

DOI: 10.12401/j.nwg.2022011

# 黔北宽阔-浮焉地区五峰组-龙马溪组页岩气地质条件与有利区预测

辛云路, 葛佳, 李昭, 金春爽

(中国地质调查局油气资源调查中心, 北京, 100083)

**摘要:** 为对黔北宽阔-浮焉地区五峰组-龙马溪组页岩气有利区进行预测, 在前人研究成果调研基础上, 利用 26 条露头剖面资料、QSD1 钻井资料、样品分析测试资料, 结合地震、电磁资料, 对研究区五峰组-龙马溪组底面埋深、页岩的岩类学特征及沉积相、分布、总有机碳含量 (TOC)、有机质成熟度 ( $R_o$ )、脆性矿物含量的变化进行了分析并预测了页岩气有利区。研究区五峰组-龙马溪组底面埋深多为 0~1 500 m, 最大埋藏深度为 1 926 m; 主要由泥岩、粉砂质泥岩组成, 夹薄层泥质粉砂岩、偶见泥灰岩, 为泥质深水陆棚微相沉积; 地层厚度普遍超过 30 m, 东北部地层厚度大, 最大厚度超过 90 m, 西南部地层厚度小, 最大厚度不足 50 m; TOC 分布具有中部低 (<2.0%)、东北部和西南部高 (>3.5%) 的特征;  $R_o$  为 1.20%~3.17%、平均值多大于 2.50%, 主要为过成熟烃源岩; 脆性矿物含量多在 50% 以上, 具有中部低 (<60%)、东北部和西南部高 (>70%) 的特征。综合上述页岩气有利区预测指标, 分 3 类预测了有利区的分布, 浮焉-小雅向斜中部 I 类有利区是下步页岩气勘探的首选靶区。

**关键词:** 黔北; 宽阔-浮焉地区; 五峰组; 龙马溪组; 页岩气有利区; 地质调查工程

中图分类号: P618.13; P612

文献标志码: A

文章编号: 1009-6248(2023)01-0232-13

## Geological Conditions and Favorable Area Prediction of Shale Gas in Wufeng Formation-Longmaxi Formation of Kuankuo-Fuyan Area, Northern Guizhou

XIN Yunlu, GE Jia, LI Zhao, JIN Chunshuang

(Oil & Gas Survey Center of China Geological Survey, Beijing 100083, China)

**Abstract:** In order to predict the favorable shale gas area of Wufeng Formation - Longmaxi Formation in Kuankuo - Fuyan area, Northern Guizhou Province, on the basis of previous research results, based on data of 26 outcrop profiles and well QSD1, sample analysis and testing, combined with seismic and electromagnetic data, the buried depth of the bottom of Wufeng Formation - Longmaxi Formation, the petrological characteristics and sedimentary facies types of shale, the changes of total organic carbon (TOC), organic matter maturity ( $R_o$ ) and brittle mineral content are analyzed, and the favorable areas for shale gas are predicted. The buried depth of the bottom of Wufeng Formation - Longmaxi Formation in the study area is mostly 0~1 500 m, and the maximum buried depth is 1 926 m; It is mainly composed of mudstone and silty mudstone, intercalated with thin argillaceous siltstone and occasional marlstone, which is argillaceous deep-water shelf sediments; The thickness of the strata is generally more than 30m, in the northeast is large, and the maximum thickness is more than 90 m,

收稿日期: 2021-09-14; 修回日期: 2021-12-30; 责任编辑: 曹佰迪

基金项目: 中国地质调查局项目“南方地区 1:5 万页岩气基础地质调查填图试点”(DD20160182)资助成果。

作者简介: 辛云路 (1989-), 男, 工程师, 博士, 主要从事含油气盆地地质研究。E-mail: xinyunlu614@163.com。

in the southwest is small, and the maximum thickness is less than 50 m; The distribution of *TOC* is low (<2.0%) in the middle and high (>3.5%) in the northeast and southwest; *Ro* is between 1.20% and 3.17%, and the average value is more than 2.50%, which is mainly over mature source rock; The content of brittle minerals is more than 50%, which is low (<60%) in the middle and high (>70%) in the northeast and southwest. Based on the above prediction indexes of shale gas favorable areas, the distribution of favorable areas is predicted in three categories. The type I favorable area in the middle of Fuyan Xiaoya syncline is the preferred target area for shale gas exploration in the next step.

**Keywords:** Northern Guizhou; Kuankuo-Fuyan area; Wufeng Formation; Longmaxi Formation; shale gas favorable area; geological survey engineering

页岩气是清洁化石能源,具有自生自储的特征(邹才能等,2014,2016)。页岩气的储量、产能分别与页岩的厚度以及页岩的含气性、脆性矿物含量密切相关,而页岩有机质丰度、有机质成熟度是控制页岩富气性的最关键因素(郭旭升,2014a,2014b,2019)。页岩的埋藏深度既影响含气性,又影响页岩气勘探、开发的工程难度和投资收益(解习农,2017)。因而,系统研究页岩厚度、组成及其空间展布和埋藏深度等基本地质条件,可指导页岩气的勘探开发(Curtis J B, 2002)。

近年来,中国南方页岩气研究和勘探开发取得了重大突破,先后探明长宁、威远、昭通、涪陵、威荣(威远-荣县)页岩气田地质储量超5 000亿 $\text{cm}^3$ (郭彤楼,2014;姜振学等,2016,2020)。它们的主力产气层为五峰组-龙马溪组(邹才能等,2021),显示了中国南方五峰组-龙马溪组页岩气具有良好的勘探潜力。黔北宽阔-浮焉地区五峰组-龙马溪组分布面积约500 $\text{km}^2$ ,是寻找页岩气值得关注的地区,位于该区东北侧安场向斜的安页1井(图1)获得超过 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的天然气产量,其主产层系为五峰组-龙马溪组(中国地质调查局油气资源调查中心,2016)。

笔者主要基于露头、钻井资料,结合地震、电磁资料,在区域地质背景分析基础上,系统研究了五峰组-龙马溪组的埋藏深度、页岩的厚度、有机质丰度(*TOC*)、有机质成熟度(*Ro*)、页岩脆性矿物含量,对黔北宽阔-浮焉地区五峰组-龙马溪组页岩气有利区进行了分类预测,以为该区页岩气的进一步勘探提供参考,为类似地区的页岩气有利区预测提供借鉴。

