

doi: 10.19388/j.zgdzdc.2023.03.02

引用格式: 陈基瑜,王瑞湖,岑文攀,等. 广西富有机质页岩含气潜力研究与勘探对策[J]. 中国地质调查,2023,10(3): 16–24. (Chen J Y, Wang R H, Cen W P, et al. Gas bearing potential and exploration strategy of organic shale in Guangxi[J]. Geological survey of China, 2023, 10(3): 16–24.)

广西富有机质页岩含气潜力研究与勘探对策

陈基瑜¹, 王瑞湖¹, 岑文攀¹, 王来军¹, 陆济璞², 陈海武¹, 张美玲¹, 曹淑芳¹

(1. 广西壮族自治区地质调查院, 广西南宁 530023; 2. 广西壮族自治区地质矿产勘查开发局, 广西南宁 530023)

摘要: 为了加深对广西页岩含气潜力方面的认识,通过页岩等温吸附实验方法结合页岩内部总有机碳(total organic carbon, TOC)含量、有机质类型、镜质体反射率(R_o)、全岩和黏土 X 衍射等分析测试,分析了广西地区重点富有机质页岩层位的含气潜力及页岩吸附甲烷气量的控制因素,探讨了含气潜力层的有利分布区及勘探对策。研究认为: 鹿寨组页岩含气潜力最好,饱和吸附量平均为 $2.87 \text{ m}^3/\text{t}$,其他依次为罗富组、清溪组、升坪组、石炮组; 罗富组在上林、南丹一带,鹿寨组在南丹—柳州一带、马山周鹿一带,石炮组在上思一带的页岩吸附性能最优; 控制广西页岩吸附甲烷气量的主要因素有 TOC 含量、有机质类型、 R_o 、介孔和微孔孔径、伊蒙混层含量、盖层条件等,但不同页岩层位的主控因素略有差异。在后期勘探评价中应重点查明沉积微相、页岩的 TOC 含量、黏土矿物类型与相对含量、构造与盖层保存条件,对构造活动较强、 R_o 较高的地区应遵循“动中找静,高中选低”的勘探原则,以期指导广西页岩气勘探开发取得新突破。

关键词: 页岩; 等温吸附; 吸附性能; 鹿寨组; 罗富组; 勘探对策

中图分类号: P681.7

文献标志码: A

文章编号: 2095–8706(2023)03–0016–09

0 引言

页岩的含气量通常由吸附气含量、游离气含量和溶解气含量 3 部分组成,其中吸附气占总含气量的 20%~85%^[1],通常可达 50% 以上^[2]。如四川焦石坝地区龙马溪组页岩在温度 20°C 、压力 30 MPa 下页岩气吸附量为 $1.8\sim3.1 \text{ m}^3/\text{t}$,总含气量 $5.1\sim6.6 \text{ m}^3/\text{t}$,吸附气占总气量的 40% 左右^[3],吸附气在含气量中所占比例较大,是气井进入低产、稳产期后的重要气源。在页岩气勘探开发初期,常用等温吸附实验方法获得吸附气含量来定量评价页岩气资源量和资源潜力^[1],进而开展影响页岩吸附能力的控制因素分析,包括有机质成熟度、有机质类型与含量、页岩矿物组成、黏土矿物类型及含量、孔隙结构等内部影响因素和样品粒度、实

验温度和压力等外部环境因素^[4–11]。

截至 2020 年,广西境内已经完成页岩气的 13 口地质调查井 20 744 m、1 口参数井 3 305 m,其中以泥盆系为目的层的有 6 口,以石炭系为目的层的有 8 口。页岩气显示较好的井主要有桂融页 1 井、东塘 1 井、宜页 1 井、桂柳地 1 井及丹页 2 井^[12]。广西局部地区页岩气测显示良好,但是页岩气地质调查井和参数井钻井数偏少,勘探程度低,面广点稀,给广西区内页岩的含气性评价带来困难,因此,本文通过等温吸附实验结合其他地化参数,研究了广西页岩气重点目的层位的吸附性能、储气能力,探讨控制页岩吸附甲烷气量的因素,初步提出有针对性的勘探对策,为定量评价广西区内页岩气资源潜力提供关键评价参数。当前,中泥盆统罗富组和下石炭统鹿寨组是广西页岩气最具突破潜力的层位,研究程度也最高,本次

收稿日期: 2022–09–21; 修订日期: 2023–05–21。

基金项目: 广西科技厅“广西页岩气成藏条件与预测评价关键技术研究(编号: 2021AB30011)”、广西地矿局“广西桂中坳陷及周缘上古生界沉积相与页岩气构造保存条件研究(编号: 202106、202209)”和“广西关键矿产资源深部勘查人才小高地(编号: 2019085)”项目联合资助。

第一作者简介: 陈基瑜(1988—),男,高级工程师,主要从事油气地质调查工作。Email: chenjy_cugb@163.com。

通信作者简介: 王瑞湖(1965—),男,教授级高级工程师,主要从事矿产勘查与地质科研工作。Email: Wrh20080808@163.com。

研究主要聚焦这 2 个层位,旨在加深其在含气潜力方面的认识,同时兼顾其他目的层段进行分析。

1 地质背景

广西地区自中元古代以来,经历了四堡、雪峰、加里东、海西—印支、燕山及喜山期等多期构造运动,形成了一系列沉积盆地及坳陷^[13]。有页岩气成藏条件的主要有桂中坳陷、右江盆地、十万大山—钦州坳陷等(图 1)。上述盆地在地质演化过程中经历了沉积、抬升、剥蚀、挤压褶皱造山完整过程,前期形成的盆地由于受到后期构造、岩浆侵入等作用,盆地的原始形态受到不同程度的破坏及改造,然而局部地区原始地层保存较好、构造条件相对稳定,成为页岩气勘探的远景区。

