

川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析

黄金亮¹ 邹才能¹ 李建忠¹ 董大忠¹ 王社教¹ 王世谦² 王玉满¹ 李登华¹

(1. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083;2. 中国石油西南油气田分公司,四川 成都 610051)

摘 要:利用四川盆地南部志留系龙马溪组最新钻井、露头地质调查资料及样品分析结果,从富有机质页岩区域分布、岩性、有机质特征、储层特征、含气性、地层压力等方面,重点研究川南地区龙马溪组页岩气形成条件与有利区优选。认为龙马溪组页岩有机质含量高(TOC 含量 0.35%~18.40%,平均 2.52%)、有效厚度大(黑色页岩厚 20~260 m)、热演化程度高(R_o 值 1.8%~3.6%)、脆性矿物含量较高(40%~70%)、有机质纳米孔隙发育、含气量较高(0.3~5.1 m³/t,平均 1.9 m³/t)、埋藏适中(2 000~3 600 m),有利于页岩气的形成与富集,其中龙马溪组下部富有机质页岩发育,是南方最有利的页岩气勘探开发层系。综合对比研究指出,隆昌-永川、威远、长宁-珙县等地区具备页岩气勘探开发有利的地质与地面工程条件,是目前经济技术条件下研究区内龙马溪组页岩 3 个最现实的页岩气勘探开发有利目标区。

关键词:页岩气;川南地区;龙马溪组;有利区;有机质纳米孔隙

中图分类号:P618.130.1 **文献标志码:**A

Shale gas accumulation conditions and favorable zones of Silurian Longmaxi Formation in south Sichuan Basin, China

HUANG Jin-liang¹, ZOU Cai-neng¹, LI Jian-zhong¹, DONG Da-zhong¹,
WANG She-jiao¹, WANG Shi-qian², WANG Yu-man¹, LI Deng-hua¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, China)

Abstract: Based on latest drilling data, outcrop geologic survey around the area and laboratory test results of lots of rock samples, analysed shale gas generation conditions and potential of Silurian Longmaxi shale in south of Sichuan Basin with the regional distribution, organic geochemical and reservoir characteristics, gas concentration and reservoir pressure of organic-rich shale rock. Through integrated study, it is thought that: Silurian Longmaxi Formation in the study area features high organic content (TOC: 0.35%~18.40%, average of 2.52%), high net shale thickness (20~260 m), high brittle mineral content (more than 40%~70%), lots of nanoporosity in organic and high gas content (0.3~5.1 m³/t, average of 1.9 m³/t), Moderate burial depth (2 000~3 600 m) is favour of the generation and accumulation of shale gas. Silurian Longmaxi Formation is one of the favorable stratas of shale gas exploration and development in China, that accessed frequently gas show in drilling processes and obtained industrialization breakthrough; areas of Weiyuan, Longchang-Yongchuan and Changning-Gongxian are three realistic and favorable targets for Silurian Longmaxi shale gas exploration and development.

Key words: shale gas; south of Sichuan Basin; Longmaxi Formation; organic nano-porosity; favorable exploration zones

21 世纪初,随着水平井及分段压裂技术的突破,北美地区页岩气发展迅速^[1],页岩气资源的战略地

位逐渐为人们所重视。中国页岩气具有良好的发展前景,资源量约为陆上常规天然气资源的 2 倍^[2-3]。

2010 年,四川盆地威远地区志留系页岩获得商业性气流,实现中国页岩气首次工业性突破^[3],证实了南方地区志留系龙马溪组页岩是最有利勘探层系之一。本文以四川盆地南部为重点,研究志留系龙马溪组页岩气形成条件与资源前景,以期为中国页岩气勘探开发提供有益的参考。

1 研究区区域地质背景

四川盆地位于中国西南地区(图 1),是中国陆上大型沉积盆地之一及重要的天然气产区,是扬子地台较稳定部分,盆地演化经历古生代-中三叠世克拉通和晚三叠世-新生代陆相前陆盆地两大阶段^[4]。

