

doi:10.3969/j.issn.2097-0013.2022.03.003

中扬子古隆起周缘寒武系页岩气赋存方式与富集机理

陈孝红, 李海, 苗凤彬, 罗胜元

CHEN Xiao-Hong, LI Hai, MIAO Feng-Bin, LUO Sheng-Yuan

中国地质调查局武汉地质调查中心(中南地质科技创新中心), 湖北 武汉 430205

Wuhan Center of China Geological Survey (Central South China Innovation Center for Geosciences), Wuhan 430205, Hubei, China

摘要: 在黄陵和雪峰隆起及周缘含气页岩储层微观储集空间类型及其影响因素分析基础上, 结合页岩气与煤层气解析曲线的对比研究, 探索了中扬子地区寒武系页岩气赋存方式和富集机理。结果表明: (1) 高演化页岩的原生基质孔隙均被沥青质体充填, 高演化页岩气的微观储集空间主要来源于原生基质孔隙中沥青质生、排烃产生的次生孔隙以及构造活动产生的微裂缝; (2) 高演化页岩气和煤层气解析曲线接近, 证明两者具有相似的储集和流动特征, 裂缝充填、有机质和微孔吸附以及水溶液溶解是页岩气的主要赋存方式; (3) 页岩气富集是页岩 TOC、热演化和构造保存条件共同作用的结果。

关键词: 页岩气; 赋存方式; 富集机理; 高演化; 寒武系; 中扬子地区

中图分类号: P534.41; P618.130.2

文献标识码: A

文章编号: 2097-0013(2022)03-0394-14

Chen X H, Li H, Miao F B and Luo S Y. 2022. Occurrence Model and Enrichment Mechanism of Cambrian Shale Gas Around Paleo-uplift in the Mid-Yangtze Region. *South China Geology*, 38(3): 394-407.

Abstract: Based on the analysis of micro-pore structure type and their influencing factor of gas-bearing shale reservoir in Huangling and Xuefeng uplifts and their adjacent region, combined with the comparative study of resolution curves between shale gas and coaled methane, the occurrence model and enrichment mechanism of Cambrian shale gas around paleo-uplift in the mid-Yangtze area are discussed in this paper. It is concluded that (1) The primary matrix pore of high-mature shale is filled with asphaltenes, and the micro-space of the high-mature shale gas reservoir is mainly derived from secondary pore caused by asphaltene hydrocarbon generation and expulsion, as well as micro-fracture caused by structure activities. (2) The resolution curves of high-mature shale gas and coaled methane are similar, which proves that they have similar reservoir and mobility behaviors. Microfracture filling, organic and micropore adsorption and aqueous solution dissolution are the main types of occurrence for shale gas. (3) Shale gas enrichment is the result of TOC combined with specific thermal evolution and tectonic preservation conditions.

Key words: shale gas; occurrence model; enrichment mechanism; high-mature; Cambrian; the Mid-Yangtze region

收稿日期: 2022-7-22; 修回日期: 2022-7-28

基金项目: 中国地质调查局项目(DD20190558)、国家科技重大专项任务(2016ZX05034-001-002)

第一作者: 陈孝红(1964—), 男, 研究员, 长期从事地层古生物研究和页岩气地质调查, E-mail: yccxiaohong@163.com

为探索页岩气的赋存方式和富集机理,前人开展了大量模拟实验和理论探索。其中,方朝合等(2015)通过模拟实验,证明页岩气成藏过程中大量生烃会产生排驱效应与气携液作用,从而导致页岩气藏存在超低含水饱和度现象,页岩中的天然气赋存方式以有机质和黏土矿物表面吸附,以及基质孔、缝和构造裂缝中的游离气为主,溶解气含量较低。李倩文等(2020)采用定性分析和定量计算方法研究了不同赋存状态下页岩气含量差异,建立了页岩气赋存动态演化模式,认为页岩气的赋存方式与储集空间的孔径有关:(1)储集空间孔径小于2 nm时,主要是吸附气;(2)随着储集空间孔径的增加,甲烷分子间作用力急剧减小,开始呈现游离状态,当孔径大于10 nm时,几乎全是游离态。显然,储层的裂缝和微观储集空间的大小对页岩气的赋存方式具有关键控制作用,不同储集空间中的气体含量在页岩气含量中的占比直接反映页岩气富集机理。然而,页岩储层的孔隙在页岩中的有机质和无机物中均可出现,而有机质是油湿的,烃类气体和液体可以很容易地以连续相的形式沿着有机物表面或通过有机物本身移动和传播,而有机质干酪根的润湿性取决于干酪根成熟度水平和页岩储层表面的非均质性(Sayeda et al., 2017),因此,除了储层储集空间孔隙大小外,孔隙类型、有机质成熟度也是影响页岩气赋存和富集的另外两个重要因素(王登等,2021)。

由于气体流动状态与克努森数相关,而克努森数定义为气体分子平均自由程与平均孔径之比(Song W H et al., 2016; Sayeda et al., 2017)。因此,微观储集空间大小不仅影响页岩气的赋存方式,而且直接制约页岩气的流动方式。定量获取页岩储层中不同流动状态气体的含量是获取不同赋存状态页岩气含量,进而确定页岩气富集机理的有效途径之一。虽然通过理论建模和孔隙结构分析,国内外学者获得了大量有关页岩气多尺度运移的规律和表征方式(Chen M J et al., 2016; Sun H et al., 2017),但页岩中的烃类气体可以通过天然裂缝、无机质孔隙以及有机质和有机质孔等多种方式进行流动,具有多类型多尺度流动特征,因此,页岩气的流动行为预测相当复杂(Sayeda et al., 2017)。在地质调查

过程中,采用燃烧法开展页岩气现场解析是在模拟地层温度条件下,通过稳定地向装有页岩样品的解析罐内输入氢气和氧气,将解析罐内页岩表面的烃类气体携带至解吸罐口燃烧产生二氧化碳,通过碳元素将二氧化碳换算成甲烷从而获得页岩的含气量。因此,在整个燃烧法解析过程中,解析罐内储层的温度、压力相对稳定,解析过程获得的累积产气量和瞬时解析气量变化曲线基本代表常压下页岩气随时间的累积和瞬时产出变化特征。因此,借助页岩气解析曲线可以方便地定量获取不同岩石类型页岩气的产出特征。由于页岩的解吸附是吸附的逆过程,吸附气解吸过程形成的累积产气量具有与页岩等温吸附相似的变化特征。而在不考虑吸附气情况下,气体在多孔介质中以粘性流和克努森扩散形式运移的流量均与多孔介质的气体密度,渗透率、压力梯度成正比,与气体的粘度成反比(Sun H et al., 2017),因此,可以利用累积产气量变化曲线区分页岩储层中的吸附气和游离气含量。由于在极短的时间内(即本文所称的“瞬时”)多孔介质的气体密度,渗透率、压力梯度变化可以忽略不计,瞬时产气量直接受制于气流的粘度,因此,瞬时产气量非连续性应该是流动气相态变化的结果。据此,并结合页岩含水饱和度测试结果,理论上可以利用瞬时解析量的变化来获取页岩气流体的相态变化,进而分析页岩气的赋存状态,确定达西流、滑脱流和过渡流等不同流动状态气体的含量,为页岩气富集机理研究提供基础数据。为此,本文试图在确定中扬子古隆起周缘寒武系页岩储层微观储集空间类型、大小及其影响的基础上,系统分析古隆起周缘寒武系页岩气现场解析曲线及其对页岩气流动行为的指示意义,分析和确定该区页岩气的赋存方式和富集机理

1 地质概况

中扬子地区在寒武纪时期跨越了中扬子地台及其南部被动大陆边缘。受全球板块拉张、海平面上升影响,寒武纪早期发育了遍布全区的富有机质页岩,是中国南方页岩气勘探的重要层位。按照寒武纪构造古地理格局和岩石组合分布特征,大致以

