

渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩气 成藏地质条件与有利区预测

谭淋耘^{1,2)}, 徐铤¹⁾, 李大华¹⁾, 程礼军³⁾, 曾春林⁴⁾

- 1) 国土资源部页岩气资源勘查重点实验室, 重庆地质矿产研究院, 重庆, 400042;
- 2) 重庆市地质灾害防治中心, 重庆, 400015;
- 3) 重庆市页岩气资源与勘查工程技术研究中心, 重庆地质矿产研究院, 重庆, 400042;
- 4) 油气资源与探测国家重点实验室重庆页岩气研究中心, 重庆, 400042

内容提要:上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组是四川盆地页岩气勘探的重要层位。通过地层厚度、地层埋深、总有机碳含量、有机质类型、有机质成熟度及储层含气量等参数的综合分析, 表明渝东南地区五峰组—龙马溪组具有泥页岩厚度大(40~210 m)、地层埋深较浅(<4500 m)、总有机碳含量较高(TOC 一般>1.5%)、有机质成熟度高(R_o 为 1.9%~2.7%)等特点, 有机质类型多以 I 型为主, 现场解吸含气量在五峰组及龙马溪组中下部具有较好的水平。综合分析认为, 五峰组—龙马溪组具有较好的页岩气成藏地质潜力。运用多因素叠加及综合地质分析技术, 选取总有机碳含量、热成熟度、地层埋深、地层厚度、地表条件 5 个参数作为核心评价指标对渝东南地区五峰组—龙马溪组的成藏有利区进行了预测, 共预测出 I 类有利区 6 个, II 类有利区 2 个, 有利区预测结果与目前已有钻井的含气量水平相一致。最后, 提出了“有重点、有先后、分层次”的勘探开发部署建议。

关键词:渝东南; 页岩气; 成藏地质条件; 五峰组; 龙马溪组

油气勘探开发的实践表明, 上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组是四川盆地的主要气源岩(黄籍中, 1986; 翟光明等, 1987; 腾格尔等, 2006; 梁狄刚等, 2009; 邹才能等, 2010)。页岩作为天然气的储集体, 具有吸附气和游离气并存、特低孔渗、严重非均质性、自生自储等特点(Martini et al., 1998; Curtis, 2002; 张金川等, 2004; 王玉满等, 2012; 余川等, 2014)。不少学者研究认为四川盆地具有页岩气勘探开发的良好地质基础和广阔前景: 该地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩厚度大、有机质丰度高, 有机质类型多为 I 型、II₁ 型, 热演化程度处于高—过成熟阶段; 页岩中脆性矿物含量丰富, 发育多种类型的储集空间, 以微米—纳米级孔隙为主, 有利于页岩气的形成与富集(刘洪林等, 2010; 刘树根等, 2011; 聂海宽等, 2012; 韩双彪等, 2013; 谭淋耘等, 2013)。目前, 对页岩气的地质评价主要侧重于地化及物性参数等方面, 针对页岩气成藏重点地区的专门评价较少, 本文将系统评价渝东南地区的成藏地

质条件, 并对页岩气发育的有利区进行划分, 以期为促进渝东南地区的页岩气勘探开发提供依据。

1 地质构造背景

渝东南地区位于重庆市东南部和四川盆地东部, 该地区在大地构造上属于上扬子台内拗陷构造单元。研究区经历了晋宁、澄江、加里东、华力西、印支、燕山、喜马拉雅等多期构造运动, 褶皱和断裂主要形成于中生代的燕山期(谢忱等, 2013), 褶皱轴部和断裂走向多为北东—南西向(图 1)。经过燕山运动以后, 区内地质构造基本定型, 全区隆起成陆。渝东南地区下志留统广泛发育深水陆棚相带, 具有页岩地层发育范围广、厚度大、埋深浅、裂缝发育等特点(张金川等, 2009; 董大忠等, 2010; 郑和荣等, 2013)。

2 成藏地质条件

2.1 泥页岩厚度及分布

作为页岩气生成和赋存的物质基础, 一定的页

注: 本文为国家“973”计划“渝东南地区页岩气资源潜力评价”(编号 2012CB214705-05)、“重庆市页岩气成藏富集规律”(编号 CIGMR1104)、“渝东南地区下古生界泥页岩聚集分布规律及成岩系统研究”联合资助成果。

收稿日期: 2014-09-11; 改回日期: 2015-01-13; 责任编辑: 周健。

作者简介: 谭淋耘, 男, 1985 年生。硕士, 工程师, 主要从事非常规天然气成藏地质与地质灾害防治研究工作。通讯地址: 400042, 重庆市渝中区长江二路 177-9 号, 重庆地质矿产研究院; Email: 674773105@qq.com。