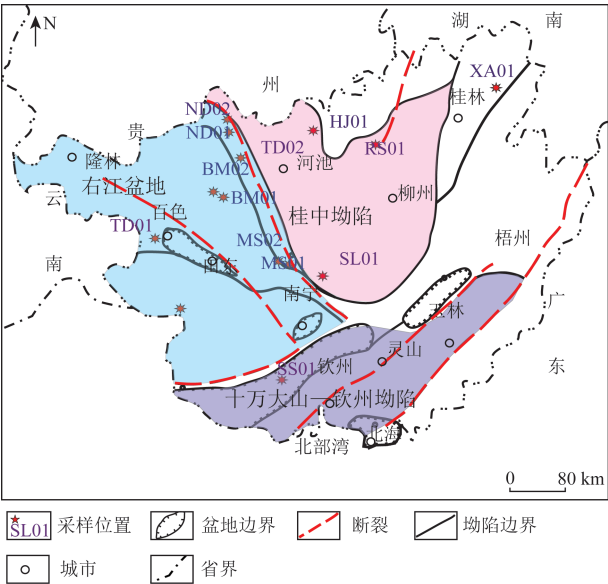


图 1 广西页岩气重点远景区及采样位置示意图
Fig.1 Schematic diagram of key prospective areas and sampling locations of shale gas in Guangxi

广西古生界包括寒武系清溪组(ϵ_q)、奥陶系升平组(O_2s)、泥盆系塘丁组($D_{1-2}t$)和罗富组(D_2l)、石炭系鹿寨组(C_1l)、二叠系领好组(P_3l),以及中生界三叠系石炮组(T_1s)等都发育富有机质泥页岩,重点层位有中泥盆系罗富组、下石炭系鹿寨组(C_1l)^[13]。中泥盆统罗富组主要发育一套薄—中层状黑色泥页岩,从南丹、河池往南到马山、上林至来宾、柳州到鹿寨一带均有分布,厚度可达 500 m 以上。下石炭系鹿寨组暗色泥页岩主要分布于桂中坳陷北部以及右江盆地东北部,厚达 50 ~ 500 m,在南丹—河池一带厚度最大,可达 550 m 以上^[14-16]。

2 样品采集及分析方法

样品取自广西页岩气远景区寒武系清溪组、奥陶系升平组、泥盆系罗富组、石炭系鹿寨组、三叠系石炮组黑色页岩。为了避免露头样品因氧化导致有机碳含量降低、孔渗参数偏大的不足,本次样品皆采自未氧化的浅钻岩心(埋深 200 m 以浅),采样地点如图 1 所示,样品信息见表 1。页岩的等温吸附实验由原国土资源部重庆矿产资源监督检测中心采用重量法完成,仪器为 ZJ466 Rubotherm IsoSORP HP Static III 型磁悬浮天平高压气体等温吸附/解吸仪,磁悬浮天平的分辨率为 0.01 mg,主要参照 GB/T 35210.2—2020 进行,实验用的样品皆为空气干燥基,样品粒度为 60 ~ 80 目,甲烷气浓度均大于 99.999%,实验温度为 30 ℃,每个样品分别测定 10 个平衡压力点,分别为 0.5 MPa、1.0 MPa、3.0 MPa、6.0 MPa、9.0 MPa、13.0 MPa、17.0 MPa、21.0 MPa、25.0 MPa、30.0 MPa,每一个压力点达到平衡的时间约 12 h,然后再增压到下一个压力点。

表 1 采样地点和样品部分信息

Tab.1 Sampling location and sample information								
样品编号	采样地点	地层	TOC/%	R_o /%	有机质类型	石英/%	黏土矿物/%	孔隙度/%
SL01-14	上林西燕镇	D_2l	2.64	4.35	I	7.00	10.90	0.92
SL01-50	上林西燕镇	D_2l	2.59	4.41	I	27.50	27.60	4.40
SL01-78	上林西燕镇	D_2l	4.44	4.48	I	21.70	20.70	3.13
TD2-4	南丹吾隘镇	D_2l	1.82	3.08	—	27.20	11.20	1.55
TD2-14	南丹吾隘镇	D_2l	3.24	3.59	—	39.10	35.40	4.75
ND01-23	南丹巴定乡	D_2l	2.30	2.89	I	34.30	53.30	4.05
TD01-67	百色阳圩	D_2l	1.16	2.41	I	32.30	33.20	2.77
TD01-78	百色阳圩	D_2l	0.58	2.30	—	36.60	56.70	0.63
TD01-85	百色阳圩	D_2l	0.65	2.34	—	42.40	34.60	0.84
TD01-90	百色阳圩	D_2l	0.74	2.56	II ₁	36.90	36.10	0.84
HJ01-71	环江大安乡	C_1l	2.76	4.05	—	26.80	36.00	2.91
ND02-5	南丹六寨镇	C_1l	1.84	4.27	I	34.40	57.40	—
ND02-13	南丹六寨镇	C_1l	2.59	4.42	I	44.50	43.00	—

续表

样品编号	采样地点	地层	TOC/%	R ₀ /%	有机质类型	石英/%	黏土矿物/%	孔隙度/%
ND02-19	南丹六寨镇	C ₁ l	4.79	4.71	I	51.80	34.60	—
MS01-7	马山周鹿镇	C ₁ l	1.49	2.67	I	51.20	37.90	—
MS01-51	马山周鹿镇	C ₁ l	2.76	—	I	88.80	9.60	1.74
2008-12	靖西胡润	C ₁ l	2.90	2.67	I	85.00	11.00	0.45
TD01-9	百色阳圩	C ₁ l	0.13	2.35	—	85.50	14.50	0.86
BM01-14	巴马县郊	C ₁ l	4.90	3.60	Ⅱ ₁	73.10	5.60	2.77
BM01-17	巴马县郊	C ₁ l	1.11	2.52	I	85.60	6.90	2.77
RS01-6	融水融水镇	Є _q	1.25	4.64	I	29.80	33.90	2.04
RS01-14	融水融水镇	Є _q	1.40	4.68	Ⅱ ₁	32.50	43.50	3.90
XA01-34	兴安华江	O ₂ s	—	—	I	59.00	25.10	—
XA01-51	兴安华江	O ₂ s	0.79	4.80	I	62.70	26.00	—
SS01-07	上思县	T ₁ s	0.66	2.30	Ⅱ ₁	34.20	47.50	—
SS01-53	上思县	T ₁ s	0.71	2.38	Ⅱ ₁	44.60	45.60	—
BM02-5	巴马坡汉	T ₁ s	0.66	4.52	—	46.10	44.80	2.50
MS02-18	马山周鹿镇	T ₁ s	0.64	3.90	Ⅱ ₁	48.00	36.60	—

