

桂中坳陷北部下石炭统鹿寨组一段页岩气成藏条件与资源潜力评价

覃英伦^{1,2}, 雷雨², 蒋恕^{3,4*}, 张仁^{3,4}, 张鲁川^{3,4}, 岑文攀⁵, 卢炳雄⁶

1 广西广投能源集团有限公司, 南宁 530000

2 广西投资集团有限公司, 南宁 530022

3 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室, 武汉 430074

4 中国地质大学(武汉)资源学院, 武汉 430074

5 广西壮族自治区地质调查院, 南宁 530023

6 南宁师范大学, 南宁 530001

* 通信作者, jiangsu@cug.edu.cn

收稿日期: 2021-12-28

国家自然科学基金(42130803、42102183)、广西广投能源集团有限公司攻关课题(NYHT2020-016)、广西壮族自治区自然科学基金(2018JJB150094)、广西壮族自治区科技厅科技计划-科技基地和人才专项联合资助

摘要 为明确桂中坳陷北部下石炭统鹿寨组一段成藏条件, 评价区块资源潜力, 利用录井、地震、实验测试等手段, 系统分析页岩气成藏地质特征, 并采用静态法对研究区页岩气资源量进行计算。研究表明: 鹿寨组一段页岩有机质丰度中等(TOC含量在0.49%~5.15%)、类型好(有机质类型为II₁~II₂型)、热演化程度适中(热成熟度在2.2%~2.9%); 储层脆性指数高(51%~94%), 物性条件较好(孔隙度在3.12%~5.02%, 渗透率在0.0005~0.161 mD), 孔径多小于400 nm; 储层孔隙类型以有机质孔和溶蚀孔为主, 孔隙比表面积以微孔贡献为主, 孔体积则主要由微孔和介孔贡献, 微孔发育主控因素包括TOC和黏土矿物, 而介孔发育主控因素为黏土矿物; 现场总含气量平均1.73 m³/t, 甲烷含量高达95%, 为高热值干气; 甲烷等温吸附绝对吸附量在1.07~3.67 m³/t, 页岩吸附能力强; 研究区页岩气藏埋藏深度多在1000~3000 m, 顶板黄金组和底板尧云岭组岩性以(泥质)灰岩为主, 岩性致密, 累计厚度分别可达720 m和490 m, 区内逆冲断层封堵性好, 构造变形程度较低, 岩浆活动较弱, 温泉水循环深度多在800~1000 m, 水文地质开启程度低。研究区沙坪复向斜页岩气地质资源量为255.2×10⁸ m³, 技术可采资源量为38.3×10⁸ m³, 技术可采资源丰度0.45×10⁸ m³/km²。结论认为, 桂中坳陷北部残留向斜核部鹿寨组一段页岩生烃基础较优越、储集空间发育、含气性高、保存条件较好、埋深适中及资源丰度较高, 是页岩气勘探开发有利目标。

关键词 页岩气; 资源潜力; 下石炭统鹿寨组; 桂中坳陷

引用格式: 覃英伦, 雷雨, 蒋恕, 张仁, 张鲁川, 岑文攀, 卢炳雄. 桂中坳陷北部下石炭统鹿寨组一段页岩气成藏条件与资源潜力评价. 石油科学通报, 2022, 02: 139-154

QIN Yinglun, LEI Yu, JIANG Shu, ZHANG Ren, ZHANG Luchuan, CEN Wenpan, LU Bingxiong. Shale gas accumulation conditions and resource potential evaluation of member 1 of the Lower Carboniferous Luzhai Formation in the northern Guizhong depression. Petroleum Science Bulletin, 2022, 02: 139-154. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.013

Shale gas accumulation conditions and resource potential evaluation of member 1 of the Lower Carboniferous Luzhai Formation in the northern Guizhong depression

QIN Yinglun^{1,2}, LEI Yu², JIANG Shu^{3,4}, ZHANG Ren^{3,4}, ZHANG Luchuan^{3,4}, CEN Wenpan⁵, LU Bingxiong⁶

1 Guangxi Investment Group Energy Group Co., Ltd, Nanning 530000, China

2 Guangxi Investment Group Co., Ltd, Nanning 530022, China

3 Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

4 School of Earth Resources, China University of Geosciences, Hubei Wuhan 430074, China Geological Survey Institute of Guangxi Zhuang Autonomous Region, Nanning 530023, China

5 Geological Survey Institute of Guangxi Zhuang Autonomous Region, Nanning 530023, China

6 Guangxi Institute of Geological Survey, Nanning 530023, China

Abstract In order to clarify shale gas accumulation conditions of the first member of the Lower Carboniferous Luzhai Formation (C_1/z^1) in the northern Guizhong depression and evaluate their resource potential, geological characteristics of shale gas accumulations were systematically analyzed based on well logging, seismic data and experimental analyses. Furthermore, shale gas resources in the study area were also revealed using a static method. The results show that the C_1/z^1 shale is characterized by moderate organic matter abundance (TOC content between 0.49% and 5.15%), well organic matter type (type II_1-II_2), and suitable thermal evolution maturity (thermal maturity between 2.2% and 2.9%). The C_1/z^1 shale reservoirs generally have a relatively high brittleness index at 51%~94%, well porosity and permeability of 3.12%~5.02% and 0.0005~0.161 mD, respectively, and pores with diameters below 400 nm. The shale reservoirs are primarily composed of organic matter related and dissolved pores, and their specific surface area is mainly contributed by micropores, while their pore volume is commonly derived from micropores and mesopores. The development of micropores is simultaneously controlled by TOC and clay mineral contents, whereas that of mesopores is only controlled by clay minerals. The total gas content is 1.73 m³/t on average, with methane proportion of up to 95% (dry gas with high calorific value). The absolute methane adsorption capacity of shale reservoirs primarily ranges from 1.07 m³/t to 3.67 m³/t, indicating a relatively strong adsorption capacity. The burial depth of shale gas reservoirs in the study area is generally 1000~3000 m, and their roof and floor are the Huangjin and Yaoyunling Formations with tight (argillaceous) limestone, corresponding to a cumulative thickness of 720 m and 490m, respectively. The degree of tectonic deformation in the study area is low, and the blocking ability of the thrust fault was strong. Magmatic activity is very weak in the study area. The circulation depth of hot spring water is primarily between 800 m and 1000 m, corresponding to a low degree of hydrogeological opening. The geological resources of shale gas in the Shaping synclinorium of the study area are 255×10^8 m³, with technically recoverable resources of 38×10^8 m³ and technically recoverable resource abundance of 0.45×10^8 m³/km². In summary, the C_1/z^1 shale in the residual synclinal core of the northern Guizhong depression is a favorable target for shale gas exploration and development, due to its superior hydrocarbon generation basis, well-developed storage space, great gas-bearing capacity, good preservation conditions, moderate burial depth, and relatively high resource abundance.

Keywords shale gas; resource potential; the Lower Carboniferous Luzhai Formation; Guizhong depression

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.013

0 引言

中国南方扬子、滇黔桂等地区广泛发育富有机质海相页岩地层, 面积可达 170×10^4 km², 中石油及中石化已在涪陵、威荣及川南等地区实现了页岩气的效益开发^[1-3]。然而, 我国页岩气的商业性开采仅局限于四川盆地及其周缘早古生代五峰-龙马溪组地层^[2-5], 广大南方地区其它页岩层系天然气仍处于勘探起步阶段^[6]。晚古生代石炭系作为滇黔桂地区富有机质页岩发育的重要地层之一, 具有沉积厚度大、有机质丰

度高、热演化程度适中等特点, 页岩气勘探前景广阔^[7-9]。受燕山-喜马拉雅期剧烈构造运动的影响, 滇黔桂地区石炭系地层普遍剥蚀严重, 仅在垭都-紫云-罗甸裂陷带及周缘得到较好保存^[10]。垭都-紫云-罗甸裂陷带自西向东跨越滇黔北部坳陷、黔中滇东隆起、黔西南坳陷、罗甸断坳、黔南坳陷、桂中坳陷6个构造单元, 裂陷带内多口钻探井揭示了下石炭统地层良好的页岩气显示, 进一步证实了下石炭统页岩气资源潜力^[11-12]。然而, 与四川盆地五峰-龙马溪组深水陆棚相页岩相比, 滇黔桂地区下石炭统页岩沉积时处于

水体能量变化频繁、物源多样化的环境，具有富有机质页岩平面分布局限、纵向岩相变化迅速及单层厚度薄等特点^[8,11,13]，页岩气资源潜力评价难度大。

近年来，中国地质调查局油气资源调查中心和广西壮族自治区地质调查院针对桂中坳陷北部下石炭统页岩开展了基础调查研究工作^[8,14-15]。研究结果显示，该区下石炭统鹿寨组一段沉积于浅海陆棚环境，整体上发育一套黑色炭质页岩及灰色泥质灰岩，有机质含量较高，气测显示良好，是页岩气勘探的主要层位。然而，桂中坳陷北部下石炭统页岩气资源调查研究工作起步较晚，有利区分布及资源规模尚不清楚，制约

了研究区页岩气的进一步勘探开发。为此，本文在系统分析研究区下石炭统鹿寨组一段页岩气成藏地质条件的基础上，评价了页岩气资源潜力，以期为桂中坳陷下石炭统页岩气勘探提供理论参考。

1 地质背景

桂中坳陷为滇黔桂盆地东北部的二级构造单元^[16]，北临雪峰山隆起，西部与黔南坳陷、罗甸坳陷相接，东部与桂林坳陷、大瑶山隆起为邻，南部为大明山隆起(图 1 a)，是一个在加里东运动基础上形成的