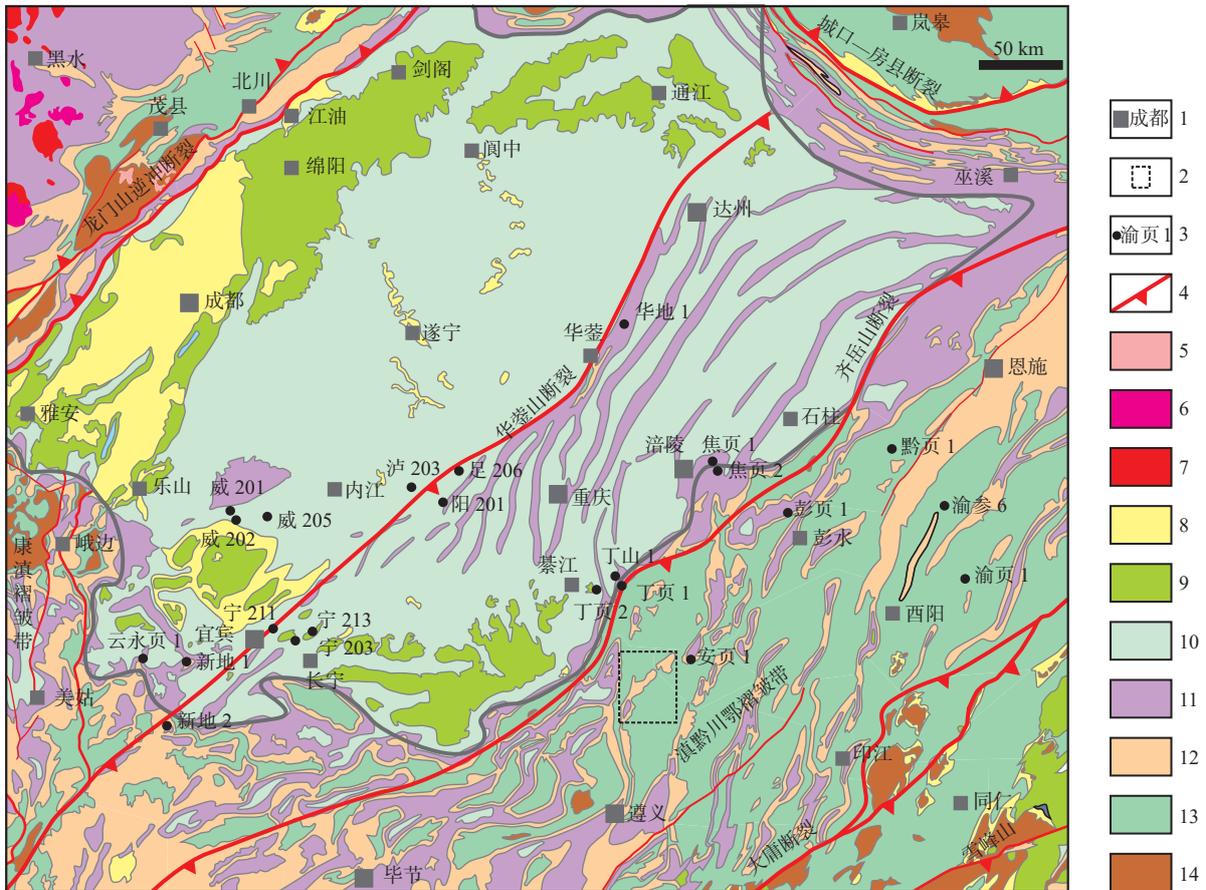
## 1 区域地质背景

上扬子地区主体为四川盆地,西北部为龙门山逆冲褶皱带,东北部为大巴山褶皱带,东南部为滇黔川

鄂褶皱带,西南部为康滇褶皱带(刘树根等,1995;陈竹新等,2008;张国伟等,2013;徐政语等,2016;王茜等,2020)。发育了前寒武系至新生代界,显生宙经历了加里东、印支、燕山、喜马拉雅多期差异构造变动(刘树根等,1995;丁道桂等,2008;张岳桥等,2011;张国伟等,2013;邹才能等,2014;李皎等,2015;徐政语等,2016),形成了现今的构造-地层分布格局(图1)。

上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组主要缺失区为川中隆起,四川盆地其余地区广泛发育。龙门山褶皱带、大巴山褶皱带、康滇褶皱带、滇黔川鄂褶皱带均有前寒武系出露,并称之为“古陆”,但也有五峰组-龙马溪组因剥蚀而不连续分布。四川盆地周缘褶皱带五峰组-龙马溪组的缺失主要是泥盆纪以来,特别是晚三叠世以来多期构造隆升、剥蚀的结果。与这些“古陆”相邻的五峰组-龙马溪组分布区并不发育陆源粗碎屑岩相带(四川油气区石油地质志编写组,1989;徐政语等,2015;孙莎莎等,2018),表明在晚奥陶世-早志留世时期,四川盆地周缘褶皱带是接受沉积的,而且陆源碎屑供应能力极其微弱(蒋恕等,2017)。因此,五峰组-龙马溪组为缺少陆源粗碎屑供应的、广阔海水覆盖的克拉通台地泥质陆棚沉积(四川油气区石油地质志编写组,1989;徐政语等,2015;孙莎莎等,2018;尚玥等,2020),形成了广泛分布的五峰组-龙马溪组富有机质暗色页岩,成为中国南方页岩气勘探、开发的主要目的层系(杨平等,2019;邱振等,2020)。

研究区在构造上位于上扬子区东南部滇黔川鄂褶皱带中部(图1),地理上位于贵州省北部,横跨绥阳、正安两县(图2)。背斜、向斜相间发育,被断层复杂化。由老到新,出露的地层有寒武系明心寺组、金顶山组、清虚洞组、高台组、石冷水组、娄山关组,奥陶系桐梓组、红花园组、湄潭组、十字铺组、宝塔组,五



1.城镇; 2.研究区; 3.井位及井名; 4.逆冲断裂; 5.新生代侵入岩; 6.侏罗纪侵入岩; 7.三叠纪侵入岩; 8.新生代; 9.白垩系; 10.侏罗系; 11.三叠系; 12.上古生界; 14.前寒武系

图1 区域地质简图及研究区位置示意图

Fig. 1 Regional geological map and location of the study area

峰组、志留系龙马溪组、新滩组、松坎组、石牛栏组、韩家店组,二叠系大竹园组、梁山组、栖霞组、茅口组、合山组,三叠系夜郎组、嘉陵江组,野外出露及钻井揭示未见观音桥段。寒武系明心寺组—奥陶系宝塔组出露最为广泛。上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组主要分布于南西—北东向的宽阔镇—浮焉乡复向斜内,复向斜由宽阔、太白、小雅、浮焉4个向斜组成,总面积约为500 km<sup>2</sup>。其上覆盖志留系新滩组—三叠系嘉陵江组。向斜边部发育多条逆冲断层,向斜内部有少量正断层发育(图2)。

## 2 五峰组—龙马溪组页岩气地质条件分析

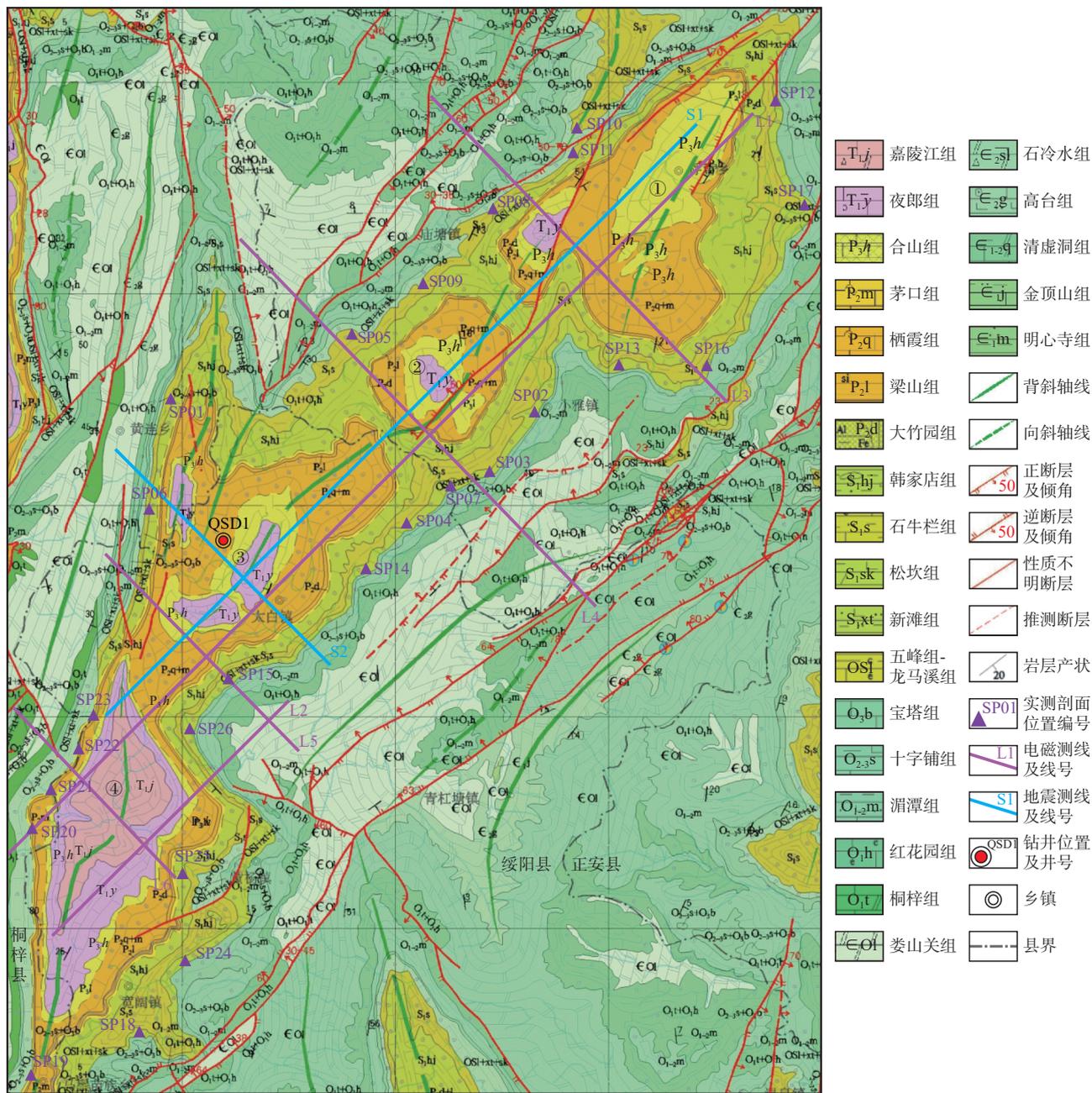
露头剖面以及QSD1钻井、地震、电磁等资料综合分析显示,黔北宽阔—浮焉地区五峰—龙马溪组主