注：“—”表示无数据。

等温吸附实验中 Langmuir 方程是描述含气样品对甲烷气体的最大吸附能力以及吸附量与压力的关系,往往比含气样品的实际含气量大。它反映含气样品的储气能力,可以估算样品的含气量和含气饱和度等。依据 Langmuir 方程,可知吸附含气量公式为

$$V = V_L \times P / (P_L + P)。$$
 (1)

式中: V 为吸附气含量, m^3/t ; V_L 为 Langmuir(兰氏)体积,表征页岩具有的最大吸附能力(饱和吸附气量), m^3/t ; P_L 为 Langmuir(兰氏)压力,表征的是气含量等于二分之一 Langmuir 体积时的压力, MPa ; P 为地层压力, MPa 。

3 结果分析

3.1 页岩吸附甲烷特征曲线

对罗富组、鹿寨组、石炮组等黑色页岩浅钻岩心样进行等温吸附实验,其等温吸附曲线如图 2 所示。总体上吸附气量随压力变化可分为 3 个阶段:压力较小,处于 0.5~5.0 MPa 时,吸附量与压力为近似线性关系;在 5.0~25.0 MPa 之间,吸附量进入过渡阶段,其增加缓慢;当压力大于 25.0 MPa 时,除了罗富组和鹿寨组的少数样品外,其他大部分样品的吸附达到单分子层饱和,吸附量不再随压力改变而变化。

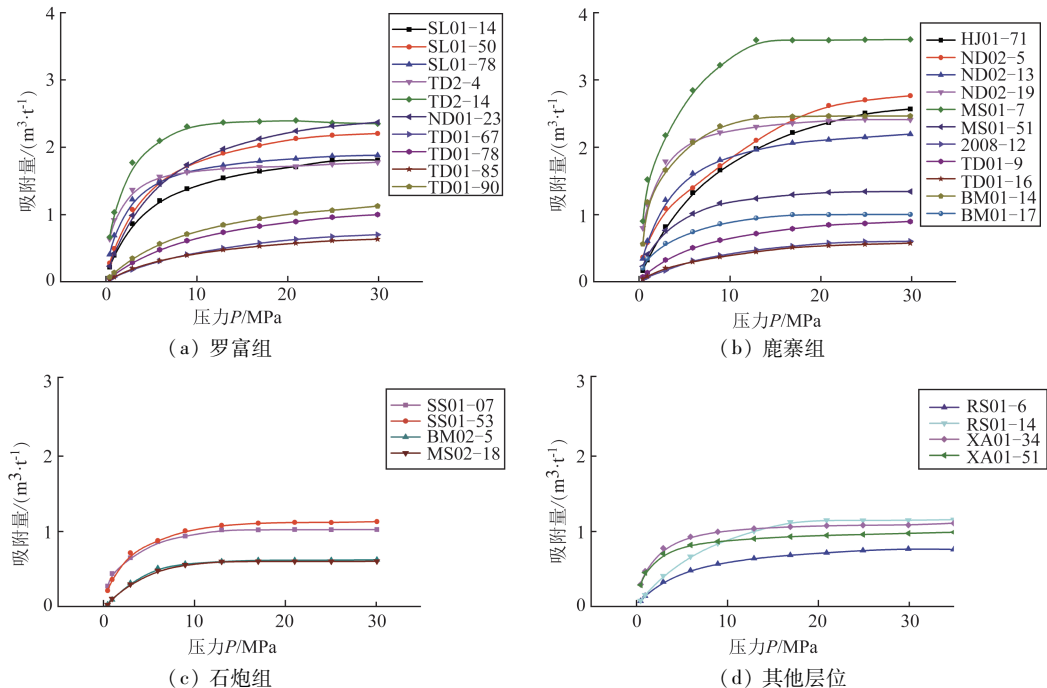


图 2 广西富有机质页岩等温吸附曲线

Fig.2 Isothermal adsorption curve of organic rich shale in Guangxi

3.2 页岩吸附常数

通过高压等温吸附实验,可以获取不同地层富有机质泥页岩在不同压力下的吸附量,然后利

用 Langmuir 方程拟合,求取等温吸附常数,即 Langmuir 体积和 Langmuir 压力,具体数据如表 2 所示。

表 2 不同地层富有机质泥页岩的等温吸附常数
Tab.2 Isothermal adsorption constants of organic rich shale in different strata

样品编号	采样地点	地层	吸附常数		样品编号	采样地点	地层	吸附常数	
			$V_L/(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	P_L/MPa				$V_L/(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	P_L/MPa
SL01-14	上林西燕镇	D ₂ l	2.05	4.05	MS01-7	马山周鹿镇	C ₁ l	3.89	1.86
SL01-50	上林西燕镇	D ₂ l	2.50	3.94	MS01-51	马山周鹿镇	C ₁ l	1.47	2.52
SL01-78	上林西燕镇	D ₂ l	1.98	1.81	2008-12	靖西胡润	C ₁ l	0.84	10.35
TD2-4	南丹吾隘镇	D ₂ l	1.84	1.09	TD01-9	百色阳圩	C ₁ l	1.13	7.28
TD2-14	南丹吾隘镇	D ₂ l	2.47	0.99	BM01-14	巴马县郊	C ₁ l	2.60	1.28
ND01-23	南丹巴定乡	D ₂ l	2.79	5.35	BM01-17	巴马县郊	C ₁ l	1.11	2.52
TD01-67	百色阳圩	D ₂ l	1.01	12.50	RS01-6	融水融水镇	Є _q	0.99	4.89
TD01-78	百色阳圩	D ₂ l	1.38	11.18	RS01-14	融水融水镇	Є _q	1.62	6.87
TD01-85	百色阳圩	D ₂ l	0.86	10.20	XA01-34	兴安华江	O ₂ s	1.29	1.40
TD01-90	百色阳圩	D ₂ l	1.49	9.67	XA01-51	兴安华江	O ₂ s	1.15	1.43
HJ01-71	环江大安乡	C ₁ l	3.33	9.01	SS01-07	上思县	T ₁ s	1.22	1.47
ND02-5	南丹六寨镇	C ₁ l	3.22	5.73	SS01-53	上思县	T ₁ s	1.36	1.92
ND02-13	南丹六寨镇	C ₁ l	2.42	3.00	BM02-5	巴马坡汉	T ₁ s	0.76	2.21
ND02-19	南丹六寨镇	C ₁ l	2.51	1.13	MS02-18	马山周鹿镇	T ₁ s	0.74	2.27