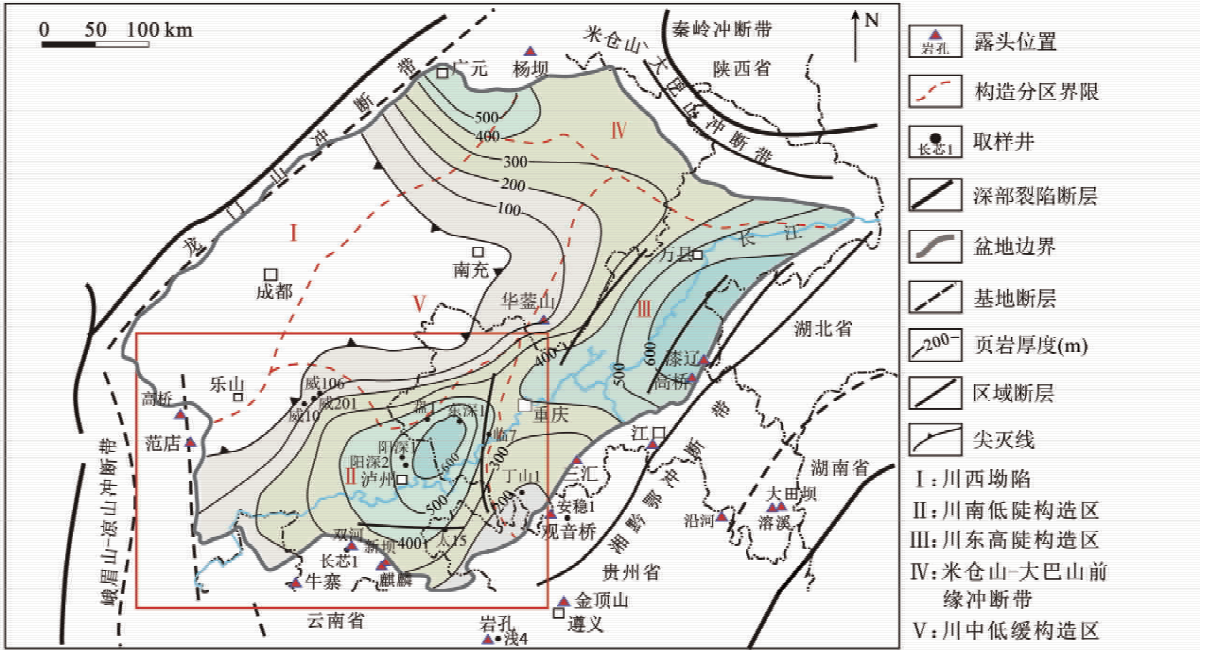


图 1 研究区区域位置与取样点分布

Fig. 1 Location map of study area with sampling-points

早志留世,上扬子地区夹持在乐山-龙女寺、黔中、江南三大古隆起之间,向北与秦岭相通,形成“三隆夹一坳”的半闭塞滞流海盆;四川盆地作为扬子前陆盆地隆后盆地的一部分,发育川东北、川东-鄂西、川南 3 个深水陆棚区,沉积一套富含有机质的黑色页岩^[4-9]。四川盆地志留系龙马溪组因加里东运动抬升遭受区域性剥蚀在四川盆地西南部缺失,围绕乐山-龙女寺古隆起向南、东部逐渐增厚,最厚 400~600 m(图 1)。研究区位于盆地南部,龙马溪组页岩除在威远构造西南部缺失外,其它地区厚 50~600 m;黑色页岩厚度 20~260 m,与页岩分布趋势基本一致,其中宜宾-泸州-荣昌一带厚度在 200 m 以上。

2 川南地区龙马溪组页岩气形成条件

页岩气形成与富集主要受有机质丰度、热成熟度及干酪根类型、含气量、裂缝发育程度等因素控制^[3,10-13]。为研究需要,从区内及其周边 15 条野外剖面及 13 口钻井中系统采集了 575 块龙马溪组页岩样品(图 1,露头样品是为公路旁或探槽 1 m 深处新鲜岩石,井下样品为钻井岩芯)进行大量测试分析,并结合前人资料对研究区内龙马溪组页岩的页岩气

