

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.437>



广西融水地区石炭系鹿寨组优质页岩储层特征与成藏模式

胡志方^{1,2}, 王玉芳^{1,2*}, 翟刚毅^{1,2*}, 张家政^{1,2}, 康海霞^{1,2}, 薛宗安^{1,2}, 李娟^{1,2},
张云泉^{1,2}, 周惠^{1,2}

1. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100029
2. 中国地质调查局非常规油气地质实验室, 北京 100029

摘要: 主要以桂融页 1 井石炭系鹿寨组页岩为研究对象, 利用全岩—黏土 X 衍射、氩离子抛光扫描电镜、核磁共振、现场解吸和地化分析等多种测试手段, 结合测录井解释成果, 从岩石学、有机地球化学、矿物组成、孔隙类型、储层物性及含气性等方面, 系统评价了鹿寨组优质页岩储层特征。结果表明: ①石炭系鹿寨组一段优质页岩以黑色碳质页岩和灰黑色灰质页岩为主, 主要形成于裂陷海槽沉积环境下的深水相, 优质页岩连续厚度大, 具备良好的页岩气沉积基础; ②页岩有机碳含量高, 热演化程度适中, 具备良好的生烃基础和生烃能力; ③页岩脆性好, 孔隙空间发育良好, 现场解吸含气性好, 具备良好的页岩气储集能力; ④页岩分布连续稳定, 顶底板条件好, 逆断封堵断层有利于页岩气富集保存, 具备良好的页岩气保存条件。进一步证实了该地区石炭系鹿寨组具备良好的页岩气富集成藏条件。

关键词: 广西融水; 石炭系; 鹿寨组; 优质页岩; 储层特征; 油气地质。

中图分类号: P618.12

文章编号: 1000—2383(2023)04—1587—16

收稿日期: 2022—03—24

Reservoir Characteristics of High-Quality Shale of Carboniferous Luzhai Formation in Rongshui Area, Guangxi

Hu Zhifang^{1,2}, Wang Yufang^{1,2*}, Zhai Gangyi^{1,2*}, Zhang Jiazheng^{1,2}, Kang Haixia^{1,2}, Xue Zongan^{1,2},
Li Juan^{1,2}, Zhang Yunxiao^{1,2}, Zhou Hui^{1,2}

1. Oil & Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100029, China

2. Unconventional Oil and Gas Geology Laboratory, China Geological Survey, Beijing 100029, China

Abstract: This paper mainly takes the shale of Carboniferous Luzhai Formation of Guirongye 1 well as the research object, systematically evaluates the characteristics of high-quality shale reservoir of Luzhai Formation through the aspects of petrology, organic geochemistry, mineral composition, pore type, reservoir physical property and gas bearing property by using a variety of

基金项目: 渝黔—滇桂地区页岩气战略选区调查(No.DD20190108); 中美石炭系—二叠系页岩储层评价技术合作研究项目(No.2017YFE0106300)。

作者简介: 胡志方(1966—), 男, 教授级高级工程师, 主要从事油气和页岩气地质调查及勘探开发等方面的研究。ORCID: 0009-0001-5927-532X。E-mail: yjzshzf@163.com

*** 通讯作者:** 王玉芳(1977—), ORCID: 0000-0003-3000-2982。E-mail: 147444819@qq.com

翟刚毅(1958—), ORCID: 0000-0001-7587-9513。E-mail: zhaigangyi@126.com

引用格式: 胡志方, 王玉芳, 翟刚毅, 张家政, 康海霞, 薛宗安, 李娟, 张云泉, 周惠, 2023. 广西融水地区石炭系鹿寨组优质页岩储层特征与成藏模式. 地球科学, 48(4): 1587—1602.

Citation: Hu Zhifang, Wang Yufang, Zhai Gangyi, Zhang Jiazheng, Kang Haixia, Xue Zongan, Li Juan, Zhang Yunxiao, Zhou Hui, 2023. Reservoir Characteristics of High-Quality Shale of Carboniferous Luzhai Formation in Rongshui Area, Guangxi. *Earth Science*, 48(4): 1587—1602.

testing methods such as whole rock clay X-ray diffraction, argon ion polishing scanning electron microscope, nuclear magnetic resonance, field desorption and geochemical analysis, combined with logging interpretation results. The analysis results shows: ① the high-quality shale in the first member of Luzhai Formation of Carboniferous system is mainly black carbonaceous shale and gray black calcareous shale, which is mainly formed in deep-water facies under the sedimentary environment of rift trough. The high-quality shale has a continuous thickness and has a good shale gas sedimentary foundation; ② Luzhai shale formation has high organic carbon content, moderate degree of thermal evolution, and has good hydrocarbon generation basis and hydrocarbon generation capacity; ③ Luzhai shale formation has good brittleness, well developed pore space, good desorption gas bearing property on site and good shale gas storage capacity; ④ The distribution of shale is continuous and stable, and the conditions of roof and floor are good. Fault reverse plugging is conducive to the enrichment and preservation of shale gas, which has good conditions for shale gas preservation. It is further confirmed that the Carboniferous Luzhai Formation in this area has good conditions for rich shale gas accumulation.

Key words: Rongshui area; Guangxi; Carboniferous; Luzhai Formation; high-quality shale; reservoir characteristics; petroleum geology.

0 引言

我国南方发育了震旦系—寒武系、奥陶系—志留系和泥盆系—石炭系等多套海相页岩层系,页岩气资源潜力大(梁狄刚等,2009;牟传龙等,2011;孟庆峰和侯贵廷,2012;刘树根等,2014;邹才能等,2015;赵文智等,2016;Zhai *et al.*, 2018;马永生等,2018).但迄今为止,仅四川盆地及周缘地区的奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩取得了规模化开发,初步明确了五峰—龙马溪组页岩气富集成藏规律(王社教等,2009;郭旭升,2014;郭彤楼和张汉荣,2014;王红岩等,2015;金之钧等,2016;聂海宽等,2016;李昂等,2016;翟刚毅等,2017;Zhai *et al.*, 2018).震旦系—寒武系页岩气调查也在部分地区取得点上突破(黄金亮等,2012;单长安等,2015;刘斌和付育武,2016;翟刚毅等,2017;王玉芳等,2017a, 2017b; Wang *et al.*, 2018;Zhai *et al.*, 2019;翟刚毅等, 2020).而湘黔桂地区广泛发育的泥盆系—石炭系页岩气调查仅在部分地区取得一些良好发现,还未取得重要突破(侯方浩等,1988;胡东风等,2018;辛云路等,2018;梅珏等,2021;陈相霖等,2021).自2013年以来,中国地质调查局油气资源调查中心一直致力于滇黔桂地区页岩气基础地质调查和战略选区评价,通过大量的野外地质调查、二维地震勘探及调查井钻探,初步摸清了泥盆系—石炭系页岩台盆相间沉积特征,其中富有机质页岩主要沿坳紫罗裂陷槽和右江裂陷槽分布.

在“源—成—藏”页岩气富集成藏理论指导下,通过页岩气战略选区评价,优选广西融水地区页岩

气有利区,部署实施了桂融页1井参数井钻探,首次钻获石炭系鹿寨组一段暗色泥页岩累计厚度278.67 m,含气层193.5 m/8层,其中富有机质优质页岩甜点段连续厚度43.0 m,主要岩性为灰黑色灰质页岩和黑色碳质页岩,富有机质页岩中脆性矿物由石英、长石、方解石、黄铁矿等构成,脆性矿物总量变化于59.2%~89.10%之间,均值72.49%.鹿寨组一段页岩有机碳含量TOC为0.43%~6.53%,平均1.63%,其中有机碳含量大于2%的累计厚度约95.6 m.页岩热演化程度 R_o 为2.35%~2.77%,平均约2.62%,热演化程度适中.取心段现场解析气量高达1.21 m³/t(1 612 m处),解析气体点火可燃,全井气测全烃值最高33.99%(1 547.5 m),甲烷含量占95%以上.进一步证实了桂中坳陷柳城斜坡在早石炭世处于深水沉积相区,具备良好的页岩气富集成藏条件.

1 区域地质概况

桂中坳陷位于广西中北部,是滇黔桂盆地东北部的一个次级构造单元,在大地构造上处于扬子陆块南缘与华南加里东褶皱带的结合部位.西以南丹—都安断裂与罗甸断坳相接,北邻江南隆起,东以龙胜—永福断裂与大瑶山隆起、桂林坳陷相连,南端为大明山隆起,面积约4.6万平方千米.桂中坳陷是广西地区最重要的含油气盆地,坳陷内广泛发育泥盆系—中三叠统泥页岩,泥页岩具有厚度大、有机质丰度高和成熟度高的特点,近几年多口页岩气井取得良好发现(贺训云等,2010;周雯等,2019).

桂中坳陷总体构造单元格局为“四凹三凸一斜坡”,即环江浅凹、宜山断凹、红渡浅凹、象州浅凹、马山断隆、罗城低凸起、柳江低凸起及柳城斜坡(图1)。

桂中坳陷内广泛分布的泥盆系—石炭系海相沉积是页岩气主要目的层,本文研究区位于柳城斜坡东北缘,区域上地层发育完整,从元古界至第四系(除奥陶系、志留系、侏罗系和第三系外)均有出露,以寒武系、泥盆系和石炭系分布最广。桂融页1井开孔层位为古生界石炭系上统罗城组,自上而下依次钻遇上古生界石炭系上统罗城组,石炭系下统寺门组、黄金组、鹿寨组、尧云岭组;泥盆系上统五

指山组,泥盆系中统东岭岗组、信都组和下古生界寒武系下统清溪组(未穿),完钻井深3 305 m。

2 石炭系鹿寨组页岩沉积岩相特征

2.1 石炭系鹿寨组页岩沉积特征

从桂融页1井钻遇的石炭系鹿寨组页岩沉积层序分析结果来看(图2),鹿寨组页岩主要以黑色碳质页岩为主,夹少量泥质灰岩,只在顶底出现厚层灰岩。鹿寨组页岩共划分为6个准层序组,其中Sq2层序的高位体系域和海侵体系域都只有一个准层