泥盆系罗富组在上林和南丹一带的泥页岩 Langmuir 体积 V_L 为 1.84 ~ 2.79 m^3/t , 平均为 2.27 m^3/t , Langmuir 压力 P_L 平均为 2.87 MPa; 百色阳圩一带页岩 Langmuir 体积 V_L 为 0.86 ~ 1.49 m^3/t , 平均为 1.18 m^3/t , Langmuir 压力 P_L 平均为 10.87 MPa。

石炭系鹿寨组泥页岩的 Langmuir 体积 V_L 主要在 1.47 ~ 3.33 m^3/t , 平均为 2.87 m^3/t ; Langmuir 压力 P_L 主要分布在 1.13 ~ 9.01 MPa, 平均为 4.03 MPa。鹿寨组页岩具有较大的 Langmuir 体积 V_L , 平均可达 2.87 m^3/t , 显示其具有良好的吸附性能和储气能力。

其他一般层系的富有机质泥页岩吸附常数中, 寒武系清溪组 Langmuir 体积 V_L 平均为 1.32 m^3/t , Langmuir 压力平均为 5.76 MPa; 奥陶系升坪组 Langmuir 体积 V_L 平均为 1.22 m^3/t , Langmuir 压力平均为 1.41 MPa; 三叠系石炮组 Langmuir 体积 V_L 平均为 0.95 m^3/t , Langmuir 压力平均为 2.13 MPa。

3.3 含气潜力主控因素分析

在页岩含气潜力评价的基础上, 结合页岩的有机地化参数和前人研究成果, 分析影响页岩含气潜力的主控因素, 主要包括 TOC 含量、有机质成熟度、有机质类型、矿物含量、黏土矿物类型和岩石物性参数。

(1) TOC 含量。在全区范围内, 不同层系的富有机质泥页岩样品的饱和吸附气量与对应的 TOC 含量关系如图 3 所示, 随着 TOC 含量的增加, 页岩的饱和吸附气含量呈线性增加, 揭示了 TOC 含量是页岩吸附气含量主控因素之一。这是因为有机质具有多微孔的特征, 并且随 TOC 含量的增大, 微孔、介孔等孔隙类型增多, 微孔、介孔具有更大的内表面, 可供页岩气吸附的比表面也增大, 页岩吸附气含量也随之增加。

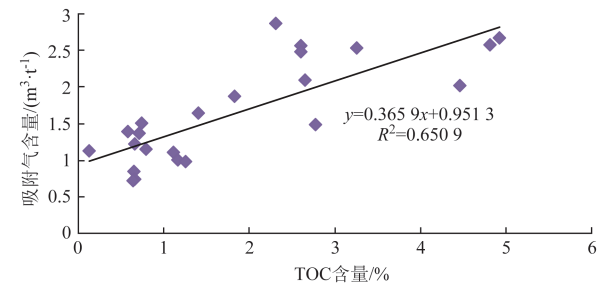


图 3 不同层系富有机质泥页岩饱和吸附气量与 TOC 关系
Fig.3 Relationship between saturated adsorbed gas volume and TOC of organic rich shale in different strata

(2) 有机质类型。结合表 1、表 2 数据可知, 广西地区富有机质页岩有机质类型以 I 型干酪根为主, 部分为 II₁ 型干酪根。15 个 I 型干酪根样品对应的饱和吸附量为 0.84 ~ 3.89 m^3/t , 平均为 1.95 m^3/t ; 6 个 II₁ 型干酪根样品对应的饱和吸附

量为 $0.74 \sim 2.6 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均为 $1.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 。总体上, I 型干酪根和 II₁ 型干酪根都是有利于页岩气生成的主要有机质类型, 但 I 型干酪根比 II₁ 型干酪根有更强的吸附能力, 故具有 I 型干酪根类型的页岩含气潜力更大。

(3) 有机质成熟度。通过研究罗富组、鹿寨组及其他层段页岩的 R_0 与饱和吸附气含量关系(图 4)发现, 随着 R_0 的增加, 页岩的吸附气含量呈先增加后减少的趋势。当 R_0 小于 3.2% 时, 吸附气含量随 R_0 的增大而缓慢增加; 当 R_0 大于 3.2% 而小于 4.0% 时, 吸附气含量随 R_0 的增大急剧升高; 当 R_0 大于 4.0% 时, 吸附气含量随 R_0 的增大而急剧下降。

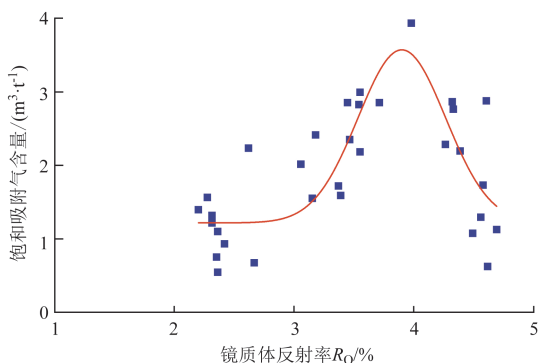


图 4 不同层系富有机质泥页岩饱和和吸附气含量与 R_0 关系

Fig. 4 Relationship between saturated adsorbed gas volume and R_0 of organic rich shale in different strata