形成条件进行详细研究。

2.1 岩性特征

龙马溪组岩性分布稳定^[4],下部由深灰-黑色砂质页岩、炭质页岩、笔石页岩夹生物碎屑灰岩组成,黄铁矿与笔石化石丰富,川南较发育,自下而上页岩中砂质、钙质等含量呈现“多→少→多”的旋回性变化;上部为灰绿、黄绿色页岩及砂质页岩夹粉砂岩及泥灰岩,川中、川东较发育。

2.2 有机质特征

页岩有机碳含量、有机质类型、成熟度等有机质特征对页岩储层物性、含气量及页岩气资源前景有重要影响^[3,11,13]。

2.2.1 有机碳含量

志留系龙马溪组是四川盆地主力烃源岩之一^[4,5,9,14],富有机质页岩主要发育于地层下部,向上随着砂质含量增加,页岩颜色变浅,TOC 含量降低。据周边露头及井下岩样有机碳含量分析结果,研究区龙马溪组 TOC 含量 0.35%~18.40%,平均 2.52%;其中 261 块井下样品 TOC 含量 0.50%~8.75%,平均 2.53%,TOC 含量>2% 以上占 45%(图 2),TOC 含量>2% 的高有机碳页岩主要分布于龙马溪组下部。

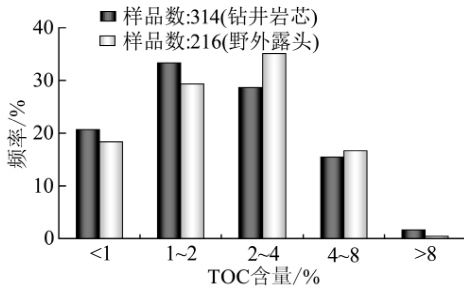


图2 龙马溪组页岩有机碳含量分布

Fig. 2 TOC content distribution of Longmaxi Formation shale

2.2.2 有机质类型

研究表明^[4, 5, 7, 9, 14]四川盆地龙马溪组页岩有机质类型为典型的腐泥型,有机质呈无定形状,母质来源于低等水生生物;干酪根在扫描电镜下为絮状体;H/C比值为0.20~1.10;碳同位素轻, $\delta^{13}\text{C}$ 值介于-26‰~-29‰。研究区内太15井龙马溪组黑色页岩干酪根为粒状、絮状腐泥及莓球状黄铁矿结合体,无定形体大于90%^[14]。

2.2.3 热演化程度

四川盆地内志留系龙马溪组成熟度展布格局为乐山-龙女寺古隆起向四周逐渐增高,与区域性的古隆起和凹陷带继承性发展、古断裂活动密切相关^[4, 5, 14]。研究区龙马溪组在早二叠世末处于低成熟阶段(R_o 0.5%~0.7%),三叠纪末达到生烃高峰(R_o 0.9%~1.1%),早侏罗世末进入湿气-凝析油阶段(R_o 1.3%),现今为过成熟阶段晚期,液态烃全部裂解成干气^[3, 4, 11, 14]。区内龙马溪组成熟度测试结果也表明,成熟度呈现由西北向东南方向增大的变化趋势, R_o 一般为1.8%~3.8%,其中威106井 R_o =1.8%,五科1井 R_o =2.33%,阳深2井 R_o =2.53%,华蓥山三百梯地区 R_o =2.91%。川南地区太13井、老深1井、阳9井等井中志留系产出的天然气以干气为主(CH_4 占93.44%~96.38%, C_2H_6 占0.99%~4.15%),也证明龙马溪组页岩热演化达到过成熟阶段。