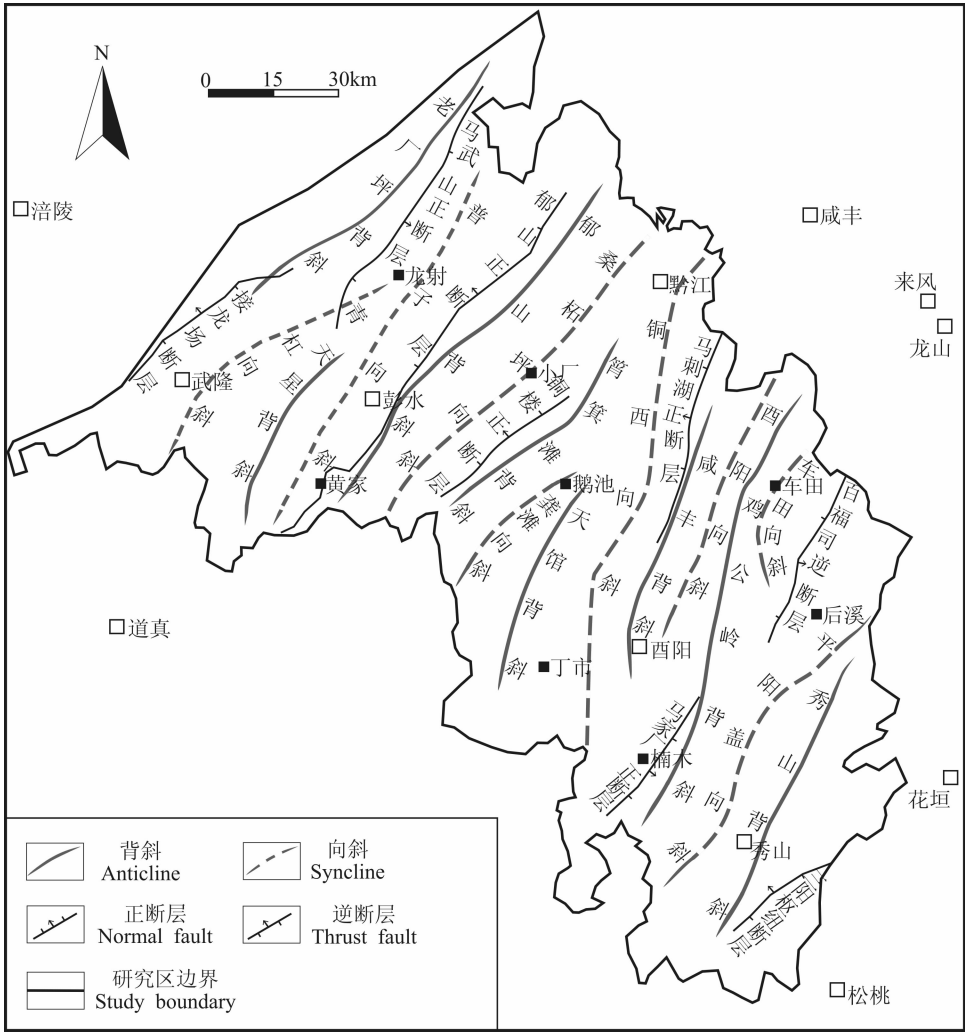


图 1 研究区构造简图
Fig. 1 The structure map of the research area

岩厚度是形成页岩气富集区的基本条件,也是页岩气资源丰度高低的重要影响因素(张金川等,2003,2008;Jarvie et al., 2007;Curtis et al., 2009)。通过野外地层剖面测制及钻井资料,对渝东南地区五峰组—龙马溪组的地层厚度及分布进行了深入研究:五峰组—龙马溪组页岩在渝东南地区广泛分布,但由于受多期构造运动的影响,剥蚀面积也较大;钻井资料表明,单井钻遇五峰组—龙马溪组厚度为 78~167 m;野外地层剖面实测五峰组—龙马溪组厚度为 44~202 m(图 2)。

平面上,渝东南地区五峰组—龙马溪组地层厚度为 40~210 m,总体具有南东薄,北西厚的特点。在研究区中部和南东部彭水、黔江、酉阳、秀山一带地层厚度约 40~100 m,地层厚度变化较慢;在研究区龙射以北地层出现一个沉积中心,地层厚度为 160~210 m,地层厚度变化较快;在彭水—汉葭—

带,出现一个地层减薄的低值区,中心沉积厚度小于 80 m(图 2)。根据地层厚度变化特征,可以初步推断五峰组—龙马溪组沉积时期物源来自南东方向,在北西部漆辽—龙射—彭水—武隆一带为沉积盆地中心位置,地层沉积厚度较大。

2.2 泥页岩埋藏深度

含气页岩的埋藏深度,一方面可以反映保存条件的优劣,另一方面也是评价其能否进行经济开采的重要参数(李登华等,2009)。

通过区域地质资料和构造特征的分析,并结合单井的钻遇结果,对渝东南地区五峰组—龙马溪组的埋藏深度进行了研究和预测。平面上,渝东南地区五峰组—龙马溪组底界埋深主要分布在 500~4000 m,地层埋深主要受构造展布的控制:在背斜轴部地区埋深较浅,在向斜核部地区埋深较大。在丁市—酉阳—车田—一线以南地区地层埋深较浅,主

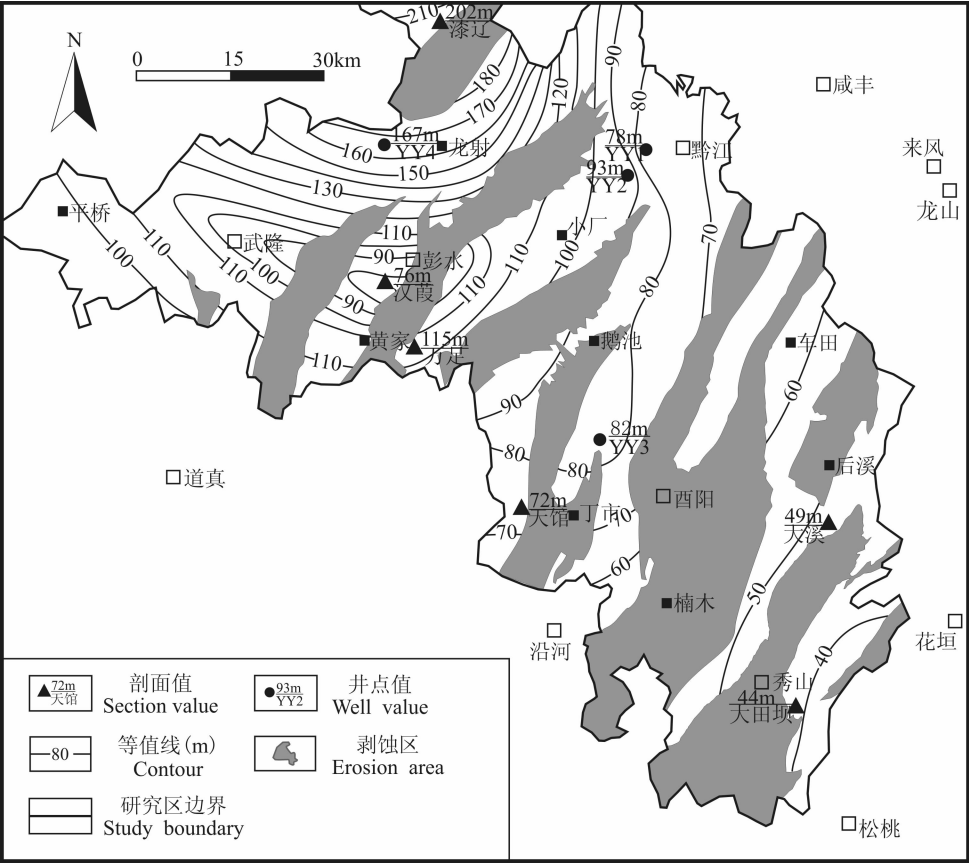


图 2 渝东南地区五峰组—龙马溪组厚度分布图
Fig. 2 Thickness of Wufeng—Longmaxi Formations in southeastern Chongqing