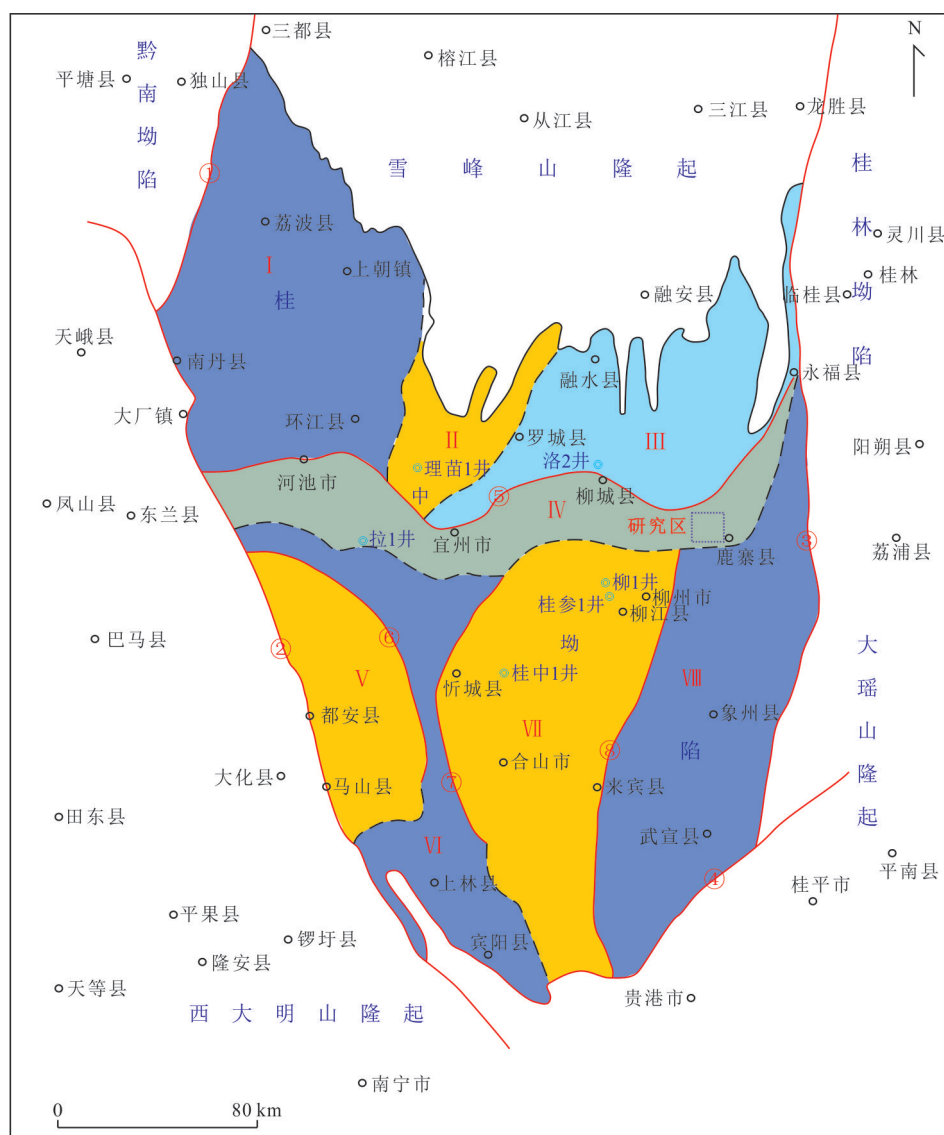


图1 桂中坳陷构造单元划分

Fig.1 Tectonic units division of Guizhong depression

桂中坳陷构造单元划分:I.环江浅凹;II.罗城凸起;III.柳城斜坡;IV.宜山断凹;V.马山凸起;VI.红渡浅凹;VII.柳江凸起;VIII.象州断陷;主要断裂名称:①三都断裂;②南丹—昆仑关断裂带;③龙胜—永福断裂带;④凭祥—大黎断裂带;⑤河池—柳城断裂带;⑥加贵—古蓬断裂带;⑦里苗—乔贤断裂;⑧柳州—来宾断裂带

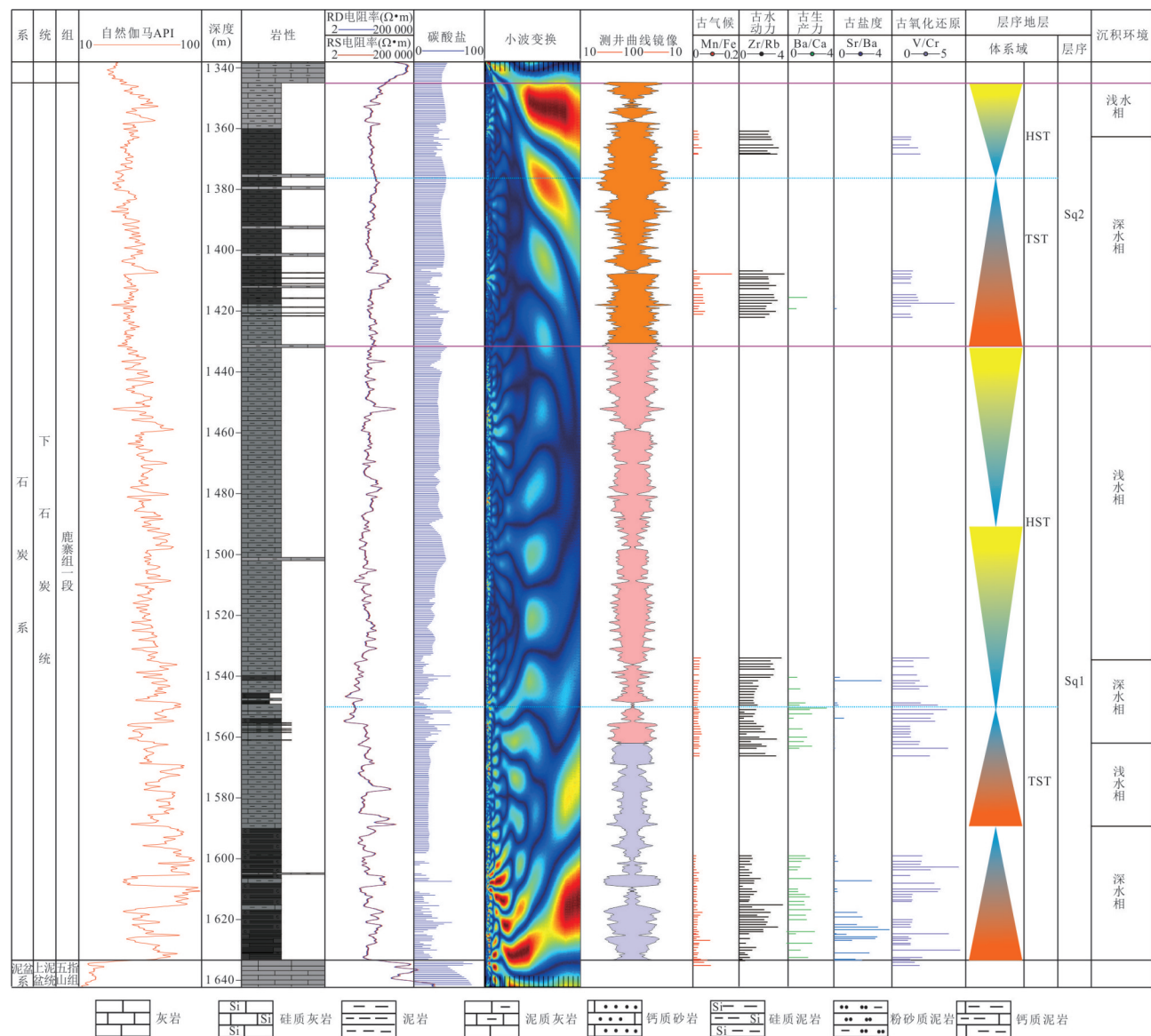


图2 桂融页1井石炭系鹿寨组一段沉积层序单元划分

Fig.2 Sedimentary sequence units division of the first section of Luzhai Formation in Carboniferous system of Guirongye 1 well

序组;Sq1 层序的高位体系域和海侵体系域都有两个准层序组.从沉积环境来看,桂融页1井石炭系鹿寨组属于浅水斜坡和深水斜坡沉积相,其中优质页岩甜点段主要为深水相沉积.古水动力相对较大,古盐度在底部接近泥盆统五指山组的界面有变大趋势,整体表现偏氧化环境.

通过结合广西融水—荔浦地区已有钻井和典型野外地质剖面,建立了下石炭统廊带剖面(图3).早石炭世鹿寨组Sq1层序海侵体系域(TST)时期,整个研究区接受沉积,深水陆棚—盆地相的面积开始扩大,占据了二分之一的面积,说明研究区在这个阶段水体面积开始扩大,水深加深较快,深水相沉积面积增加,北部及东北部形成开阔台地,且整

个研究区沉积相带由复杂趋于稳定.

广西融水—荔浦地区位于垭紫罗主裂陷槽东南缘的次级裂陷槽,从该地区石炭系鹿寨组页岩沉积相分布特征来看(图3),早石炭世鹿寨组页岩从东北向西南依次分布连续的开阔台地相、浅水相、深水斜坡相和深水盆地相,早石炭世鹿寨组海侵体系域时期整体接受沉积,深水相沉积面积开始扩大,水体加深较快,深水相优质页岩主要沿次级裂陷槽呈条带状分布.桂融页1井钻遇的鹿寨组一段页岩为深水盆地相带,柳地1井及谭头剖面位于深水一次深水相带,石门剖面位于浅水陆棚相带,田岭剖面位于深水盆地相带.