慈利-大庸和溆浦-安化断裂为界,可将区内寒武系自北而南划分为中扬子、江南和湘中三个地层分区。其中,中扬子分区的中寒武统(滇东统)在台凹地区称为岩家河组,往台隆地区相变为灯影组(上部)。宜昌地区寒武系页岩气产于中寒武统(黔东统)水井沱组(图1,陈孝红等,2018)。江南和湘中地层分区的中寒武统发育较全,前者以碳质硅质岩

为主,通常沿用黔北的地层名称,称为牛蹄塘组;后者以细碎屑岩为主,称为小烟溪组(下部)(图1)(陈孝红等,2022a)。由于差异隆升,目前区内的地质构造总体上具有东西分段、南北分带的特点,其中西段为湘鄂西褶皱带,东段为江汉-洞庭新生代盆地。湘鄂西褶皱带的北、南两侧分别发育有黄陵隆起和雪峰隆起(图2)。

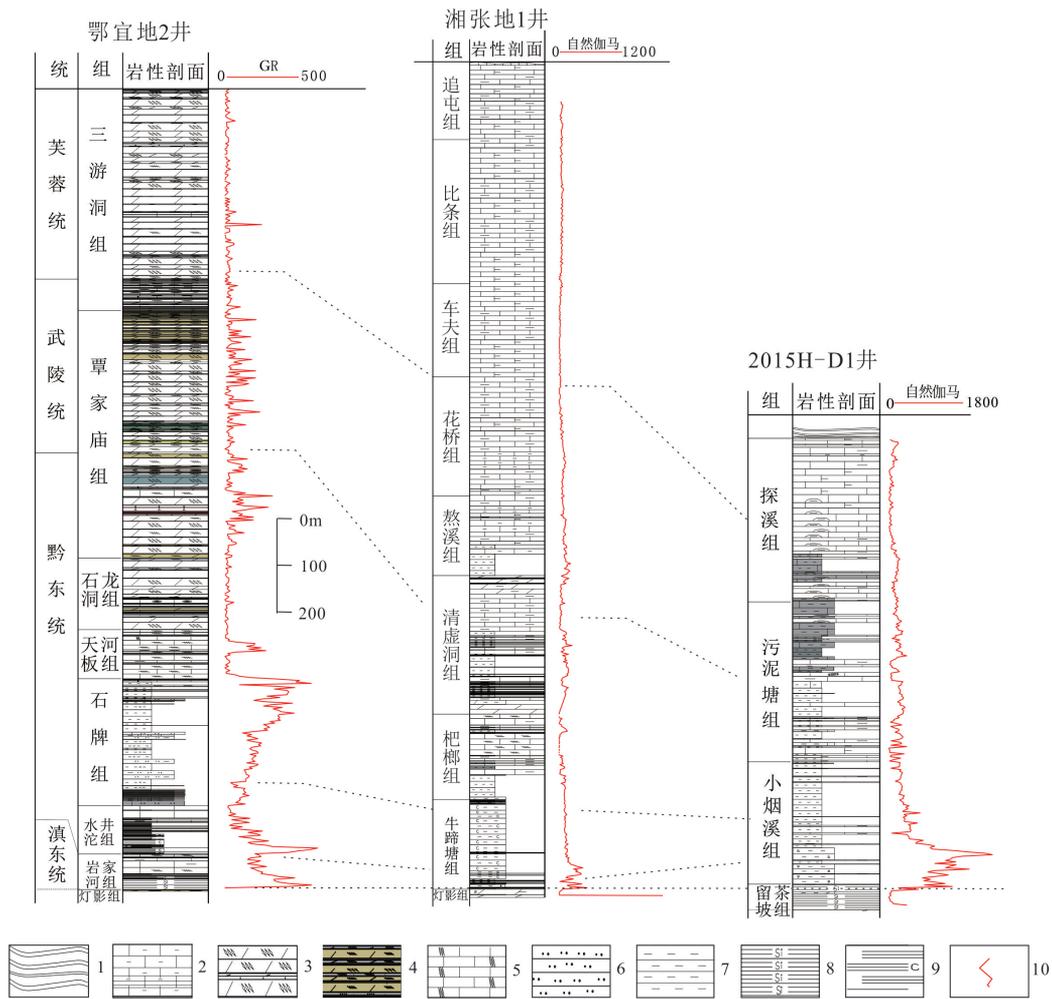


图1 中扬子地区寒武系划分对比图

Fig. 1 Subdivision and correlation of Cambrian in mid-Yangtze area

1-板岩;2-砂岩;3-白云岩;4-膏盐层;5-白云质灰岩;6-泥质灰岩;7-泥岩;8-硅质页岩;9-炭质页岩;10-伽马曲线

继2015年鄂宜地2井在中扬子黄陵隆起东南缘宜昌斜坡带寒武系水井沱组获得页岩气重大发现,2017年鄂宜页1井通过采用水平井分段压裂试气测试,在寒武系水井沱组获得高产工业页岩气流以来(陈孝红等,2017;蔡全升等,2018;Zhai G Y et al., 2019;Chen X H et al., 2021),有关中扬子古隆

起周缘寒武系页岩气的调查评价引起了同行的高度重视。中国石化集团勘探分公司在雪峰隆起西侧雪峰5区块部署实施了峰1井。中国地质调查局在黄陵隆起和雪峰隆起周缘部署实施了多个地质调查项目,加强了对古隆起周缘页岩气地质调查,并在黄陵隆起和雪峰隆起周缘获得了一系列页岩气

新发现(表1,图2),进一步揭示出古隆起与寒武系页岩气成藏的某种相关性。项目研究涉及的鄂宜页1井、鄂宜地2井和鄂宜地4井主要分布在黄陵隆起东南缘,湘张地1井和湘吉地1井位于雪峰隆起西缘(图2)。各井页岩气地质概况见表1。

2 页岩微观储集空间类型及其影响因素

2.1 页岩微观储集空间类型

采用场发射电镜对黄陵隆起东南缘鄂宜地2

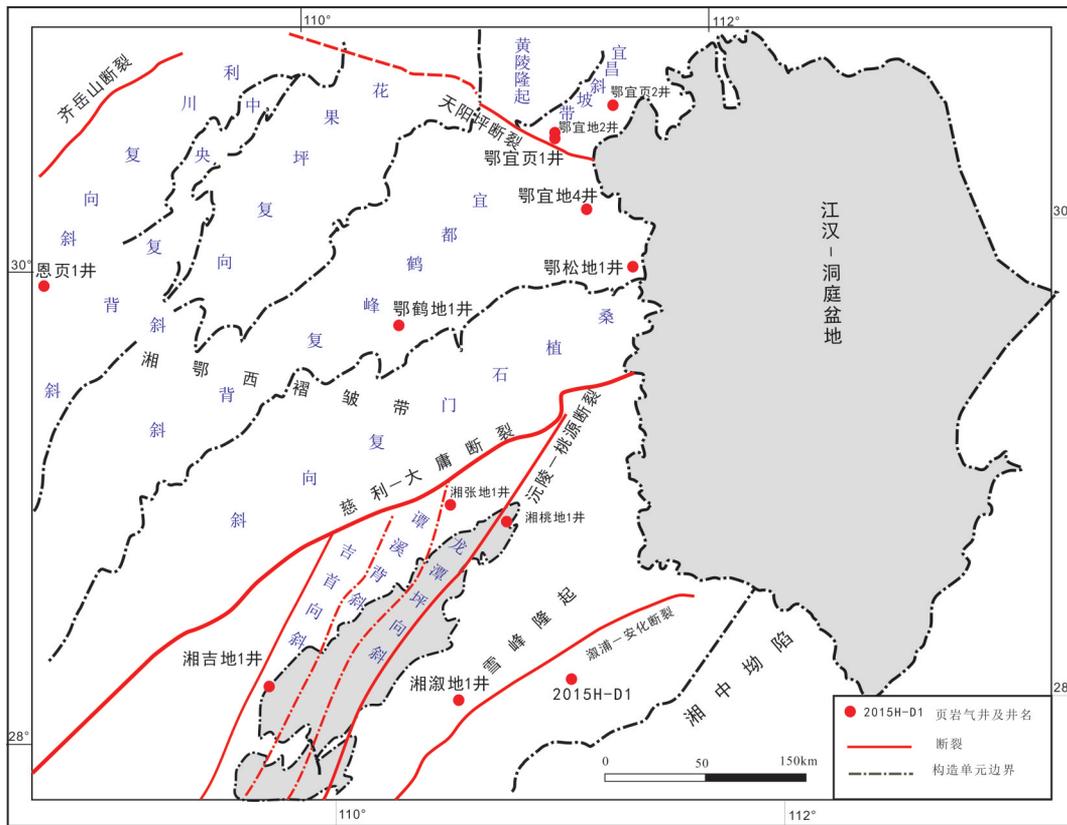


图2 雪峰隆起及周缘地区构造单元划分

Fig. 2 The division of tectonic units in the Xuefeng uplift and its adjacent region