要分布在 500~2000 m 的范围内,局部地区可超过 2000 m;在丁市—酉阳—车田一线以北地区地层埋深变化较大,主要分布在 500~4000 m,其中在武隆西北部可超过 4000 m,另外在龙射北东部、黔江南部地区,地层埋深可超过 3000 m(图 3)。

2.3 有机质丰度及类型

源岩的有机质含量及其生气作用是页岩气成藏的关键控制因素,富有机质页岩的 TOC 达到一定下限值时才具有经济产气价值(张金川等,2003; Boyer et al., 2006; Bowker, 2007; Jarvie et al., 2007; Burnaman et al., 2009)。含气页岩的有机质丰度,不但决定页岩气的生成量,而且影响页岩气的赋存和富集,进而影响页岩气的资源丰度(张金川等,2003; Bustin et al., 2009; 李新景等,2009)。

研究区五峰组—龙马溪组黑色页岩有机质类型主要为 I 型,少量为 II₁ 型(聂海宽等,2012)。根据区内页岩气参数井 YY2 井岩芯实验测试分析,五峰组—龙马溪组总有机碳含量在 0.11%~5.31% 之间,平均为 1.52%(图 4)。另外,研究区 YY1 井、YY4 井、YY5 井和 YY3 井五峰组—龙马溪组样品

的总有机碳含量平均值分别为 1.70%、2.28%、1.12% 和 3.16%;野外实测地层剖面样品的总有机碳含量平均值分布在 0.26%~2.55% 之间。

平面上,五峰组—龙马溪组页岩总有机碳含量主要分布在 0.5%~3.0% 之间,仅在研究区东部小厂—车田—鹅池一带总有机碳含量小于 1.5%;平面上北西地区、西部地区和南部地区页岩总有机碳含量较高,大于 2.0%(图 5)。

2.4 有机质成熟度

镜质组反射率(R_o)是国际上公认的标定有机质成熟度的一项独立指标,但不适用于下古生界烃源岩(腾格尔,2007),所以沥青反射率已成为表征那些缺乏镜质组而含有沥青的海相页岩有机质成熟度的一个重要指标(丰国秀,1988;涂建琪,1999)。对五峰组—龙马溪组主要是通过测定其沥青反射率,并通过计算转换成镜质组反射率(即等效镜质组反射率),来判断其有机质成熟度。

参考前人的有机质成熟阶段划分标准(表 1),研究区五峰组—龙马溪组的有机质成熟度已达高成熟—过成熟。其中,研究区 YY2 井五峰组—龙马溪

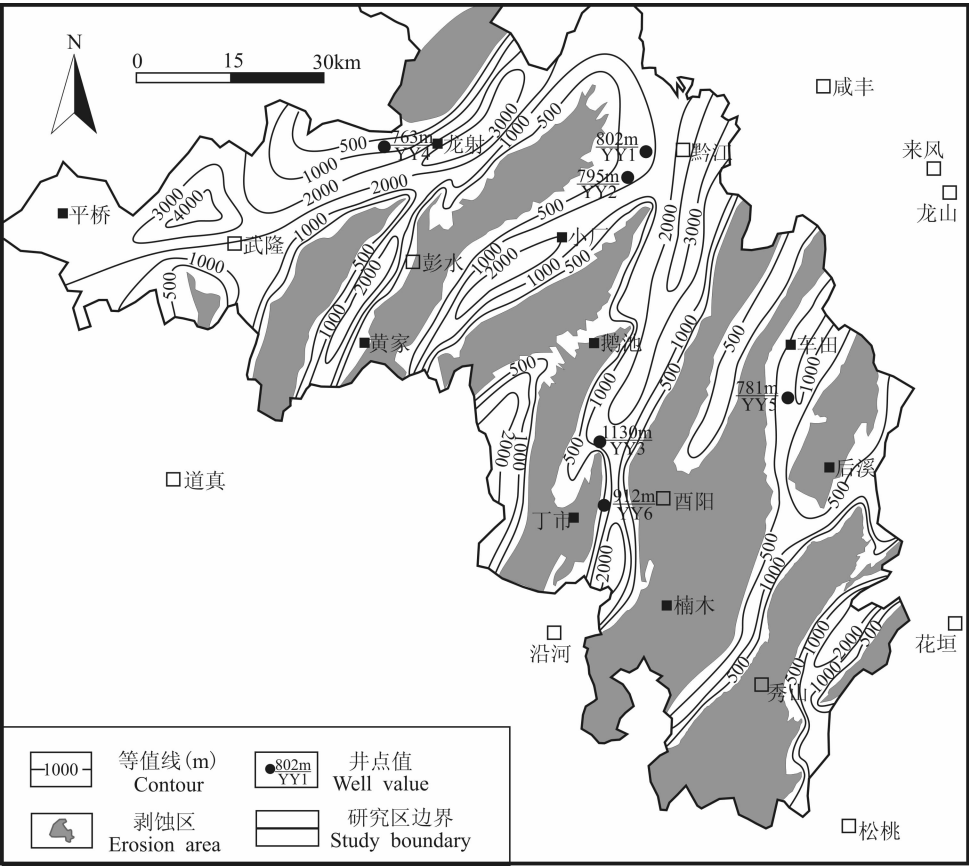


图 3 渝东南地区五峰组—龙马溪组底界埋深图
Fig. 3 Bottom depth of Wufeng—Longmaxi Formations in southeastern Chongqing

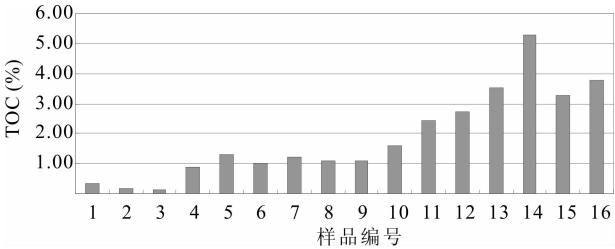


图 4 渝东南 YY2 井五峰组—龙马溪组样品 TOC 含量分布图
Fig. 4 TOC content for the samples of Wufeng—Longmaxi Formations in well YY2