桂融页1井钻遇石炭系主要目的层段鹿寨组一

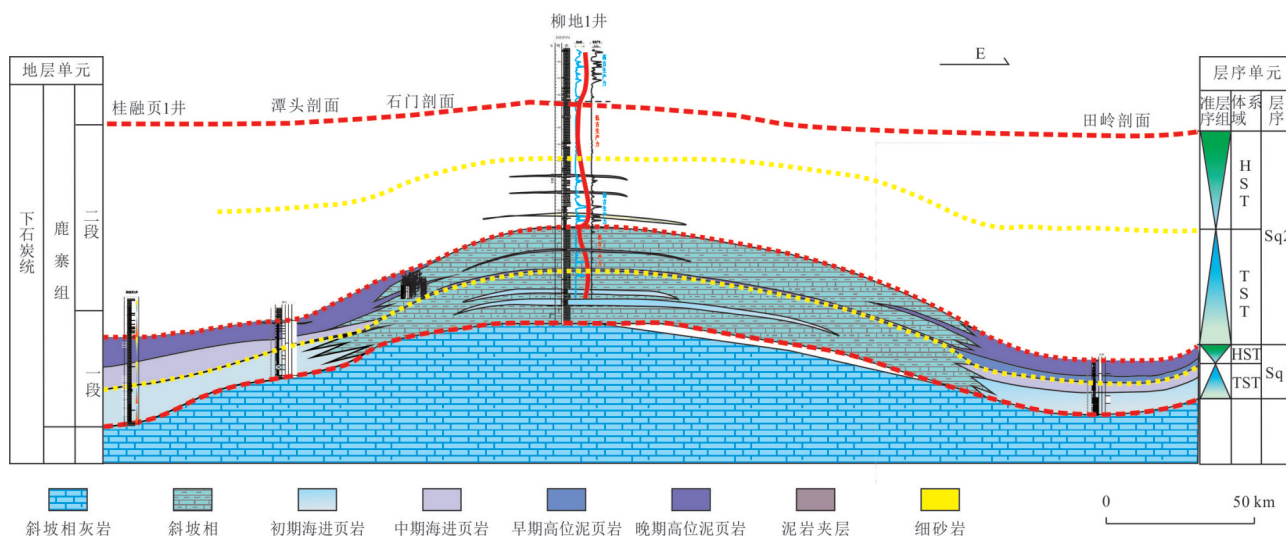


图3 广西融水—荔浦地区下石炭统鹿寨组沉积相分布

Fig.3 Sedimentary facies distribution of Luzhai Formation of Lower Carboniferous at Rongshui-Lipu area in Guangxi

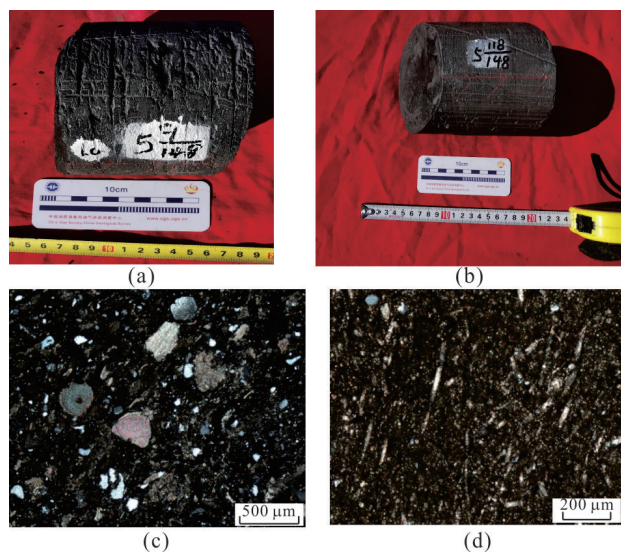


图4 桂融页1井鹿寨组取心照片及薄片分析

Fig.4 Coring photos and slice analysis of Luzhai Formation of Guirongye 1 well

a. 井段 1 599.54~1 599.64 m 岩心照片, 黑色碳质页岩, 页理发育; b. 井段 1 612.95~1 613.06 m 岩心照片, 黑色碳质页岩; c. 井段 1 615.6 m 含生屑泥岩; d. 井段 1 538.18 m 含泥含灰生屑粉晶白云岩

段(1 345.00~1 633.50 m)厚度 288.50 m. 岩性组合上部为深灰色、黑灰色灰质泥岩夹薄层深灰色泥灰岩, 中部为灰黑色泥岩夹黑色含碳页岩及深灰色泥灰岩, 底部为黑色碳质页岩、灰质页岩(图 4a, 图 4b).

2.2 石炭系鹿寨组页岩岩相特征

本文桂融页1井取心资料为基础, 通过页岩矿物组成的特征分析, 采用岩石矿物组分三端元图版

岩相分类法对页岩进行岩石相划分(表1).

鹿寨组(C_1Lz)主要为深灰色薄层硅质岩、硅质泥岩、粉砂质泥岩、泥岩、海百合碎屑灰岩、泥晶灰岩、碳质页岩和砂岩等. 主要有介形类、菊石、牙形刺和薄壳腕足类等早石炭世生物化石(彭中勤等, 2014; 罗胜元等, 2016; 胡东风等, 2018; 辛云路等, 2018; 周雯等, 2019). 桂融页1井早石炭世鹿寨组取心薄片分析中多见到棘皮类生物碎屑、介壳类碎屑和海绵骨针等(图 4c, 图 4d). 根据取心段不同点的岩相分析结果, 黑色页岩集中在富灰硅质页岩相(S-1)、富硅/泥混合质页岩相(M-2)、富灰/硅混合质页岩相(M-1)、富泥灰质页岩相(C-1)等四类岩相内(图 5), 主要反映深水斜坡相的沉积特征.

2.3 石炭系鹿寨组页岩矿物特征

桂融页1井石炭系鹿寨组富有机质页岩中脆性矿物由石英、长石、方解石、黄铁矿等构成, 脆性矿物总量变化于 59.2%~89.1% 之间, 均值 72.49%(图 6a). 根据对测试样品的统计表明, 石英和方解石为最主要的脆性矿物, 样品中石英和方解石含量平均值占脆性矿物总量近 90%, 分布在 77.20%~100%. 脆性矿物中石英含量平均占比约为 41.2%, 方解石平均占比约为 30.33%. 碳酸盐岩矿物主要以方解石为主, 白云石少量. 黄铁矿含量较为丰富, 88.9% 的样品中被检测出黄铁矿成分, 其含量变化与 2%~4%, 均值 2.53%(图 6b, 表 2).

石炭系鹿寨组页岩粘土矿物以伊利石为主, 高岭石和伊/蒙混层次之, 黏土矿物总量含量介于 4%~45%, 均值 34.60%(图 5); 伊利石占粘土矿物

表 1 石炭系海相页岩岩相分类
Table 1 Lithofacies classification of Carboniferous marine shale

大类		亚类	硅质含量	灰质含量	泥质含量
		硅岩	>75%	<25%	<25%
S	硅质页岩	S-1	富灰硅质页岩	50%~75%	25%~50%
		S-2	硅质页岩	50%~75%	<25%
		S-3	富泥硅质页岩	50%~75%	<25%
M	混合质页岩	M-1	富灰/硅混合质页岩	25%~50%	25%~50%
		M-2	富泥/硅混合质页岩	25%~50%	<25%
		M-3	混合质页岩	25%~50%	25%~50%
		M-4	富泥/灰混合质页岩	<25%	25%~50%
		泥岩	<25%	<25%	>75%
CM	泥质页岩	CM-1	富硅泥质页岩	25%~50%	<25%
		CM-2	泥质页岩	<25%	<25%
		CM-3	富灰泥质页岩	<25%	25%~50%
		灰岩	<25%	>75%	<25%
C	灰质页岩	C-1	富硅灰质页岩	25%~50%	50%~75%
		C-2	灰质页岩	<25%	50%~75%
		C-3	富泥灰质页岩	<25%	50%~75%

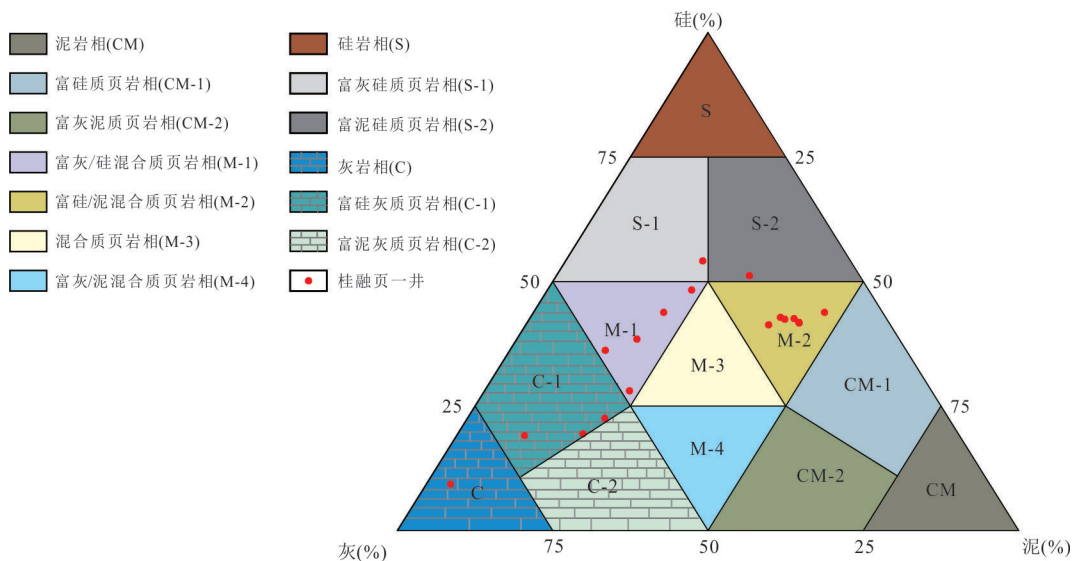


图 5 页岩岩相划分方案示意图
Fig.5 Diagrammatic of shale lithofacies division

总量的 14%~66%，平均 50.13%；高岭石占粘土矿物总量的 14%~66%，平均 25.26%；伊蒙混层占粘土矿物总量的 7%~44%，平均 19.93%；绿泥石含量较低，占粘土矿物总量的 2%~8%，平均 4.66%（图 6c，表 3）。

3 石炭系鹿寨组页岩有机地化特征

3.1 石炭系鹿寨组页岩有机碳特征

依据研究区主要钻井、野外典型剖面采样 TOC

分析结果，分析了广西融水—荔浦地区石炭系鹿寨组有机碳 TOC 含量整体分布（图 7），石炭系鹿寨组页岩 TOC 含量在研究区中南部较高，向北递减，罗城—柳城—柳州—荔浦一带是 TOC 含量较高的区域。田岭剖面的 TOC 含量最高，均大于 2%，桂融页 1 井次之，平均值约 1.63%，潭头剖面、石门剖面 TOC 含量一般，潭头剖面 TOC 含量 1.0%~1.5%，石门剖面 TOC 含量约为 1%；而柳地 1 井和桂东塘 1 井的 TOC 含量较低，平均值小于 1%。其中鹿寨组