表1 中扬子古隆起周缘典型寒武系页岩气井地质概况

Table 1 Geological conditions of typical Cambrian shale gas well around paleo-uplift in the Mid-Yangtze Region

对比参数		鄂宜页1井(鄂宜地2井)	鄂宜地4井	湘张地1井	湘吉地1井
地理地质位置	位置	宜昌点军车溪	宜都聂家河	张家界沅古坪	吉首
	古地理位置	碳酸盐台地缓坡		大陆架	
	构造位置	江汉盆地	湘鄂西褶皱带	雪峰隆起	
埋深与厚度	埋深(m)	1785~1871	1000-3000	1792 ~ 1964	1800 ~ 2050
	页岩厚度(m)	86	80	172	200
有机地化	成熟度(Ro/%)	2.18~2.30/2.26	2.80~2.83/2.82	2.56 ~ 3.3/3	2.49-3.11/2.78
	有机碳含量(TOC/%)	0.43-10.45/2.70	0.56-7.1/2.84	1.19 ~ 10.5/3.83	1.36 ~ 12.96/5.72
储层物性	孔隙度(%)	0.6~3.9/2.83	0.42-1.86/1.02	1.26-3.49/2.68	0.56-4.1/1.15
	石英含量(%)	19.3~43.4/29.3	4.0-53.0/32.0	31.5-65.9/49.2	1.9-54.4/36.9
	黏土矿物含量(%)	21.6~47.3/31.3	19.0-59.0/30.0	6.2-40.8/25.2	5.0-38.5/24.9
	碳酸盐含量(%)	5.6~39/20	10.0-74.0/25.3	2.2-46.0/9.9	0-65.0/21.1
含气性	录井全烃(%)	0.11~14.13	1.21-11.17	0.33-7.02	0.24-16.65
	解析气含量(方/吨)	0.58~5.48/2.05	0.07~3.13/1.55	0.01-1.59/0.44	0.01-4.92/0.74

井、鄂宜页1井寒武系岩家河组和水井沱组页岩进行系统观察,识别出的微观储集空间主要有层理缝、垂直裂缝,片状矿物之间的顺层缝(图3a,b)和

少量溶蚀孔洞(图3b,c)。有机质(沥青质体)与方解石、石英、黄铁矿相互交织,未见明显的粒间缝。在氩离子抛光面上见及微裂缝和有机质孔隙(图3e,f)。

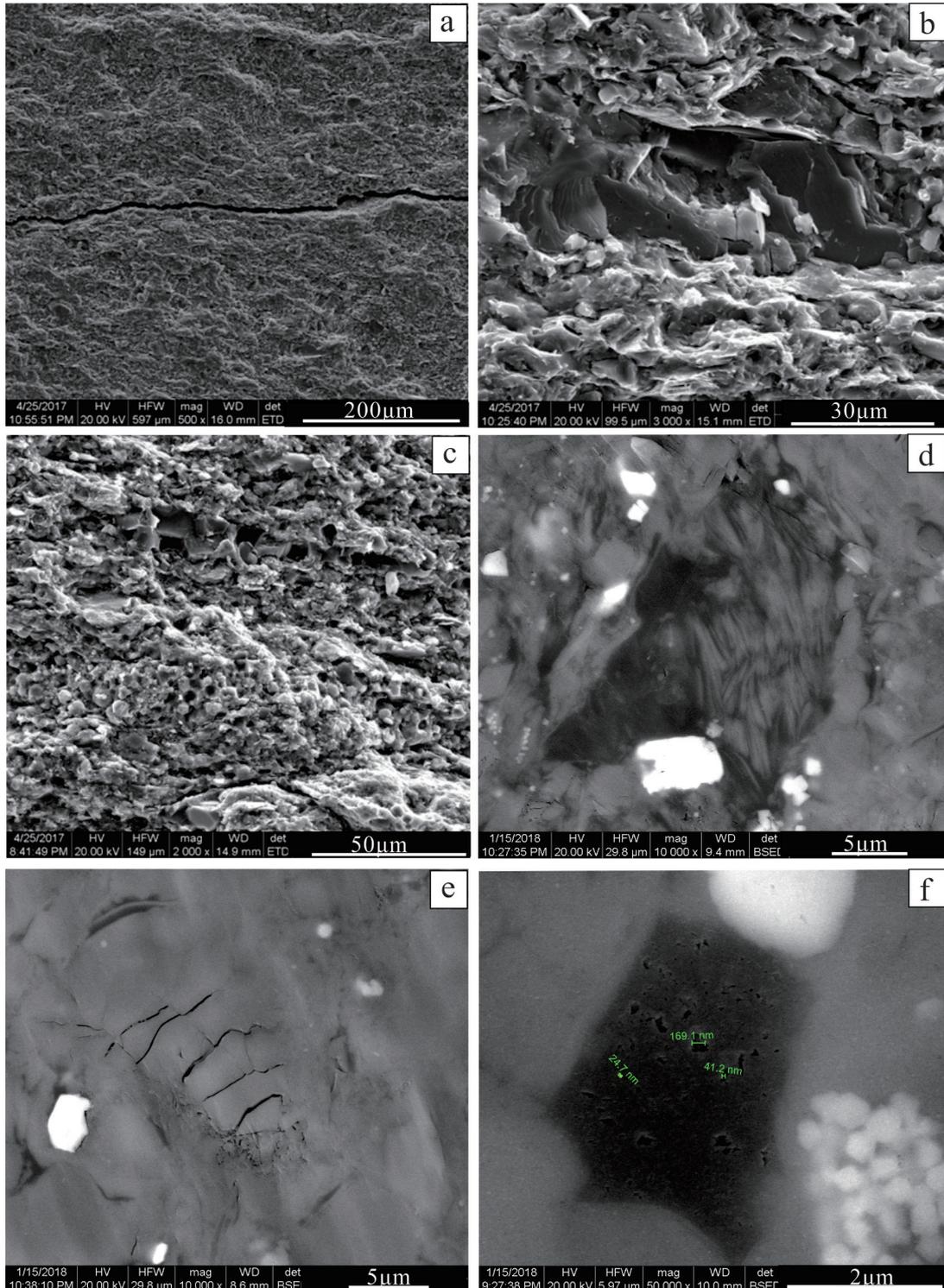


图3 宜昌地区寒武系水井沱组页岩孔隙类型

Fig. 3 The pore types of shale in the Cambrian Shuijingtuo Formation

a. 层理缝;b. 片状矿物间缝、溶蚀孔;c. 溶蚀孔;d. 粒间孔(被沥青质充填);e. 收缩缝;f. 有机质孔

2.2 岩石矿物组合对孔隙度的制约

基于鄂宜地2井寒武系富有机质页岩等间距采集样品所获得的孔隙度与TOC、石英、碳酸盐和黏土矿物含量的测定和统计学分析,表明无论是水井沱组的碳硅泥岩型富有机质页岩,还是岩家河组泥灰岩型富有机质页岩,页岩的孔隙度与TOC(图4a)、碳酸盐岩(图4b)、石英(图4c)、黏土矿物(图4d)、伊/蒙间层(图4e)及TOC与碳酸盐岩含量(图4f)的相关性均不明显,证明在同一成熟度条件下,页岩的孔隙度不受岩石矿物组合类