广西全区的页岩吸附气含量随 R_0 改变呈非线性关系变化, 推测主要原因在于当 R_0 小于 4.0% 时, 随着热演化程度的增大, 页岩中有机质生排烃产生孔隙, 增加了有机质微孔, 提高了孔隙度; 但是当 R_0 超过 4.0% 时, 页岩受埋深或构造挤压影响, 热演化程度达到高值, 原生孔隙显著遭到挤压破坏致使孔隙度变小, 即当 R_0 达到 4.0% 界限, 压实作用的孔隙度降幅和热演化孔隙增幅出现反转, 最终导致页岩内部储气能力的下降。因此, 从 R_0 对吸附气含量影响的角度看, 评价广西区内的潜质页岩时, 其 R_0 上限可放宽到 4.5%, 但应以 4.0% 为宜。

(4) 岩石物性。页岩物性主要与孔隙和裂缝有关, 在扫描电镜下可观察到大小不同的孔隙和微裂缝系统, 其中孔隙包括微孔 ($< 2 \text{ nm}$)、介孔 ($2 \sim 50 \text{ nm}$)、大孔 ($50 \sim 500 \text{ nm}$)。岩石中的微孔和介孔内表面主要存储页岩吸附气体, 大孔隙和微裂缝主要存储游离气体。

广西全区的页岩吸附气含量与孔隙度呈正相关性(图 5), 即孔隙度对页岩饱和和吸附气量有一定的影响, 但影响和控制作用没有有机碳含量明显, 可能是因为在页岩孔隙体系中, 微孔占比较小, 对孔隙度贡献率也随之降低。

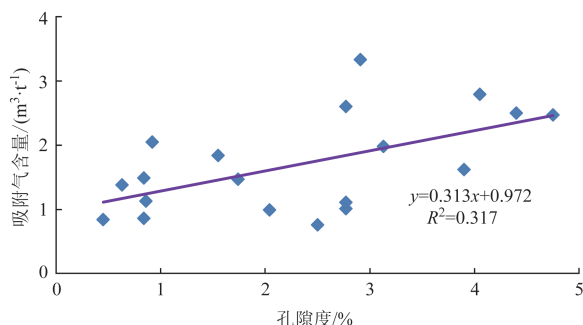


图 5 广西地区页岩吸附气含量与孔隙度变化关系

Fig. 5 Relationship between shale adsorbed gas content and porosity in Guangxi Province

通过进一步研究页岩孔隙中微孔与介孔孔容与饱和吸附气含量的关系(图 6), 吸附气含量随微孔与介孔孔容的增大而增加, 拟合相关系数 R^2 为 0.624, 相关性较高, 证明微孔和介孔内表面有利于页岩气的吸附, 进而影响页岩的含气潜力。

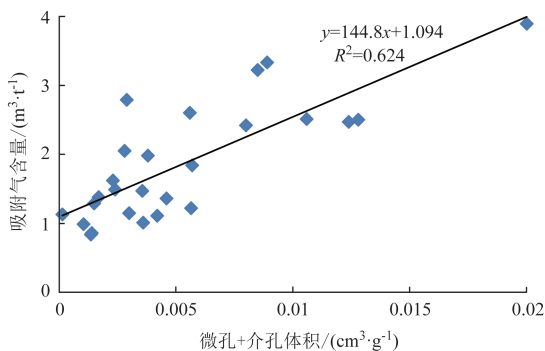


图 6 广西地区页岩微孔、介孔孔容含量与吸附气含量的关系

Fig. 6 Relationship between microporous and mesoporous pore volume content and adsorbed gas content of shale in Guangxi Province

(5) 不同矿物成分。根据“广西页岩气资源潜力调查”项目成果显示, 广西富有机质页岩矿物组成主要以石英和黏土矿物为主, 而黏土矿物又以伊利石和伊蒙混层占优。将石英、黏土矿物含量分别与页岩吸附气含量进行线性拟合发现(图 7(a), (b)), 石英、黏土矿物与页岩吸附气含量没有明显的线性关系。进一步将黏土矿物中的伊利石和伊蒙混层含量分

别与页岩吸附气含量进行线性拟合,伊利石与页岩吸附气含量没有明显的线性关系,而伊蒙混层与页岩吸附气含量则呈正相关关系(图 7(c),(d)),相关系数 R^2 为 0.654,即页岩的伊蒙混层在全岩中的占比越高,

其吸附气含量越高。因此,对于广西过成熟阶段的页岩,在勘探前期可以将黏土矿物中的伊蒙混层含量作为评价页岩含气潜力的关键参数之一,即黏土矿物中伊蒙混层含量高的相应页岩含气潜力也大。

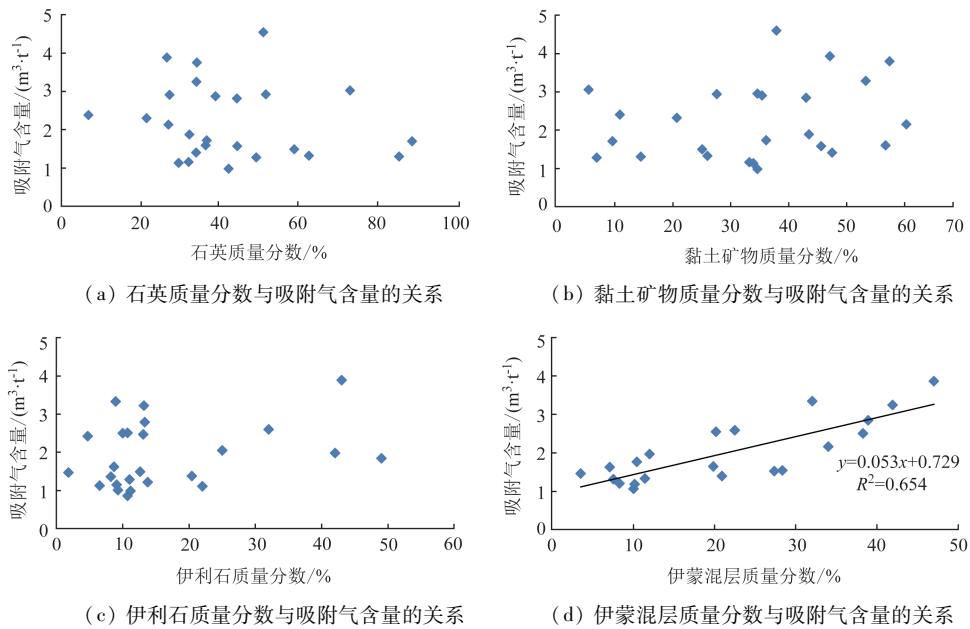


图 7 广西全区页岩矿物成分、黏土矿物分别与吸附气含量的关系

Fig.7 Relationship between shale mineral composition, clay mineral and adsorbed gas content in Guangxi