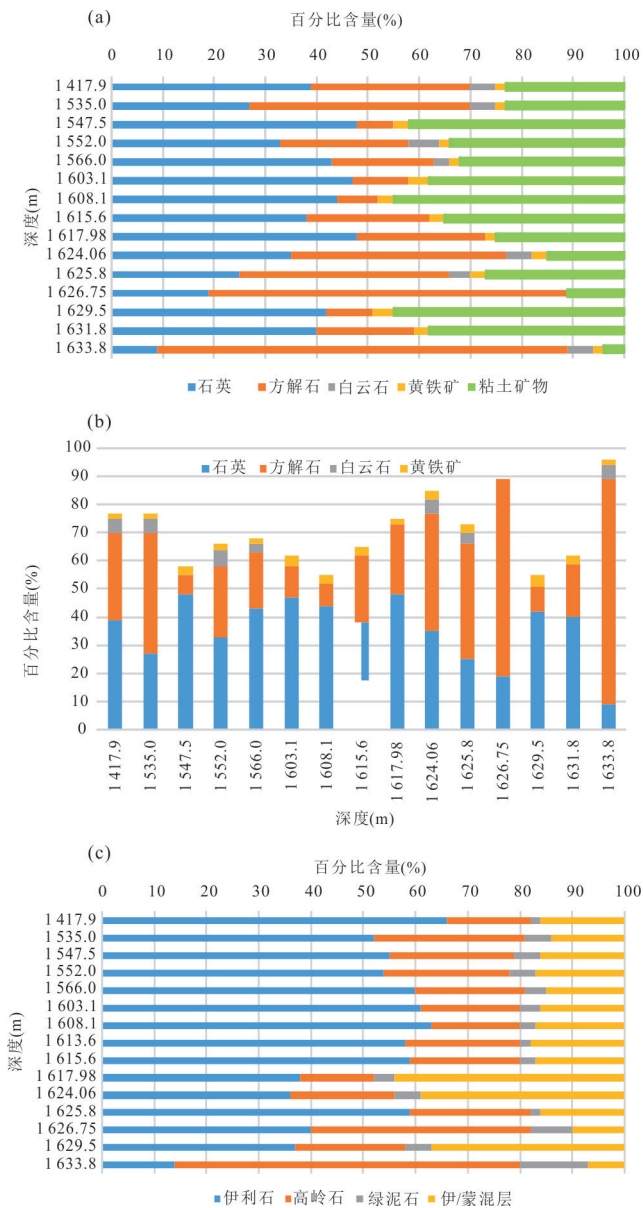


图6 桂融页1井石炭系鹿寨组富有机质页岩矿物成分分析
Fig.6 Mineral composition analysis of organic-rich shale of Lu-zhai Formation in Carboniferous system of Guirongye 1 well

a. 桂融页1井石炭系鹿寨组页岩全岩矿物分析; b. 桂融页1井石炭系鹿寨组脆性矿物组分含量占比图; c. 桂融页1井石炭系鹿寨组富有机质页岩黏土矿物组分含量占比图

一段TOC值主要分布在1.50%~6.54%之间,占比达54%,属较好烃源岩类型.桂融页1井位于鹿寨组底部的鹿寨组一段页岩TOC含量相对较高,测试最高值为5.15%,平均为1.99%;位于中上部的鹿寨组二段和鹿寨组三段页岩TOC含量相对较低,平均为1.05%左右(图8).

表2 桂融页1井取心样品X-衍射全岩矿物分析
Table 2 X-ray diffraction whole-rock mineral analysis of Guirongye 1 well coring sample

深度(m)	矿物成分含量(%)							
	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	菱铁矿	黄铁矿	黏土矿物
1 417.90	39	0	0	31	5	0	2	23
1 535.00	27	0	0	43	5	0	2	23
1 547.50	48	0	0	7	0	0	3	42
1 552.00	33	0	0	25	6	0	2	34
1 566.00	43	0	0	20	3	0	2	32
1 603.10	47	0	0	11	0	0	4	38
1 608.10	44	0	0	8	0	0	3	45
1 615.60	38	0	0	24	0	0	3	35
1 617.98	48	0	0	25	0	0	2	25
1 624.06	35	0	0	42	5	0	3	15
1 625.80	25	0	0	41	4	0	3	27
1 626.75	19	0	0	70	0	0	0	11
1 629.50	42	0	0	9	0	0	4	45
1 631.80	40	0	0	19	0	0	3	38
1 633.80	9	0	0	80	5	0	2	4
3 014.80	35	0	6	0	16	0	3	40
3 023.80	68	0	6	0	0	0	2	24
3 265.30	28	0	17	0	0	0	0	55
3 266.50	37	2	24	0	0	0	0	37
3 288.40	38	0	22	21	2	0	0	17

3.2 石炭系鹿寨组页岩热演化特征

利用研究区已有钻井和典型剖面如桂融页1井、潭头剖面、石门剖面、东塘1井等的采样热演化程度分析结果,分析了广西融水—荔浦地区石炭系鹿寨组页岩成熟度分布特征(图9),下石炭统鹿寨组页岩的成熟度分布总体特征为:有机质泥页岩镜质体反射率整体区间在0.5%~2.5%,呈东西向延伸,由高至低呈一定间距的条带状分布,大部分地区为成熟—高成熟,西部的桂融页1井、潭头剖面、石门剖面区位于高成熟区,东部田岭剖面位于低成熟区,而中部的桂柳地1井和东塘1井位于中高成熟区.

从桂融页1井石炭系鹿寨组页岩取心样品镜质体反射率Ro分析结果来看(表4),鹿寨组页岩镜质体反射率Ro分布在2.08%~2.87%,平均为2.57%,处于高成熟—过成熟演化阶段.潭头剖面露头样品页岩镜质体反射率Ro分布在2.29%~2.34%,平均为2.33%,处于高成熟—过成熟演化阶段.

表 3 桂融页 1 井取心样品 X-衍射粘土矿物分析

Table 3 X-ray diffraction clay mineral analysis of Guirongye 1 well coring sample

深度(m)	黏土矿物含量(%)						伊/蒙混层比(%)	
	蒙皂石	伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙混层	绿/蒙混层	蒙皂石层	伊利石层
	S	I	K	C	I/S	C/S	S(%)	I(%)
1 417.90	0	66	16	2	16	0	10	90
1 535.00	0	52	29	5	14	0	10	90
1 547.50	0	55	24	5	16	0	10	90
1 552.00	0	54	24	5	17	0	10	90
1 566.00	0	60	21	4	15	0	10	90
1 603.10	0	61	19	4	16	0	10	90
1 608.10	0	63	17	3	17	0	10	90
1 613.60	0	58	22	2	18	0	10	90
1 615.60	0	59	21	3	17	0	10	90
1 617.98	0	38	14	4	44	0	5	95
1 624.06	0	36	20	5	39	0	5	95
1 625.80	0	59	23	2	16	0	10	90
1 626.75	0	40	42	8	10	0	5	95
1 629.50	0	37	21	5	37	0	5	95
1 633.80	0	14	66	13	7	0	5	95
3 014.80	0	54	6	30	10	0	5	95
3 023.80	0	61	4	20	15	0	5	95
3 265.30	0	43	6	40	11	0	5	95
3 266.50	0	61	3	28	8	0	5	95
3 288.40	0	54	6	33	7	0	5	95

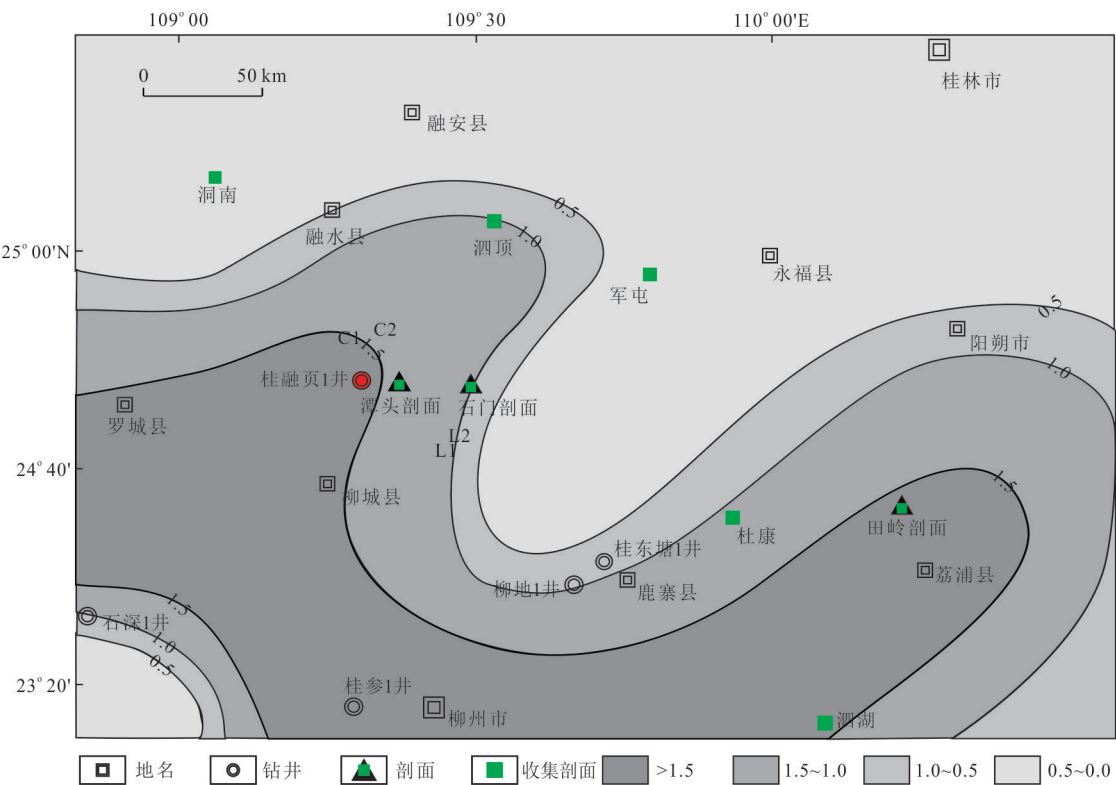


图 7 广西融水—荔浦地区石炭系鹿寨组页岩有机质丰度 TOC 等值线

Fig.7 TOC contour map of Luzhai Formation of Carboniferous system in Rongshui-Lipu area in Guangxi