要由泥岩、粉砂质泥岩组成,形成于深水陆棚环境;地层厚度普遍大于30 m,并具有由东北向西南部减薄特征,页岩底面埋深普遍小于1926 m; TOC分布具有中部低、东北部和西南部高的特征; Ro 平均值大于2.50%,以过成熟烃源岩为主;脆性矿物含量多在50%以上。研究区五峰—龙马溪组页岩气地质条件评价基础数据见表1。

### 2.1 五峰组—龙马溪组页岩分布及沉积特征

综合电磁、地震、钻井资料,研究揭示宽阔镇—浮焉乡复向斜内五峰组—龙马溪组底界埋深多在500 m~1500 m之间,边缘埋深不足500 m,仅浮焉向斜、小雅向斜、太白向斜、宽阔向斜的局限部位埋深超过1500 m,以浮焉向斜内埋深超过1500 m的范围最大,约20 km<sup>2</sup>,其最大埋深为1926 m(图3)。

研究区五峰组—龙马溪组暗色泥质岩厚度在浮焉向斜和小雅向斜厚一带通常超过60 m,浮焉向斜



①.浮焉向斜; ②.小雅向斜; ③.太白向斜; ④.宽阔向斜

图 2 贵州省宽阔-浮焉地区地质简图(贵州省地质调查院, 2010)及资料分布示意图

Fig. 2 Geological map of Kuankuo-Fuyan area in Guizhou Province and data distribution

SP17 附近最大厚度超过 90 m,而在太白向斜和宽阔向斜厚度变化在 30~50 m 之间,且宽阔向斜 SP18 剖面厚度最小(25.48 m)(图 4,表 1)。这些结果表明,宽阔镇-浮焉乡地区五峰组-龙马溪组暗色泥质岩厚度在空间上具有自北东向南西减薄的趋势特征,但其厚度普遍大于 30 m,与上扬子已发现的页岩气田泥质岩厚度(长宁页岩气田为 60~80 m,威远页岩气田为 30~60 m,太阳页岩气田为 30~50 m,涪陵页岩气田为 40~

80 m)基本相当(伍坤宇等, 2016; 翟刚毅等, 2017),具有页岩气田形成的泥质岩厚度条件。

研究区五峰组-龙马溪组暗色泥质岩主要为灰黑色泥岩,次为深灰色粉砂质泥岩,见少量灰色泥质粉砂岩、泥晶灰岩、泥质灰岩、泥灰岩,偶夹凝灰岩(QSD1 井五峰组顶部)。灰黑色泥岩和深灰色粉砂质泥岩普遍含炭质,局部含钙质或硅质,为一套泥质深水陆棚沉积(图 5、图 6)。

表1 五峰组—龙马溪组页岩气地质条件基础数据表

Tab. 1 Basic data of shale gas geological conditions of Wufeng Fm.—Longmaxi Fm.

剖面名称	五峰组厚度(m)	龙马溪组厚度(m)	脆性矿物含量(%)	Ro(%)	TOC(%)	顶部层位
SP01	4.33	76	60.8(50~73)/5	3.04(2.85~3.20)/7	1.18(0.47~3.31)/23	S <sub>1x</sub>
SP02	10.8	30.5	70.0(63~78)/3	2.99(2.56~3.57)/7	1.89(0.28~6.3)/21	S <sub>1x</sub>
SP03	4.1	38	62.3(49~78)/4	2.66(2.24~3.08)/4	1.29(0.44~4.63)/16	S <sub>1x</sub>
SP04	6.99	66.59	50.3(46~58)/3	2.79(2.54~3.18)/6	1.17(0.26~5.03)/23	S <sub>1x</sub>
SP05	6.3	58.25	37.0/1	2.76(2.07~3.17)/3	1.38(0.22~4.90)/13	S <sub>1x</sub>
SP06	4.8	35.4	44.8(20~59)/4	2.88(2.75~3.04)/4	1.88(0.20~6.48)/16	S <sub>1x</sub>
SP07	7.56	38.11	50.5(50~51)/2	2.84(2.58~3.04)/5	3.20(0.72~6.72)/12	S <sub>1x</sub>
SP08	6.52	34.36	73.0/1	2.83/1	3.81(2.76~4.53)/7	S <sub>1x</sub>
SP09	4.9	61.1	/	/	/	S <sub>1x</sub>
SP10	11.7	56.4	65.8(53~74)/4	3.05(2.93~3.20)/3	3.19(0.43~5.49)/7	S <sub>1x</sub>
SP11	13.3	70.4	60.0/1	2.80/1	2.99(2.34~3.89)/4	S <sub>1x</sub>
SP12	5.7	55.6	54.5(53~56)/2	2.86(2.50~3.17)/3	3.71(0.81~5.81)/9	S <sub>1x</sub>
SP13	4.5	69.8	71.3(57~86)/3	2.85(2.70~3.01)/5	2.62(0.32~4.93)/18	S <sub>1x</sub>
SP14	6.67	50.7	48.0/1	3.07(2.96~3.17)/2	1.57(0.24~5.21)/6	S <sub>1x</sub>
SP15	9.1	25.7	74.0/1	1.68(1.20~2.52)/3	2.20(0.50~3.70)/6	S <sub>1x</sub>
SP16	10.71	20.55	81.0/1	2.30(1.9~2.68)/2	2.40(0.62~4.31)/7	S <sub>1x</sub>
SP17	11.25	80.05	71.5(63~80)/2	2.66(2.46~2.85)/2	2.91(0.51~3.82)/8	S <sub>1x</sub>
SP18	7.12	18.36	74.0/1	2.44(2.23~2.65)/2	2.92(0.70~5.22)/11	S <sub>1x</sub>
SP19	8.27	>10.63	67.5(66~69)/2	2.75(2.45~3.04)/2	2.85(1.62~4.31)/8	S <sub>1l</sub>
SP20	9.62	36.42	71.0/1	2.58(2.29~2.75)/3	2.49(0.66~4.91)/13	S <sub>1x</sub>
SP21	19.68	23.37	68.0/1	2.64(2.36~2.93)/4	4.03(0.99~6.01)/14	S <sub>1x</sub>
SP22	19.44	>28.87	68.0(64~72)/2	2.80(2.30~3.08)/4	3.16(0.86~6.43)/16	S <sub>1l</sub>
SP23	6.75	28.01	69.0/1	2.51(2.08~2.85)/5	2.75(0.88~4.85)/9	S <sub>1x</sub>
SP24	5.89	30.04	69.0/1	2.84(2.77~2.94)/3	1.01(0.41~2.53)/5	S <sub>1x</sub>
SP25	4.72	23.74	62.0/1	2.88(2.75~3.01)/2	1.08(0.61~1.90)/3	S <sub>1x</sub>
SP26	7.27	28.03	/	/	/	S <sub>1x</sub>
QSD1	5.5	49.5	56(41~80)/27	/	1.84(0.10~3.17)/11	S <sub>1x</sub>

注：脆性矿物含量、Ro、TOC数据：平均值(最小值~最大值)/样品数；S<sub>1x</sub>新滩组，S<sub>1l</sub>龙马溪组。

## 2.2 五峰组—龙马溪组页岩有机地球化学特征

综合露头 and 钻井剖面 290 件样品总有机碳含量 (TOC) 分析结果, 研究区五峰组—龙马溪组暗色泥质岩 TOC 变化较大, 为 0.2%~6.92%, 各剖面 TOC 平均值多大于 2.0%(表 1)。平面上, TOC 分布呈两高一低的特征, 浮焉向斜大部、小雅向斜中部、宽阔向斜中偏西部 TOC 平均含量在 3.0% 以上, 宽阔向斜 SP21 剖面附近 TOC 平均值达 4.0% 以上, 浮焉向斜 SP08 剖面至 SP12 剖面一带 TOC 平均值在 3.5% 以上; 太白向斜

中部、宽阔向斜东缘、小雅向斜两翼局部 TOC 平均值小于 2.0%(图 7), 各剖面 TOC 平均值均大于 1.0%。

综合露头剖面 83 件样品油浸镜质体反射率 (Ro) 分析结果, 研究区五峰组—龙马溪组暗色泥质岩 Ro 普遍较高, 平均值 > 2.5%, 最大值可达 3.57%, 个别样品 Ro 值较低, 最小值为 1.2%(表 1)。这些结果表明, 研究区五峰组—龙马溪组暗色泥质岩有机质主要为过成熟烃源岩, 极少为成熟烃源岩。