2.3 页岩储层特征

2.3.1 页岩物性特征

页岩储层是低孔、超低渗储集岩,孔隙度<4.0%~6.5%,渗透率< 10^{-19} m^2 。目前研究区内页岩孔渗数据资料有限,据美国威德福公司对龙马溪组33块井下样品测试结果,龙马溪组页岩孔隙度1.15%~5.80%,平均3.00%,80%样品孔隙度>2%,其中威远页岩气突破井龙马溪组页岩8块页岩样品的孔隙度为1.7%~5.8%,平均4.2%;渗透率 $0.000\ 25\times 10^{-15}\sim 1.737\ 00\times 10^{-15}\text{ m}^2$,平均 $0.421\times$

10^{-15} m^2 。据此推断,龙马溪组页岩储层具备良好的页岩气储集能力。

2.3.2 孔隙空间特征

据前人研究,页岩基质及有机质中发育大量微米-纳米级孔隙,在提高页岩的储集性能上具有重要作用^[3, 15-18]。通过长宁地区龙马溪组页岩扫描电镜特征以及威远页岩气突破井龙马溪组井下样品场发射扫描电镜特征,发现页岩基质、有机质中存在大量微小孔洞和裂隙,孔径一般为0.1~0.8 μm ,最大20 μm ;有机质中发育大量微米-纳米级孔隙,孔径分布在10~750 nm,具有与Fort Worth盆地Barnett页岩相似的特征(图3)。

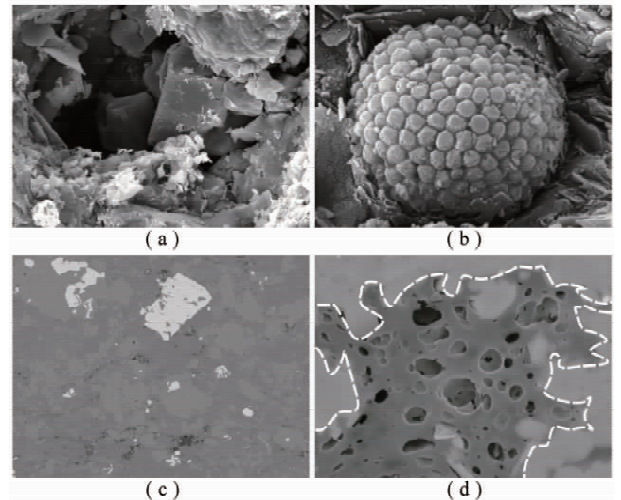


图3 川南地区龙马溪组孔隙特征

Fig. 3 Porosity characteristic of Longmaxi shale

(a) (b) 为长宁双河志留系剖面龙马溪组页岩溶蚀孔、黄铁矿莓球体;
(c) (d) 为长宁地区井下龙马溪组页岩有机质纳米孔隙;
白色虚线范围内黑色物质为有机质

2.3.3 岩石矿物组成与机械性能

页岩中脆性矿物与黏土矿物的相对含量变化对岩石力学性质、物性及含气量等具有重要影响^[16]。脆性矿物的发育有利于诱导裂隙的产生,改善压裂增产效果,提高单井产量。如图4所示,龙马溪组与北美典型页岩矿物组分对比结果表明^[19],龙马溪组位于易于压裂改造的II类区域,石英含量14.5%~76.2%,平均52.36%;黏土矿物含量8.4%~45.9%,平均28.81%,黏土矿物以伊利石、绿泥石为主,伊利石占黏土总量的59.7%。

长芯1井龙马溪组页岩样品机械性能测试结果(表1)表明,其弹性模量为8.6~40.9 GPa,平均22.2 GPa;泊松比0.10~0.25,平均0.18。杨氏模量越高、泊松比越低意味着其脆性(可压裂性)越强。从龙马溪组与Barnett页岩对比结果来看,前者杨氏模量相对较低,泊松比也比Barnett页岩低。因此,龙