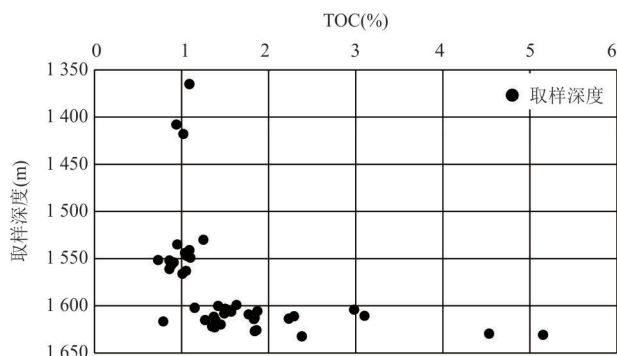


图8 桂融页1井鹿寨组页岩取心样品实验室 TOC 分析测试结果

Fig.8 Laboratory TOC test results of Luzhai Formation shale coring sample of Guirongye 1 well

3.3 石炭系鹿寨组页岩有机质类型

通过对桂融页1井石炭系鹿寨组取心页岩干酪根显微组分鉴定及类型划分(表5),石炭系鹿寨组页岩中有机质以腐泥组和壳质组为主,腐泥组平均含量为38.92%,壳质组平均含量为41.69%。其次为镜质组,平均含量为13.76%。惰质组含量最低,仅为5.61%,根据SY/T5125-2014透射光—荧光干酪根显微组分鉴定及类型划分方法标准,类型指数<

80~40时干酪根类型为Ⅱ₁型,类型指数<40~0时干酪根类型为Ⅱ₂型,因此本区鹿寨组页岩有机质类型主要为Ⅱ₁和Ⅱ₂型。

4 石炭系鹿寨组页岩储层特征

4.1 石炭系鹿寨组页岩孔渗特征

桂融页1井石炭系鹿寨组页岩取心段样品实验室孔隙度、渗透率测试结果显示,鹿寨组一段页岩孔隙度范围0.72%~2.77%,平均为1.51%;渗透率范围在 $0.0003 \times 10^{-3} \sim 0.3421 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.0613 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。桂融页1井测井解释石炭系鹿寨组页岩孔隙度范围在0.90%~6.40%,平均为2.07%;渗透率范围在 $0.001 \times 10^{-3} \sim 2.831 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.1429 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,鹿寨组页岩储层属于超低孔低渗储层。

4.2 石炭系鹿寨组页岩孔隙发育特征

从氩离子抛光扫描电镜分析结果来看,桂融页1井石炭系鹿寨组页岩孔隙无机孔和有机孔比较发育,无机孔类型以矿物溶蚀孔、粒内孔、粒间孔、层间缝为主,有机质孔相对发育,局部发育草莓状黄铁矿及充填的有机质晶间孔(图10)。从核磁共振测

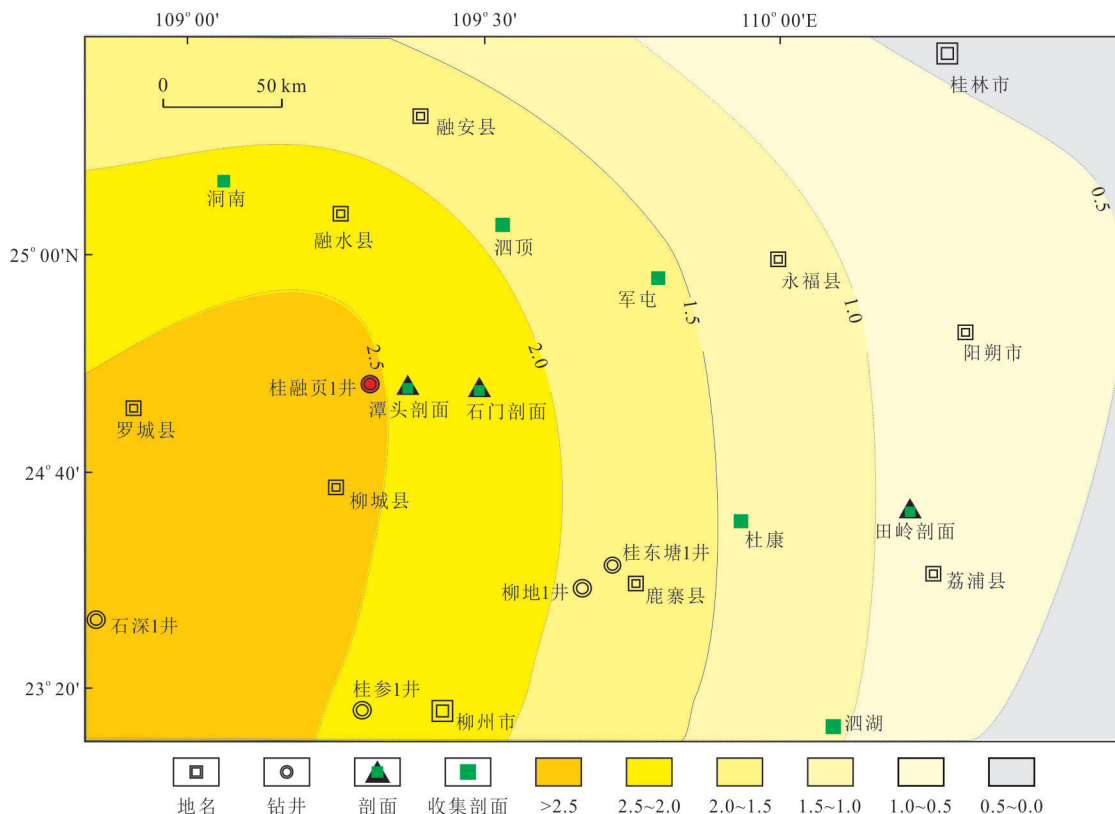


图9 广西融水—荔浦地区下石炭统鹿寨组页岩成熟度 Ro 等值线图

Fig.9 Ro contour map of Luzhai Formation of Carboniferous system in Rongshui-Lipu area in Guangxi

表 4 桂融页 1 井取心样品镜质体反射率 R_o 分析测试结果

Table 4 Laboratory R_o test results of Guirongye 1 well coring sample

采样深度(m)	镜质体反射率 R_o (%)		
	最小值	最大值	平均值
1 256.00	1.82	2.23	2.08
1 362.06	2.5	2.79	2.62
1 417.90	2.15	2.30	2.32
1 419.98	2.45	2.72	2.65
1 461.00	2.07	2.28	2.16
1 535.00	2.35	2.62	2.43
1 536.01	2.56	2.89	2.67
1 547.50	2.65	2.91	2.71
1 552.00	2.52	2.89	2.73
1 554.50	2.52	2.87	2.64
1 566.00	2.56	2.95	2.82
1 603.10	2.53	2.97	2.85
1 605.00	2.1	2.32	2.21
1 608.10	2.45	2.93	2.84
1 615.60	2.59	3.05	2.87
1 617.98	2.29	2.6	2.46
1 629.50	2.59	2.82	2.68
2 350.00	3.25	3.39	3.32
3 014.80	3.08	3.52	3.29
3 265.30	3.75	4.08	3.91
TT-03	2.18	2.4	2.29
TT-08(b)	2.22	2.47	2.31
TT-13(t)	2.17	2.45	2.34

表 5 桂融页 1 井取心样品干酪根显微组分鉴定及类型划分

Table 5 Identification and classification of kerogen macerals of Guirongye 1 well coring sample

深度(m)	腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组	类型	
	(%)	(%)	(%)	(%)	类型指数	类型
	腐泥组无定形体	腐殖无定形体	正常镜质体	丝质体		
1 419.98	43	36	10	11	42.5	Ⅱ ₁
1 536.01	34	43	13	10	35.8	Ⅱ ₂
1 554.50	44	35	9	12	42.8	Ⅱ ₁
1 603.05	38	39	10	13	37.0	Ⅱ ₂
1 629.50	40	43	9	8	46.8	Ⅱ ₁
1 417.90	42	42	12	4	50.0	Ⅱ ₁
1 535.00	38	39	21	2	39.8	Ⅱ ₂
1 547.50	37	45	16	2	45.5	Ⅱ ₁
1 566.00	39	41	17	3	43.8	Ⅱ ₁
1 603.10	40	38	20	2	42.0	Ⅱ ₁
1 608.10	35	46	18	1	43.5	Ⅱ ₁
1 615.60	37	48	13	2	49.3	Ⅱ ₁
1 625.80	39	47	11	3	51.3	Ⅱ ₁

井资料解释结果来看,鹿寨组一段 1 605~1 635 m 优质页岩孔径分布主要集中在 10~30 nm 范围, 10 nm 以下的微孔占比达 40% 左右.

4.3 石炭系鹿寨组页岩含气性特征

本文参考中华人民共和国石油天然气行业标准《SY/T 6994-2014 页岩气测井资料处理规范》中的页岩气储层评价标准,划分了石炭系鹿寨组页岩含气特征.桂融页 1 井现场气测录井共发现鹿寨组页岩气显示 194.00 m/8 层,其中现场解释泥页岩气层 43.50 m/层,泥页岩裂缝气层 4.00 m/层,泥页岩含气层 49.50 m/层,裂缝含气层 1.00 m/层,泥页岩微含气层 96.00 m/2 层.测井解释鹿寨组Ⅱ类页岩气层 52.5 m/6 层,Ⅲ类页岩气层 103.6 m/7 层,Ⅱ类裂缝气层 2.0 m/层,Ⅲ类裂缝气层 7.0 m/2 层.其中 1 590.0~1 633.5 m 连续优质页岩段气测全烃异常达 5.28%,甲烷气测异常 4.7%.现场岩心含气试验见针孔状一串珠状气泡持续冒出,气泡持续时间 60~120 min,有吡吡声响,现场解析含气量达 1.21 m³/t(附图).

4.4 石炭系鹿寨组页岩岩石力学特征

桂融页 1 井石炭系鹿寨组页岩实验室三轴岩石力学试验结果显示,在实验温度 66 ℃,围压 17.5 MPa 条件下,测试鹿寨组一段弹性模量范围在 7 158.6~33 906.0 MPa,泊松比范围在 0.023~0.242,岩石的抗压强度为 19.5~205.4 MPa.根据实验室声波岩石力学试验结果,在轴压 5 MPa、围压 15 MPa 条件下,测试获得鹿寨组一段弹性模量范围在 54 000.2~63 242.6 MPa,泊松比范围在 0.212~0.307.鹿寨组页岩弹性模量高,泊松比较小,显示储层脆性较好,有利于后期压裂储层改造.