型的影响。

2.3 构造变形对页岩微观储集空间类型的影响

位于雪峰隆起西缘的湘张地1井寒武系牛蹄塘组页岩储层曾遭受过较为强烈的构造挤压和滑脱作用影响(苗凤彬等,2019),与鄂宜地2井相比两者的微观储集空间类型一致,且有机质同样与方解石、石英、黄铁矿相互交织,沥青质体充填于各种原生岩石矿物颗粒间(图5a),但湘张地1井寒武系牛蹄塘组层间裂缝(层理缝)、片状矿物的顺层缝(图5c)、溶蚀孔(图5e,f)更为发育,此外还见到

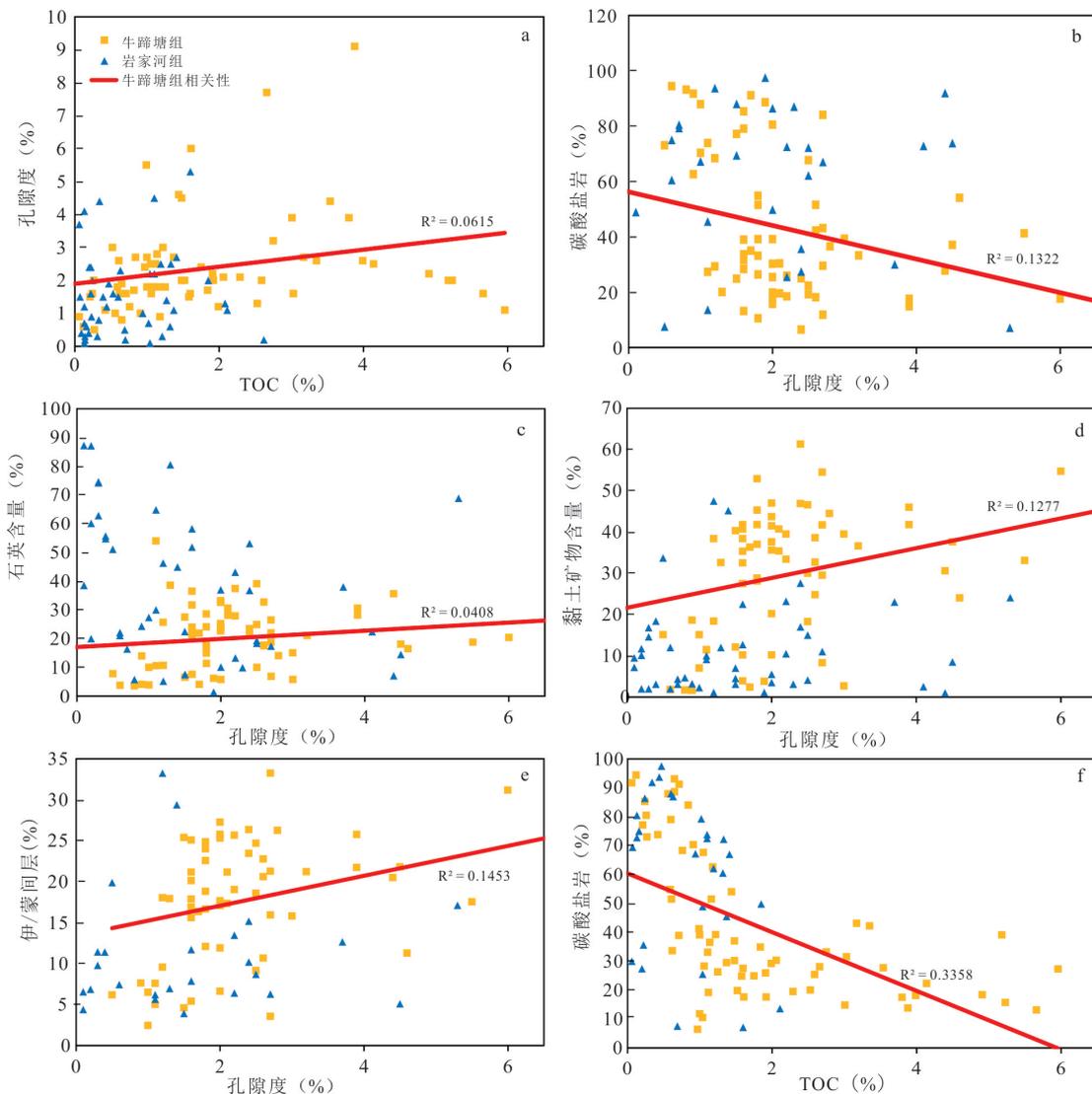


图4 鄂宜地2井页岩孔隙度与TOC(a)、碳酸盐岩(b)、石英(c)、黏土矿物(d)、伊/蒙间层(e)及TOC与碳酸盐岩(f)含量相关性图解

Fig. 4 Correlation diagram of shale porosity with TOC (a), carbonate (b), quartz (c), clay mineral (d), intercalated illite / montmorillonite beds ratio (e), and diagram of correlation between TOC and carbonate rock content (f) in well Yidi2

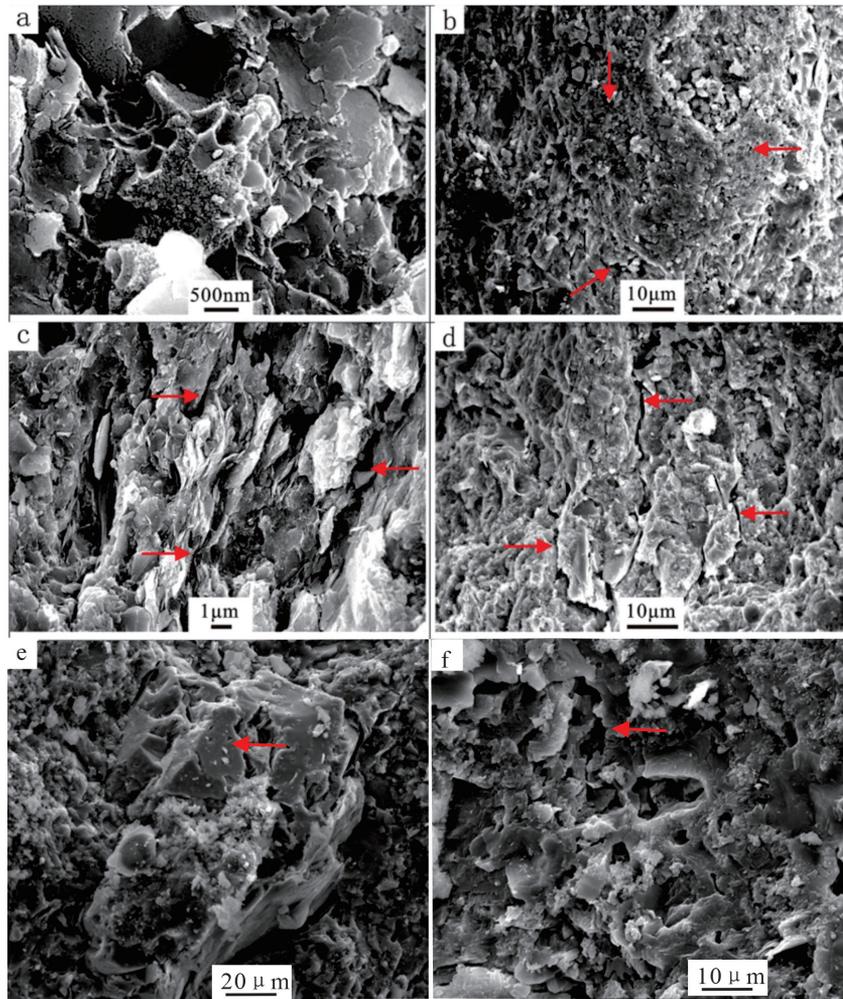


图5 张家界地区湘张地1井寒武系牛蹄塘组页岩孔隙类型

Fig. 5 The pore types of shale of Cambrian Niutitang Formation in Zhangjiajie area

a. 沥青质体与自生石英交互共生; b. 挤压碎裂形成的粒间缝; c. 矿物定向排列形成顺层裂缝; d. 层间裂隙; e. 溶蚀孔、矿物间缝; f. 溶蚀孔

有与构造挤压相关的构造裂缝(图5 b),表明构造虽然不影响储层的微观孔隙类型,但可能改变微观储集空间的大小和孔喉结构特征,使储层微裂缝更为发育,微裂缝与基质孔隙共同形成与煤层较为接近的基质孔隙加裂缝的双重孔隙介质。