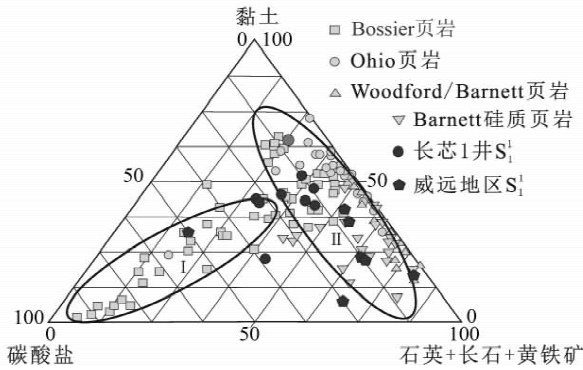


图 4 研究区志留系龙马溪组矿物组成特征

Fig. 4 Mineral composition of Longmaxi Formation shale

马溪组页岩脆性与 Barnett 页岩类似。

表 1 长芯 1 井龙马溪组与 Barnett 页岩机械性能对比

Table 1 Mechanical property comparison between Barnett shale and Longmaxi Formation shale of Changxin 1

页岩	样品	杨氏模量/GPa	泊松比
龙马溪组	1	8.6	0.25
	2	40.8	0.19
	3	17.1	0.10
	平均	22.2	0.18
Barnett 页岩		33.0	0.20 ~ 0.30
其它页岩		4.5 ~ 61.0	0.03 ~ 0.30

2.4 页岩含气性特征

2.4.1 钻井气显示

据不完全统计,区内钻井中钻遇龙马溪组页岩时大约有 18 口井 35 井段具有不同级别气测显示。九奎山构造阳 63 井在钻至 3 509.78 m 龙马溪组黑色页岩时,间断井漏并后效井涌及井喷,喷高 25 m,酸化获日产气 3 500 m³; 阳 9 井在钻至 2 874.5 ~ 2 880.0 m 时发生井喷,喷高 30 m,酸化产微量气; 隆 32 井钻至 3 168.43 m 时发生井喷,测试后产气为 1 948 m³/d。威远地区威寒 8 井中途测试产气 202 m³/d。上述现象表明,区内志留系龙马溪组页岩裂缝发育并具备形成页岩气的条件。

2.4.2 页岩含气量

页岩含气量是评价页岩气资源潜力与衡量目标区是否具有经济开采价值的重要指标。北美商业性开发页岩含气量 0.44 ~ 9.91 m³/t,近年来大规模开发的阿科马盆地 Fayetteville 页岩、阿帕拉契亚盆地 Marcellus 页岩含气量为 1.70 ~ 6.23, 1.70 ~ 2.83 m³/t^[14,12]。现场测试结果表明,研究区内龙马溪组页岩含气量在 0.30 ~ 5.09 m³/t,平均 1.85 m³/t(图 5)。其中威远地区 A 井 21 块页岩岩芯样品含气

量 0.30 ~ 5.09 m³/t,平均 1.82 m³/t; 长宁地区 B 井 6 块岩芯样品含气量 0.90 ~ 3.50 m³/t,平均 1.93 m³/t; 利用气相色谱法分析上述页岩解析气的组分,其中 CH₄ 含量 98.4% ~ 99.8%, C₂H₆ 含量 0.08% ~ 0.78%, CO₂ 含量 0.18% ~ 0.28%。

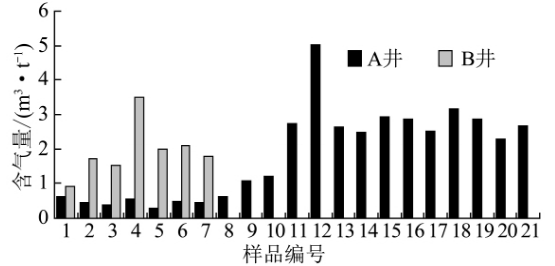


图 5 志留系龙马溪组页岩含气量分布

Fig. 5 Gas content of Longmaxi Formation shale

2.5 地层压力特征

地层压力是指岩石孔隙中流体压力,异常高压有利于页岩气成藏与有效开发。美国热成因页岩气盆地中页岩地层压力为正常-异常高压,如 Haynesville, Eagle Ford, Barnett, Marcellus 页岩压力系数为 2.00, 1.33, 0.96 ~ 1.16, 0.93 ~ 1.56^[15,17]。虽然龙马溪组页岩地层压力测试资料匮乏,但区内龙马溪组钻井气测显示频繁,钻井所用泥浆比重一般为 1.3 ~ 1.9,最高达 2.32(表 2)。由此判断,部分地区龙马溪组可能存在异常高压,有利于页岩气形成与保存。