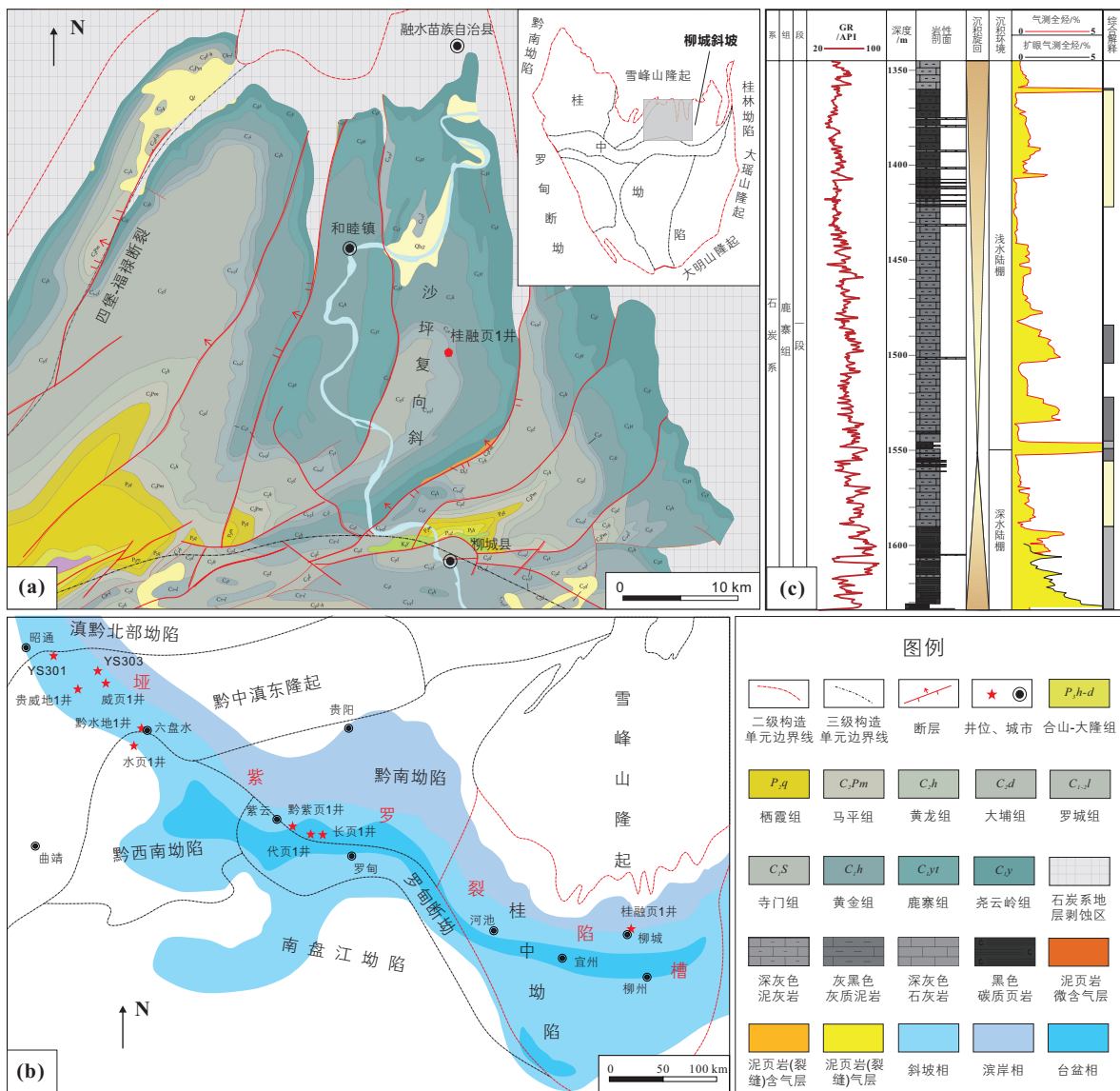


图 1 研究区构造位置及桂融页 1 井综合柱状图 (a) 研究区构造地质图 (据中华人民共和国广西壮族自治区地质图 1:500 000 修改) (b) 埡都-紫云-罗甸裂陷带早石炭世沉积相图 (c) 桂融页 1 井综合柱状图^[8]
 Fig. 1 Structural location of the study area and comprehensive histogram of well Guirongye 1. (a) Tectonic geological map of the study area(modified from 1:500 000 geological map of Guangxi Zhuang Autonomous Region, PRC); (b) Early Carboniferous sedimentary facies of Yadu-Ziyun-Ludian rift zone; (c) Comprehensive histogram of Guirongye 1 well^[8]

晚古生代大型海相残留拗陷^[17]。桂中拗陷地处滨太平洋与特提斯-喜马拉雅两大构造的复合部位^[18]，其形成经历了4个构造演化阶段^[16,19]，包括(1)海西期：区域拉张下沉，海水由南往北入侵，裂陷盆地发育；(2)印支期：造山活动增强，结束海相沉积环境，发育前陆盆地；(3)燕山期：拗陷遭受挤压隆升，发育大量褶皱和断裂；(4)喜马拉雅期：拗陷及周缘全面抬升，遭受严重剥蚀。

研究区位于桂中拗陷北部三级构造单元柳城斜坡，发育北北东向“雁列”式排列断层，残留向斜在平面上沿断裂呈条带状展布(图1 a)。残留向斜核部主要出露上石炭统大埔组及二叠统栖霞组、茅口组地层，地层倾角较小，变形程度较弱；两翼主要为下石炭统地层，左翼受深大断裂影响，基本缺失，右翼地层相对较完整(图1 a)。早石炭世时期，研究区继承了滇黔桂地区“台-盆”相间的古地理格局，目的层下石炭统鹿寨组一段在平面上沿东西向(河池-柳州)次级洼陷区域展布(图1 b)。钻探显示，鹿寨组一段主要发育碳质页岩、灰质泥岩和泥灰岩互层，底部深黑色碳质页岩厚度达43 m，气测显示良好(图1 c)。页岩埋深适中，多浅于2800 m，有利于页岩气的聚集成藏。

2 页岩气成藏条件

已有勘探工作表明，埡都-紫云-罗甸裂陷带多口井在下石炭统钻遇良好的页岩气显示^[8-9,20]，具体见表1(各井位置见图1 b)。通过与上述页岩气显示井下石炭统地层地质特征对比，分析评价研究区下石炭统鹿寨组一段页岩气成藏地质条件。受滇黔桂地区早石炭世“台-盆”相间古地理格局的影响，各构造单元下石炭统地层命名差异较大^[21]。依据广西壮族自治区

区域地质志及贵州省区域地质志地层划分方案，各井下石炭统地层对应关系如表1所示。

2.1 页岩有机地球化学特征

研究区鹿寨组一段74块样品中，TOC含量主要介于1.0%~2.0%，平均为1.45%，底部黑色碳质页岩段TOC含量平均为1.86%(图2 a)，属中等有机质丰度页岩，且自下而上呈减小的趋势。黔水地1井打屋坝组二段页岩TOC含量为0.31%~2.83%，平均为1.02%^[7]。黔紫页1井打屋坝组页岩TOC含量为0.54%~2.64%，平均1.09%^[7]。与两者相比，研究区鹿寨组一段TOC含量更高，页岩气生烃基础更优。

桂融页1井鹿寨组一段镜质体反射率(R_o)整体变化不大，主要分布在2.2%~2.9%，平均为2.6%(图2 b)，处于过成熟阶段，热演化程度适中，开始大量生成干气。黔水地1井打屋坝组 R_o 值在1.8%~2.2%，平均为2.1%^[9]。桂融页1井 R_o 值略高于黔水地1井，这与后者沉积时期相对较晚，埋藏相对更浅有关。

桂融页1井鹿寨组一段页岩干酪根显微组分以壳质组和腐泥组为主，平均含量分别为41%和40%(图3)。镜质组和惰质组含量较低，平均19%。干酪根类型指数介于35.8~52.0，平均44.4，有机质类型以II₁-II₂型为主，表明鹿寨组一段页岩有机质母质既有藻类低等水生生物又有高等植物。热演化过程中，来自浮游和底栖藻类的干酪根在成熟阶段以大量生油为主，到达高成熟-过成熟阶段，早期生成的原油开始裂解成烃气，产气潜力巨大^[22-23]。与威页1井和长页1井相比(图3)，桂融页1井有机质类型更优。

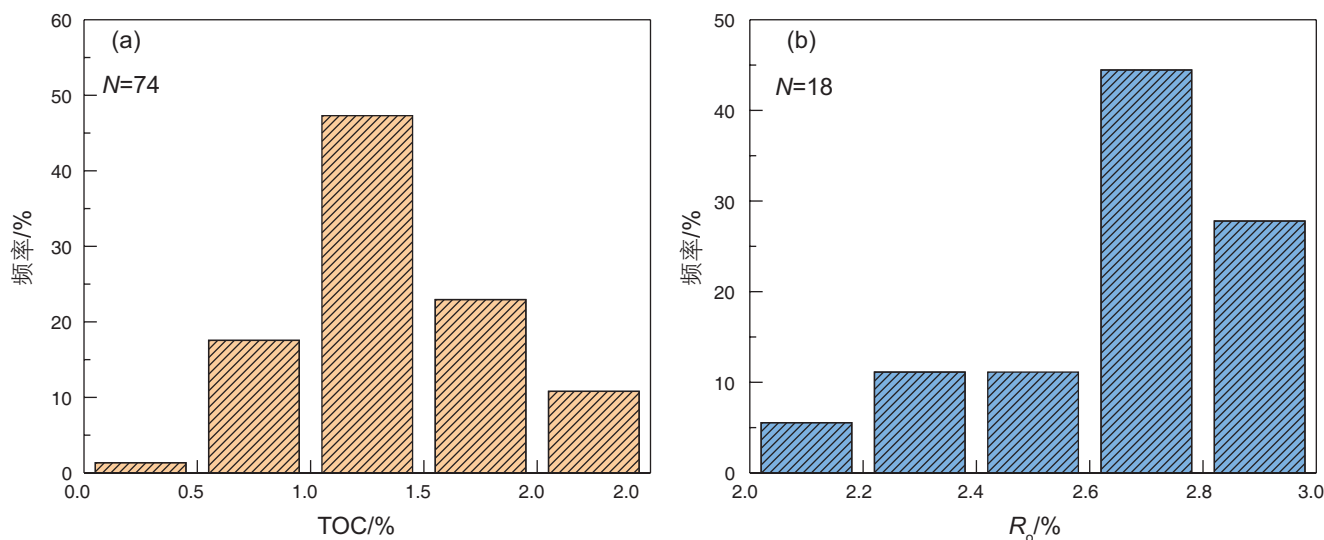
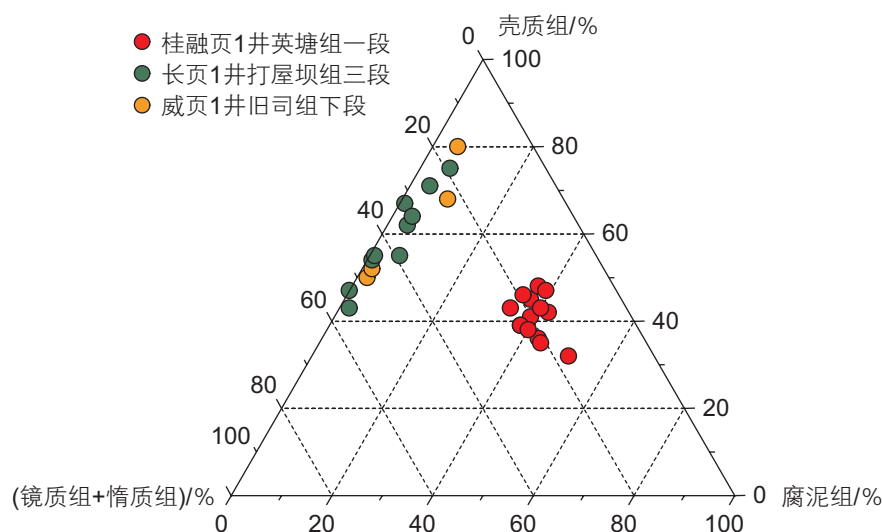
2.2 页岩矿物组分特征

桂融页1井鹿寨组一段页岩矿物组分以石英(平均

表1 埡都-紫云-罗甸裂陷带页岩气井显示及下石炭统地层划分对比表

Table 1 Shale gas displays in the Yadu-Ziyun-Luodian Rift Zone and stratigraphic division of the Lower Carboniferous strata