根据 H/C 原子比和 O/C 原子比“范氏”图(图 8),

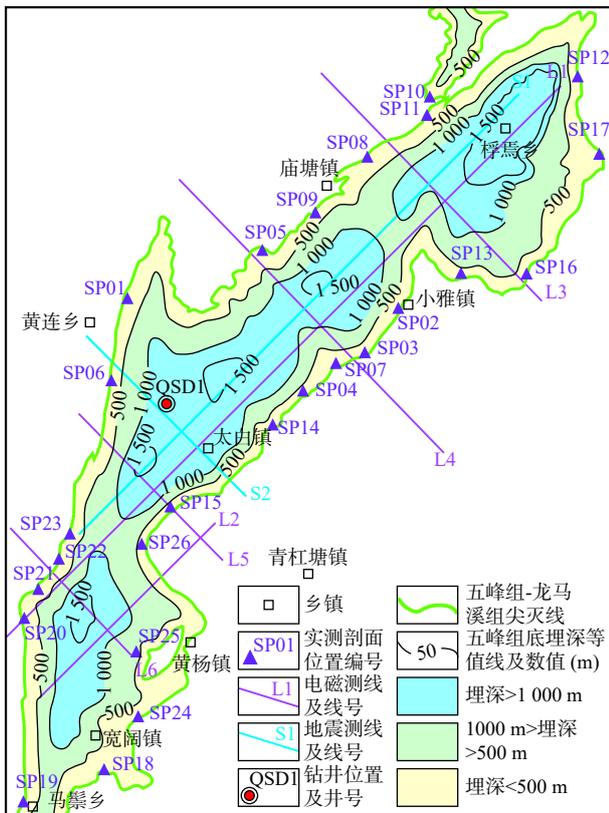


图 3 五峰组底界埋深等值线图

Fig. 3 Contour map of buried depth at the bottom of Wufeng Fm.

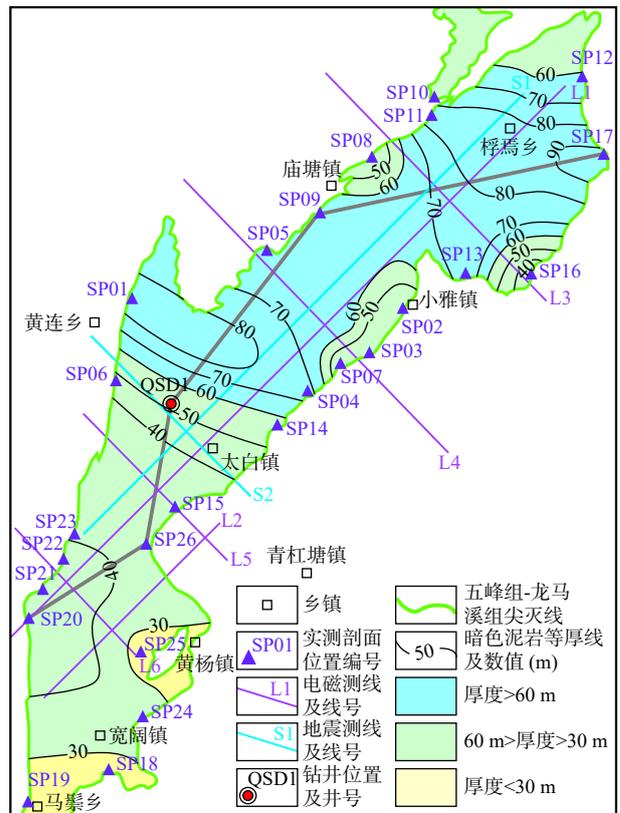


图 4 五峰组—龙马溪组暗色泥质岩等厚图

Fig. 4 Isopach map of dark argillaceous rocks from Wufeng Fm. to Longmaxi Fm.

研究区五峰组—龙马溪组露头剖面 68 件暗色泥质岩样品干酪根主要为 III 型(腐殖型), 其次为 II<sub>2</sub> 型(腐泥-腐殖型), 极少为 II<sub>1</sub> 型(腐殖-腐泥型)。然而, 碳同位素分析结果显示, 五峰组—龙马溪组暗色泥质岩有机质类型主要为 II<sub>1</sub> 型, 其次为 I 型(腐泥型), 少数为 II<sub>2</sub> 型(表 2)。干酪根显微组分主要为腐泥组无定形体, 占有有机组分比例多数样品在 80% 以上; 腐殖组占有有机组分比例较低, 多数样品不足 20%。其中腐殖组主要为底栖藻无定形体, 其次为镜质体, 样品 SP16-17-s 可见腐殖无定形体, 含量为 28%。总之, 研究区五峰组—龙马溪组暗色泥质岩干酪根类型以 I 型占绝对优势, 仅 2 个样品 II<sub>1</sub> 型干酪根, 约占总样品数的 4.35%(表 3)。

对于高成熟度烃源岩, 稳定碳同位素能够更好地反映有机质类型。随着成熟度增高, H/C 和 O/C 原子比急剧降低, 导致有机质类型难以判别, 或判别不够准确。稳定碳同位素主要受原始物质的同位素平衡和演化影响, 因而能够较好反映原始物质的性质(黄籍中, 1980, 1988; 樊薛沛等, 2018)。稳定碳同位素数

据和显微组分鉴定结构结果共同显示, 研究区五峰组—龙马溪组暗色泥质岩有机质类型主要为 I 型和 II<sub>1</sub> 型, 这一结果与深水泥质陆棚沉积环境的有机质类型相吻合。

### 2.3 五峰组—龙马溪组页岩脆性矿物含量特征

露头 48 件样品 X-衍射分析结果显示, 研究区五峰组—龙马溪组暗色泥质岩主要由石英和黏土矿物组成, 次为方解石、斜长石(表 4)。

48 件分析样品中均含有石英和黏土矿物。石英最高含量为 80%, 最低含量为 10%, 平均含量为 48.5%; 黏土矿物最高含量为 80%, 最低含量为 14%, 平均含量为 37.9%。其中 40 件分析样品中含有斜长石, 最高含量为 15%, 最低含量为 3%, 平均含量为 6.5%; 32 件分析样品中含有钾长石, 最高含量为 5%, 最低含量为 2%, 平均含量为 3.1%; 23 件分析样品中含有方解石颗粒, 最高含量为 29%, 最低含量为 1%, 平均含量为 8.8%; 12 件分析样品中含有黄铁矿, 最高含量为 11%, 最低含量为 1%, 平均含量为 2.8%; 6 件分析样品含有白云石, 最高含量为 5%, 最低为 2%, 平均值为 3.5%;