组样品 R_o 值分布在 1.60%~3.38% 之间, 平均为 2.56% (图 6); 另外 YY1 井、YY3 井五峰组—龙马溪组样品 R_o 平均值分别为 2.39% 和 2.69%。

平面上, 五峰组—龙马溪组 R_o 值主要分布在 1.9%~2.7% 之间, 为高成熟—过成熟; 在小厂—鹅池—黑水一带为区域上 R_o 值最高的地区, R_o 值大于 2.5%, 其中 YY3 井和太和剖面 R_o 值高达 2.69%、黑水剖面 R_o 值也达 2.62%; 在北部地区 R_o 值大于 2.1%, 主要分布在 2.1%~2.5% 之间, 达到了过成熟阶段; 在南部地区 R_o 值相对较低, 主要为 1.9%~

2.2% 之间, 也达到了高成熟—过成熟阶段 (图 7)。

2.5 含气量

页岩气聚集的一个重要参数是含气丰度即每吨页岩的含气量 (Montgomery et al., 2005; Bowker, 2007; 李玉喜等, 2011)。含气量主要包括吸附含气量与游离含气量, 其大小直接影响着页岩气藏的经济可采价值。

根据 YY2 井及 YY3 井的现场解吸数据与总有机碳含量 TOC 数据分析, 渝东南地区五峰组—龙马溪组的储层含气量与 TOC 含量呈良好的正相关性: 对同一口井, TOC 含量高的层段, 含气量也较大; 而 TOC 含量低的层段, 其对应的含气量也较小; 五峰组—龙马溪组 $TOC \geq 1.5\%$ 的层段, 其现场解吸含气量较高 ($>0.5 \text{ m}^3/\text{t}$), 具有较高的含气水平 (图 8、图 9)。另外, 从垂向上看, 现场解吸含气量最好的层段为五峰组的全部和龙马溪组的下部, 其现场解吸含气量可高达 $1.5 \sim 2.1 \text{ m}^3/\text{t}$, 是页岩气最好的发育层段和最有利的勘探目标层段。总体上, 龙马溪组中、上部的现场解吸含气量较低, YY2 井和 YY3 井均小于 $1 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

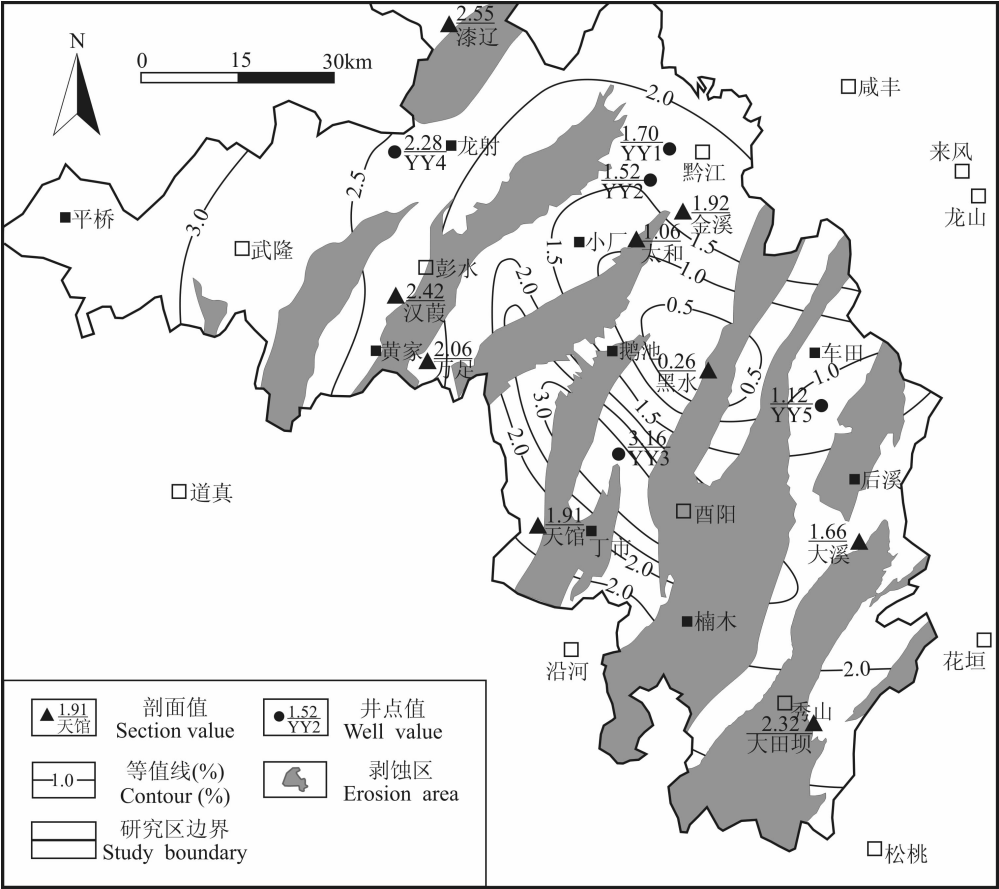


图 5 渝东南地区五峰组—龙马溪组 TOC 含量平面分布图

Fig. 5 TOC plane distribution of Wufeng—Longmaxi Formations in southeastern Chongqing

表 1 中国南方黑色页岩成熟阶段划分标准(据聂海宽等,2012)

Table 1 The mature stage of the black shale in South China (after Nie et al. , 2012)

成熟阶段	未熟期	成熟	高成熟	过成熟早期	过成熟晚期	变质期
R_o (%)	<0.5	$0.5\sim1.3$	$1.3\sim2$	$2\sim3$	$3\sim4$	>4
成烃阶段	生物气	成油期	凝析油-湿气	干气		生烃终止

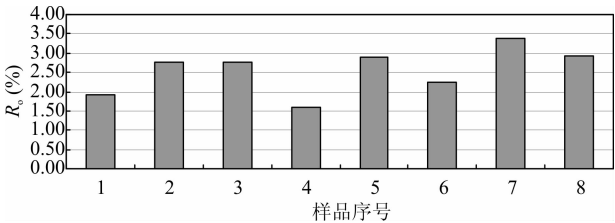


图 6 渝东南 YY2 井五峰组—龙马溪组样品 R_o 值分布

Fig. 6 R_o distribution of the samples for Wufeng—Longmaxi Formations in well YY2 in southeastern Chongqing