井名	桂融页1井	长页1井	黔紫页1井	代页1井	黔水地1井	威页1井
下石炭统	罗城组					上司组
	大塘阶 寺门组	打屋坝组	打屋坝组	打屋坝组	打屋坝组	旧司组
	黄金组					
	岩关阶 鹿寨组	睦化组	睦化组	睦化组	睦化组	祥摆组(被剥蚀)
	尧云岭组					汤耙沟组
页岩气勘探目的层	鹿寨组一段	打屋坝组	打屋坝组一段	打屋坝组二段	打屋坝组三段	旧司组下段
目的层页岩气显示	现场解释页岩气显示6层，总含气量最大2.62 m ³ /t	气测解释6层含气页岩段，总含气量最大2.95 m ³ /t	收集气体持续燃烧，火焰高达22 cm	总含气量最高可达5 m ³ /t	放喷火焰高3 m，未经压裂日产量2000方	旧司组下段获工业气流

图2 桂融页1井鹿寨组一段(a)TOC含量和(b) R_o 分布Fig. 2 Distributions of TOC content (a) and R_o (b) for the $C_{1,lz}^1$ shale of well Guirongye 1图3 桂融页1井鹿寨组一段页岩干酪根显微组分(底图据杨镜婷^[22])Fig. 3 Kerogen macerals of the $C_{1,lz}^1$ shale for well Guirongye 1(Base map was from Yang et al^[22])

34.6%)和碳酸盐岩(平均34.4%)为主,其次为黏土矿物(平均为28.5%)(图4)。据前人提出的脆性指数计算方法^[24](脆性指数为石英、长石及碳酸盐岩三者含量之和),研究区页岩脆性指数在51.0%~94.0%,平均为69.0%。长页1井矿物组分整体上与桂融页1井相似,石英、碳酸盐岩及黏土含量基本相当(图4),页岩脆性指数在43.2%~81.7%,平均为66.6%。水页1井旧司组下段页岩矿物组分以碳酸盐岩(平均78.7%)为主,脆性指数在68.4%~95.8%,平均为88.1%。整体上看,桂融页1井、水页1井和长页1井有利页岩段岩石脆性指数较高,有助于后期页岩储层压裂改造,提高页岩气开采效率^[25-26]。

2.3 页岩储层物性特征

本文所研究的12块页岩样品取自桂融页1井(图1)鹿寨组一段。页岩样品的采样深度、总有机碳含量(TOC)、等效镜质体反射率和矿物含量均记录在表2中。

(1) 孔隙度和渗透率

研究区桂融页1井鹿寨组一段岩心样品分析测试结果显示,孔隙度介于3.12%~5.02%,平均为4.19%。渗透率介于 $(0.0005\sim 0.1609)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $0.0663\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (表3)。属于低孔低渗储层,需要大量采用人工造缝的方式来维持商业生产^[27]。与其他区域

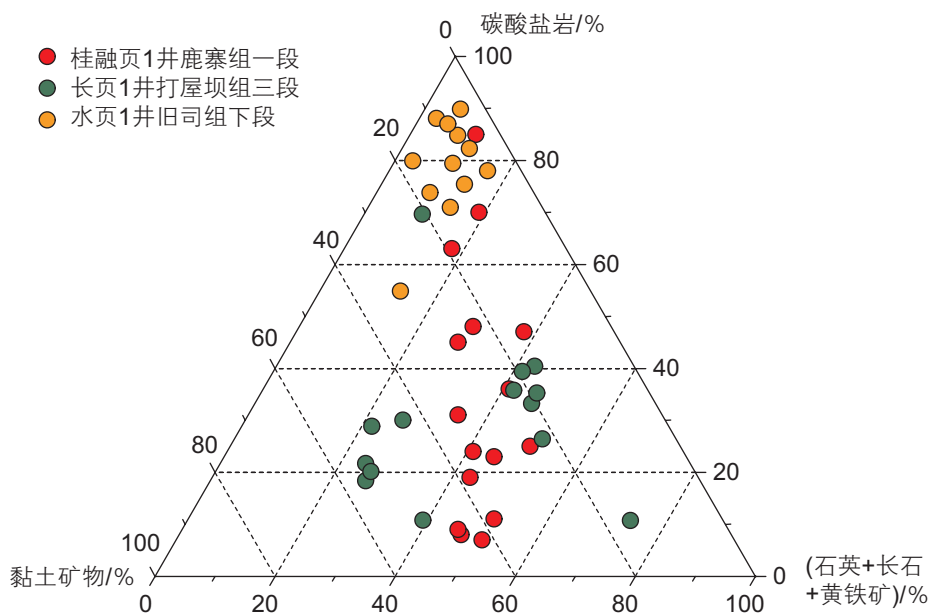


图4 桂融页1井、长页1井和水页1井有利页岩段矿物组分

Fig. 4 Mineral compositions of favorable shale intervals in wells Guirongye 1, Changye 1 and shuiye 1

表2 页岩样品参数

Table 2 Parameters of the shale samples

深度/m	TOC/%	R_o /%	矿物含量/wt%									
			石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	菱铁矿	黄铁矿	赤铁矿	铁白云石	黏土矿物
1361.73	0.94	2.62	42.8	0.7	0.6	25.5	0	0	1.0	0.6	6.9	21.9
1367.43	1.42	\	46.1	0.5	0.7	19.5	5.8	0	1.2	0.4	0	25.8
1534.8	1.55	2.43	54.8	0.6	0.8	9.0	2.7	0	1.2	0.4	2.2	28.3
1552.72	1.04	2.73	45.7	0.7	1.0	12.8	0	0	1.3	0.3	5.3	32.9
1563.75	1.22	\	50.1	0.6	0.7	12.4	0	0.3	0.9	0.3	3.2	31.5
1598.99	1.52	\	\	\	\	\	\	\	\	\	\	\
1599.27	1.73	2.71	45.1	0.8	1.2	4.5	1.1	1.1	2.5	0.5	2.1	41.1
1611.85	2.79	\	42.2	1.5	1.4	15.7	2.1	0.7	1.8	0.5	\	34.1
1620.37	1.70	\	\	\	\	\	\	\	\	\	\	\
1626.75	1.34	2.90	19.0	0	0	70.0	0	0	0	0	0	11.0
1628.32	2.14	\	42.6	0.6	1.1	21.9	2.9	0.2	1.7	0.5	\	28.5
1629.50	4.53	2.68	42.0	0	0	9.0	0	0	4.0	0	0	45.0

下石炭统地层相比(表3),桂融页1井孔渗条件都相对更优,气体储集和渗流能力强,有利于页岩气的开采。

(2) 孔隙类型

扫描电镜图像显示,桂融页1井鹿寨组一段页岩主要发育有机质孔、溶蚀孔、残余粒间孔及微裂缝。有机质孔主要产自有机质热演化生烃过程^[30],多呈圆形、椭圆形,以及少量不规则多边形,内壁光滑,孔径主要介于几十到几百个纳米(图5a和b)。其分布具有一定的非均质性,在同一泥页岩样品中,不同有机

质颗粒中有的发育有机质孔,而有的不发育。即使在同一颗粒内,局部有机质孔密集分布,而局部致密无孔。溶蚀孔多为长石、碳酸盐岩等矿物的酸性溶蚀,孔隙形状各异,边缘不光滑,多分布于颗粒内部,表现为孤立、半封闭-封闭型孔隙,连通性差,孔径多为几百纳米(图5e和f)。由于鹿寨组一段页岩中碳酸盐岩含量相对较高,因此,溶蚀孔对储层物性的贡献相对较大。同时,溶蚀作用可生成大量次生孔隙,改善储层物性及微观孔隙结构。残留粒间孔多由脆性矿

表3 埡都-紫云-罗甸裂陷带裂陷带下石炭统页岩储层物性及含气性(长页1井、代页1井、威页1井数据分别来自陈捷^[28]、卢树藩^[20]、梅珏^[29])

Table 3 Physical properties and gas-bearing contents of the lower Carboniferous shale reservoirs in the Yadu-Ziyun-Ludian Rift Zone (Data of wells Changye 1, Daiye 1 and Weiye 1 were from Chen et al., 2018, Lu et al., 2019, Mei et al., 2021, respectively)

井名	层位	孔隙度/%	渗透率/mD	总含气量/(m ³ /t)
桂融页1井	鹿寨组一段	3.12~5.02	0.0005~0.161	0.93~2.62
		4.19	0.066	1.73
长页1井	打屋坝组三段	1.04~2.87	0.001~0.041	0.64~2.84
		1.90	0.0033	1.71
代页1井	打屋坝组三段	0.80~2.60	0.0028~0.1165	0.24~4.97
		1.43	0.0392	1.54
威页1井	旧司组下段	2.14~3.29	0.0013~0.1900	0.38~0.66
		2.81	0.0358	0.53

