs were investigated by XRD, high pressure mercury intrusion, gas absorption and scanning electron microscope. Besides the above methods, isothermal absorption is also used to evaluate the favorable area in the study area. The results show that: (1) the black shales are distributed in the lower segment of Longmaxi Formation, and the average thickness is more than 30 m and it gradually increases from southeast to northwest in the study area. With Yanjin and Dagan counties as the center, the burial depth of strata increases outward. (2) Regionally, TOC of shale increases from south to north, and it is more than 2% in the northwest of Yanjin and the north of Weixin. Vertically, TOC of shale is more than 2% in lower segment of Longmaxi Formation, but less than 1% in the upper segment of Longmaxi Formation. The measured average vitrinite reflectance of shales is 3.6%, showing that the shales are at the over-mature stage. (3) The shales have more brittle minerals in the study area, so the reservoirs are easy to be artificially fractured. Compared with the major gas shales in the north American, clay mineral contents are higher but brittle minerals (quartz, et al.) and carbonate minerals (calcite, et al.) are less in the study area. (4) Mercury injection experiments show that the pores are mainly transition pores and micro pores, but the pore opening degree decreases from the bottom to top in the Longmaxi Formation. Liquid nitrogen adsorption experiments indicate that pores with diameters less than 20nm are better developed in the transition pores and micro pores. Moreover, the two ends of pores are open, with the shapes of cylinders, cones, parallel plates, and a certain amount of flask pores. Measured pore specific surface area is 6.479-17.329cm²/g, with the mean of 11.425cm²/g. The pore volume is 0.006-0.016cm³/g. The pore average size is 3.256-4.367nm. (5) Isothermal adsorption experiments show that maximum absorbed gas content of the shales in Longmaxi Formation can attain 3.21cm³/g. Comprehensively, this paper has selected three favorable areas for shale gas, including the area between Yanjin and Suijiang county, the northeast of Dagan and the southwest of Weixin.

Key words: Shale gas; Northeast of Yunnan; Longmaxi Formation; Favorable area