5 石炭系页岩气富集成藏模式

5.1 石炭系页岩生烃与构造演化耦合关系

根据桂中 1 井的分层数据、不同时期的剥蚀厚度以及热演化值等数据反演桂融页 1 井生烃埋藏热演化史(图 11).桂融页 1 井钻遇的富有机质泥页岩主要发育于早石炭世鹿寨组时期,在二叠系前该套处于快速沉降和埋深时期,进入二叠系后沉降和埋深速率有所变缓,印支期之后转为抬升剥蚀,拗陷在盆地改造期经历的各运动期次造成的抬升剥蚀情况有所差异,印支期抬升幅度为 20% 左右,燕山期和喜马拉雅期抬升幅度分别约为 50% 和 30% 左右.

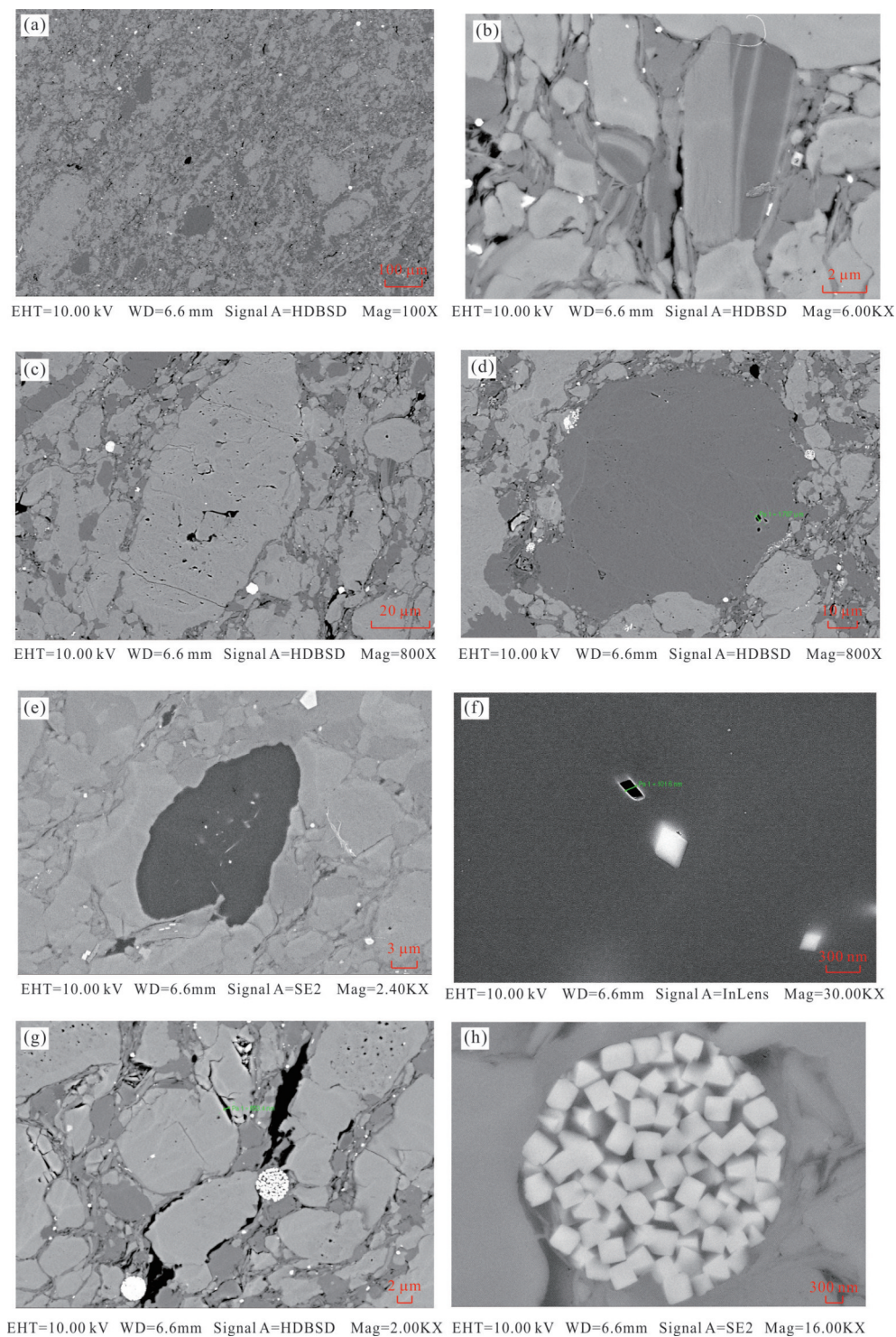


图10 桂融页1井石炭系鹿寨组页岩氩离子抛光+扫描电子显微镜检测结果

Fig.10 Argon ion polishing and scanning electron microscope test results of Luzhai Formation shale of Carboniferous system in Guirongye 1 well

a. 全貌,结构致密,各矿物组分相间分布,方解石含量较高,溶蚀现象多见,有机质多呈线状(100×);b. 图片01局部放大,粒径不一的方解石发育溶蚀孔、粒内裂隙,能谱确认(800×);c. 图片02局部放大,微晶方解石、片状云母、高岭石等相间分布,黏土矿物发育层间缝,能谱确认(6 000×);d. 图片01局部放大,微粒状石英发育稀疏状孔隙,方解石发育溶蚀孔(800×);e. 图片01局部放大,散块状有机质与周围矿物组分致密接触(2 400×);f. 图片05局部放大,有机质发育孤立状孔隙(30 000×);g. 图片01局部放大,微粒状方解石发育少量溶蚀孔,有机质充填方解石粒缘孔隙(2 000×);h. 图片07局部放大,有机质致密充填草莓状黄铁矿晶间孔(16 000×)

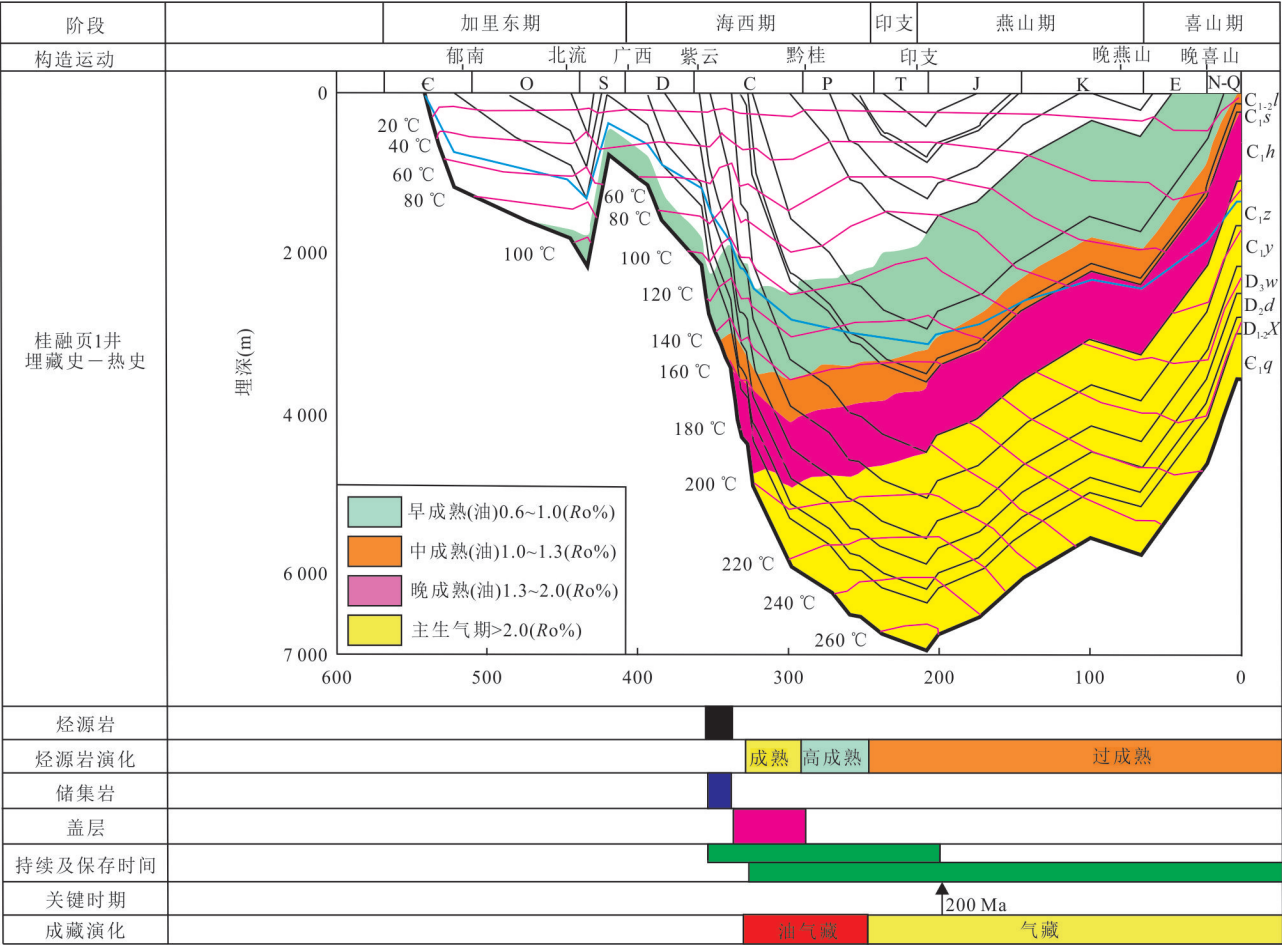


图 11 桂融页 1 井生烃埋藏热演化史

Fig.11 Thermal evolution history of hydrocarbon generation and burial of Guirongye 1 well

下石炭统鹿寨组泥页岩在石炭系中期 330 MPa 左右进入生烃阶段,二叠系初期 270 MPa 左右进入过成熟阶段开始以生气为主,三叠系晚期 200 MPa 左右受印支运动的影响,地层抬升,生气放缓并逐渐停止.实测的 R_o 显示桂融页 1 井尚属于页岩气生产的有利热演化范围,但由于抬升维持生烃所需的热演化度的深度,已停止供烃,气藏进入保存调整阶段对保存条件要求高.

5.2 断裂(裂缝)对页岩气成藏的控制作用

勘探证实构造样式直接影响页岩气的保存效果,胡东风等(2014)通过全直径岩心分析发现页岩水平渗透率是垂直渗透率的 2~8 倍,因此页岩气水平方向的扩散比垂向扩散更强,页岩气更容易顺层散失,当深埋地下的页岩地层出现侧向出露或与开启性断层接触时,容易发生气体的顺层散失.断裂对页岩气保存条件的影响主要通过其伴生的裂缝.断层伴生的裂缝发育,大大加强了页岩的渗透性,造成通天断裂附近页岩气保存条件差,页岩气通过

裂缝—断裂面逃逸直至散失.