为进一步揭示构造对页岩储层微观储集空间的影响,采用核磁共振方法对黄陵隆起边缘的鄂宜页1井寒武系水井沱组和鄂宜页2井志留系龙马溪组以及雪峰隆起西缘的湘张地1井寒武系富有机质页岩的孔喉结构进行测试。结果表明同一储层中页岩的孔喉结构特点相似,但相同孔径的孔隙度在总孔隙度中占比以及同一类孔隙(如微孔,纳米孔、宏孔或大孔)在总孔隙度中占比最大的孔隙的孔径随TOC升高而增大(图6 a),表明岩性变化对储层

的孔喉结构影响不大,但储层中总有机碳含量影响储层微观储集空间的大小。对比分析TOC接近,但成熟度不同的鄂宜页1井和湘张地1井寒武系富有机质页岩的孔喉结构,不难发现成熟度较高的湘张地1井的孔隙有向 $0.01\sim 0.1\ \mu\text{m}$ 孔集中,微孔和宏孔的孔隙度在孔隙度组成中占比明显降低的特点(图6 a),证明成熟度对页岩储层的孔隙类型和微观孔隙结构具有一定的制约作用。

2.4 热演化对页岩储层微观储集空间的影响

为查明热演化对储层孔隙度的影响,本文对华南不同地区已知寒武系页岩成熟度和孔隙度进行了相关性分析,结果显示高演化($R_o > 2.0\%$)页岩的孔隙度与成熟度具有一定的负相关性(表2,图6 b),证明热演化对高演化页岩孔隙度

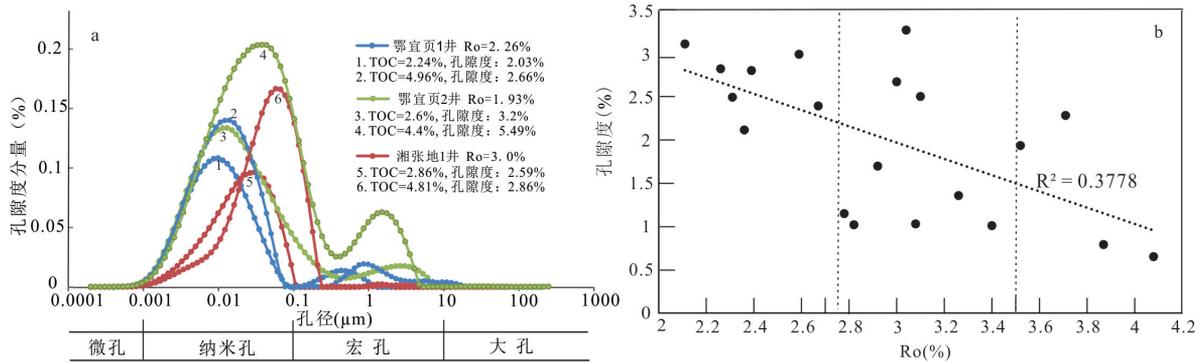


图6 雪峰隆起及周缘寒武系页岩孔隙结构与总有机碳含量(TOC)和成熟度(Ro)(a)、孔隙度与成熟度(Ro)(b)的关系图解
 Fig. 6 Relationship between pore structure with TOC and maturity (a), the relationship between porosity and maturity (Ro) (b) of Cambrian shale in the Xuefeng uplift and adjacent region

表2 华南不同地区寒武系页岩气井TOC、Ro和孔隙度统计表

Table 2 TOC, Ro and porosity of the Cambrian shale in different area of South China

井名	有机碳含量/均值TOC(%)	有机质成熟度/均值Ro(%)	孔隙度/均值(%)	资料来源
鄂宜页3井	0.78~3.99/2.37	2.02~2.19/2.11	0.47~4.95/3.12	本文
鄂宜页1井	0.43 ~ 10.45/2.70	2.18~2.30/2.26	0.6~3.9/2.83	
鄂宜地4井	0.56 ~ 7.1/2.84	2.80~2.83/2.82	0.42 ~ 1.86/1.02	
湘吉地1井	1.36 ~ 12.96/5.72	2.49 ~ 3.11/2.78	0.56 ~ 4.1/1.15	
湘张地1井	1.19 ~ 10.5/3.83	2.56 ~ 3.3/3	1.26 ~ 3.49/2.68	
湘桃地1井	1.12 ~ 11.45/3.86	2.92 ~ 3.17/3.08	0.59 ~ 1.74/1.03	
鄂秭地2井	1.44 ~ 9.23/3.78	2.17 ~ 2.59/2.37	1.92 ~ 3.38/2.735	何晶等,2020
鄂鹤地1井	0.82 ~ 11.23/3.11	3.2 ~ 3.57/3.4	0.3 ~ 3.7/1.01	吴祥等(私人通讯)
鄂松地2井	2.38 ~ 12.79/5.83	3.23 ~ 4.54/3.87	0.20 ~ 1.17/0.79	何勇等(私人通讯)
岑巩TX-1	0.8 ~ 7.6/3.89	2.5 ~ 2.88/2.59	2.3 ~ 3.3/3.0	王濡岳等,2019
滇东曲1	0.11 ~ 9.7/2.45	2. ~ 3.55/3.04	1.2 ~ 6.07/3.28	董云超等,2016
川南	0.77 ~ 3.55/1.85	2.35 ~ 2.67	1.8% ~ 4.2%/2.4	王同等, 2021
威远威201	0.31 ~ 4.89/1.32	2.72 ~ 3.09/2.92	1 ~ 2/1.7	任东超等,2017
井研JS1井	0.36 ~ 0.85/0.55	2.29 ~ 3.73/3.26	0.89 ~ 2.38/1.36	孟宪武等,2014
巴地1井	1.04 ~ 9.79/3	2.5 ~ 3.58/3.1	1.89 ~ 3.05/2.51	陈葛成等,2019
长地B井	0.9 ~ 12.49/5.03	2.21 ~ 2.56/2.39	1.2 ~ 4.35/2.81	余江浩等,2016
盐源YQ2	0.55 ~ 9.37/1.8	4.01 ~ 4.12/4.08	0.3 ~ 1.3/0.65	梁兴等, 2011
恩页1井水井沱组	1.1-11.15/5.59	3.2-4.0/3.52	0.74-3.14/1.94	江汉油田(私人通讯)
恩页1井岩家河组	1.02-10.09/6.49	3.44-4.33/3.71	1.17-3.42/2.29	
鄂宜地2井水井沱组	0.52-5.96/2.05	2.25-2.35/2.31	0.5-9.1/2.5	
鄂宜地2井岩家河组	0.53-2.62/1.64	2.36	1.1-5.3/2.12	

的发育具有一定的抑制作用。进一步的研究发现,当Ro在2.75%和3.5%附近时,页岩的孔隙度发生剧烈下降。由于前者与肖七林等(2020)基于高演化页岩储层的热演化模拟实验结果获得的自生矿物溶蚀开始的热演化阶段一致,而后者则

与王玉满等(2014,2018)基于测井获得的页岩有机质碳化开始的热演化阶段接近,因此,上述孔隙度的剧烈波动应分别与热演化阶段中自生矿物的溶蚀和有机质碳化导致页岩储层储集空间变小有关。