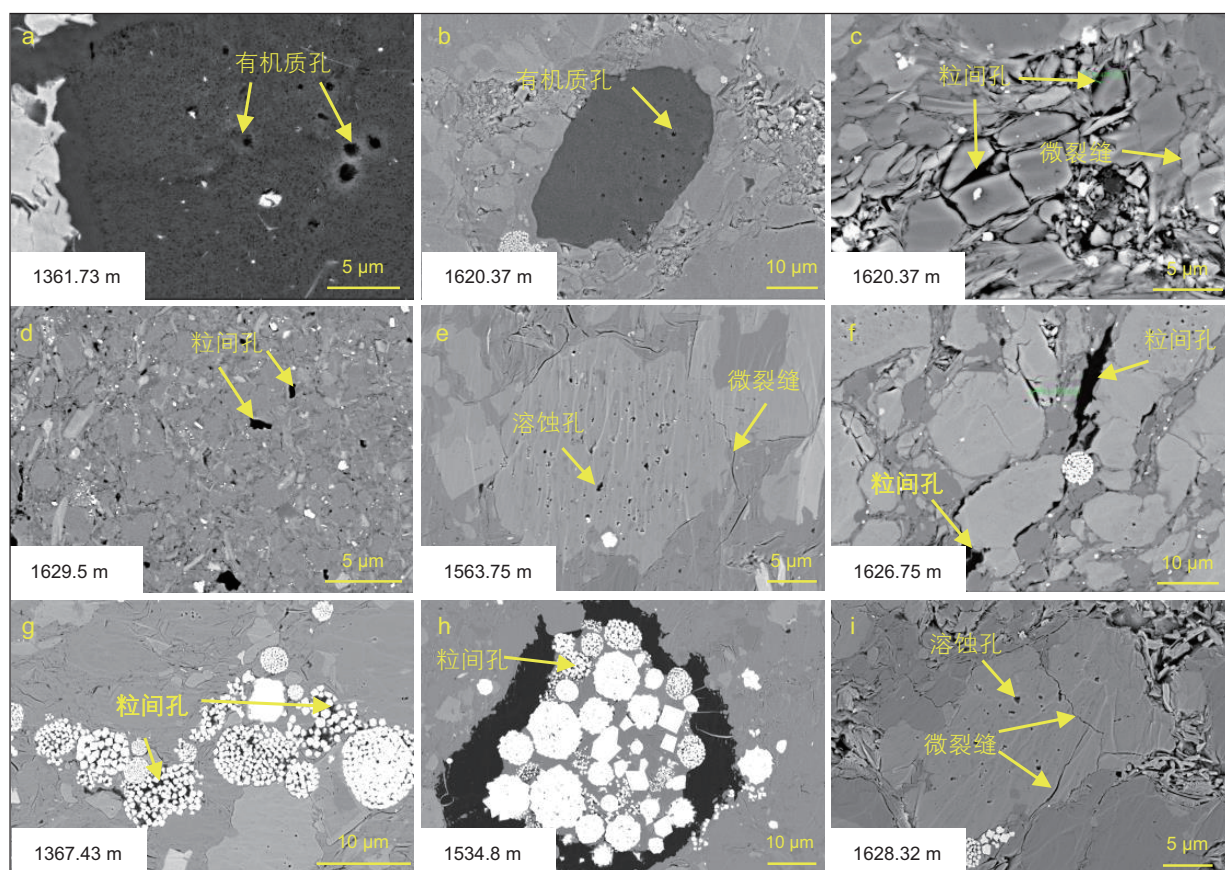


图5 桂融页1井下石炭统鹿寨组一段页岩样品扫描电镜图像(a)孔径大小不同的圆形有机质孔, 1361.73 m; (b)同一有机质颗粒内不均匀分布有机质孔, 1620.37 m; (c)粒间孔隙和微裂缝, 1620.37 m; (d)脆性矿物间不规则状粒间孔, 1629.5 m; (e)碳酸盐岩等矿物颗粒内部酸性溶蚀孔及颗粒间微裂缝, 1563.75m; (f)脆性矿物颗粒与黏土矿物间孔隙, 1626.75 m; (g)黄铁矿晶间孔, 1367.43 m; (h)有机质充填黄铁矿晶间孔, 1534.8 m; (i)矿物颗粒碎裂产生的微裂缝, 1628.32 m

Fig. 5 SEM images of the C₁l₂¹ shale samples from well Guirongye 1(a) circular organic pores with different sizes, 1361.73 m (b) unevenly distributed organic pores in the same organic matter particle, 1620.37 m; (c) intergranular pores and microcracks, 1620.37 m; (d) Irregular intergranular pores between brittle minerals, 1629.5 m; (e) acid dissolution pores within carbonates and micro-cracks between mineral grains, 1563.75 m; (f) pores between brittle mineral particles and clay minerals, 1626.75 m; (g) inter-crystalline pores between pyrites, 1367.43 m; (h) inter-crystalline pores between pyrites filled by organic matter, 1534.8 m; (i) micro-cracks produced by the fragmentation of mineral particles, 1628.32 m

物相互支撑而形成,多呈三角形、长条形和不规则状,孔隙边缘平直,尺寸较大,多大于几百个纳米(图5c、d、f、g和h)。微裂缝主要发育在脆性矿物颗粒边缘或黏土矿物颗粒内,主要来源于矿物颗粒碎裂、黏土矿物脱水以及碳酸盐填隙物被溶蚀等,具有较好的连通性,是页岩气最重要的运移通道,宽度一般为几十纳米,长度可达几十到上百微米(图5c和i)。

鹿寨组一段页岩样品 CO_2 吸附等温吸附曲线呈“上凸”形(图6a),属于I型吸附等温线^[31],表明样品微孔($<2\text{ nm}$)发育,并且 CO_2 吸附量随TOC含量的增

加呈增长趋势,说明微孔主要来自于有机质孔。页岩样品 N_2 吸附等温线呈“反S”型(图6b),且出现H2与H3型滞后回环,表明页岩孔隙形态主要为平行板结构的狭缝孔和“墨水瓶”形孔^[32]。结合扫描电镜图像观察,平行板结构的狭缝孔多与微裂缝和黏土矿物间孔有关,而“墨水瓶”形孔多与有机质孔隙和溶蚀孔隙相关^[33]。

(3) 孔径分布

联合 N_2 和 CO_2 等温吸附优势孔径表征范围,揭示鹿寨组一段页岩多尺度孔径分布(图7)。结果显

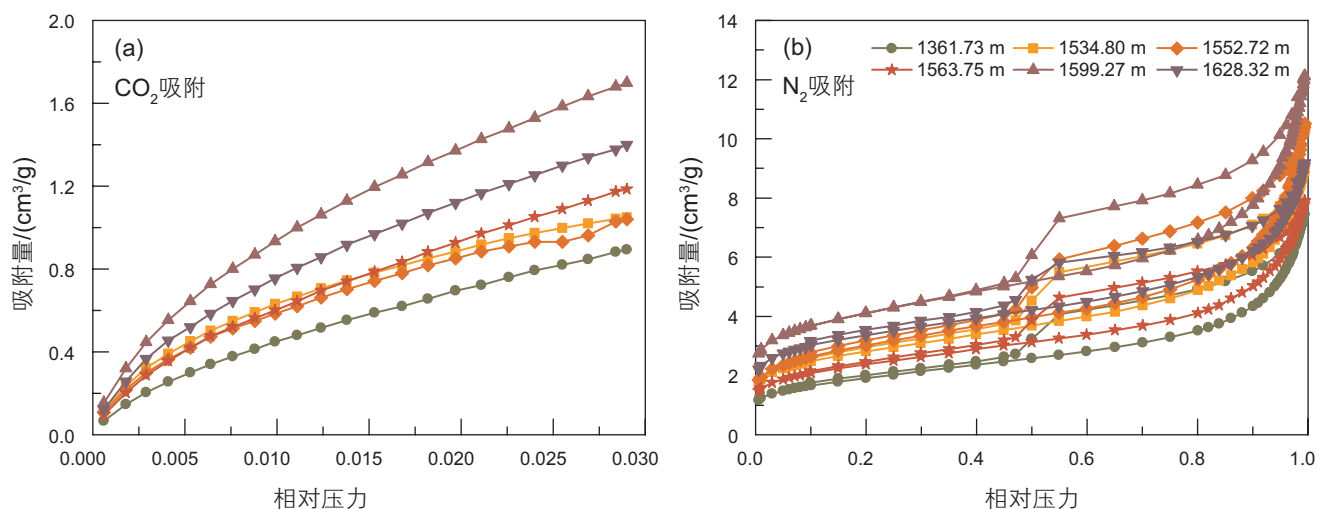


图6 桂融页1井下石炭统鹿寨组一段页岩样品 CO_2 (a)和 N_2 (b)等温吸附曲线

Fig. 6 CO_2 (a) and N_2 (b) isothermal adsorption curves of the C_1Iz^1 shale samples from well Guirongye 1

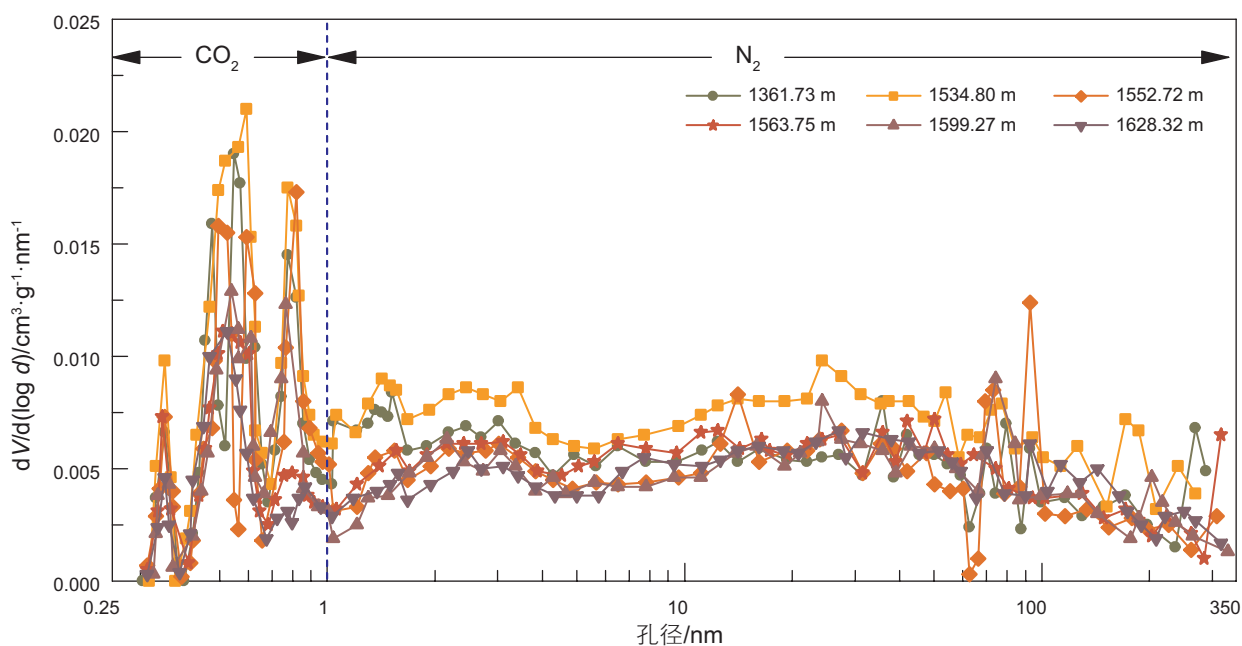


图7 桂融页1井下石炭统鹿寨组一段全孔径分布曲线

Fig. 7 Full pore size distribution curves of the C_1Iz^1 shale from well Guirongye 1

示, 鹿寨组一段页岩孔径主要分布在 0.3 nm~400 nm, 呈多峰态, 以介孔(2 nm~50 nm)和微孔为主, 宏孔(>50 nm)占比较低。联合 N₂ 和 CO₂ 吸附表征的全尺寸孔隙体积(图 8a)以及 N₂ 吸附表征的 BET 比表面积(图 8b)的主要贡献者均为微孔和介孔, 并且介孔是孔体积的主要贡献者, 而比表面积的主要贡献者是微孔, 两者分别为游离气和吸附气的富集提供充足的空间^[34-35]。

(4) 孔隙结构成因

页岩孔隙结构复杂, 国内外众多学者都对其进行过深入的研究, 魏祥峰等总结发现页岩孔隙结构的主控因素是多方面的, 主要包括 TOC、有机热演化程度、矿物组分、沉积成岩等^[36-38]。

根据研究区鹿寨组一段页岩孔隙结构参数与 TOC 和黏土矿物含量的相关性分析, BET 比表面积与 TOC

和黏土矿物含量均有很好的正相关(图 9a 和 b), 判定系数 R² 分别为 0.60 和 0.55, 而比表面积的主要贡献者为微孔(图 8b), 表明 TOC 和黏土矿物含量为微孔结构的主要控制因素, 并且 TOC 控制作用更加明显; 全尺寸孔体积与黏土矿物含量呈现较强的相关性(图 10a), 判定系数 R² 为 0.57, 而全尺寸孔体积的主要贡献者以介孔为主(图 8a), 表明黏土矿物对介孔同样具有一定的控制作用, TOC 与全尺寸孔体积相关系数 R² 仅仅为 0.20(图 10b), 对介孔几乎没有控制作用。