研究区油气/页岩气成藏与保存主要受断裂的影响.桂中坳陷发育 NNE-NE、NW、近 EW 与近 SN 向 4 组规模不等的断裂系,NNE 与近 SN 向断裂是坳陷内的主要断裂,它控制着坳陷的主体构造线方向.桂中坳陷内各断裂在晚古生代时多表现为同沉积正断层,控制原型盆地时期碳酸盐岩“沟包围台、沟台相间”的古构造格局.自海西期以后,一直处于挤压抬升剥蚀状态,形成以挤压逆冲为特征的各种构造样式(张矿明等,2018;区小毅等,2019;罗宏谓等,2019).相对桂中坳陷其他构造单元而言,柳城斜坡的断裂发育程度较低,地层倾角较缓,褶皱变形相对较弱,总体处在雪峰南缘重力滑覆根带与中带部位,受雪峰山刚性基地的保护,油气保存条件总体较好.根据研究区地震资料解释结果,广西融水—荔浦地区主要发育近北东向的龙胜断裂体系,主要包括龙胜—永福断裂带和三江—融安断裂带,属于逆断层,断层切割元古界至石炭系,桂融页

1井钻探显示受挤压作用的逆冲走滑断裂有利于页岩气保存。

5.3 生储盖评价

页岩气富集成藏也需满足生、储、盖条件,从理论上而言页岩气层本身就构成了相对封闭的生储系统,并且由于页岩气吸附机理的存在,即使受到一定强度地质作用的影响和破坏,也能保留一定量的页岩气富集。但对构造运动期次多、强度大、变形复杂的南方地区来说,页岩气保存的顶底板条件不容忽视。四川盆地焦石坝地区勘探实践说明里顶底板条件优越是成功的必要因素(郭彤楼和张汉荣, 2014)。含气页岩系统要求富有机质页岩具有较好的顶板和底板条件,也就是通常说的“三明治”展布特征,在国外页岩气研究中历来被重视(杨光庆等, 2012)。

本区桂融页1井钻遇黄金组、鹿寨组和尧云岭组地层。其中石炭系鹿寨组是一套自生自储的非常规灰黑色灰质泥岩、碳质页岩储层,其上部盖层是黄金组灰岩,黄金组灰岩厚度超800 m,岩性致密,可作为鹿寨组页岩气有效封盖层。下部底板是尧云岭组灰岩,尧云岭组为一套深灰色、灰色灰岩,岩性致密,平均厚度约400 m,分布稳定,能够有效封闭鹿寨组页岩气。

5.4 成藏模式

总的来说,桂中坳陷页岩气藏受海西期拉张作用的影响,在断裂周缘会沉积厚度较大的泥页岩,但后期印支运动、燕山运动和喜山运动挤压的影响,在页岩发育区缩短率会较高,断层发育程度会增加,使得泥页岩受破坏较为严重,严重影响了页岩气的保存和规模,整体保存条件相对较差,而柳城斜坡受雪峰山刚性基底保护较好,为桂中地区少有的,页岩沉积厚度较大,受破坏较小的有利区,地震勘探结果显示,研究区自西向东主要由尖山向斜、和睦向斜、沙坪复向斜和太平向斜组成,区内自西向东发育呈NNE向的老堡断裂、和睦断裂和三江融安逆冲走滑断裂,钻探证实逆冲断裂的封堵性有利于页岩气保存。

本区下石炭统鹿寨组优质页岩厚度大,分布连续稳定,其上覆顶板为下石炭统黄金组,主要为碳酸盐与泥岩护层类型盖层,封盖能力好、区域性连片分布。底板为下石炭统尧云岭组致密灰岩,顶底板封盖条件好,有利于页岩气保存。

6 结论

近几年围绕垭紫罗裂陷槽泥盆—石炭系页岩气地质调查研究发现,从贵州六盘水至贵州紫云、罗甸,到广西环江、融水等地区,泥盆系—石炭系页岩沿垭紫罗裂陷槽呈北西—南东向带状分布,优质页岩发育厚度大、分布广,具备页岩气资源勘探开发潜力。目前在贵州水城黔水地1井、贵州紫云黔紫页1井、广西宜州宜页1井、广西融水桂融页1井等的钻探良好,有望开辟新的页岩气资源勘查开发基地。

石炭系鹿寨组具备良好的页岩气富集成藏条件。广西融水—荔浦地区石炭系鹿寨组发育一套深水还原环境沉积的优质页岩,主要为黑色碳质、灰质页岩,页岩层理发育,多见黄铁矿。优质页岩连续厚度大,桂融页1井钻遇连续优质页岩厚度大于43 m,页岩有机质丰度高,具备良好的生烃潜力,页岩热演化程度适中,且顶底板保存条件好。鹿寨组页岩含气性好,钻井取心过程中气测异常最高达33%,岩心现场解析气量达1.21 m³/t,显示良好的资源潜力。

调查评价发现,桂中坳陷下石炭统富有机质页岩主要发育在台盆相间的台沟相中,受垭紫罗断裂带控制,富有机质页岩主要沿垭紫罗裂陷槽或次级裂陷槽分布。多口井的钻探发现主裂陷槽内钻遇的断层规模更大,构造更为复杂,而次级裂陷槽则构造相对稳定,断裂规模发育较小,地层更加连续稳定,有利于页岩气富集保存。桂融页1井的钻探显示,受逆断层控制的逆断封堵和良好的顶底板封盖更有利于页岩气保存。

附图见地球科学官网(<http://www.earth-science.net>)。

References

- Chen, X.L., Yuan, K., Lin, T., et al., 2021. Discovery of Shale Gas within Upper Paleozoic Marine Facies by Qian Shuidi-1 Well in the Northwest of Yaziluo Rift Trough, Sichuan Province. *Geology in China*, 48(2): 661—662(in Chinese with English abstract).
- Guo, T.L., Zhang, H.R., 2014. Formation and Enrichment Mode of Jiaoshiba Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 28—36 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X.S., 2014. 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. *Acta Geologica Sinica*, 88(7): 1209—1218 (in Chinese with English abstract).
- He, X.Y., Yao, G.S., He, X.S., et al., 2010. Bitumen Genesis and Hydrocarbon Accumulation Pattern of Well Guizhong-1 in Guizhong Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 31(3): 420—425, 431 (in Chinese with English abstract).
- Hou, F.H., Huang, J.X., Fang, S.X., et al., 1988. Sedimentary Characteristics Tectonic Activity and Oil-Gas Prospects of the Deep-Water Depositional Environment During Devonian and Carboniferous Periods in South China. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 10(4): 1—19 (in Chinese with English abstract).
- Hu, D.F., Zhang, H.R., Ni, K., Yu, G.C., 2014. Main Controlling Factors for Gas Preservation Conditions of Marine Shales in Southeastern Margins of the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 34(6): 17—23.
- Hu, D.F., Wei, Z.H., Liu, R.B., et al., 2018. Development Characteristics and Shale Gas Exploration Potential of Lower Carboniferous Black Shale in Guizhong Depression. *Natural Gas Industry*, 38(10): 28—37 (in Chinese with English abstract).
- Huang, J.L., Zou, C.N., Li, J.Z., et al., 2012. Shale Gas Generation and Potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(1): 69—75 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z.J., Hu, Z.Q., Gao, B., et al., 2016. Controlling Factors on the Enrichment and High Productivity of Shale Gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, Southeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Li, A., Shi, W.R., Yuan, Z.H., et al., 2016. Main Factors Controlling Marine Shale Gas Accumulation in Jiaoshiba Shale Gas Field of Fuling Area. *Unconventional Oil & Gas*, 3(1): 27—34 (in Chinese with English abstract).
- Liang, D.G., Guo, T.L., Bian, L.Z., et al., 2009. Some Progresses on Studies of Hydrocarbon Generation and Accumulation in Marine Sedimentary Regions, Southern China (Part 3): Controlling Factors on the Sedimentary Facies and Development of Palaeozoic Marine Source Rocks. *Marine Origin Petroleum Geology*, 14(2): 1—19 (in Chinese with English abstract).
- Liu, S.G., Ran, B., Guo, T.L., et al., 2014. Lower Palaeozoic Organic-Matter-Rich Black Shale in the Sichuan Basin and Its Periphery: From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir. Science Press, Beijing, 42—294 (in Chinese with English abstract).
- Liu, B., Fu, Y.W., 2016. Practice on Shale Gas Volume Fracturing for Qiongzhusi Formation in JY1HF Well. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 9(3): 69—73 (in Chinese with English abstract).
- Luo, H.W., Hou, M.C., Liu, Y., et al., 2019. Geochemical Characteristics and Organic Matter Enrichment of the Lower Section of Luzhai Formation in Luzhai Area, Guangxi, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 46(2): 227—239 (in Chinese with English abstract).
- Luo, S.Y., Wang, C.S., Peng, Z.Q., 2016. Shale Gas Research of Luzhai Formation, Low Carboniferous in Guizhong Depression. *Geology and Mineral Resources of South China*, 32(2): 180—190 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Y.S., Cai, X.Y., Zhao, P.R., 2018. China's Shale Gas Exploration and Development: Understanding and Practice. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4): 561—574 (in Chinese with English abstract).
- Mei, J., Ji, Y.B., Ren, J.L., et al., 2021. Shale Gas Accumulation Conditions in the Lower Carboniferous Jiusi Formation of Dianqianbei Depression. *Natural Gas Industry*, 41(S1): 51—59 (in Chinese with English abstract).
- Meng, Q.F., Hou, G.T., 2012. Geological Controls on Shale Gas Play and Potential of Shale Gas Resource in Upper Yangtze Region, China. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 19(1): 11—14, 111 (in Chinese with English abstract).
- Mu, C.L., Zhou, K.K., Liang, W., et al., 2011. Early Palaeozoic Sedimentary Environment of Hydrocarbon Source Rocks in the Middle-Upper Yangtze Region and Petroleum and Gas Exploration. *Acta Geologica Sinica*, 85(4): 526—532 (in Chinese with English abstract).
- Nie, H.k., Jin, Z.j., Bian, R.k., et al., 2016. The “Source-Cap Hydrocarbon-Controlling” Enrichment of Shale Gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and Its Periphery. *Acta Petrolei Sinica*, 37(5): 557—571 (in Chinese with English abstract).
- Ou, X.Y., Li, H.L., Yang, F.Q., et al., 2019. Application of Integrated Gravitational, Magnetic and Electrical Geophysical Methods to the Shale Gas Geological Exploration in Southern: A Case Study of Luzhai, Guizhong Depression. *Progress in Geophysics*, 34(3): 1081—1088 (in Chinese with English abstract).
- Peng, Z.Q., Wang, C.S., Li, Z.H., et al., 2014. The Early