3 页岩气赋存方式与富集机理

3.1 煤层气解析特点对烃类气体赋存方式的启示

由于煤层普遍含水,且煤层中发育的裂隙和煤基质的大量微孔共同构成了煤气储层的双重孔隙介质(苏喜立等,1999),因此,煤层气的相态、储集空间类型多样决定了煤层气产出过程中流动行为复杂多变。因此,对煤层气产出(解析)特征的研究,能较全面地获得多相态、复杂裂隙和多类型基质微孔气体的产出特点,从而为正确认识和理解页岩储层中微裂隙和基质孔隙等不同微观储集空间页岩气的赋存方式提供参考。本文采用的煤层气解析样品XD4-12和XXD-3分别采自湘南2015H-D4井上二叠统龙潭组和湘中湘新地4井下石炭统测水组。埋藏史-演化史恢复显示上述地区在印支-燕山期花岗岩侵入之后,因古地温梯度升高,导致石炭系和二叠系煤层中的有机质成熟度至少分别升高0.6%和0.4%以上而发生过二次生烃(毕华等,1996;陈孝红等,2022b)。因此,从上述样品目前的成熟度推测石炭系和二叠系煤系在遭受印支-燕山期岩浆热作用改造之前的成熟度分别为1.4%和1.9%,有机质热演化分别处于生油和生湿气阶段,储层中的微裂隙应部分或全部被原油充注。依照中低成熟页岩储层的热模拟实验结果推测,测水组目前处于生湿气向干气转化阶段,储层中原始微观储集空间大多被原油充填,但有较发育的层理缝。龙潭组则进入生干气阶段,储层中微观储集空间中原油已经裂解,除了存在发育的层理缝之外,有机质孔、溶蚀孔等微孔也较为发育(陈孝红等,2022a)。与上述储层微观储集空间特征相对应,在龙潭组XD4-12样品的解析曲线上,累积产气率曲线明显可以识别出产气速率从快变慢的两个弧形段a和b(图7A1)。由于该储层具有裂隙和微孔双重孔隙介质特征,且煤层裂隙中普遍含水,而基质孔隙存在的大量水分子难以进入到微孔,并考虑基质孔隙吸附气的解吸是吸附的逆向过程,因此,从b段的累积产气率曲线与等温吸附曲线相似,可以确定b段的气流应该是基质孔隙吸附气解吸产物。根据累积产气率斜率和瞬时产气量的波动特征,可将a段裂

缝型气体进一步划分为累积产气率和瞬时产气量变化频率不同的四类气体a1~a4(图7A2、A3)。由于在不考虑吸附气和裂缝气相态情况下,以粘性流和克努森扩散为特征的裂缝型气体的流动机理均取决于多孔介质的孔隙尺度,而按照多孔介质的孔径所确定的克努森数,可以将气体的流动形式划分为达西流、滑脱流、过渡流和自由分子流(Song W H et al., 2016)。因此,理论上,上述a1~a4应代表不同流动行为气体的产出特征。从气体相态来看,由于煤层中含水,解析罐内聚集的游离气a1排出之后,解吸气排出之前,还存在一个产水阶段。因此,游离气排除之后,应依次排出游离气和水溶气,游离气、水溶气和吸附气以及水溶气和吸附气等多种不同相态的混合气流。由于气体的产量很大程度上同时受孔隙大小及受孔隙大小制约的相态和运移性质的影响(Sun H et al., 2016),因此,混合气流中不同相态的瞬时产气量应该不同,表现在解析气的产出特点上,即为随时间变化瞬时产气量不稳定。因此,在煤层气解析的不同阶段出现2个或3个有规律交替变化的瞬时产气量(图7A2、A3),应该是不同解析阶段的煤层气存在2个或3个不同相态的气体共存所致。

而测水组XXD-3解吸曲线相对较简单,虽然瞬时产气量变化具有二分性特点,但累积产气率曲线几乎呈直线,且产气量随解析时长增加而均匀增加,直至产气最后阶段(图7B),反映湘新地4井测水组煤层气中吸附气含量极低。由于测井显示煤层含水饱和度达到100%,因此,湘新地4井测水组煤层气主要由微裂隙中水溶气组成。瞬时产气量变化的二分特点反映煤层气中存在少量(不到20%)游离气。

综上所述,根据煤层气解析过程中获得的瞬时产气量和累积产气率变化特点可以有效区分气体的流动形式和赋存状态,定性获取不同赋存状态下煤层气的含量,从而为煤层气的富集机理提供基础资料。这一方法也为利用页岩气现场解析曲线开展页岩气赋存和富集机理研究提供了新的思路。

3.2 页岩气解析特点及其对页岩气赋存方式的暗示

黄陵隆起南缘湖北宜昌、宜都以及雪峰隆起西缘湖南张家界和吉首地区寒武系页岩气储层条件

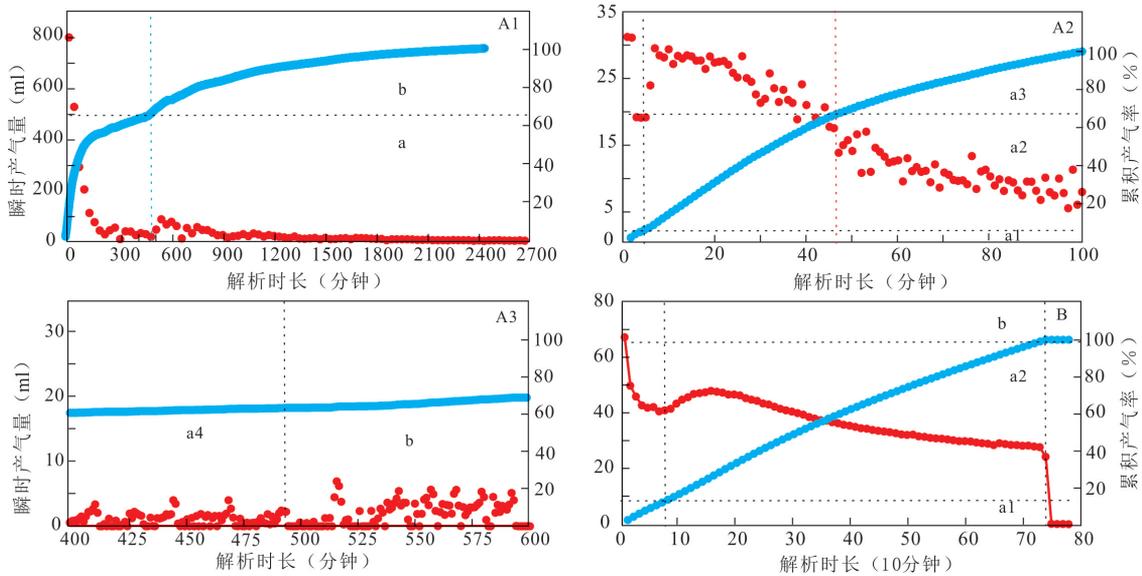


图7 不同成熟度煤层气解析曲线

Fig. 7 Desorption cure of coalbed methane with different maturity

A1-A3. XD4-12(2015H-D4井二叠系龙潭组, $R_o=2.3\%$, $TOC=13\%$); B. XXD-3(湘新地4井石炭系测水组, $R_o=2.0\%$, $TOC=11.42\%$); 红色点(线)为瞬时产气量,蓝色点(线)为累积产气率

不尽相同(表1),两者虽有相同的储集空间类型,但孔喉结构差别明显,其中宜昌地区页岩的微孔相对发育,而雪峰隆起西侧页岩的孔隙结构相对简单。表现在页岩气现场解析曲线上,不同古地理部位页岩气的累积产气率曲线和瞬时产气量变化曲线形态各异(图8),显示出赋存方式存在明显差异。与煤层气解析曲线相比较,构造稳定、成熟度相对较低的鄂宜地2井寒武系底部页岩气解析曲线与二叠系龙潭组煤层气的解析曲线(图7A1)接近,但累积产气率曲线气体a、b二分性不十分明显。在瞬时产气量变化曲线上,只存在两个相态转化(图8A1、B1、A2、B2),暗示宜昌地区寒武系水井沱组富含有机质页岩的微裂缝和孔隙均较为发育,且两者连通性较好。硅质含量相对较高的样品YD2-52的早期裂缝气瞬时产量不连贯,存在二分特点(图8A2),应该与硅质碳质页岩的脆性较高,且发育多期次微裂缝及游离气含量较高有关。宜昌寒武系水井沱组页岩气的这一解析特点,反映宜昌地区寒武系页岩气以游离气和吸附气为主,不含或含有极少量的水溶气,与水井沱组页岩分段压裂试气测试获得的该页岩气藏不含水的结论一致(陈孝红等,2017)。根据富有机质页岩累积产气率变化特点,可