3 成藏有利区预测

3.1 评价参数的选取

页岩气藏是一种非常规天然气藏,其有机质丰

度、有机质成熟度、孔隙度、渗透率、埋藏深度、地层厚度、矿物组成、含气性等主要地质参数在不同区域变化较大。2012 年 8 月,国土资源部在《页岩气资源潜力评价与有利区优选方法(暂行稿)》中将总有机碳、热成熟度、地层埋深、地表条件、保存条件及地层厚度等参数作为有利区优选的重要评价指标。

参考前人的有利区评价方法(王鹏万,2011;李玉喜,2012;梁冰,2013),结合研究区的实际地质情况及勘探程度,本文将总有机碳、热成熟度、地层埋深、地层厚度、地表条件 5 个参数作为五峰组—龙马溪组有利区优选的核心评价指标(表 2),运用多因素叠加及综合地质分析技术来评价渝东南地区五峰组—龙马溪组的成藏有利区。

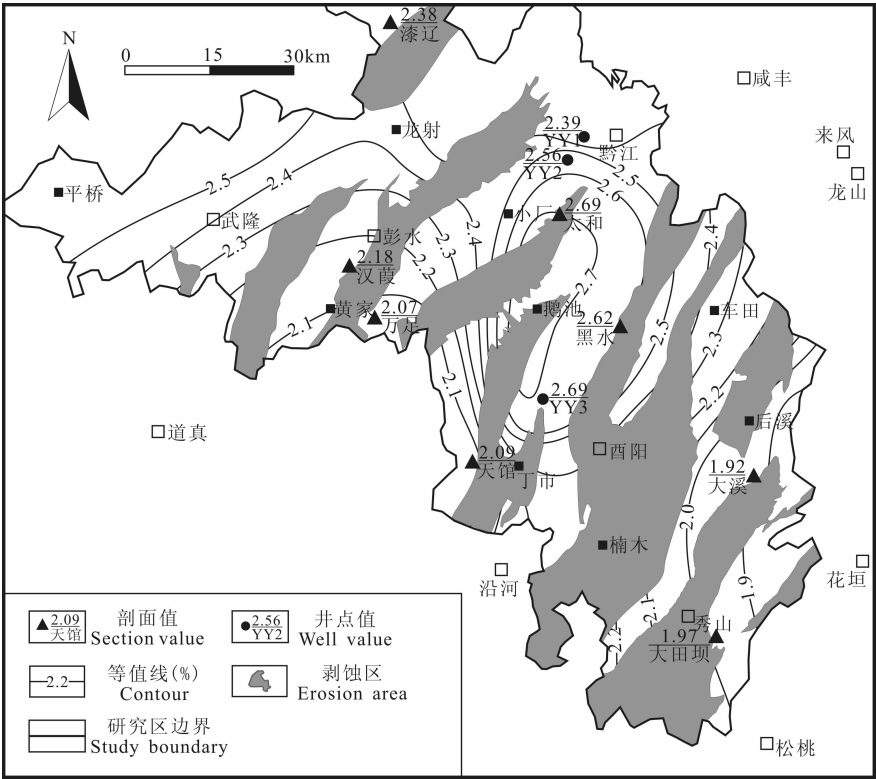


图 7 渝东南地区五峰组—龙马溪组 R_o 值平面分布图

Fig. 7 R_o plane distribution of Wufeng—Longmaxi Formations in southeastern Chongqing

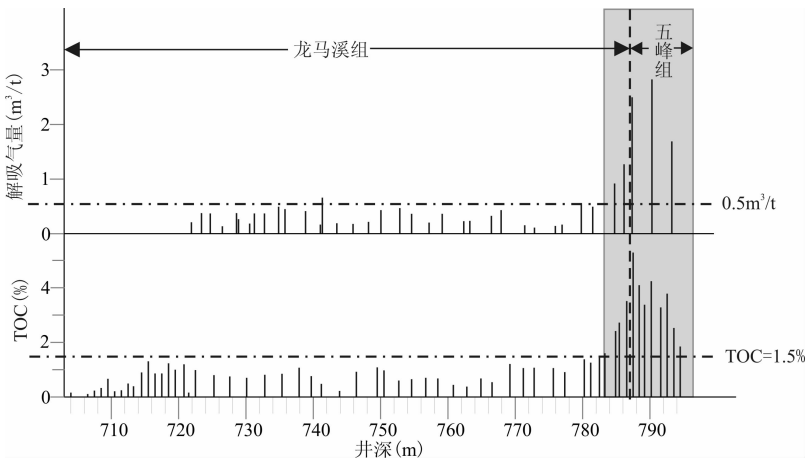


图 8 渝东南地区 YY2 井五峰组—龙马溪组含气特征

Fig. 8 The gas content of Wufeng—Longmaxi Formations for well YY2 in southeastern Chongqing

表 2 渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩气有利区评价参数及指标

Table 2 The evaluation parameters of the favorable area for Wufeng—Longmaxi Formations in southeastern Chongqing

评价参数	评价指标
泥页岩厚度	考虑到页岩气形成大规模聚集的条件,选取页岩单层厚度 ≥ 30 m
总有机碳含量(TOC)	研究区 $\text{TOC} \geq 1.5\%$ 的地层,其含气量分布较为连续,且现场解吸含气量较高($> 0.5 \text{ m}^3/\text{t}$),故选取地层平均 $\text{TOC} \geq 1.5\%$
热成熟度(R_o)	研究区干酪根类型主要表现为 I 型,故选取 $R_o \geq 1.2\%$
地层埋深	考虑到保存条件和开发成本,选取地层埋深为 500~4500 m
地表条件	选取地形高差小的丘陵、低山及平地等为有利地表条件