4 讨论

4.1 含气潜力层位及分布

一般页岩气储层的 Langmuir 体积 V_L 越大, Langmuir 压力 P_L 越小,其吸附性能越好,储气能力越大。据此,广西区内石炭系鹿寨组页岩含气潜力最好,最大饱和和吸附量平均为 $2.87 \text{ m}^3/\text{t}$,其他依次为泥盆系罗富组、奥陶系升坪组、寒武系清溪组、三叠系石炮组。

对于泥盆系罗富组的富有机质泥页岩,在上林和南丹一带其 Langmuir 体积 V_L 平均为 $2.27 \text{ m}^3/\text{t}$,而在百色阳圩一带其 Langmuir 体积 V_L 相对较小,平均为 $1.18 \text{ m}^3/\text{t}$ 。因此,上林和南丹一带的页岩比百色阳圩一带的页岩具有更好的吸附性能和储气能力。同理,对于石炭系鹿寨组的富有机质泥页岩,南丹—环江—柳州融水和马山周鹿一带页岩的吸附性能和储气能力最优。对于三叠系石炮组的富有机质泥页岩,上思地区页岩的吸附性相对于巴马和马山地区更好(图 8)。寒武系清溪组和奥陶系升坪组有机质页岩分布较局限,主要分布于桂东

北地区,含气潜力一般。

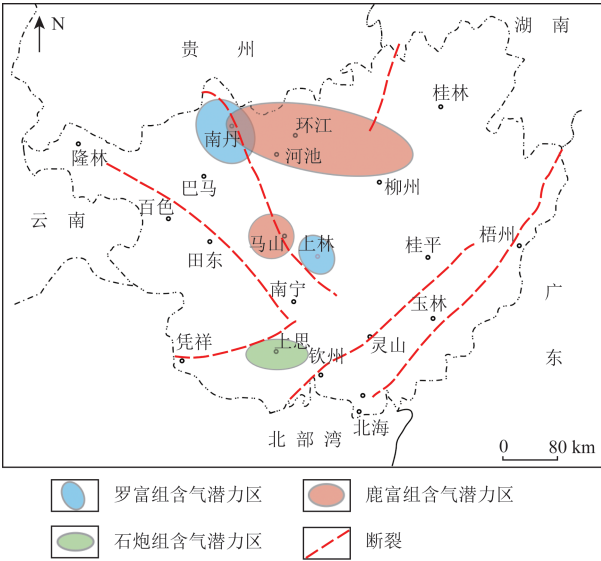


图 8 广西地区富有机质页岩含气潜力区^[12]

Fig.8 Gas bearing potential area of organic shale in Guangxi^[12]

4.2 含气潜力层适宜埋深预测

页岩的高压等温吸附过程,实际就是模拟地下高温高压的地层条件,有机质页岩吸附页岩气

的过程。根据等温吸附曲线可以获取相应埋深压力下页岩的吸附气量,也可以根据页岩吸附量读取对应的地层埋深压力(图9),从而进一步推测埋深。从图2的等温吸附曲线看,罗富组、鹿寨组和其他大部分样品当压力增大到25.0 MPa时,页岩吸附气量达到饱和转折点,石炮组在15 MPa左右达到饱和转折点。对于常压地层,若不考虑其他影响因素,根据静态孔隙压力-深度估算^[17],15.0 MPa、25.0 MPa对应1 500 m、2 500 m左右的埋深,我们可称之为最大饱和埋深。从含气潜力与开发成本考虑,可以将最大饱和埋深值作为圈定页岩含气潜力区的关键埋深参数。

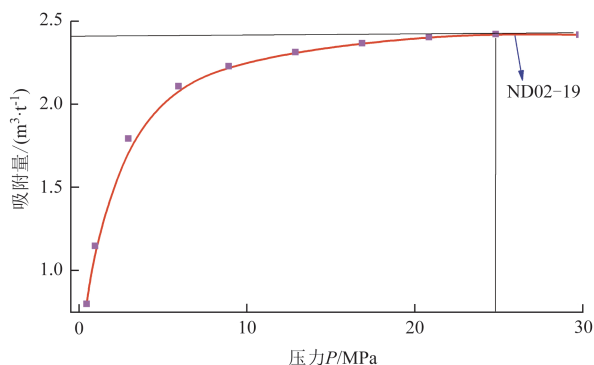


图9 有机质页岩吸附气量随压力变化关系

Fig. 9 Variation of adsorbed gas volume of organic shale with pressure

4.3 勘探对策

根据含气潜力主控因素分析,控制广西页岩吸附甲烷气量的主要因素有 TOC 含量、有机质类型、成熟度、伊蒙混层含量等。根据不同区域含气潜力受控因素的不同,可以有针对性的调整勘探对策,助力早日实现广西页岩气突破。

(1)罗富组。由表1看出,罗富组在上林一带 R_0 超过4.0%,储气能力下降,同时考虑罗富组有机质泥页岩在上林的空间展布范围小,其勘探潜力一般。南丹吾隘—巴定乡一带有机质泥页岩 TOC 含量高,成熟度为2.78%~3.59%,生气潜力良好,可以作为重点勘探区域。百色阳圩一带有机质泥页岩 TOC 含量偏低,储层物性也较差(孔隙度0.63~2.77%、饱和吸附气含量0.86~1.49 m³/t),此外根据 TD01 井的钻探成果显示,在五指山组底部和二叠系栖霞组上部钻遇辉长岩,使得百色阳圩西部一带盖层受到破坏,局部封盖能力变差不利于页岩