2.4 页岩含气性特征

桂融页 1 井鹿寨组一段现场解释页岩气层 97.50 m (6 层), 底部黑色碳质页岩段全烃 0.54%~2.88%, 平均 1.16%, 甲烷 0.51%~2.71%, 平均 1.08% (图 1 c)。

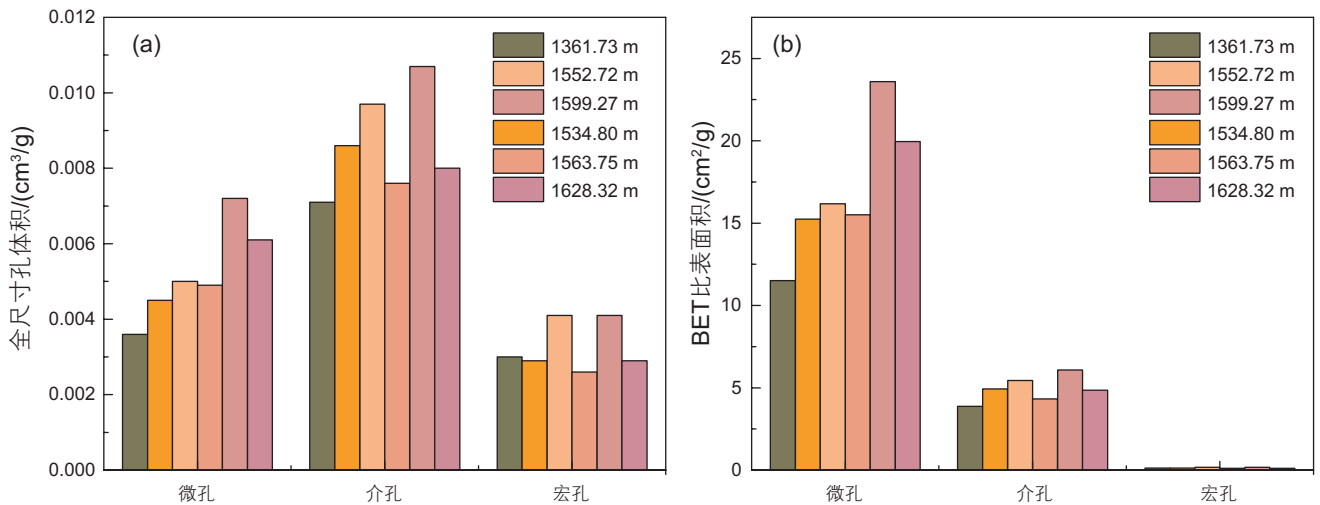


图 8 桂融页 1 井下石炭统鹿寨组一段全尺寸孔隙体积 (a) 和 BET 比表面积 (b) 分布
 Fig. 8 Distributions of pore volume (a) and specific surface area (b) for the C_{1,2} shale of well Guirongye 1

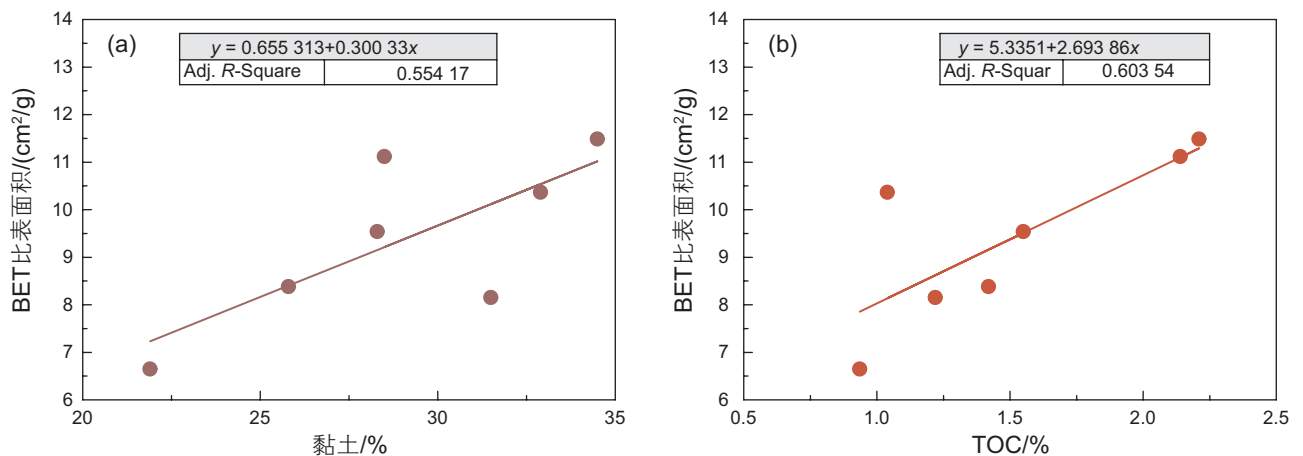


图 9 页岩孔隙 BET 比表面积与黏土矿物含量 (a) 和 TOC (b) 的关系
 Fig. 9 Correlation between BET specific surface area and clay content (a)、TOC (b) of shale samples

岩心浸水后气泡显示强烈, 收集气体可燃, 火焰高约 10 cm。现场解析含气量介于 0.43~1.21 m³/t, 平均 0.83 m³/t, 总含气量(损失气和解析气) 0.9~2.62 m³/t, 平均 1.73 m³/t。整体上, 鹿寨组一段页岩总含气量随埋深增加呈增大的趋势(图 11a)。气体组分甲烷含量占比在 93.5%~97.8%, 平均 95.2%, 为高热值干气(图

11b)。

研究区鹿寨组一段黑色碳质页岩甲烷等温吸附(66 °C, 干燥基)曲线显示(图 12a), 甲烷吸附量随着平衡压力的增大表现出先快速增大后缓慢减小的变化趋势, 这是因为实验得到的是甲烷过剩吸附量, 而不是绝对吸附量^[39]。利用超临界Langmuir模型对甲烷绝

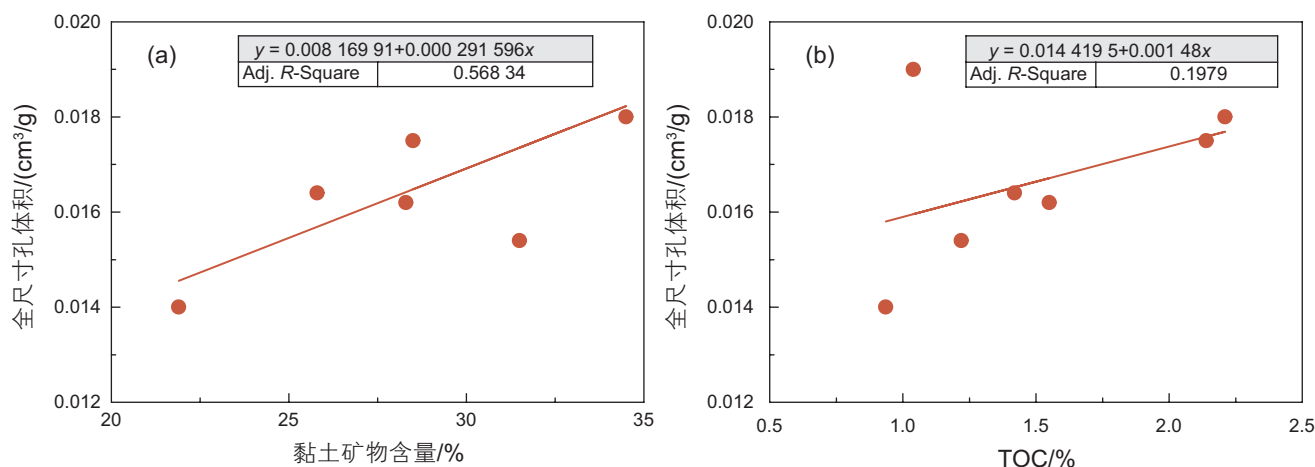


图 10 页岩孔隙体积与黏土矿物含量(a)和TOC(b)的关系

Fig. 10 Correlation between pore volume and clay content (a)、TOC (b) of shale samples

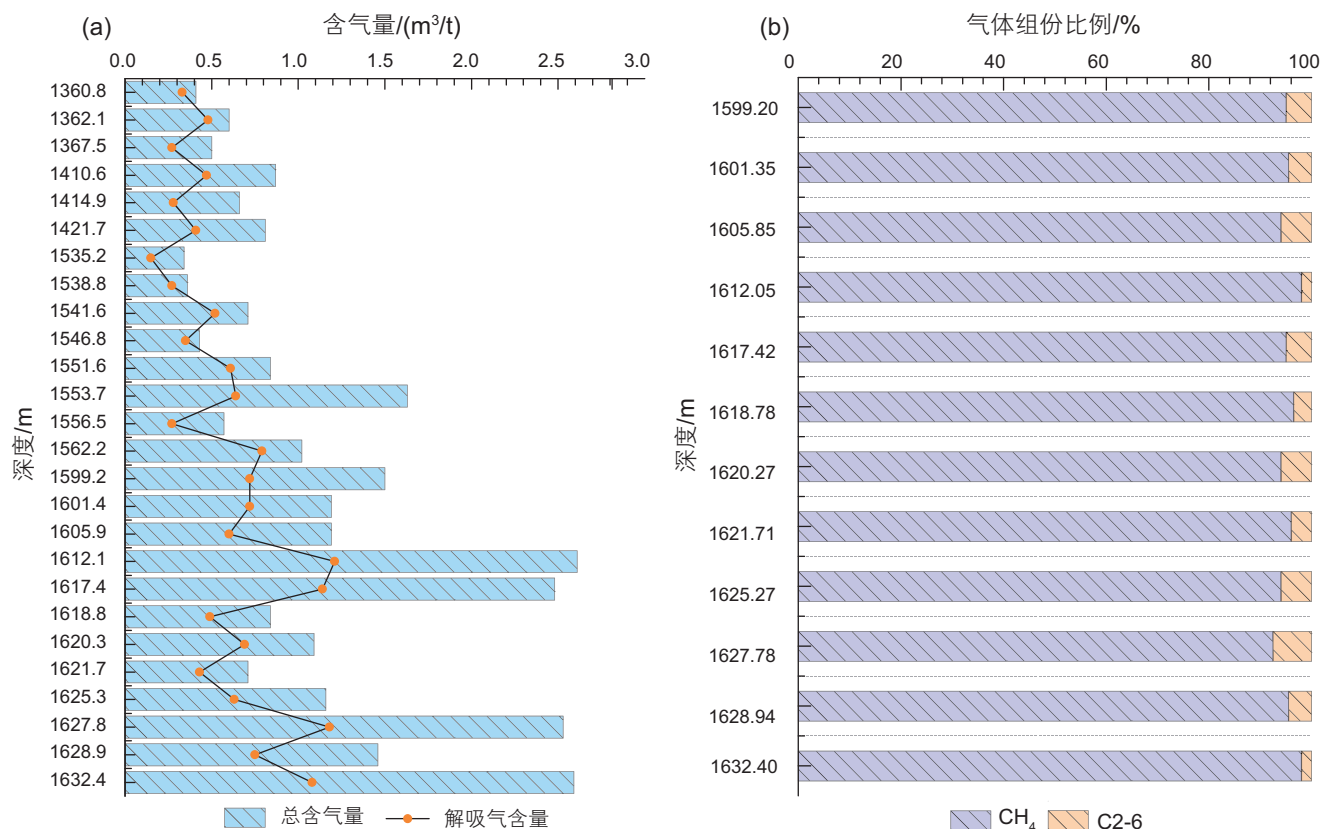


图 11 桂融页 1 井下石炭统鹿寨组一段现场总含气量(a)和气体组分(b)