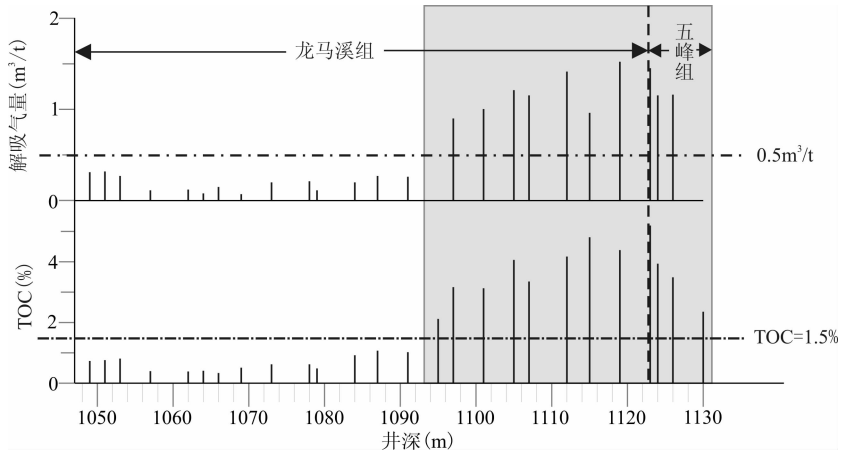


图 9 渝东南地区 YY3 井五峰组—龙马溪组含气特征

Fig. 9 The gas content of Wufeng—Longmaxi Formations for well YY3 in southeastern Chongqing

3.2 有利区分布

前述研究表明五峰组—龙马溪组的含气量与总有机碳含量之间有非常好的正相关性,换句话说总有机碳含量决定了页岩的生气能力,决定了能否形成页岩气藏的物质来源,所以在有利区评价中总有机碳含量应为首要评价指标;另外页岩气的开发成本较高,而地层埋深和地表条件决定了页岩气的经济可采价值和钻探成本,所以地层埋深和地表条件应为重要评价指标。综合考虑地层厚度、热成熟度等因素评价如下。

五峰组—龙马溪组富有机质页岩在渝东南地区广泛分布。其成熟度 R_o 主要分布在 1.9%~2.7% 区间,处于高成熟—过成熟热演化阶段,全区均达到有利评价条件;五峰组—龙马溪组地层埋深在全区均小于 4500 m,考虑到保存条件的影响及开发成本等因素,将 500~3000 m 作为五峰组—龙马溪组的一级有利埋深区域,3000~4500 m 作为二级有利埋深区域;五峰组—龙马溪组的总有机碳含量在全区主要分布在 0.5%~3.0% 区间,由于研究区 $TOC \geq 1.5\%$ 的地层,其现场解吸含气量较高 ($>0.5 \text{ m}^3/\text{t}$),故将 $TOC \geq 1.5\%$ 的区域作为有利评价区;五峰组—龙马溪组的地层厚度在区内主要分布在 40~210 m,全区 $>30 \text{ m}$,均达到有利评价指标下限;另

外,根据研究区为山地的地表条件,将地形高差较大的山脉区域等扣除,选取地形高差较小的丘陵、低山及平地等为地表条件有利区。运用多因素叠加及综合地质分析技术,五峰组—龙马溪组共优选出 I 类有利区 6 个,II 类有利区 2 个(表 3、图 10)。

五峰组—龙马溪组 I 类有利区共 6 个,地层埋深在 500~3000 m,地表条件较好,分布面积为 138.8~1375.5 km^2 ,I 类有利区面积共 2087.4 km^2 。依据有利区基本参数统计信息(表 4),将 I 类有利区划分为 3 个级别,其中 1 号有利区分布面积最大,总有机碳含量、地层厚度参数均最佳,以 1 号有利区最具勘探开发的潜力和价值,为一级有利区;3 号和 4 号有利区为二级有利区,2 号、5 号和 6 号为三级有利区。

五峰组—龙马溪组 II 类有利区共 2 个,地层埋深在 3000~4500 m,地表条件较好,分布面积为 71.5~103.4 km^2 ,II 类有利区面积共 174.9 km^2 。依据有利区基本参数统计信息(表 4),1 号有利区较 2 号有利区分布面积大,且总有机碳含量 1 号有利区较 2 号区要高得多,所以认为 1 号有利区较 2 号有利区更具勘探开发的潜力和价值。

根据不同有利区的分级评价结果,在渝东南地区的实际勘探开发进程中,应遵循“有重点、有先后,

表 3 渝东南地区五峰组—龙马溪组有利区评价结果

Table 3 The evaluation results of the favorable areas for Wufeng—Longmaxi Formations in southeastern Chongqing

有利区类型	参数指标	分布范围
I 类有利区	$TOC \geq 1.5\%$; 地层埋深 500~3000 m; 地层厚度 $\geq 30 \text{ m}$; 地表条件好; 连续分布面积 $>50 \text{ km}^2$	全区共优选出 6 个 I 类有利区,分布面积较大,主要分布在研究区北部、西部及南部
II 类有利区	$TOC \geq 1.5\%$; 地层埋深 3000~4500 m; 地层厚度 $\geq 30 \text{ m}$; 地表条件好; 连续分布面积 $>50 \text{ km}^2$	全区共优选出 2 个 II 类有利区,均分布在研究区北部,其分布面积远小于 I 类有利区