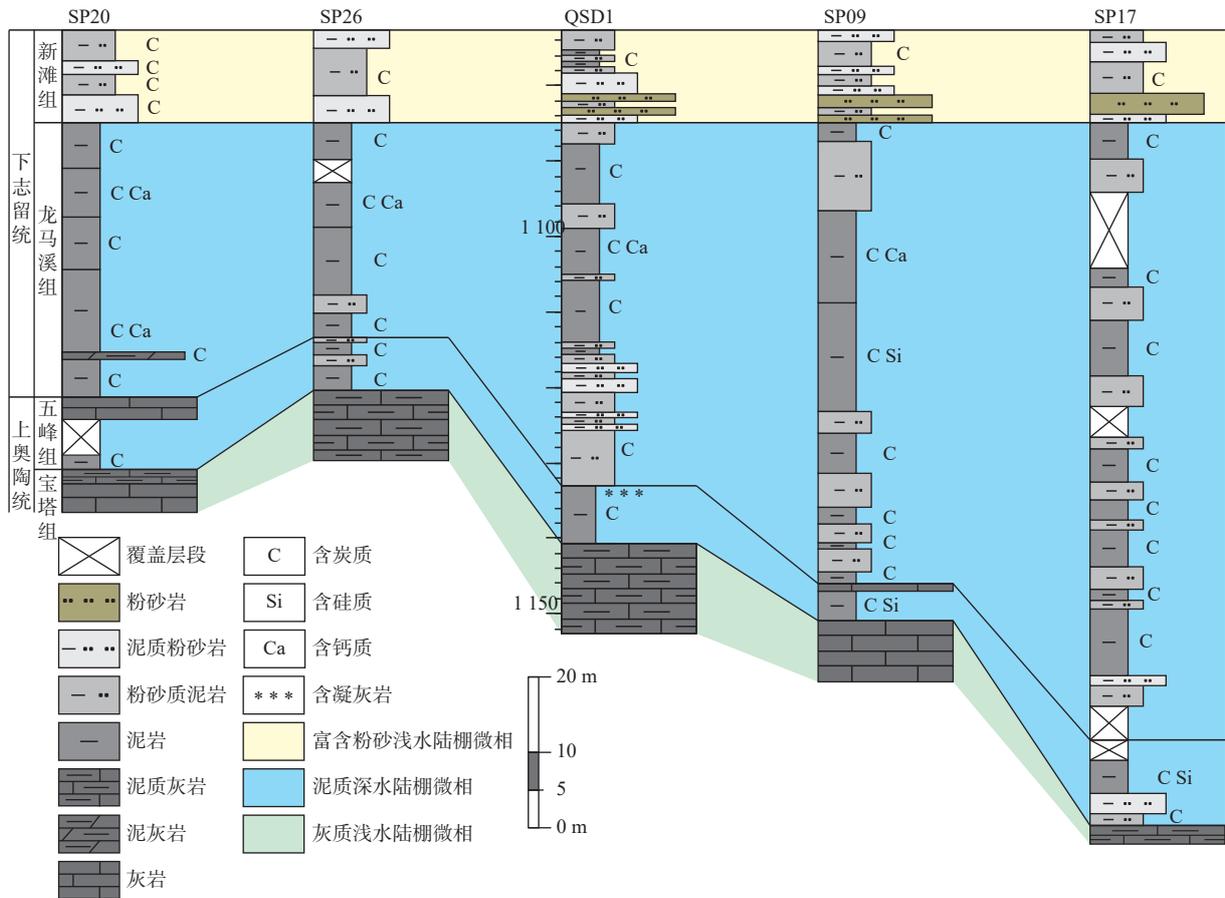


图5 五峰组—龙马溪组地层对比及沉积相分析剖面图(露头及钻井位置见图4)

Fig. 5 Stratigraphic correlation and sedimentary facies analysis profile of Wufeng Fm.-Longmaxi Fm.

5件分析样品含有硬石膏,最高含量为15%,最低含量为2%,平均含量为5.4%;4件分析样品含有菱铁矿,含量均为2%(表4)。

石英、钾长石、斜长石、方解石、白云石、菱铁矿、黄铁矿为脆性矿物,不同露头剖面脆性矿物数据见表1。平面上,脆性矿物含量分布呈南北高中部低的特征,浮焉向斜大部—小雅向斜东北部、宽阔向斜中部—西南部脆性矿物平均含量在70%以上,浮焉向斜SP16剖面附近脆性矿物平均值超过80%;太白向斜东部SP14、西部SP06、小雅向斜西北部SP05剖面附近,脆性矿物含量平均值不足50%(图9),但各剖面脆性矿物含量平均值均在30%以上(表1)。

### 3 黔北宽阔—浮焉地区五峰组—龙马溪组页岩气潜力分析

页岩气的富集程度及开发潜力主要受暗色泥质

岩的埋藏深度、厚度、沉积相带、TOC、 $R_o$ 、有机质类型、脆性矿物含量等因素的控制(张金川等,2003,2004,2008;姜振学等,2020;贺永忠等,2020;邹才能等,2021)。

2020年,中国已在埋深500~3500m的海相页岩区实现年产页岩气 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的规模,这些页岩气田泥质岩的厚度为30~80m,均为深水陆棚沉积;TOC普遍大于1.0%,随着TOC的增加,含气量增高; $R_o$ 为1.7%~3.1%;有机质类型为I型和II<sub>1</sub>型;脆性矿物含量在42%以上,脆性矿物含量增加,产气量增加(Ross,2009;赵文智等,2014;姜振学等,2020;邹才能等,2021)。

宽阔—浮焉地区五峰组—龙马溪组均为泥质深水陆棚沉积, $R_o$ 多大于2.5%,有机质类型为I型和II<sub>1</sub>型,这些参数空间变化小,均满足页岩气有利区条件,由此,在有利区预测中主要综合考虑埋藏深度、暗色泥质岩厚度、TOC、脆性矿物含量4种参数及其耦

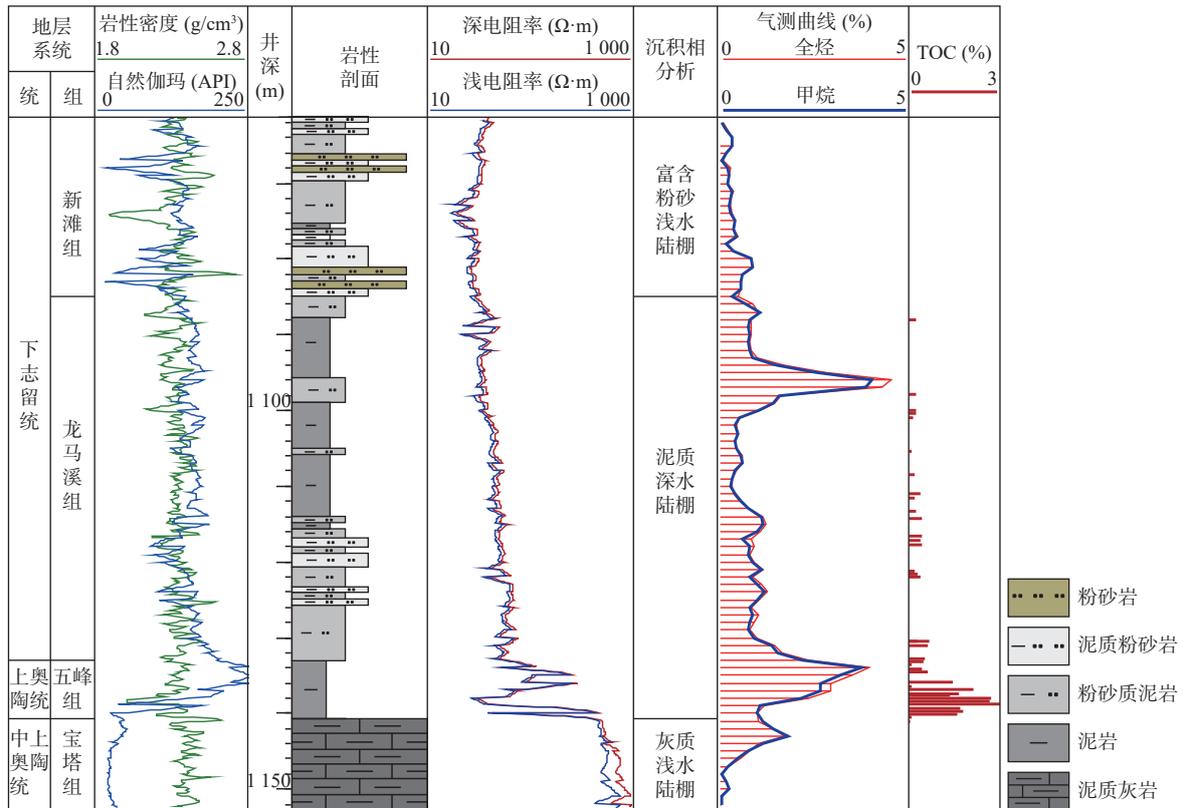


图 6 太白向斜 QSD1 井五峰组—龙马溪组综合柱状图

Fig. 6 Comprehensive histogram of Wufeng Fm. - Longmaxi Fm. of well QSD1 in Taibai syncline

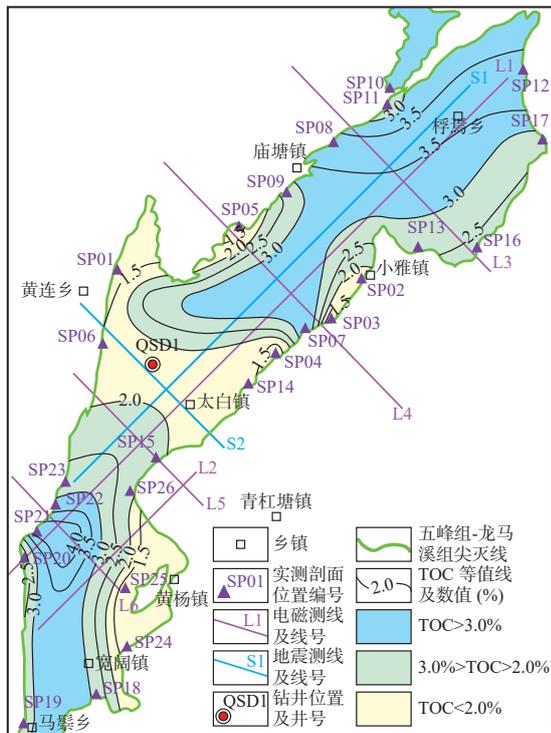


图 7 五峰组—龙马溪组 TOC 等值线图

Fig. 7 TOC contour map of Wufeng Fm.- Longmaxi Fm.