气的保存。鉴于罗富组页岩含气潜力受控于 TOC 含量、 R_0 、储层物性和封盖条件,在勘探评价过程中应侧重分析沉积微相和构造,即根据沉积相预测富有机质页岩的展布,同时避开岩浆侵入破坏区和断层导致的构造复杂区,遵循“动中找静”原则,从而评价出具有较好的生烃条件和保存条件的页岩气潜力区,继而提高页岩气突破的成功率。

(2)鹿寨组。鹿寨组页岩作为广西区内最具含气潜力的目标层,饱和吸附量平均高达2.87 m³/t,大部分样品的 TOC 含量较高,成烃物质基础好,有机质类型以 I 型干酪根为主,脆性矿物含量适中,除了南丹—环江地区以外,总体储层物性好。对于南丹—环江一带,唯一的劣势在于成熟度 R_0 过高,在4.0%以上,为高过成熟页岩。对于如何在高过成熟页岩地层获得页岩气的突破,从前人研究成果以及实际勘探效果分析来看,一方面要注重构造保存条件的分析,只要地层没有遭受大的构造破坏,后期即使烃源岩由于构造抬升而停止产气,其前期生成的大量气体也能得到保存成藏。据此,鹿寨组在南丹—环江水源一带,因其上部有中上石炭统、二叠系和三叠系灰岩地层作为有效盖层,下部也有五指山组灰岩作为底板,加上鹿寨组本身页岩厚度在100~300 m,气体保存条件总体较好,应成为下一步勘探的重点。HJ01 水井、宜页1、丹页2井等均有良好的页岩气显示,有力证明了在高温演化地层,只要具备良好的保存条件,其仍然有页岩气成藏的可能;另一方面,可以遵循“动中找静、高中选低”的原则进行页岩气的勘探,在构造活动强烈或保存条件稍微欠缺的地区下,可以先圈定出成熟度适中的区域进行详细评价,如河池环江往东至柳州融水—鹿寨一带、马山周鹿一带页岩成熟度较低(R_0 为1.02%~2.5%),不需要苛刻的保存条件,只要具备良好的物质基础条件(TOC 含量大于1%)就有页岩气成藏的潜力。

(3)石炮组。石炮组富有机质页岩 TOC 含量总体偏低(表1),制约了页岩的含气潜力,有机质类型以 II₁ 型干酪根为主,黏土矿物含量较高,一定程度上有利于页岩的吸附。另外,石炮组埋深较浅,一般在500~2 000 m。鉴于石炮组 TOC 含量低、埋深浅,在勘探评价过程中应重点评价背斜两翼或向斜核部区域的目标层,以保障有良好的保存条件弥补生烃物质基础差和保存条件差的劣势。

(4)其他层位。对于升坪组和清溪组,由于成

熟度过高,最高可达4.8%,页岩已有轻微变质板岩化,根据前面页岩含气潜力分析,其 R_0 已超过4.0%,页岩内部储气能力下降。因此,对于升坪组和清溪组的页岩气勘探原则,应该遵循“高中选低”的原则,在桂中和桂东北地区,评价区域的 R_0 应低于4.0%。结合图4,从 R_0 对吸附气含量影响的角度看,当 R_0 大于4.0%小于4.5%时,页岩的孔渗受到破坏,饱和吸附气在1.5~3.2 m³/t,仍具有较好的储气能力,此时页岩的吸附能力与 R_0 在3.5%~4.0%左右的吸附能力相当。因此其上限可放宽到4.5%,但应以4.0%为宜。

5 结论

(1)从页岩吸附甲烷性能来看,广西页岩含气潜力最大的为下石炭统鹿寨组,其他依次为中泥盆统罗富组、中奥陶统升坪组、寒武系清溪组、下三叠统石炮组。

(2)控制广西页岩吸附甲烷气量的主要因素有TOC含量、有机质类型、成熟度、介孔和微孔孔容、伊蒙混层含量等。另外,当 R_0 等于4.0%时吸附气含量达到峰值,即评价广西区内的潜质页岩时 R_0 上限应以4.0%为宜。

(3)对于常压地层,罗富组、鹿寨组、升坪组和清溪组页岩在埋深2 500 m左右其吸附气量达到最大值,石炮组在1 500 m左右。从含气潜力与开发成本考虑,可以将最大饱和埋深值作为圈定页岩含气潜力区的关键埋深参数。

(4)不同页岩层位的主控因素略有差异,总体上在勘探评价中应重点查明沉积微相、页岩的TOC含量、黏土矿物类型与相对含量、构造与盖层保存条件,对构造活动较强、 R_0 %较高的地区应遵循“动中找静,高中选低”的勘探原则。

参考文献(References):

- [1] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fort worth Basin, north - central Texas: Gas - shale play with multi - trillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155 - 175.
- [2] Lu X C, Li F C, Watson A T. Adsorption measurements in Devonian shales[J]. Fuel, 1995, 74(4): 599 - 603.
- [3] 杨文新,李继庆,苟群芳. 四川盆地焦石坝地区页岩吸附特征室内实验[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(9): 1350 - 1355.