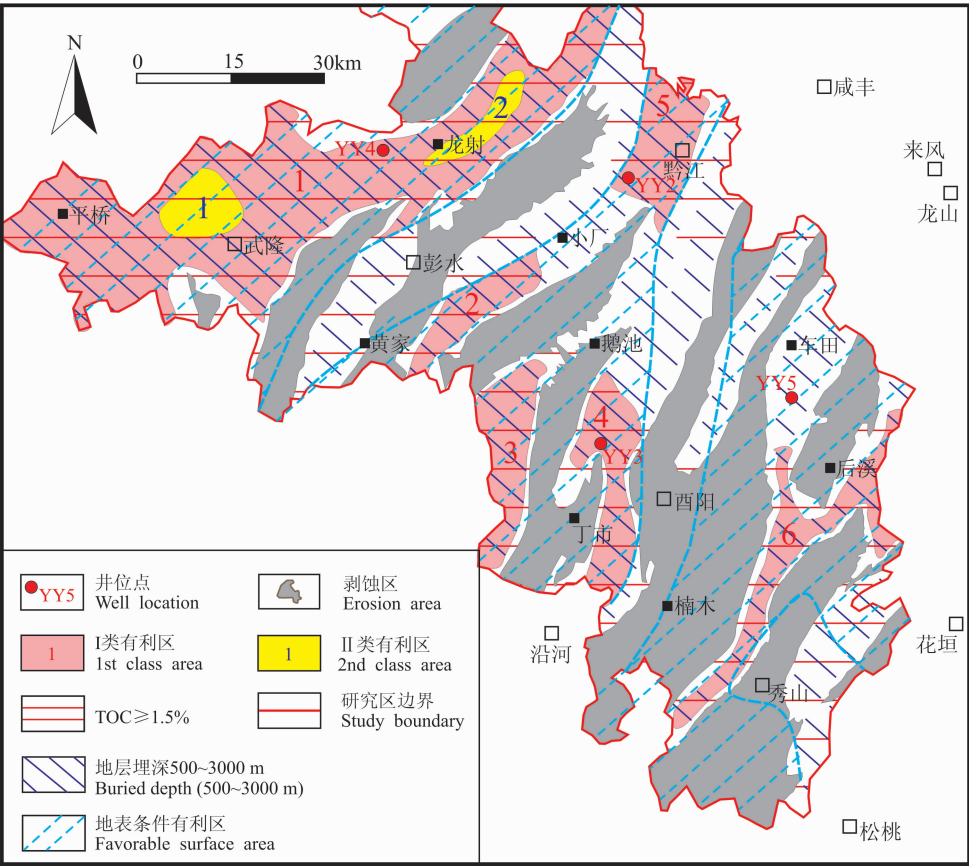


图 10 渝东南地区五峰组—龙马溪组有利区分布

Fig. 10 The favorable area distribution for Wufeng—Longmaxi Formations in southeastern Chongqing

表 4 渝东南地区五峰组—龙马溪组有利区参数基本信息

Table 4 The parameter imformation for Wufeng—Longmaxi Formations in southeastern Chongqing

层位	类别	序号	分布面积(km ²)	总有机碳(%)		地层厚度(m)	
				最大值	最小值	最大值	最小值
五峰组— 龙马溪组	I 类有利区	1	1375.5	3.4	1.9	181	88
		2	138.8	2.6	1.5	115	100
		3	194.0	3.1	2.0	95	65
		4	219.6	3.4	2.0	85	58
		5	209.8	2.2	1.5	95	70
		6	249.7	2.1	1.6	58	45
	II 类有利区	1	103.4	3.2	2.8	120	98
		2	71.5	2.2	1.8	171	148

分层次”的勘探开发部署思想：I 类有利区优先于 II 类有利区；I 类有利区按照 1 号为一级，3 号和 4 号为二级，2 号、5 号和 6 号为三级进行分层次部署；II 类有利区按照 1 号优先于 2 号进行分层次部署。

3.3 有利区可靠性分析

经岩芯现场解吸含气量测试分析，YY2 井、YY3 井、YY4 井五峰组—龙马溪组的现场解吸含气量均大于 0.50 m³/t，具有较好的页岩气成藏地质条件；而 YY5 井五峰组—龙马溪组的现场解吸含气

量小于 0.50 m³/t，页岩气成藏地质条件较差。在平面上，YY2 井、YY3 井、YY4 井分别处在五峰组—龙马溪组 I 类有利区的 5 号、4 号、1 号有利区内，而 YY5 井处在五峰组—龙马溪组 I 类有利区和 II 类有利区的评价范围之外(图 10)，证实了五峰组—龙马溪组有利区评价结果的可靠性，说明五峰组—龙马溪组有利区评价参数的选取及其评价方法是较为合理的。

4 结论

(1) 渝东南地区五峰组—龙马溪组具有泥页岩厚度大、地层埋深较浅、总有机碳含量较高、有机质成熟度高等特点,有机质类型多以Ⅰ型为主,现场解吸含气量在五峰组及龙马溪组中下部具有较好的水平。综合分析认为,五峰组—龙马溪组具有较好的页岩气成藏地质潜力。

(2) 选取总有机碳、热成熟度、地层埋深、地层厚度、地表条件 5 个参数作为核心评价指标,运用多因素叠加及综合地质分析技术对渝东南地区五峰组—龙马溪组的成藏有利区进行了预测,有利区预测结果与目前已有钻井的含气量水平相一致,证实了有利区评价方法的可行性和评价结果的可靠性。

(3) 针对研究区不同有利区的特点,应遵循“有重点、有先后、分层次”的勘探开发部署思想,才能更好地推进区内的勘探开发工作取得突破。

参 考 文 献

董大忠,程克明,王玉满,李新景,王社教,黄金亮. 2010. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征. 石油与天然气地质, 31(3): 288~299, 308.

丰国秀,陈盛吉. 1988. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系. 天然气工业, 8(2): 20~25.

韩双彪,张金川,邢雅文,何伟,谢忱,姜生玲,张鹏. 2013. 渝东南下志留统龙马溪组页岩气聚集条件与资源潜力. 煤炭学报, 38(增刊 1): 168~173.

黄籍中. 1986. 四川盆地地下古生界至元古界热演化气及其勘探方向. 天然气工业, 6(4): 8~13.

李登华,李建忠,王社教,李新景. 2009. 页岩气藏形成条件分析. 天然气工业, 29(5): 22~26.

李玉喜,乔德武,姜文利,张春贺. 2011. 页岩气含气量和页岩气地质评价综述. 地质通报, 30(2~3): 308~317.

李玉喜,张金川,姜生玲,韩双彪. 2012. 页岩气地质综合评价和目标优选. 地学前缘, 19(5): 332~338.

李新景,吕宗刚,董大忠,程克明. 2009. 北美页岩气资源形成的地质条件. 天然气工业, 29(5): 27~32.

梁狄刚,郭彤楼,边立曾,陈建平,赵喆. 2009. 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. 海相油气地质, 14(2): 1~19.

梁冰,代媛媛,陈天宇,孙维吉,秦冰等. 2013. 基于区间数地质参数的页岩气勘探开发区块优选. 天然气工业, 33(12): 54~59.

聂海宽,张金川,包书景,边瑞康,宋晓蛟,刘建斌. 2012. 四川盆地及其周缘上奥陶统一下志留统页岩气聚集条件. 石油与天然气地质, 33(3): 335~345.