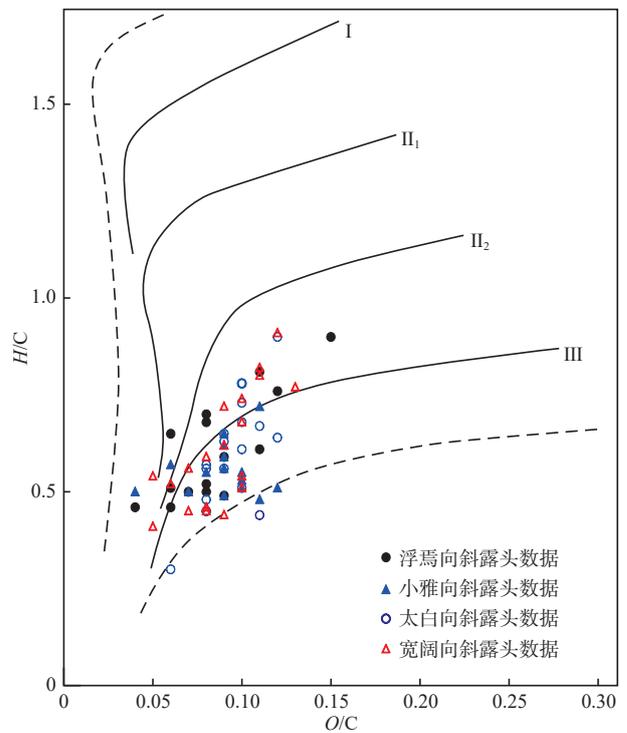


图 8 五峰组—龙马溪组有机质类型“范氏”图解

Fig. 8 Van Krevelen diagram of organic matter types of Wufeng Fm.-Longmaxi Fm.

表2 宽阔-浮焉地区五峰组—龙马溪组露头样品有机质碳同位素数据表

Tab. 2 Carbon isotope data of the Wufeng Fm.-Longmaxi Fm. in the Kuankuo-Fuyan area

样品编号	$^{13}\text{C}_{\text{PDB}}/\%$	有机质类型	样品编号	$^{13}\text{C}_{\text{PDB}}/\%$	有机质类型	样品编号	$^{13}\text{C}_{\text{PDB}}/\%$	有机质类型
sp17-7-s	-30.6		sp02-6a	-29.7		sp04-12a	-28.6	
sp21-18H	-30.6		sp04-6-1a	-29.7		sp01-25-s11a	-28.5	
sp13-9-sa	-30.5		sp07-11	-29.7		sp02-14a	-28.5	
sp16-17-s	-30.5		sp01-12-s6a	-29.6		sp06-13	-28.4	
sp19-11H	-30.5		sp02-9a	-29.6		sp07-21a	-28.3	
sp19-13H	-30.5		sp08-5-sa	-29.6		sp10-22-sa	-28.3	
sp19-7H	-30.5		sp01-15-s7a	-29.5		sp12-17a-sa	-28.3	
sp21-7H	-30.5		sp01-7-s1a	-29.5		sp01-30-s16a	-28.2	
sp13-5-sa	-30.4	I 型	sp11-6-sa	-29.5		sp02-18a	-28.2	II <sub>1</sub> 型
sp18-8H	-30.4		sp22-13H	-29.5		sp03-11a	-28.2	
sp21-3H	-30.4		sp23-10H	-29.5		sp03-12	-28.2	
sp16-19-s	-30.3		sp03-6	-29.3	II <sub>1</sub> 型	sp01-33-s20a	-28.1	
sp20-7H	-30.3		sp17-13-s	-29.3		sp05-11a	-28.1	
sp15-5-s	-30.2		sp22-30H	-29.3		sp05-14a	-28.1	
sp13-3-sa	-30.1		sp02-4	-29.2		sp04-30	-28	
sp14-17-s	-30		sp12-4-sa	-29.2		sp02-24a	-27.9	
sp21-12H	-30		sp22-17H	-29.2		sp04-22a	-27.8	
sp22-23H	-30		sp06-7	-29.1		sp04-18a	-27.7	
sp10-10-s	-29.9		sp07-5	-29.1		sp06-21	-27.3	
sp24-2H	-29.9		sp20-15H	-29.1		sp06-4a	-27.3	II <sub>2</sub> 型
sp03-4a	-29.8	II <sub>1</sub> 型	sp23-18H	-29		sp04-23a	-27	
sp10-12-s	-29.8		sp25-19H	-29		sp03-19a	-26.9	
sp10-6-sa	-29.8		sp24-9H	-28.8				

注： $\delta^{13}\text{C}$  (‰)值 $\leq -30\%$ 为I型， $-30\% \sim -27.5\%$ 为II<sub>1</sub>型， $-27.5\% \sim -25\%$ 为II<sub>2</sub>型， $> -25\%$ 为III型(黄籍中, 1988)。

合效应,区分为I类、II类和III类有利区(图10)。

浮焉向斜中部-小雅向斜中部I类有利区面积约110 km<sup>2</sup>(图10),五峰组—龙马溪组埋深在500~2000 m,暗色泥质岩厚度大于50 m, TOC>3.0%,脆性矿物含量>50%,具备形成页岩气田的良好条件,是本区下步页岩气勘探的首选靶区。宽阔向斜中部I类有利区面积约50 km<sup>2</sup>(图10),五峰组—龙马溪组埋

深在500~2000 m以浅,暗色泥质岩厚度大于30 m, TOC>3.0%,脆性矿物含量>70%,具备形成页岩气田条件,但其面积小,暗色泥质岩厚度相对较薄,是本区下步页岩气勘探值得关注的对象。

II类有利区连片分布,面积超过300 km<sup>2</sup>(图10),五峰组—龙马溪组埋深在2000 m以浅,暗色泥质岩厚度大于20 m, TOC>1.0%,脆性矿物含量>38%,基

表 3 宽阔—浮焉地区五峰组—龙马溪组露头样品有机质显微组分数数据表

Tab. 3 Organic macerals data of the Wufeng Fm.—Longmaxi Fm. in the Kuankuo—Fuyan area

样品编号	腐泥组(%)	腐殖组(%)	类型指数	干酪根类型	样品编号	腐泥组(%)	腐殖组(%)	类型指数	干酪根类型
sp01-12-s6a	78	22	82.8	I	sp10-22-sa	80	20	87.5	I
sp01-15-s7a	78	22	81.5	I	sp10-6-sa	98	2	96.5	I
sp01-25-s11a	81	19	85.5	I	sp11-6-sa	81	19	83	I
sp01-33-s20a	77	23	86	I	sp12-17a-sa	71	29	83	I
sp01-7-s1a	86	14	90.5	I	sp12-4-sa	83	17	82.8	I
sp02-14a	81	19	85.5	I	sp13-3-sa	86	14	89.3	I
sp02-4	87	13	89.8	I	sp13-5-sa	93	7	94	I
sp02-6a	93	7	94	I	sp13-9-sa	98	2	96.5	I
sp03-11a	73	27	84	I	sp14-17-sa	46	54	57.3	II 1
sp03-19a	81	19	86.8	I	sp15-5-s	86	14	85.5	I
sp03-4a	94	6	89.5	I	sp16-17-s	34	66	47.3	II 1
sp03-6	85	15	88.8	I	sp17-13-s	97	3	94.8	I
sp04-12a	72	28	83.5	I	sp17-7-s	84	16	89.5	I
sp04-22a	70	30	81.3	I	sp18-8H	92	8	86	I
sp04-23a	68	32	80.3	I	sp19-11H	97	3	94.8	I
sp05-11a	77	23	82.3	I	sp19-13H	98	2	96.5	I
sp06-4a	82	18	87.3	I	sp20-7H	95	5	91.3	I
sp06-7	85	15	90	I	sp21-12H	96	4	93	I
sp07-21a	93	7	92.8	I	sp22-17H	94	6	89.5	I
sp07-5	87	13	86	I	sp22-23H	98	2	96.5	I
sp08-5-sa	98	2	96.5	I	sp23-10H	95	5	91.3	I
sp10-10-sa	98	2	96.5	I	sp24-2H	94	6	89.5	I
sp10-12-sa	94	6	93.3	I	sp25-19H	95	5	91.3	I

表 4 宽阔—浮焉地区五峰组—龙马溪组露头样品暗色泥质岩矿物组成统计表

Tab. 4 Mineral composition statistics of outcrop samples from Wufeng Fm.—Longmaxi Fm. in Kuankuo—Fuyan area