以确定宜昌地区寒武系水井沱组页岩气以裂缝型游离气为主,占比以60%~80%为主(图8A1、B1),裂缝充填以及微孔和有机质吸附是页岩气赋存的主要方式,微裂缝、基质孔隙和有机质含量共同制约页岩气的富集。

黄陵隆起以南,湘鄂西褶皱带北缘的鄂宜地4井寒武系水井沱组页岩早期埋深较大,后期抬升较晚(沃跃进等,2007; Chen X H et al.,2021),页岩成熟度较高(表1、表2), R_o 平均值达到了2.8%,加之储层遭受较为强烈的褶皱挤压改造,因此,储层中构造裂缝较发育,构造保存条件较宜昌斜坡差(刘安等,2021)。与鄂宜地2井相比,鄂宜地4井水井沱组页岩气的累积产气率曲线(图8C)与湘新地4井煤层气(XD4-12)解析曲线(图7B)接近,指示该页岩气以裂缝型为主,裂缝充填和水溶液溶解是其主要赋存方式。由于在多孔介质中气体以粘性流动和克努森扩散流动形式运移的质量流量的影响因素相同(Song W H et al.,2016),在相同物性(孔径和渗透率)条件下,减少气体流动的压力差,提高流体的粘度有利于减少气体运移的质量流量,因此,储层含水 and 良好的封闭条件有利于页岩气的富集。

湘张地1井和湘吉地1井均位于雪峰隆起西侧(表1、表2),挟持于湘鄂西褶皱带与雪峰基底冲断带之间的对冲向斜内(彭中勤等,2019;苗凤彬等2019),构造保存条件优于鄂宜地4井。从成熟度上看,湘张地1井寒武系牛蹄塘组页岩的成熟度较鄂宜地4井略高,两者的累积产气率曲线特征相似(图8C、8D),证明湘张地1井寒武系页岩气亦以裂缝型气体为主,较少甚至不含吸附气。湘吉地1井寒武系牛蹄塘组页岩的成熟度较鄂宜地4井略低,

但两者的累积产气率曲线差别明显,前者的页岩气现场解析曲线(图8E1)与2015H-D4井二叠系龙潭组高演化煤层气的解析曲线(图7A1)最为接近,都具有明显的二分性,但在湘吉地1井以分钟计算的瞬时产气量变化曲线上,只存在两相流特点(图8E2),证明湘吉地1井寒武系牛蹄塘组的页岩气与宜昌地区寒武系水井沱组页岩气一样不含水,主要由游离气和吸附气组成,只是吸附气含量占比较高,超过60%(图8E1),证明有机质和微孔对页岩

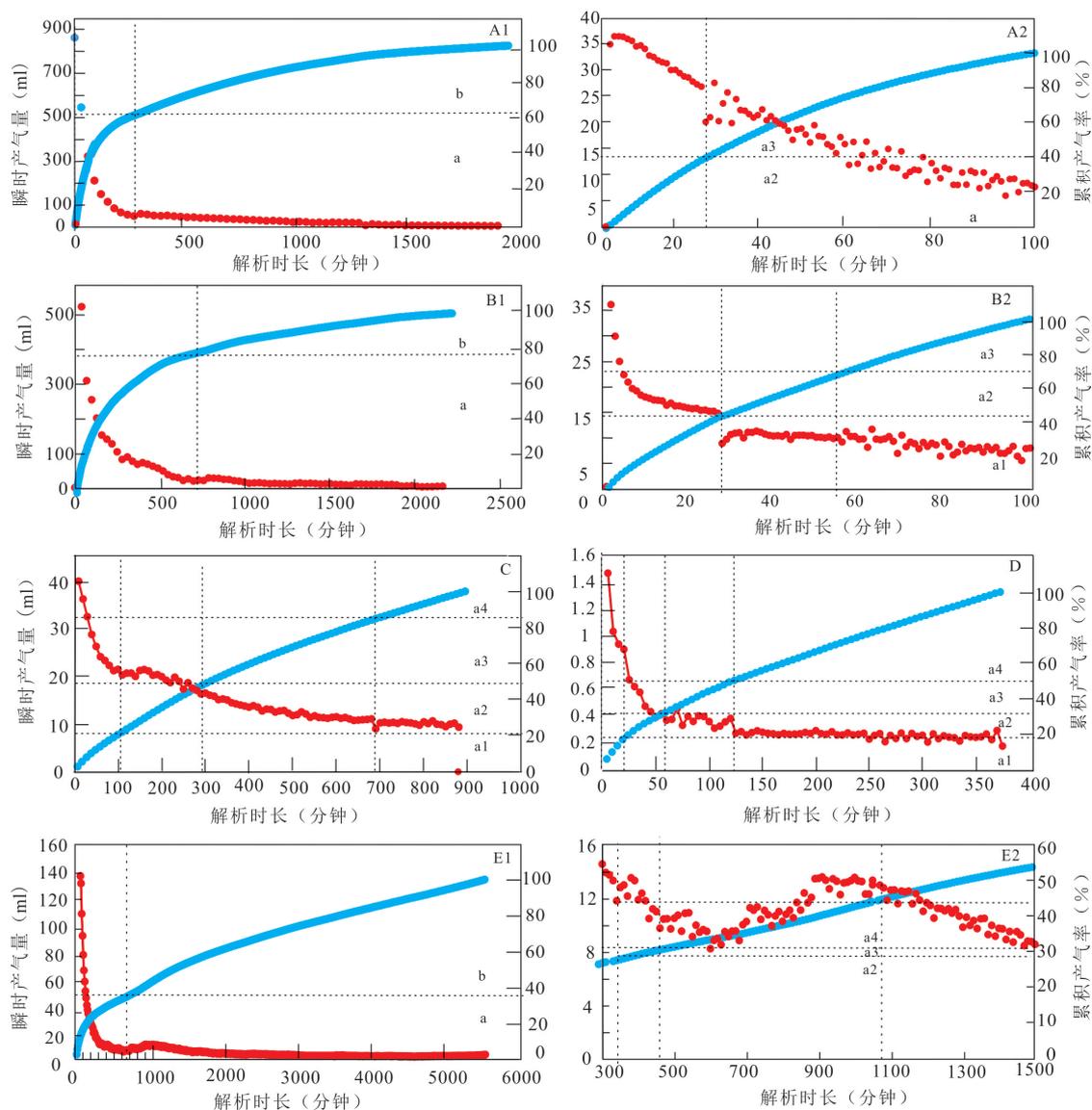


图8 中扬子古隆起周缘主要寒武系页岩气井页岩气解析曲线

Fig. 8 Shale gas desorption curve of major Cambrian shale gas well around paleo-uplift in the Mid-Yangtze region

A1. YD2-52(鄂宜地2井1716.5 m,水井沱组含钙质碳质页岩);A2. A1局部放大;B1. YD2-53(鄂宜地2井1723.2 m,含碳质硅质页岩);B2. B1局部放大;C. YD4-6(鄂宜地4井1291 m,水井沱组碳质页岩);D. ZD2(湘张地1井1996 m,牛蹄塘组硅质页岩);E1. JD2(湘吉地1井2013 m,牛蹄塘组碳质硅质页岩);E2. E1局部放大;红色点(线)为瞬时产气量,蓝色点(线)为累积产气率

的吸附作用在湘吉地1井页岩气的保存富集中发挥了重要作用。

3.3 高演化页岩气富集机理

发生在早古生代晚期的加里东运动导致中扬子地区不同程度隆升,直至中泥盆世再次沉降。由于区内寒武纪-早志留世沉积厚度普遍接近4000 m,在正常古地温条件下,早寒武世富有机质页岩在早志留世之后进入生油阶段。因此,加里东运动时期,伴随油气的调整运移,寒武系富有机质页岩储层的原生基质孔隙,包括沉积和成岩期形成的微裂缝、粒间孔等将被原油或沥青质充填,孔隙度受到抑制,但进一步提升了有机质在页岩气储集中的作用。晚古生代之后,伴随中扬子海盆沉降,寒武系富有机质页岩埋深加大,有机质(包括沥青质)二次生、排烃形成的有机质孔隙和与此相关形成的微裂缝、溶蚀孔等将成为高演化页岩气的主要微观储集