刘树根,马文辛, LUBA Jansa, 黄文明, 曾祥亮, 张长俊. 2011. 四川盆地东部地区下志留统龙马溪组页岩储层特征. 岩石学报, 27(8): 2239~2252.

刘洪林,王红岩,刘人和,赵群,林英姬. 2010. 中国页岩气资源及其勘

探潜力分析. 地质学报, 84(9): 1374~1378.

谭淋耘,程礼军,朱瑜,曾祥亮,曾春林,焦伟伟. 2013. 重庆市渝东南地区页岩气储集空间类型与储层物性特征. 地质论评, 59(增刊), 1272~1276.

腾格尔,高长林,胡凯,潘文蕾,张长江,方成名,曹清古. 2006. 上扬子东南缘下组合优质烃源岩发育及生烃潜力. 石油实验地质, 28(4): 359~365.

腾格尔,高长林,胡凯,方成名; 吕俊祥; 翟常博; 张长江. 2007. 上扬子北缘下组合优质烃源岩分布及生烃潜力评价. 天然气地球科学, 18(2): 254~259.

涂建琪,金奎励. 1999. 表征海相烃源岩有机质成熟度的若干重要指标的对比与研究. 地球科学进展, 14(1): 18~23.

王鹏万,陈子焯,贺训云,李娴静,马立桥,徐政语,董庸,黄黔. 2011. 黔南坳陷下寒武统页岩气成藏条件与有利区带评价. 天然气地球科学, 22(3): 518~524.

王玉满,董大忠,李建忠,王社教,李新景,王黎,程克明,黄金亮. 2012. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征. 石油学报, 33(4): 551~561.

谢忱,张金川,李玉喜,王小洪. 2013. 渝东南渝科 1 井下寒武统富有机质页岩发育特征与含气量. 石油与天然气地质, 34(1): 11~15.

余川,聂海宽,曾春林,程礼军,邵晓州. 2014. 四川盆地东部下古生界页岩储集空间特征及其对含气性的影响. 地质学报, 8(7): 1311~1320.

翟光明,张继铭,唐泽尧,等. 1987. 中国石油地质志(卷十 四川). 北京: 石油工业出版社. 80~108, 111~205.

张金川,薛会,张德明,蒲军. 2003. 页岩气及其成藏机理. 现代地质, 17(4): 466.

张金川,金之钧,袁明生. 2004. 页岩气成藏机理和分布. 天然气工业, 24(7): 15~18.

张金川,聂海宽,徐波,姜生玲,张培先,汪宗余. 2008. 四川盆地页岩气成藏地质. 天然气工业, 28(2): 1~6.

张金川,姜生玲,唐玄,张培先,唐颖,荆铁亚. 2009. 我国页岩气富集类型及资源特点. 天然气工业, 29(12): 1~6.

郑和荣,高波,彭勇民,聂海宽,杨斐然. 2013. 中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向. 古地理学报, 15(5): 645~656.

邹才能,董大忠,王社教,李建忠,李新景,王玉满,李登华,程克明. 2010. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力. 石油勘探与开发, 37(6): 641~653.

Bowker K A. 2007. Barnett shale gas production, Fort Worth basin: issues and discussion. AAPG Bulletin, 91(4): 523~533.

Boyer C, Kieschnick J, Lewis R E, et al. 2006. Producing gas from its source. Oilfield Rev, 18: 36~49.

Burnaman M D, Xia W W, Shelton J. 2009. Shale gas play screening and evaluation criteria (in Chinese). China Petrol Expl, 14: 51~64.

Bustin M R, Bustin A, D Ross, et al. 2009. Shale Gas Opportunities and Challenges. Search and Discovery Articles # 40382.

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

Curtis J B, Jarvie D M, Ferworn K A. 2009. Applied geology and

geochemistry of gas shales, AAPG Conference, Denver Colorado.

Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. 2007. Unconventional shale gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment. AAPG Bulletin, 91(4): 475~499.

Martini A M, Walter L M, Budai J M, Ku T C W, Kaisaer C J, Schoell M. 1998. Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane-Upper Devonian Antrim Shale, Michigan basin, USA. Geochimica et Cosmochimica Acta, 62(10): 1699~1720.

Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential. AAPG Bulletin, 89(2): 155~175.

Geological Condition of Shale Gas Accumulation and Favorable Area Prediction for the Wufeng—Longmaxi Formations in Southeastern Chongqing

TAN Linyun^{1,2)}, XU Yao¹⁾, LI Dahua¹⁾, CHENG Lijun³⁾, ZENG Chunlin⁴⁾

- 1) Key Laboratory for Shale Gas Resource & Exploration, Ministry of Land and Resources, Chongqing Institute of Geology and Mineral Resources, Chongqing, 400042;
- 2) Chongqing Geological Disaster Prevention Center, Chongqing, 400015;
- 3) Chongqing Engineering Research Center for Shale Gas Resource & Exploration, Chongqing Institute of Geology and Mineral Resources, Chongqing, 400042;
- 4) Chongqing Shale Gas Research Center of State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, Chongqing, 400042

Abstract

Wufeng—Longmaxi Formations are an important sequence in Sichuan Basin for shale gas exploration. Comprehensive analyses of the geological parameters of stratigraphic thickness, buried depth, total organic carbon content, types of organic matter, organic matter maturation and gas content, indicate that there are big shale thickness (40~210 m), shallow buried depth (<4500 m), high total organic carbon content (TOC > 1. 5%) and high organic matter maturity ($R_o = 1. 9\% \sim 2. 7\%$) in Wufeng—Longmaxi Formations. Moreover, the type of organic matter is mainly type I and the field desorption gas content in the lower and middle parts of Wufeng—Longmaxi Formations have a good level. In a word, Wufeng—Longmaxi Formations have good potential for shale gas accumulation. Using multi-factor superposition and comprehensive geological analysis method, this study selected five parameters, such as total organic carbon, thermal maturity, the buried depth, stratigraphic thickness and the surface condition as the core evaluation index, to predicting the favorable accumulation areas. Six class I and two class II favorable areas have been defined in the Wufeng—Longmaxi Formations. The prediction results accord with the existing drilling gas content. Finally, this paper puts forward an exploration and development strategy of "focus, priority and hierarchical".

Key words: southeastern Chongqing; shale gas; accumulation geological condition; Wufeng Formation; Longmaxi Formation