表 2 研究区志留系龙马溪组气显示段泥浆比重变化
Table 2 Mud weight variation of gas show member of Longmaxi Formation in study area

井名	井段/m	泥浆比重
阳 63	3 505.0 ~ 3 518.5	2.20 ~ 2.32
	3 099.0 ~ 3 469.0	1.19 ~ 1.78
	2 874.5 ~ 2 880.0	1.12 ~ 1.15
临 7	2 494.0 ~ 2 556.5	1.50 ~ 1.51
	2 561.5 ~ 2 562.0	1.51
	2 577.5 ~ 2 582.0	1.51
东深 1	3 256.0 ~ 3 260.0	1.53
	3 293.0 ~ 3 294.0	1.38 ~ 1.45
	3 347.0 ~ 3 349.0	1.50 ~ 1.52
付深 1	3 545.0 ~ 3 546.0	1.68 ~ 1.92
	3 879.69	1.83
	3 894.0 ~ 3 897.0	1.86
太 15	3 970.0 ~ 3 971.38	1.83 ~ 1.89
	4 077.0 ~ 4 077.5	1.98
	4 085.0 ~ 4 087.0	1.96 ~ 1.98
	4 099.0 ~ 4 110.0	1.55 ~ 1.72
	2 925.0 ~ 2 928.0	1.40
隆 32	3 164.2 ~ 3 175.0	1.18 ~ 1.37

3 页岩气勘探开发有利区优选

根据美国页岩气勘探开发成功经验,需综合考虑地质(如黑色页岩厚度分布、含气量、埋深等)、工程(如气层压力、渗透率、裂缝分布、气体组成、含气饱和度等)和经济(如地面设施、天然气管道、气价、投

资与环境费用等)等各种因素的基础上开展有利区优选。因此,依据前文对研究区内龙马溪组页岩气形成条件的详细分析,并综合页岩的埋深、工程与经济等因素,对比研究认为隆昌-永川、威远、长宁-珙县等地区是研究区内志留系龙马溪组页岩气勘探开发有利区(图6)。

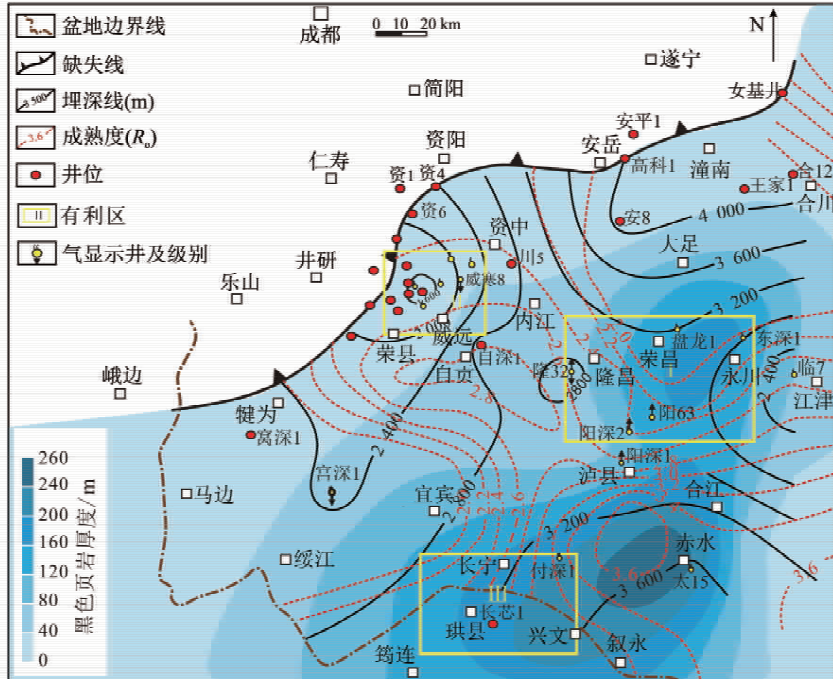


图6 川南地区龙马溪组页岩气勘探开发有利区预测

Fig. 6 Evaluation map of Longmaxi shale gas exploration and development profitable areas in south Sichuan Basin