矿物成分	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	菱铁矿	黄铁矿	硬石膏	黏土矿物
最大值(%)	80	5	15	29	5	2	11	15	80
最小值(%)	10	2	3	1	2	2	1	2	14
平均值(%)	48.5	3.1	6.5	8.8	3.5	2	2.8	5.4	37.9
样品数	48	32	40	23	6	4	12	5	48

本具备形成页岩气条件, QSD1 井位于这一区带, 气测曲线显示, 在 1 095~1 097.5 m 和 1 133~1 135.5 m 井段含甲烷气量超过 3%(图 6), 现场岩心浸水试验有米粒状气泡持续冒出(吴纪修等, 2018), 表明 II 类有利区具有一定含气性, 值得进一步开展页岩气潜力

研究。

III 类有利区靠近露头零星分布, 总面积不足 100 km<sup>2</sup>(图 10), 五峰组—龙马溪组埋深浅, 暗色泥质岩厚度相对较小, TOC 相对较低, 脆性矿物含量 < 38%, 页岩气形成及保存条件差, 页岩气开发潜力十分有限。

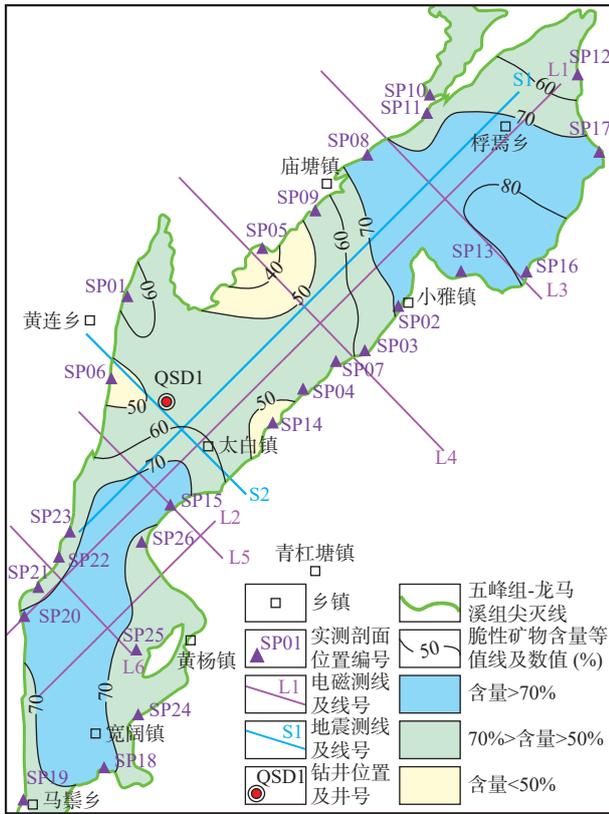


图9 五峰组—龙马溪组脆性矿物含量等值线图  
Fig. 9 Contour map of brittle mineral content of Wufeng Fm.-Longmaxi Fm.

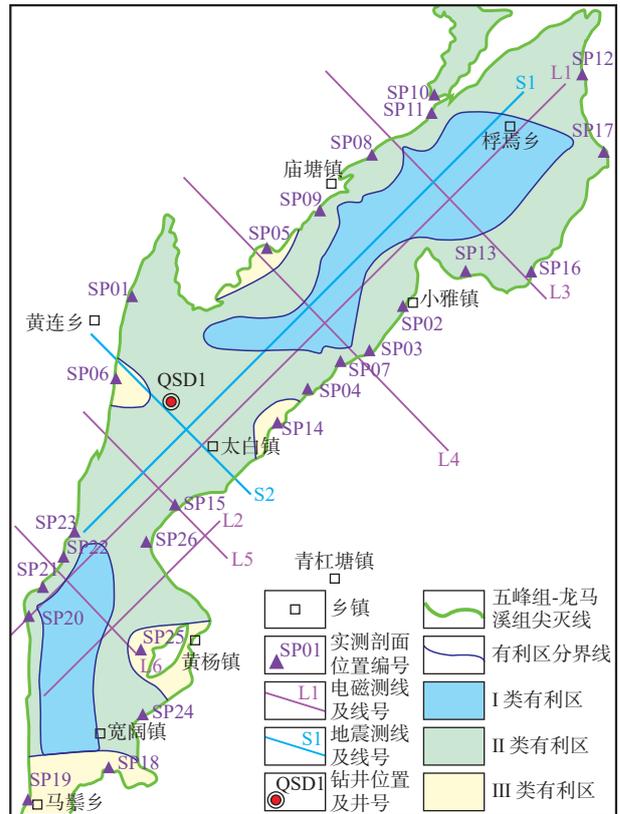


图10 五峰组—龙马溪组页岩气有利区预测图  
Fig. 10 Prediction of favorable shale gas areas of Wufeng Fm.-Longmaxi Fm.

### 4 结论

(1) 黔北宽阔—浮焉地区五峰组—龙马溪组面积达 500 km<sup>2</sup>, 埋深多为 0~1 500 m, 最大埋深为 1 926 m; 暗色泥质岩厚度普遍大于 30m, 主要由泥岩、粉砂质泥岩组成, 夹薄层泥质粉砂岩、偶见泥灰岩, 为泥质深水陆棚微相沉积, 具有页岩气田形成的宏观地质条件。

(2) 暗色泥质岩中 TOC 值为 1.08%~4.03%, 具有中部低 (<2.0%)、东北部和西南部高 (>3.5%) 的特征; Ro 为 1.20%~3.17%、平均值多大于 2.50%, 主要为过成熟烃源岩; 脆性矿物含量多在 50% 以上, 具有中部低 (<60%)、东北部和西南部高 (>70%) 的特征; 具备页岩气田形成的微观地质条件。

(3) 参考已开发页岩气田的主要宏观和微观地质指标, 综合研究区宏观和微观地质指标变化及耦合效应, 预测了 3 类页岩气有利区, 浮焉—小雅向斜中部和

开阔向斜中部为 2 个为 I 类有利区, 其余绝大部分地带为 II 类有利区, III 类有利区靠近露头零星分布。浮焉向斜中部—小雅向斜中部 I 类有利区是本区下步页岩气勘探的首选靶区。

### 参考文献(References):

陈竹新, 贾东, 魏国齐, 等. 龙门山北段冲断前锋构造带特征[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 657-668.  
CHEN Zhuxin, JIA Dong, WEI Guoqi, et al. Characteristics of thrust structures in the northern Longmenshan front belt[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 657-668.  
丁道桂, 潘文蕾, 彭金宁, 等. 扬子板块中、古生代盆地的改造变形[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(5): 597-606.  
DING Daogui, PAN Wenlei, PENG Jinning, et al. Transformation and deformation of the Meso-Paleozoic basins in the Yangtze Plate[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(5): 597-606.  
樊薛沛, 李金龙, 张玉萍, 等. 长岭断陷烃源岩有机质类型判断[J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(3): 14-18.  
FAN Xuepei, LI Jinlong, ZHANG Yuping, et al. Organic-matter Types of Source Rocks, Changling Fault Depression[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2018, 12(3): 14-18.