Fig. 11 In-situ gas contents (a) and natural gas compositions (b) for the C_{1/z}¹ shale core samples of well Guirongye 1

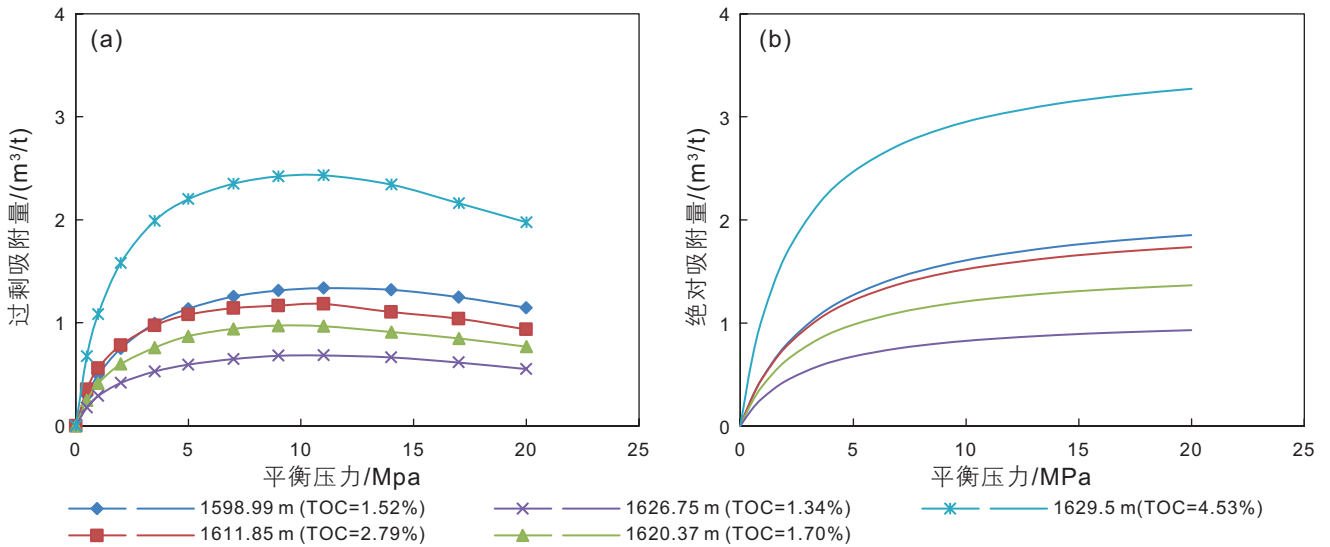


图 12 桂融页 1 井鹿寨组一段黑色碳质页岩甲烷等温吸附曲线 (a)过剩吸附量;(b)绝对吸附量

Fig. 12 Methane isothermal adsorption curves of black carbonaceous shale samples from the C₁l_z¹ for well Guirongye 1 (a)Excess adsorption; (b)Absolute adsorption capacity

对吸附量进行恢复^[40], 结果显示(图 12b), 5 块样品兰氏体积(甲烷绝对吸附量)为 1.07~3.67 m³/t, 平均 2.10 m³/t。表明鹿寨组一段黑色碳质页岩具有较强的吸附能力, 且随着有机质含量的增加, 甲烷绝对吸附量呈增大趋势(图 12b)。兰氏体积和兰氏压力(甲烷吸附量达到绝对吸附量一半时对应的平衡压力, 5 块样品平均值为 3.08 MPa)均为下文页岩气资源潜力评价的关键参数。

2.5 页岩气保存条件

顶、底板: 桂融页 1 井鹿寨组一段页岩气藏顶板为鹿寨组二段和三段深灰色致密泥灰岩、灰岩, 单层厚度达 70 m, 累计厚度达 210 m。同时, 鹿寨组上覆大塘阶黄金组灰色灰岩, 厚度达 720 m, 也可作为页岩气藏良好的盖层。鹿寨组下伏尧云岭组深灰色致密泥灰岩、灰质泥岩, 厚度达 490 m, 构成了鹿寨组一段页岩气藏底板。总的来说, 桂中坳陷北部鹿寨组一段顶、底板厚度大, 岩性致密, 封闭性好, 能有效阻挡页岩气的纵向散失^[41-42]。

构造作用: 研究表明, 燕山-喜马拉雅运动对桂中坳陷油气成藏和保存条件影响最大^[19]。强烈的构造挤压作用使得研究区早期形成的张性正断层转变成逆冲断层(如对柳城斜坡影响较大的四堡-福禄断裂和寿城-瓢里断裂)(图 1a), 这些逆冲断层被证实具有良好封闭性^[19]。此外, 燕山-喜马拉雅期剧烈的构造运动使得桂中坳陷及周缘全面抬升遭受剥蚀, 剥蚀厚度在 2500~5000 m, 由西往东(南)剥蚀强度逐渐增大,

石炭系地层在桂中坳陷北部出露。尽管如此, 下石炭统页岩在残留向斜核部得以较好保存, 埋藏深度多在

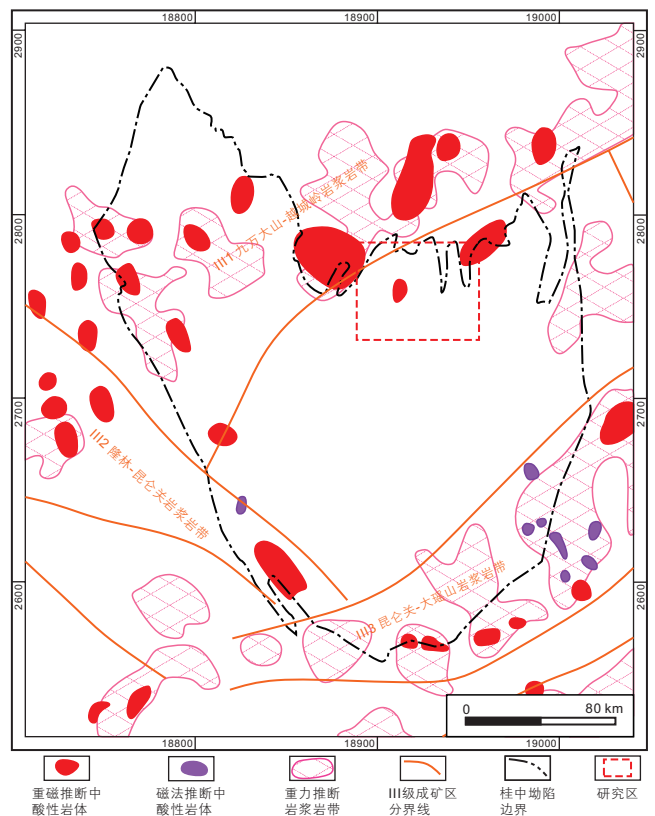


图 13 桂中坳陷及周缘地区深层岩浆体分布(据广西壮族自治区区域地质志, 2016)

Fig. 13 Distribution of deep magmatic bodies in the Guizhong Depression and its adjacent areas (modified from Regional Geology of Guangxi Zhuang Autonomous Region, 2016)

1000~3000 m, 成为页岩气富集成藏的主要位置。

岩浆活动: 岩浆活动同样对油气的保存起着至关重要的影响。一方面, 高温高压的岩浆会使干酪根沥青化及碳化; 另一方面, 岩浆上侵使得上部盖层拉张, 产生裂缝破坏盖层完整性, 失去封闭能力^[19]。桂中坳陷岩浆活动相对较弱, 岩浆岩体主要分布在坳陷西北部、西部和东南部, 沿深大断裂带发育^[41](图 13)。整体上看, 研究区远离岩浆岩带, 周边仅有小块岩浆岩体的分布, 岩浆活动较弱, 构造相对稳定, 页岩气得以有效保存。

水文地质条件: 地表温泉分布及温泉水循环深度可有效指示现今大气水下渗深度及地层水文地质开启程度^[42]。研究表明, 桂中坳陷温泉主要分布在东北部和东南部, 以低温温泉(5~40 °C)为主, 研究区内无温泉分布^[43]。据 δD 和 $\delta^{13}O$ 同位素资料计算^[42-44], 桂中地区温泉水循环深度多在 800~1000 m(图 14)。总体上看, 研究区水文地质开启程度较低, 地层封闭性较好, 有利于页岩气的富集保存。

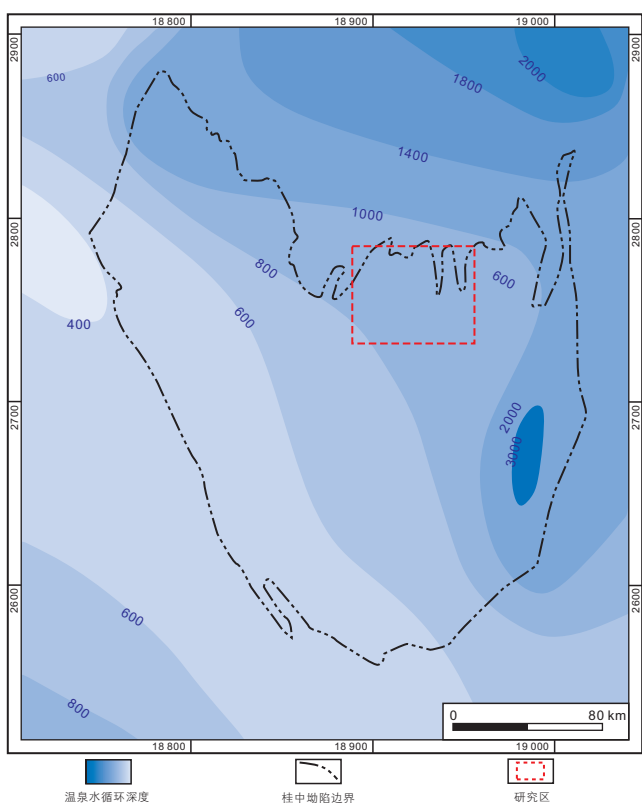


图 14 桂中坳陷及周缘现今温泉水循环深度(楼章华等^[17]; 金爱民等^[35])

Fig. 14 Current circulation depth of hot spring water in the Guizhong Depression and its adjacent areas (modified from Lou et al., 2011^[17]; Jin et al., 2011^[35])