- Carboniferous Sequence Stratigraphy on the Eastern Margin of the Guizhong Depression, Guangxi. *Geology in China*, 41(5): 1503—1514 (in Chinese with English abstract).
- Shan, C.A., Zhang, T.S., Guo, J.J., et al., 2015. Geological Characteristics and Resource Potential of the Upper Sinian Doushantuo Formation Shale Gas in the North of Middle Yangtze Region. *Geology in China*, 42(6): 1944—1958(in Chinese with English abstract).
- Wang, H.Y., Guo, W., Liang, F., et al., 2015. Biostratigraphy Characteristics and Scientific Meaning of the Wufeng and Longmaxi Formation Black Shales at Well Wei 202 of the Weiyuan Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Journal of Stratigraphy*, 39(3): 289—293 (in Chinese with English abstract).
- Wang, S.J., Wang, L.S., Huang, J.L., et al., 2009. Accumulation Conditions of Shale Gas Reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze Region. *Natural Gas Industry*, 29(5): 45—50, 137 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y.F., Zhai, G.Y., Bao, S.J., et al., 2017a. Evaluation of Sinian Doushantuo Formation Shale Gas Content and Fracturing Property of Eyangye1 Well in Hubei Province. *China Mining Magazine*, 26(6): 166—172 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y.F., Zhai, G.Y., Leng, J.G., et al., 2017b. Well TX1 Fracturing Effect Evaluation of Niutitang Formation Shale in Cengong, Guizhou. *Earth Science*, 42(7): 1107—1115 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y.F., Zhai, G.Y., Lu, Y.C., et al., 2018. Sedimentary Lithofacies Characteristics and Sweet-Spot Interval Characterization of the Sinian Doushantuo Formation in Upper Yangtze Platform, South China. *China Geology*, 2(3): 261—275. <https://doi.org/10.31035/cg2018119>
- Xin, Y.L., Wang, J.Z., Jin, C.S., 2018. Sedimentary System and the Shale-Gas Favorable Area of the Carboniferous in the Nanpanjiang Basin. *Geoscience*, 32(4): 774—785 (in Chinese with English abstract).
- Yang, G.Q., Hou, D.J., Bao, S.J., et al., 2012. Division Methods of Vertical Assessment Units of Shale Gas Plays. *Natural Gas Industry*, 32(12): 118—122, 137 (in Chinese with English abstract).
- Zhai, G. Y., Wang, Y. F., Zhou, Z., et al., 2018. Exploration and Research Progress of Shale Gas in China. *China Geology*, 1(2): 257—272. <https://doi.org/10.31035/cg2018024>
- Zhai, G. Y., Wang, Y. F., Bao, S. J., et al., 2017. Major Factors Controlling the Accumulation and High Productivity of Marine Shale Gas and Prospect Forecast in Southern China. *Earth Science*, 42(7): 1057—1068(in Chinese with English abstract).
- Zhai, G.Y., Wang, Y.F., Liu, G.H., et al., 2019. The Sinian-Cambrian Formation Shale Gas Exploration and Practice in Southern Margin of Huangling Paleo-Uplift. *Marine and Petroleum Geology*, 109: 419—433. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.06.036>
- Zhai, G. Y., Wang, Y. F., Liu, G. H., et al., 2020. Accumulation Model of the Sinian-Cambrian Shale Gas in Western Hubei Province, China. *Journal of Geomechanics*, 26(5): 696—713(in Chinese with English abstract).
- Zhang, K.M., Fan, Z.W., Ma, C.X., et al., 2018. Analysis of the Provenance and Lithofacies Palaeogeography Sedimentary Facies in Simen Formation in the Lower Carboniferous in Guizhong Area. *Journal of Northeast Petroleum University*, 42(6): 10—21, 5 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, W.Z., Li, J.Z., Yang, T., et al., 2016. Geological Difference and Its Significance of Marine Shale Gases in South China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(4): 499—510 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, W., Jiang, Z.X., Qiu, H.Y., et al., 2019. Shale Gas Accumulation Conditions and Prediction of Favorable Areas for the Lower Carboniferous Luzhai Formation in Guizhong Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 40(7): 798—812 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Dong, D.Z., Wang, Y.M., et al., 2015. Shale Gas in China: Characteristics, Challenges and Prospects (I). *Petroleum Exploration and Development*, 42(6): 689—701 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈相霖, 苑坤, 林拓, 等, 2021. 四川垭紫罗裂陷槽西北缘(黔水地1井)发现上古生界海相页岩气. *中国地质*, 48(2): 661—662.
- 郭彤楼, 张汉荣, 2014. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式. *石油勘探与开发*, 41(1): 28—36.
- 郭旭升, 2014. 南海海相页岩气“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. *地质学报*, 88(7): 1209—1218.
- 贺训云, 姚根顺, 贺晓苏, 等, 2010. 桂中坳陷桂中1井沥青成因及油气成藏模式. *石油学报*, 31(3): 420—425, 431.
- 侯方浩, 黄继祥, 方少仙, 等, 1988. 中国南方泥盆纪、石炭纪深水沉积环境沉积特征、构造活动及含油气性. *西南石油学院学报*, 10(4): 1—19.
- 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 余光春, 2014. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及主控因素. *天然气工业*, 34(6): 17—23.
- 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等, 2018. 桂中坳陷下石炭统黑色

- 页岩发育特征及页岩气勘探潜力. 天然气工业, 38(10): 28—37.
- 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等, 2012. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力. 石油勘探与开发, 39(1): 69—75.
- 金之钧, 胡宗全, 高波, 等, 2016. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素. 地学前缘, 23(1): 1—10.
- 李昂, 石文睿, 袁志华, 等, 2016. 涪陵页岩气田焦石坝海相页岩气富集主控因素分析. 非常规油气, 3(1): 27—34.
- 梁狄刚, 郭彤楼, 边立曾, 等, 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.
- 刘斌, 付育武, 2016. JY1HF 井筇竹寺组页岩气体积压裂实践. 复杂油气藏, 9(3): 69—73.
- 刘树根, 冉波, 郭彤楼, 等, 2014. 四川盆地及周缘下古生界富有机质黑色页岩: 从优质烃源岩到页岩气产层. 北京: 科学出版社, 42—294.
- 罗宏谓, 侯明才, 刘宇, 等, 2019. 桂中鹿寨地区鹿寨组下段地球化学特征及有机质富集因素. 成都理工大学学报(自然科学版), 46(2): 227—239.
- 罗胜元, 王传尚, 彭中勤, 2016. 桂中坳陷下石炭统鹿寨组页岩气研究. 华南地质与矿产, 32(2): 180—190.
- 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 2018. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践. 石油勘探与开发, 45(4): 561—574.
- 梅珏, 计玉冰, 任景伦, 等, 2021. 滇黔北坳陷下石炭统旧司组页岩气成藏条件. 天然气工业, 41(S1): 51—59.
- 孟庆峰, 侯贵廷, 2012. 页岩气成藏地质条件及中国上扬子区页岩气潜力. 油气地质与采收率, 19(1): 11—14, 111.
- 牟传龙, 周恳恳, 梁薇, 等, 2011. 中上扬子地区早古生代烃源岩沉积环境与油气勘探. 地质学报, 85(4): 526—532.
- 聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等, 2016. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气“源—盖控藏”富集. 石油学报, 37(5): 557—571.
- 区小毅, 黎海龙, 杨富强, 等, 2019. 重磁电综合物探技术在南方页岩气地质调查中的应用研究: 以桂中坳陷鹿寨地区为例. 地球物理学进展, 34(3): 1081—1088.
- 彭中勤, 王传尚, 李志宏, 等, 2014. 广西桂中坳陷东缘早石炭世斜坡相层序地层研究. 中国地质, 41(5): 1503—1514.
- 单长安, 张廷山, 郭军杰, 等, 2015. 中扬子北部上震旦统陡山沱组地质特征及页岩气资源潜力分析. 中国地质, 42(6): 1944—1958.
- 王红岩, 郭伟, 梁峰, 等, 2015. 四川盆地威远页岩气田五峰组和龙马溪组黑色页岩生物地层特征与意义. 地层学杂志, 39(3): 289—293.
- 王社教, 王兰生, 黄金亮, 等, 2009. 上扬子区志留系页岩气成藏条件. 天然气工业, 29(5): 45—50, 137.
- 王玉芳, 翟刚毅, 包书景, 等, 2017a. 鄂阳页 1 井陡山沱组页岩储层含气性及可压性评价. 中国矿业, 26(6): 166—172.
- 王玉芳, 翟刚毅, 冷济高, 等, 2017b. 贵州岑巩 TX1 井牛蹄塘组页岩压裂效果评价. 地球科学, 42(7): 1107—1115.
- 辛云路, 王劲铸, 金春爽, 2018. 南盘江盆地石炭系沉积体系及页岩气有利区带. 现代地质, 32(4): 774—785.
- 杨光庆, 侯读杰, 包书景, 等, 2012. 页岩气纵向评价单元划分的方法. 天然气工业, 32(12): 118—122, 137.
- 翟刚毅, 王玉芳, 包书景, 等, 2017. 我国南方海相页岩气富集高产主控因素及前景预测. 地球科学, 42(7): 1057—1068.
- 翟刚毅, 王玉芳, 刘国恒, 等, 2020. 鄂西地区震旦系—寒武系页岩气成藏模式. 地质力学学报, 26(5): 696—713.
- 张矿明, 范志伟, 马成宪, 等, 2018. 桂中地区下石炭统寺门组物源特征与岩相古地理分析. 东北石油大学学报, 42(6): 10—21, 5.
- 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等, 2016. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义. 石油勘探与开发, 43(4): 499—510.
- 周雯, 姜振学, 仇恒远, 等, 2019. 桂中坳陷下石炭统鹿寨组页岩气成藏条件和有利区预测. 石油学报, 40(7): 798—812.
- 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等, 2015. 中国页岩气特征、挑战及前景(一). 石油勘探与开发, 42(6): 689—701.