- 贵州省地质调查院. 贵州省 1:250 000 建造构造图[R]. 贵州: 贵州省地质调查院, 2010.
- 郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28–26.
- GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiaba shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(1): 28–26.
- 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素: 以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014a, 41(3): 893–901.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEN Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: a case study of Wufeng-Longmaxi Formation in Jiaoshiaba area[J]. *Geology in China*, 2014a, 41(3): 893–901.
- 郭旭升. 南方海相页岩气“二元富集”规律: 四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014b, 88(7): 1209–1218.
- GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China—Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan basin and its surrounding area[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014b, 88(7): 1209–1218.
- 郭旭升. 四川盆地涪陵平桥页岩气田五峰组—龙马溪组页岩气富集主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(1): 1–10.
- GUO Xusheng. Controlling factors on shale gas accumulations of Wufeng-Longmaxi Formations in Pingqiao shale gas field in Fuling area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(1): 1–10.
- 贺永忠, 向坤鹏, 安亚运, 等. 黔北正安地区五峰组—龙马溪组页岩气地质特征及有利区预测[J]. 中国地质调查, 2020, 7(3): 21–29.
- HE Yongzhong, XIANG Kunpeng, AN Yayun, et al. Geological characteristics and favorable areas prediction of shale gas in Wufeng - Longmaxi Formation in Zheng'an area of Northern Guizhou[J]. *Geological Survey of China*, 2020, 7(3): 21–29.
- 黄籍中. 用稳定碳同位素  $\delta^{13}\text{C}$  值识别干酪根类型的尝试[J]. 石油实验地质, 1980, (02): 49–54.
- HUANG Jizhong. An attempt to identify kerogen types using stable carbon isotope  $\delta^{13}\text{C}$  value[J]. *Petroleum Experimental Geology*, 1980, (02): 49–54.
- 黄籍中. 干酪根的稳定碳同位素分类依据[J]. 地质地球化学, 1988, (03): 66–68.
- HUANG Jizhong. Classification basis of stable carbon isotope of kerogen[J]. *Geology & Geochemistry*, 1988, (03): 66–68.
- 姜振学, 宋岩, 唐相路, 等. 中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 1–12.
- JIANG Zhenxue, SONG Yan, TANG Xianglu, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 1–12.
- 姜振学, 唐相路, 李卓, 等. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 126–134.
- JIANG Zhenxue, TANG Xianglu, LI Zhuo, et al. The whole-aperture pore structure characteristics and its effect on gas content of the Longmaxi Formation shale in the southeastern Sichuan basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 126–134.
- 蒋恕, 唐相路, Steve O, 等. 页岩油气富集的主控因素及误辨: 以美国、阿根廷和中国典型页岩为例[J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1083–1091.
- JIANG Shu, TANG Xianglu, Steve O, et al. Enrichment factors and current misunderstanding of shale oil and gas: case study of shales in U. S., Argentina and China[J]. *Earth Science*, 2017, 42(7): 1083–1091.
- 李皎, 何登发, 梅庆华. 四川盆地及邻区奥陶纪构造—沉积环境与原型盆地演化[J]. 石油学报, 2015, 36(4): 427–445.
- LI Jiao, HE Dengfa, MEI Qinghua. Tectonic-depositional environment and proto-type basins evolution of the Ordovician in Sichuan Basin and adjacent areas[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(4): 427–445.
- 刘树根, 罗志立, 戴芬兰, 等. 龙门山冲断带的隆升和川西前陆盆地的沉降[J]. 地质学报, 1995, 69(3): 205–214.
- LIU Shugen, LUO Zhili, DAI Sulan, et al. The uplift of the Longmenshan thrust belt and subsidence of the western Sichuan foreland basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 1995, 69(3): 205–214.
- 邱振, 邹才能, 王红岩, 等. 中国南方五峰组—龙马溪组页岩气差异富集特征与控制因素[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(2): 163–175.
- QIU Zhen, ZOU Caineng, WANG Hongyan, et al. Discussion on characteristics and controlling factors of differential enrichment of Wufeng-Longmaxi formations shale gas in South China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(2): 163–175.
- 尚玥, 赵涵, 王强, 等. 黔北务川—正安—道真地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组沉积相分析[J]. 矿物岩石, 2020, 40(4): 86–96.
- SHANG Yue, ZHAO Han, WANG Qiang, et al. Analysis of Sedimentary Facies of the Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in the Wuchuan-Zheng'an-Daozhen Area, Northern Guizhou Province[J]. *Mineralogy and Petrology*, 2020, 40(4): 86–96.
- 孙莎莎, 芮昀, 董大忠, 等. 中、上扬子地区晚奥陶世—早志留世古地理演化及页岩沉积模式[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(6): 1087–1106.
- SUN Shasha, RUI Yun, DONG Dazhong, et al. Paleogeographic evolution of the Late Ordovician-Early Silurian in Upper and Middle Yangtze regions and depositional model of shale[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(6): 1087–1106.
- 四川油气区石油地质志编写组. 四川油气区 中国石油地质志卷十[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989, 1-79.
- 王茜, 黄永建, 张治锋, 等. 上扬子地区新地 1 井五峰组—龙马溪组下段高分辨化学层序地层学分析[J]. 中国地质, 2020. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20201222.1046.002.html>.
- WANG Qian, HUANG Yongjian, ZHANG Zhifeng, et al. High resolution chemical sequence stratigraphy analysis of Wufeng Formation and lower Longmaxi Formation in the well Xindi 1, upper Yangtze Region[J]. *Geology in China*, 2020. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20201222.1046.002.html>.
- 吴纪修, 王志刚, 辛云路, 等. 南方地区页岩气基础地质调查黔

- 绥地 1 井钻井工艺及完井地质[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2018, 45(2): 12-17.
- WU Jixiu, WANG Zhigang, XIN Yunlu, et al. Drilling Technology of Qiansuidi Well-1 for Basic Geological Survey of Shale Gas in the Southern Area of Guizhou Province and Completion Geologic[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2018, 45(2): 12-17.
- 伍坤宇, 张廷山, 杨洋, 等. 昭通示范区黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层地质特征[J]. 中国地质, 2016, 43(1): 275-287.
- WU Kunyu, ZHANG Tingshan, YANG Yang, et al. Geological characteristics of Wufeng - Longmaxi shale - gas reservoir in the Huangjinba gas field, Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. Geology in China, 2016, 43(1): 275-287.
- 解习农, 郝芳, 陆永潮, 等. 南方复杂地区页岩气差异富集机理及其关键技术[J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1045-1056.
- XIE Xinong, HAO Fang, LU Yongchao, et al. Differential enrichment mechanism and key technology of shale gas in complex areas of south China[J]. Earth Science, 2017, 42(7): 1045-1056.
- 徐政语, 蒋恕, 熊绍云, 等. 扬子陆块下古生界页岩发育特征与沉积模式[J]. 沉积学报, 2015, 33(1): 21-35.
- XU Zhengyu, JIANG Shu, XIONG Shaoyun, et al. Characteristics and depositional model of the Lower Paleozoic organic rich shale in the Yangtze continental block[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(1): 21-35.
- 徐政语, 梁兴, 王维旭, 等. 上扬子区页岩气甜点分布控制因素探讨——以上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2016, 39(9): 35-43.
- XU Zhengyu, LIANG Xing, WANG Weixu, et al. Controlling factors for shale gas sweet spots distribution in the Upper Yangtze region: A case study of the Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 39(9): 35-43.
- 杨平, 汪正江, 余谦, 等. 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩气资源潜力分析[J]. 中国地质, 2019, 46(3): 601-614.
- YANG Ping, WANG Zhengjiang, YU Qian, et al. An resources potential analysis of Wufeng- Longmaxi Formation shale gas in the southwestern margin of Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2019, 46(3): 601-614.
- 翟刚毅, 王玉芳, 包书景, 等. 我国南方海相页岩气富集高产主控因素及前景预测[J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1057-1068.
- ZHAI Gangyi, WANG Yufang, BAO Shujing, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity of marine shale gas and prospect forecast in southern China[J]. Earth Science, 2017, 42(7): 1057-1068.
- 张国伟, 郭安林, 王岳军, 等. 中国华南大陆构造与问题[J]. 中国科学: 地球科学, 2013, 43(10): 1553-1582.
- ZHANG Guowei, GUO Anlin, WANG Yuejun, et al. Continental tectonics and problems in South China[J]. Chinese Sciences: Geosciences, 2013, 43(10): 1553-1582.
- 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
- ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, YUAN Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.
- 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151-156.
- ZHANG Jinchuan, NIE Haikuan, XU Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151-156.
- 张金川, 薛会, 张德明, 等. 页岩气及其成藏机理[J]. 现代地质, 2003, 17(4): 466.
- ZHANG Jinchuan, XUE Hui, ZHANG Deming, et al. Shale gas and its reservoir forming mechanism[J]. Geoscience, 2003, 17(4): 466.
- 张岳桥, 董树文, 李建华, 等. 中生代多向挤压构造作用与四川盆地的形成和改造[J]. 中国地质, 2011, 38(2): 233-250.
- ZHANG Yueqiao, DONG Shuwen, LI Jianhua, et al. Mesozoic multi-directional compressional tectonics and formation-reformation of Sichuan basin[J]. Geology in China, 2011, 38(2): 233-250.
- 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 499-510.
- ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499-510.
- 中国地质调查局油气资源调查中心. 贵州遵义安页 1 井页岩气、油气调查获重大突破[J]. 中国地质调查, 2016, 3(4): 76-77.
- Oil & Gas Survey Center of China Geological Survey. Major breakthrough in shale gas and oil and gas survey of Anye 1 well in Zunyi, Guizhou[J]. Geological Survey of China, 2016, 3(4): 76-77.
- 邹才能, 杜金虎, 徐春春, 等. 四川盆地震旦系—寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 278-293.
- ZOU Caineng, DU Jinhui, XU Chunchun, et al. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 278-293.
- 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14.
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- 邹才能, 赵群, 张国生, 等. 能源革命: 从化石能源到新能源[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 1-10.
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, ZHANG Guosheng, et al. Energy revolution: From a fossil energy era to a new energy era[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 1-10.
- Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- Ross D J, Bustin R M. 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.