3 页岩气资源潜力评价

目前, 研究区只有桂融页 1 井钻遇并钻穿了下石炭统鹿寨组地层, 二维地震测线仅覆盖研究区的沙坪复向斜(图 1a), 其它残留向斜鹿寨组一段黑色碳质页岩厚度及埋深等信息无法确定。因此, 综合基础地质资料丰富程度及矿权等因素, 本研究只对沙坪复向斜的下石炭统页岩气资源潜力进行评价。根据邻区下石炭统岩关阶页岩气有利区优选标准(据中国石油化工股份有限公司勘探分公司内部资料)及桂融页 1 井鹿寨组一段页岩气测显示情况, 将 1500~3500 m 作为研究区下石炭统鹿寨组页岩气勘探的有利埋深。结合二维地震资料, 沙坪复向斜内鹿寨组一段底界埋深介于 1500~3500 m 的面积为 85 km²。

根据《页岩气资源/储量计算与评价技术规范》(DZ/T 0254-2014), 采用静态法计算桂中坳陷北部沙坪复向斜鹿寨组一段页岩气地质资源量。由于鹿寨组一段页岩成熟度较高, 几乎不含液态烃类, 以溶解态赋存的页岩气含量极低, 可以忽略不计。因此, 在计算页岩气资源量时, 只需考虑吸附态和游离态页岩气^[45]。

吸附气地质资源量(Q_a , $10^8 m^3$)的计算公式如下:

$$Q_a = 0.01 \times A \times h \times \rho \times q_{\text{吸}} / Z_i \quad (1)$$

式中, A —有利页岩面积, km²; h —有效页岩厚度, m; ρ —页岩储层视密度, t/m³; $q_{\text{吸}}$ —页岩吸附能力, m³/t, 可根据甲烷等温吸附实验及兰氏方程^[45]确定; Z_i —天然气压缩因子, 无量纲。

游离气地质资源量(Q_f , $10^8 m^3$)的计算公式如下:

$$Q_f = 0.01 \times A \times h \times \Phi_g \times S_g / B_{gi} \quad (2)$$

式中, Φ_g —页岩储层孔隙度, %; S_g —游离气饱和度, %; B_{gi} —原始页岩气体积系数, 无量纲。

利用测井、地震及实验分析等手段, 获取相关计算参数(表 4), 可得桂中坳陷北部沙坪复向斜下石炭统鹿寨组一段页岩气地质资源量约为 $255.2 \times 10^8 m^3$ 。通过与四川盆地蜀南太阳页岩气田相关地质参数对比^[46], 结合研究区鹿寨组一段页岩有机质含量、含气量、地层压力系数及孔、渗等指标偏低的特点, 将页岩气技术采收率定为 15%, 可得页岩气技术可采资源量为 $38.3 \times 10^8 m^3$, 技术可采资源丰度 $0.45 \times 10^8 m^3/km^2$, 技术可采资源丰度较高, 页岩气勘探开发潜力较大。值得注意的是, 研究区鹿寨组页岩气藏整体上埋深较浅, 属于中浅层—中深层气藏, 较浅的埋深可有效降低页岩气开发成本, 进一步提升经济效益。

表 4 桂中坳陷北部沙坪复向斜下石炭统鹿寨组一段页岩气地质资源量参数赋值

Table 4 Parameters used to calculate geological resources of the $C_{1,lz}^1$ shale gas accumulations in the Shaping Synclinorium, northern Guizhong depression

参数	赋值	参数获取/估计方法
埋深/m	1600	桂融页 1 井钻探
有利页岩面积 A/km^2	85	地震、构造图及已有矿权
有效页岩厚度 h/m	30	桂融页 1 井钻探
TOC 含量/%	1.86	实验分析
页岩储层视密度 $\rho/(t/m^3)$	2.61	实验分析
页岩储层孔隙度 $\Phi_g/\%$	4.19	实验分析
游离气饱和度 $S_g/\%$	61.5	测井计算
地面标准压力/MPa	0.1	经验值
地面标准温度/K	295	经验值
地层温度/K	338.9	桂融页 1 井钻探
地层压力/MPa	16.8	桂融页 1 井钻探
天然气压缩因子 Z_i	0.84	图版
兰氏体积/ m^3	2.1	甲烷等温吸附实验
兰氏压力/MPa	3.08	甲烷等温吸附实验
页岩吸附能力 $q_{吸}/(m^3/t)$	1.78	兰氏方程

4 结论

(1) 桂中坳陷北部沙坪复向斜鹿寨组一段页岩气藏有利埋深为 1500~3500 m, 属中浅层-中深层气藏, 总体表现为: 底部黑色碳质页岩有机质含量高、类型为 II₁~II₂ 型、热演化程度适中, 生烃基础优越; 储层孔隙类型以有机质孔和溶蚀孔为主, 比表面积以微孔贡献为主, 孔体积则主要由微孔和介孔贡献; TOC 和

黏土矿物是微孔主要的控制因素, 黏土矿物是介孔的重要控制因素。

(2) 从有机地球化学、岩石学、储层物性及含气性等页岩基本地质特征来看, 研究区情况总体明显优于垭紫罗裂陷槽周缘其他同期地层, 并且埋藏适中, 有利面积达 85 km², 地质资源量为 255.2 × 10⁸ m³, 技术可采资源量为 38.3 × 10⁸ m³, 具有良好的页岩气勘探前景, 有望成为中国南方页岩气下石炭统勘探的重点区域。

参考文献

- [1] 张金川, 陶佳, 李振, 等. 中国深层页岩气资源前景和勘探潜力[J]. 天然气工业, 2021, 41(01): 15-28. [ZHANG J C, TAO J, LI Z, WANG X W, LI X Q, JIANG S L, WANG D S, ZHAO X X. Prospect of deep shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 15-28.]
- [2] 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(01): 1-14. [ZOU C N, ZHAO Q, CONG L Z, WANG H Y, SHI Z S, WU J, PAN S Q. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.]
- [3] 邹才能, 赵群, 董大忠, 等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(12): 1781-1796. [ZOU C N, ZHAO Q, DONG D Z, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.]
- [4] 张金川, 史淼, 王东升, 等. 中国页岩气勘探领域和发展方向[J]. 天然气工业, 2021, 41(08): 69-80. [ZHANG J C, SHI M, WANG D S, TONG Z Z, HOU X D, NIU J L, LI X Q, LI Z M, ZHANG P, HUANG Y Q. Fields and directions for shale gas exploration in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 69-80.]
- [5] 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(07): 1057-1068. [ZHAI G Y, WANG Y F, BAO S J, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity of marine shale gas and prospect forecast in southern China[J]. EarthScience, 2017, 42(07): 1057-1068.]

- [6] 梁兴, 徐政语, 张朝, 等. 昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(01): 11–28. [LIANG X, XU Z Y, ZHANG Z, WANG W X, ZHANG J H, LU H L, ZHANG L, ZHOU C, WANG G C, MEI Y. Breakthrough of shallow shale gas exploration in Taiyang anticline area and its significance for resource development in Zhaotong, Yunnan province, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 11–28.]
- [7] 苑坤, 王超, 覃英伦, 等. 黔南地区(黔紫页1井)发现上古生界海相页岩气[J]. 中国地质, 2017, 44(06): 1253–1254. [YUAN K, WANG C, QIN Y L, YU S F, CHEN R, SHI D S, BAO S J, LIN T, ZHOU Z. The discovery of Carboniferous shale gas in Qianziye-1 well of Qianan (southern Guizhou) depression[J]. Geology In China, 2017, 44(6): 1253–1254.]
- [8] 覃英伦, 张家政, 王玉芳, 等. 广西桂中坳陷(桂融页1井)探获石炭系鹿寨组页岩气[J]. 中国地质, 2020. [QIN Y L, ZHANG J Z, WANG Y F, KANG H X, LI J, ZHANG Z Y, XUE Z A, ZHANG Y X. Discovery of shale gas in Carboniferous Luzhai Formation of well Guirongye No. 1, Guizhong depression, Guangxi[J]. Geology in China, 2020, 1–3.]
- [9] 陈相霖, 苑坤, 林拓, 等. 四川岷紫罗裂陷槽西北缘(黔水地1井)发现上古生界海相页岩气[J]. 中国地质, 2021, 48(02): 661–662. [CHEN X L, YUAN K, LIN T, JIN C S, KANG H X. Discovery of shale gas within Upper Paleozoic marine facies by Qian Shuidi-1 well in the northwest of Yaziluo Rift trough, Sichuan Province[J]. Geology in China, 2021, 48(2): 661–662.]
- [10] 辛云路, 王劲铸, 金春爽. 南盘江盆地石炭系沉积体系及页岩气有利区带[J]. 现代地质, 2018, 32(04): 774–785. [XIN Y L, WANG J Z, JIN C S. Sedimentary System and the Shale-gas Favorable Area of the Carboniferous in the Nanpanjiang Basin[J]. Geoscience, 2018, 32(4): 774–785.]
- [11] 姜秉仁, 杨通保, 石富伦, 等. 黔西地区下石炭统旧司组页岩气聚集条件及含气性分析[J]. 现代地质, 2021, 35(02): 338–348. [JIANG B R, YANG T B, SHI F L, HANG M H, FU W. Shale gas accumulation conditions and gas-bearing properties of the lower carboniferous Jiusi formation in western Guizhou[J]. Geoscience, 2021, 35(2): 338–348.]
- [12] 王劲铸, 李小刚, 徐正建, 等. 南盘江坳陷东兰地区下石炭统鹿寨组页岩气成藏条件及有利区预测[J]. 地球科学, 2021, 46(05): 1814–1828. [WANG J Z, LI X G, XU Z J, XIN Y L, LI Z, LI Y W. Shale gas accumulation conditions and favorable-zone prediction in lower carboniferous Luzhai Formation in Donglan Area of Nanpanjiang depression, China[J]. Earth Science, 2021, 46(5): 1814–1828.]
- [13] 卢树藩, 陈祎, 罗香建, 等. 贵州石炭系黑色页岩层系沉积特征及分布规律研究[J]. 沉积学报, 2021, 39(03): 672–685. [LU S F, CHEN Y, LUO X J, HE B, FU H B. Sedimentary characteristics and distribution of the carboniferous black shale in Guizhou Province[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(3): 672–685.]
- [14] 张子亚, 吴超伟, 石砥石, 等. 以石门剖面为例分析桂北地区下石炭统页岩气勘探潜力[J]. 成都理工大学学报, 2019, 46(2): 162–169. [ZHANG Z Y, WU C W, SHI D S, QIN Y L, LIU X C, LUO W, XU S L, ZHAO Y Q, ZHANG C. Potential evaluation of the Lower Carboniferous shale gas in northern Guangxi, China: A case study of Shimen section at Daliang Village[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2019, 46(2): 162–170.]
- [15] 周雯, 姜振学, 仇恒远, 等. 桂中坳陷下石炭统鹿寨组页岩气成藏条件和有利区预测[J]. 石油学报, 2019, 40(07): 798–812. [ZHOU W, JIANG Z X, QIU H Y, JIN X C, WANG R H, CEN W P, TANG X L, LI X, WANG G Z, CAO X N, SUN Y. Shale gas accumulation conditions and prediction of favorable areas for the Lower Carboniferous Luzhai Formation in Guizhong depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(7): 798–812.]
- [16] 吴国干, 姚根顺, 徐政语, 等. 桂中坳陷改造期构造样式及其成因[J]. 海相油气地质, 2009, 14(01): 33–40. [WU G G, YAO G S, XU Z Y, GUO Q X, CHEN Z L. Structural patterns and origin of tectonic reformation in Guizhong depression[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(1): 33–40.]
- [17] 梅冥相, 马永生, 邓军, 等. 加里东运动构造古地理及滇黔桂盆地的形成——兼论滇黔桂盆地深层油气勘探潜力[J]. 地学前缘, 2005(03): 227–236. [MEI M X, MA Y S, DENG J, LI H, ZHENG K B. Tectonic palaeogeographic changes resulting from the Caledonian movement and the formation of the Dianqiangui Basin: Discussion on the deep exploration potential of oil and gas in the Dianqiangui Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 227–236.]
- [18] 白忠峰. 桂中坳陷构造特征及其与油气关系[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2006. [BAI Z F. Structural Characteristics and the relation with the petroleum and gas in Guizhong depression[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2006.]
- [19] 楼章华, 尚长健, 姚根顺, 等. 桂中坳陷及周缘海相地层油气保存条件[J]. 石油学报, 2011, 32(03): 432–441. [LOU Z H, SHANG C J, YAO G S, CHEN Z L, JIN A M. Hydrocarbon preservation conditions in marine strata of the Guizhong depression and its margin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(3): 432–441.]
- [20] 卢树藩, 何霖, 杜胜江. 黔南代页1井下石炭统打屋坝组页岩气地质条件及勘探前景[J]. 中国地质调查, 2016, 3(04): 6–11. [LU S F, HE B, DU S J. Geological conditions and exploration prospect of shale gas in Dawuba formation[J]. Geological Survey of China, 2016, 3(4): 6–11.]
- [21] 陈榕, 苑坤, 张子亚, 等. 黔西地区打屋坝组富含有机质页岩地球化学特征及其意义[J]. 石油实验地质, 2019, 41(01): 10–15. [CHEN R, YUAN K, ZHANG Z Y, XU Q F, LU S F, HE J B. Geochemical characteristics of organic-rich shale in the Dawuba Formation, western Guizhou Province[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1): 10–15.]
- [22] 杨懿婷, 张金川, 王香增, 等. 陆相页岩气的泥页岩评价—以延长下寺湾区上三叠统延长组长7段为例[J]. 东北石油大学学报,