3.1 隆昌-永川地区

该区龙马溪组为黑灰色钙质页岩、黑色炭质页岩夹泥灰岩透镜体沉积,分布稳定,页岩地层厚500~600 m, TOC 平均值大于1.20%,富有机质页岩(TOC含量>2%)厚度40~200 m,页岩有机质处于高-过成熟阶段($R_o=2.0\% \sim 2.6\%$),脆性矿物含量较高,地层具异常高压特征,有利于页岩气形成与保存;该区在钻井过程中页岩气测显示丰富并测试产气(如阳9井发生井喷,阳63井、隆32等井测试产气1900~3500 m³/d);另外,页岩埋深较浅(2200~3000 m),地面设施及管网齐全,有利于页岩气勘探开发,都表明该区龙马溪组具有页岩气勘探开发前景。

3.2 威远地区

该区龙马溪组为浅水-深水陆棚相沉积,因加里东运动抬升剥蚀地层残余厚度100~300 m,富有机质页岩厚度20~60 m;相对而言,威远地区龙马溪组页岩气形成条件、资源潜力并非最有利,但该区龙马溪组埋深浅(1600~2800 m),且位于老气区,处于低效开发、上试新层系等老井挖潜阶段,急需寻找接替资源,地面管网设施成熟,可充分利用各种地面设

施及管网,具有无可比拟的经济与工程优势。更重要的是2010年该区的页岩气先导试验井通过大型压裂后获商业性气流并持续稳产,实现我国页岩气首次突破^[3],证实该地区广阔的页岩气勘探开发前景。

3.3 长宁-珙县地区

该区龙马溪组为深水陆棚沉积,页岩地层厚度200~400 m,富有机质页岩厚120~260 m, TOC 含量平均大于1.8%(如长芯1井龙马溪组页岩 TOC 含量>2%连续厚度为50 m),埋深2800~3600 m;2010年,该区一口龙马溪组页岩气试验井压裂后日产万方天然气并稳产,证实该区具有良好的勘探前景,拓展了四川盆地页岩气的勘探领域。

综上所述,研究区内的3个页岩气有利区中形成条件最为有利区为隆昌-永川地区,其次为威远、长宁-珙县地区。

4 结 论

(1) 四川盆地南部地区志留系龙马溪组具备有利的页岩气形成条件:具备良好的物质基础,页岩 TOC 含量0.50%~8.32%,平均2.53%;页岩有效厚

度 20 ~ 260 m, 主要位于龙马溪组下部; 有机质为腐泥型, 热演化程度高 ($R_o > 1.8\%$), 处于高-过成熟度阶段; 页岩纳米级孔隙发育, 具有一定储集条件, 孔隙度 1.15% ~ 5.80%, 平均 3.00%; 脆性矿物含量高, 页岩含气量 0.3 ~ 5.1 m³/t, 平均 1.9 m³/t; 钻井过程中页岩层段气显示丰富, 并已在威远等地区取得了工业性突破; 现今埋深浅于 3 600 m, 页岩气资源潜力较大。因此, 川南地区志留系龙马溪组页岩是有利的页岩气勘探开发领域之一。

(2) 隆昌-永川、威远、长宁-珙县地区是研究区 3 个比较现实的志留系页岩气勘探开发有利区, 其中隆昌-永川地区最为有利。

致谢: 本文编写过程中, 得到中国石油勘探开发研究院胡素云、程克明、李新景以及中国石油西南油气田公司王兰生等专家的大力支持和帮助, 特此感谢。

参考文献:

- [1] 黄玉珍, 黄金亮, 葛春梅, 等. 技术进步是推动美国页岩气快速发展的关键[J]. 天然气工业 2009, 29(5): 7-10.
Huang Yuzhen, Huang Jinliang, Ge Chunmei, et al. Prospects and strategic position of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry 2009, 29(5): 7-10.
- [2] 闫存章, 黄玉珍, 葛春梅, 等. 页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源[J]. 天然气工业 2009, 29(5): 1-6.
Yan Cunzhang, Huang Yuzhen, Ge Chunmei, et al. Shale gas: enormous potential of unconventional natural gas resources [J]. Natural Gas Industry 2009, 29(5): 1-6.
- [3] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发 2010, 37(6): 641-653.
Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics and resource potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development 2010, 37(6): 641-653.
- [4] 翟光明. 中国石油地质志(卷 10) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
- [5] 汪泽成, 赵文智, 张林, 等. 四川盆地构造层序与天然气勘探 [M]. 北京: 地质出版社, 2002: 27-94.
- [6] 万方, 许效松. 川滇黔桂地区志留纪构造-岩相古地理[J]. 古地理学报 2003, 5(2): 180-186.
Wan Fang, Xu Xiaosong. Tectonic-lithofacies palaeogeography of the Silurian in Sichuan-Yunnan-Guizhou-Guangxi region [J]. Journal of Palaeogeography 2003, 5(2): 180-186.
- [7] 梁狄刚, 郭彤楼, 边立曾, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三): 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. 海相油气地质 2009, 14(2): 1-19.
Liang Digang, Guo Tonglou, Bian Lizeng, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedi-

mentary regions, southern china(part 3): controlling factors on the sedimentary facies and development of pslseoxic marine source rocks [J]. Marine Origin Petroleum Geology 2009, 14(2): 1-19.

- [8] 郭英海, 李壮福, 李大华, 等. 四川地区早志留世岩相古地理 [J]. 古地理学报 2004, 6(1): 21-30.
Guo Yinghai, Li Zhuangfu, Li Dahua, et al. Lithofacies palaeogeography of the Early Silurian in Sichuan area [J]. Journal of Palaeogeography 2004, 6(1): 21-30.
- [9] 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.
Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Some progresses 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.
- [10] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin 2002, 86(11): 1921-1938.
- [11] Charles Boyer, John Kieschnick, Rivera R S, et al. Producing gas from its source [J]. Oilfield Review 2006: 18-31.
- [12] Sondergeld C H, Newsham K E, Comisky J T, et al. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources [A]. SPE Unconventional Gas Conference [C]. Pittsburgh: Pennsylvania 2010.
- [13] 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.
Li Xinjing, Hu Suyun, Cheng Keming, et al. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America [J]. Petroleum Exploration and Development 2007, 34(4): 392-400.
- [14] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及气源 [J]. 地学前缘 2006, 13(2): 234-248.
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo, et al. The characteristics of natural gas in Sichuan Basin and its sources [J]. Earth Science Frontiers 2006, 13(2): 234-248.
- [15] Robert G Loucks, Robert M Reed, Stephen C Ruppel, et al. Morphology genesis and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the mississippian barnett shale [J]. Journal of Sedimentary Research 2009, 79: 848-861.
- [16] Wang F P, Reed R M, John A, et al. Pore networks and fluid flow in gas shales [A]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition [C]. New Orleans, Louisiana 2009.
- [17] Sondergeld C H, Ambrose R J, Rai C S, et al. Micro-structural studies of gas shales [A]. SPE Unconventional Gas Conference [C]. Pittsburgh: Pennsylvania 2010.
- [18] Ronald J Hill, Etuan Zhang, Barry Jay Katz, et al. Modeling of gas generation from the Barnett shale, Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin 2007, 91(4): 501-521.
- [19] Robert G Loucks, Stephen C Ruppel. Mississippian Barnett shale: lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin 2007, 91(4): 579-601.