- properties for Jiaoshiba shale, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(9): 1350 - 1355.
- [4] 张寒,朱炎铭,夏筱红,等. 页岩中有机质与黏土矿物对甲烷吸附能力的探讨[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 812 - 816.
- Zhang H, Zhu Y M, Xia X H, et al. Comparison and explanation of the absorptivity of organic matters and clay minerals in shales[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 812 - 816.
- [5] 夏大平,王振,马俊强. 煤层气与页岩气吸附差异性分析[J]. 煤田地质与勘探, 2015, 43(6): 36 - 38, 44.
- Xia D P, Wang Z, Ma J Q. Analyses on the adsorption difference between coalbed methane and shale gas[J]. Coal Geology & Exploration, 2015, 43(6): 36 - 38, 44.
- [6] 闫建萍,张同伟,李艳芳,等. 页岩有机质特征对甲烷吸附的影响[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 805 - 811.
- Yan J P, Zhang T W, Li Y F, et al. Effect of the organic matter characteristics on methane adsorption in shale[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 805 - 811.
- [7] 王祥,王瑞湖,张能,等. 桂中坳陷环江地区高—过成熟富有机质页岩储集性能研究及其对含气性的影响[J]. 矿产与地质, 2020, 34(6): 1078 - 1083, 1128.
- Wang X, Wang R H, Zhang N, et al. Study on reservoir performance of high - over - mature organic - rich shale in Huanjiang area of Central Guangxi Depression and its influence on gas bearing property[J]. Minerals and Geology, 2020, 34(6): 1078 - 1083, 1128.
- [8] Gasparik M, Ghanizadeh A, Bertier P, et al. High - pressure methane sorption isotherms of black shales from the Netherlands[J]. Energy & Fuels, 2012, 26(8): 4995 - 5004.
- [9] 吉利明,邱军利,夏燕青,等. 常见黏土矿物电镜扫描微孔隙特征与甲烷吸附性[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 249 - 256.
- Ji L M, Qiu J L, Xia Y Q, et al. Micro - pore characteristics and methane adsorption properties of common clay minerals by electron microscope scanning[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 249 - 256.
- [10] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: lithofacies and depositional setting of a deep - water shale - gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579 - 601.
- [11] 刘洪林,王红岩. 中国南方海相页岩吸附特征及其影响因素[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 5 - 9.
- Liu H L, Wang H Y. Adsorptivity and influential factors of marine shales in South China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 5 - 9.
- [12] 广西壮族自治区地质调查院. 广西页岩气资源潜力调查报告[R]. 2019: 100 - 203.
- Geological Survey Institute of Guangxi Zhuang Autonomous Region. Investigation Report on Shale Gas Resource Potential in Guangxi[R]. 2019: 100 - 203.
- [13] 广西壮族自治区地质矿产局. 广西壮族自治区区域地质志[M]. 北京:地质出版社, 1985: 44 - 292.
- Bureau of Geology and Mineral Resources of Guangxi Zhuang Autonomous Region. Regional Geology of Guangxi Zhuang Auto-

- mous Region[M]. Beijing:Geology Press,1985:44-292.
- [14] 岑文攀,王瑞湖,徐海,等. 广西页岩气勘查现状、存在问题及建议[J]. 南方国土资源,2018(3):40-43.
- Cen W P,Wang R H,Xu H,et al. Present situation,existing problems and suggestions of shale gas exploration in Guangxi[J]. Southern Land and Resources,2018(3):40-43.
- [15] 黄羚,徐政语,王鹏万,等. 桂中坳陷上古生界页岩气资源潜力分析[J]. 中国地质,2012,39(2):497-506.
- Huang L,Xu Z Y,Wang P W,et al. An analysis of resource potential of Upper Paleozoic shale gas in Guizhong depression[J]. Geology of China,2012,39(2):497-506.
- [16] 王鹏万,陈子焯,贺训云,等. 桂中坳陷泥盆系页岩气成藏条件与有利区带评价[J]. 石油与天然气地质,2012,33(3):353-363.
- Wang P W,Chen Z L,He X Y,et al. Shale gas accumulation conditions and play evaluation of the Devonian in Guizhong depression[J]. Oil and Gas Geology,2012,33(3):353-363.
- [17] 刘震,孙迪,李淮莲,等. 沉积盆地地层孔隙动力学研究进展[J]. 石油学报,2016,37(10):1193-1215.
- Liu Z,Sun D,Li W L,et al. Advances in research on stratigraphic porodynamics of sedimentary basins[J]. Acta Petrolei Sinica,2016,37(10):1193-1215.

Gas bearing potential and exploration strategy of organic shale in Guangxi

CHEN Jiyu¹, WANG Ruihu¹, CEN Wenpan¹, WANG Laijun¹, LU Jipu², CHEN Haiwu¹,
ZHANG Meiling¹, CAO Shufang¹

(Geological Survey Institute of Guangxi Zhuang Autonomous Region, Guangxi Nanning 530023, China; Bureau of Geological and Mineral Exploration and Development of Guangxi Zhuang Autonomou Region, Guangxi Nanning 530023, China)

Abstract: In order to deepen the understanding of shale gas – bearing potential in Guangxi, the authors in this research analyzed the gas – bearing potential of key organic – rich shale layers in Guangxi and the controlling factors of shale adsorbed methane gas volume, and discussed the favorable distribution area and exploration countermeasures of gas – bearing potential layers, through shale isothermal adsorption experiment method combined with TOC content, organic matter type, vitrinite reflectance (R_o), whole rock and clay X – ray diffraction analysis and testing. The study shows that the shale of Luzhai Formation has the best gas potential, and the average saturated adsorption capacity is 2.87 m³/t, followed by Luofu Formation, Qingxi Formation, Shengping Formation, and Shipao Formation. The areas with the best shale adsorption performance are Shanglin and Nandan in Luofu Formation, Nandan – Liuzhou and Mashan Zhoulu in Luzhai Formation, and Shangsi in Shipao Formation. The main factors controlling the methane gas adsorbed by shale in Guangxi include TOC content, organic matter type, R_o , pore volume of mesopore and micropore, content of illite /smectite mixed layers, and caprock conditions, but the main controlling factors of different shale layers are slightly different. In general, the exploration evaluation should focus on finding out the sedimentary microfacies, TOC content of shale, clay mineral types and relative content, structure and caprock preservation conditions. For areas with strong structural activity and high R_o , the exploration principle of “looking for static in motion and selecting low from high” should be followed. The study aims to guide the exploration and development of shale gas in Guangxi for a new breakthrough.

Keywords: shale; isothermal adsorption; adsorption performance; Luzhai Formation; Luofu Formation; exploration strategy

(责任编辑: 常艳)