- 2012, 36(04): 10–17. [YANG Y T, ZHANG J C, WANG X Z, et al. Source rock evaluation of continental shale gas: A case study of Chang 7 of Mesozoic Yanchang Formation in Xia Siwan area of Yanchang[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2012, 36(4): 10–17.]
- [23] 张子亚, 石砥石, 兰志勤, 等. 宁蒭-盐源盆地泥盆系油气地质特征及勘查方向. 石油科学通报, 2020, 02: 161–171. [ZHANG Zi Y, SHI D S, LAN Z Q, et al. Geological characteristics and exploration directions of devonian strata in the Ninglang-Yanyuan Basin. Petroleum Science Bulletin, 2020, 02: 161–171.]
- [24] 赵金洲, 任岚, 胡永全. 页岩储层压裂缝成网延伸的受控因素分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(01): 1–9. [Zhao J Z, Ren L, Hu Y Q. Controlling factors of hydraulic fractures extending into network in shale formations[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2013, 35(1): 1–9.]
- [25] 蒋恕. 页岩气开发地质理论创新与钻完井技术进步[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 17–23. [Jiang Shu. Geological theory innovations and advances in drilling and completion technology for shale gas development[J]. Drilling Petroleum Techniques, 2011, 39(3): 17–23.]
- [26] GUO T, ZHANG S, GE H, et al. A new method for evaluation of fracture network formation capacity of rock[J]. Fuel, 2015, 140: 778–787.
- [27] 位云生, 贾爱林, 何东博, 等. 中国页岩气与致密气开发特征与开发技术异同[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 43–52. [WEI Y S, JIA A L, HE D B, et al. Comparative analysis of development characteristics and technologies between shale gas and tight gas in China[J]. Natur Gasind, 2017, 37(11): 43–52.]
- [28] 陈捷, 易同生, 金军. 黔西石炭系旧司组页岩气成藏特征及勘探开发启示[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(08): 155–163. [CHEN J, YI T S, JIN J. Accumulation characteristics and exploration development revelation on shale gas in Jiusi Formation of Carboniferous in Qianxi[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(8): 155–163.]
- [29] 梅珏, 计玉冰, 任景伦, 等. 滇黔北坳陷下石炭统旧司组页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2021, 41(S 1): 51–59. [MEI J, JI Y B, REN J L, et al. Shale gas accumulation conditions in the Lower Carboniferous Jiusi Formation of Dianqianbei depression[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(S 1): 51–59.]
- [30] 罗小平, 吴飘, 赵建红, 等. 富有机质泥页岩有机质孔隙研究进展[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2015(1): 50–59. [LUO X P, WU P, ZHAO J H, et al. Study advances on organic pores in organic matter-rich mud shale[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2015, 42(1): 50–59.]
- [31] 纪文明, 宋岩, 姜振学, 等. 四川盆地东南部龙马溪组页岩微-纳米孔隙结构特征及控制因素[J]. 石油学报, 2016, 37(02): 182–195. [JI W M, SONG Y, JIANG Z X, et al. Micro-nano pore structure characteristics and its control factors of shale in Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 182–195.]
- [32] 陈萍, 唐修义. 低温氮吸附法与煤中微孔隙特征的研究[J]. 煤炭学报, 2001(05): 552–556. [CHEN P, TANG X Y. The research on the adsorption of nitrogen in low temperature and micro-pore properties in coal[J]. Journal of China Coal Society, 2001, 26(5): 552–556.]
- [33] 窦锦爱, 林业青, 邵丰, 等. 页岩气储层孔隙结构表征技术及实验方法研究进展[J]. 西安科技大学学报, 2020, 40(06): 1019–1030. [DOU J A, LIN Y Q, SHAO F, et al. Advances in characterization techniques and experimental methods of shale gas reservoir pore structure[J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 2020, 40(6): 1019–1030.]
- [34] 刘美. 页岩微-纳米孔隙特征及其与含气性关系研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2016. [LIU M. Research on the relationship between the characteristics of micro-nanometer pore and gas content of shale[D]. Northeast Petroleum University, 2016.]
- [35] 杨威, 蔡剑锋, 王乾右, 等. 五峰-龙马溪组海相页岩生-储耦合演化及对页岩气富集的控制效应. 石油科学通报, 2020, 02: 148–160. [YANG W, CAI J F, WANG Q Y, et al. The controlling effect of organic matter coupling with organic matter porosity on shale gas enrichment of the Wufeng-Longmaxi marine shale. Petroleum Science Bulletin, 2020, 02: 148–160.]
- [36] 魏祥峰, 刘若冰, 张廷山, 等. 页岩气储层微观孔隙结构特征及发育控制因素—以川南—黔北XX地区龙马溪组为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1048–1059. [Wei X F, Liu R B, Zhang T S, et al. Micro-pores structure characteristics and development control factors of shale gas reservoir: A case of Longmaxi Formation in XX area of southern Sichuan and northern Guizhou[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1048–1059.]
- [37] 高之业, 范毓鹏, 胡钦红, 等. 川南地区龙马溪组页岩有机质孔隙差异化发育特征及其对储集空间的影响. 石油科学通报, 2020, 01: 1–16. [GAO Z Y, FAN Y P, HU Q H, et al. Differential development characteristics of organic matter pores and their impact on reservoir space of Longmaxi Formation shale from the south Sichuan Basin. Petroleum Science Bulletin, 2020, 01: 1–16.]
- [38] 李廷敬, 姜振学, 许辰璐, 等. 沾化凹陷沙三下亚段陆相页岩储层微-纳米孔隙结构特征. 石油科学通报, 2017, 04: 445–456. [LI T W, JIANG Z X, XU C L, et al. Shale micro-nano pore structure characteristics in the lower third member of the continental Shahejie Formation, Zhanhua Sag. Petroleum Science Bulletin, 2017, 04: 445–456.]
- [39] 周尚文, 薛华庆, 郭伟, 等. 基于重量法的页岩气超临界吸附特征实验研究[J]. 煤炭学报, 2016, 41(11): 2806–2812. [ZHOU S W, XUE H Q, Guo W, et al. Supercritical isothermal adsorption characteristics of shale gas based on gravimetric method [J]. Journal of

- China Coal Society, 2016, 41(11) : 2806 – 2812.]
- [40] TIAN H, LI T, ZHANG T, et al. Characterization of methane adsorption on overmature Lower Silurian–Upper Ordovician shales in Sichuan Basin, southwest China: Experimental results and geological implications[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 156: 36–49.
- [41] 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(03): 617–628. [JIANG Z X, SONG Y, TANG X L, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 617–628.]
- [42] 刘东成. 桂中坳陷构造演化及油气保存条件分析[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009. [LIU D C. The analysis of tectonic evolution and preservation condition of oil and gas in Guizhong depression[D]. China University of Petroleum (East China), 2009.]
- [43] 楼章华, 金爱民, 付孝悦. 海相地层水文地球化学与油气保存条件评价[J]. *浙江大学学报(工学版)*, 2006(03): 501–505. [LOU Z H, JIN A M, FU X Y. Study on hydrogeochemistry and evaluation technology of petroleum preservation conditions for marine strata[J]. *Journal of Zhejiang University*, 2006, 40(3): 501–505.]
- [44] 金爱民, 尚长健, 李梅, 等. 桂中坳陷现今水文地质地球化学与油气保存[J]. *浙江大学学报(工学版)*, 2011, 45(04): 775–781. [JIN A M, SHANG C J, LI Mei, et al. Present hydrogeological-hydrogeochemical character sand hydrocarbon preservation conditions of Guizhong depression[J]. *Journal of Zhejiang University(Engineering Science)*, 2011, 45(4): 775–781.]
- [45] 董大忠, 王玉满, 黄旭楠, 等. 中国页岩气地质特征–资源评价方法及关键参数[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(9): 1583–1601. [Dong D Z, Wang Y M, Huang X N, et al. Discussion about geological characteristics, resource evaluation methods and its key parameters of shale gas in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(9): 1583–1601.]
- [46] 梁兴, 张朝, 单长安, 等. 山地浅层页岩气勘探挑战、对策与前景——以昭通国家级页岩气示范区为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(02): 27–36. [LIANG X, ZHANG Z, SHAN C A, et al. Exploration challenges, countermeasures and prospect of mountain shallow shale gas: A cased study on the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(2): 27–36.]

(责任编辑 刘冬冬 编辑 付娟娟)