空间(陈孝红等,2022a)。由于页岩气储集在微裂缝、基质和有机质孔隙中,而有机质是油湿润性的,较无机物对烃类气体和液体的储集和运移具有更为明显的影响。因此,除了影响页岩气赋存方式的储集空间大小和制约游离气运移的圈闭构造外,制约页岩吸附能力的有机质成熟度无疑也对页岩气赋存和富集产生重要影响。从不同成熟度富有机质页岩TOC与页岩等温吸附获得的Langmuir体积之间的关系上看,虽然两者在不同成熟度页岩中均存在良好的线性关系,但随着成熟度的升高,相关性函数的斜率下降,截距升高,尤其在 $R_o > 3\%$ 之后表现得更为明显(图9、表2),表明有机质的吸附能力随着成熟度的升高而降低。据此,结合页岩孔隙结构与成熟度之间的变化关系,以及不同储集空间类型页岩气的赋存特点,认为高演化页岩气不同演化阶段的赋存形式和富集机理不同:

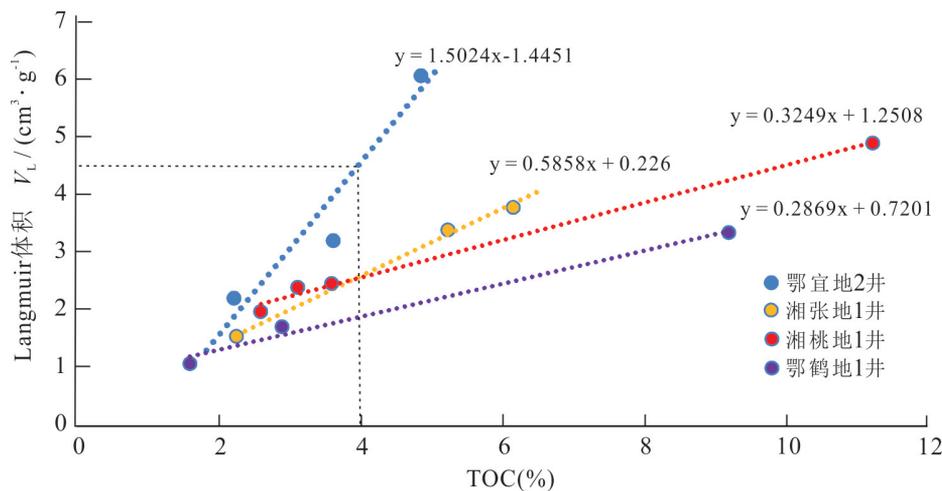


图9 不同成熟度富有机质页岩 TOC 与 Langmuir 体积之间的关系

Fig. 9 Relationship between TOC and Langmuir volume of organic-rich shale at different maturity

(1)高演化早期($2\% < R_o < 2.8\%$):页岩具有一定的生烃能力,页岩储层的孔隙度较高,孔隙类型多样,微孔、纳米孔、宏孔和大孔均有发育,但排烃携水使得该阶段页岩储层的含水饱和度较低(方朝合等,2015),因此,该阶段页岩气以游离气和吸附气为主,不含或含有极少量的水溶气。除了制约游离气运移的圈闭条件外,页岩气的富集还主要受到制约页岩生烃能力的 TOC 和影响页岩吸附能力的

有机质成熟度影响。在同等圈闭条件下,高的 TOC 和成熟度有利于页岩气的富集。

(2)高演化中期($2.8\% < R_o < 3.5\%$):该阶段储层内石英等自生矿物开始溶蚀,并转化形成新的矿物,导致储层内微孔减少(肖七林等,2020),微观储集空间向 $0.01\sim 0.1\ \mu\text{m}$ 的纳米孔集中(图6),页岩吸附能力下降。因此,该阶段页岩中的游离气含量相对升高,吸附气含量相对下降。加之该阶段页岩的

生、排烃能力进一步下降,地层水滞留导致水溶气含量上升,水溶气也是该阶段页岩气的重要赋存形式。因此,游离气、水溶气和吸附气是该阶段烃类气体的赋存形式,除了制约游离气运移的圈闭条件和影响页岩吸附能力的有机质成熟度外,影响储层矿物溶蚀特点的原生、自生矿物类型和含量也是这一阶段页岩气富集的重要影响因素,在同等圈闭条件下,高自生矿物含量,低热演化程度有利于页岩气的富集。

(3)高演化晚期($R_o > 3.5\%$):该阶段有机质已经基本碳化,并逐步丧失生、排烃能力和对烃类的吸附能力,富有机质页岩的储集性能与常规天然气储层接近,游离气或水溶气是该阶段页岩气的主要赋存形式,圈闭构造成为影响该阶段页岩气富集保存的关键因素。

4 结论

(1)高演化页岩的微观储集空间主要有微裂缝、基质和有机质及其孔隙。但由于寒武纪页岩经历了多期次构造调整,页岩沉积和成岩早期形成的原生基质孔隙均被原油或沥青质体充填,进一步提升了页岩气运移通道的连通性。目前保留的微观储集空间主要来源于有机质二次生烃和沥青质生、排烃产生的次生孔隙,因此,有机质成熟度直接制约页岩储层微观储集空间的大小和孔喉结构特点。伴随成熟度的升高,页岩储层中的微观储集空间有向 $0.01\sim 0.1\mu\text{m}$ 的纳米孔集中,储层孔隙度有逐步变小的趋势。此外,构造活动有利于储层微裂缝和溶蚀孔的分布发育,也在一定程度上影响页岩气储层的微观储集空间类型和孔喉结构特点。

(2)高演化煤层气现场解析累积产气量曲线二分性特点明显,据此大致可区分出煤层气中吸附气的分布特征。煤层气中吸附气的累积产气率曲线与等温吸附曲线相似。在不考虑吸附气情况下,煤层气的累积产气率曲线可以划分为产气量依次下降的四个匀速变化阶段,并在瞬时产气量曲线上依次可以识别出1~3个规律性交替出现的瞬时产气量,与煤层气依次以达西流、滑脱流、过渡流和自由

分子流产出的特性吻合,与煤层气存在游离气、水溶气和吸附气多相态特点相关联。煤层气现场解析曲线的上述特点证明可以采用现场解析的方法定量获取煤层气中不同赋存状态气体的含量,进而为煤层气的富集机理研究提供基础数据。这一研究结果为利用富有机质页岩气现场解析特点开展页岩气赋存方式和富集机理研究提供了新的技术思路和方法。

(3)页岩气储集在微裂缝、基质和有机质孔隙中,页岩气的储集空间类型与煤层气类似,基于页岩气现场解析曲线与煤层气解析曲线的对比研究,认为不同演化阶段页岩气的赋存方式和富集机理不同。除了游离气发育于高演化页岩气发育的所有三个阶段,制约游离气运移的圈闭构造对页岩气的富集具有重要影响外,高演化早期($2\% < R_o < 2.8\%$)页岩气中吸附气较为发育,有利于吸附气富集的条件是高TOC和高 R_o ;高演化中期($2.8\% < R_o < 3.5\%$)吸附气含量逐步减少,水溶气含量逐步上升,制约页岩气富集的因素是孔隙结构的变化,而后者受到自生矿物类型和含量影响;高演化晚期($R_o > 3.5\%$)以游离气和水溶气为主,页岩气的富集主要取决于储层的圈闭程度。

参考文献:

- 毕华,彭格林,杨明慧. 1996. 涟源地区测水组、龙潭组煤热演化史及生烃特征[J]. 华东地质学院学报, 19(2): 157-161.
- 蔡全升,刘安,张保民,张森,李培军. 2018. 宜昌页岩气揭开神秘面纱[J]. 华南地质, 34(2):183-186.
- 陈葛成,吴翔,吴先文,周硕. 2019. 秭归盆地周缘牛蹄塘组地层沉积特征及页岩气储层分析[J]. 中国煤炭地质, 31(s1):28-32+117.
- 陈孝红,罗胜元,李海,刘安,等. 2022a. 中扬子高演化页岩气赋存机理与富集规律[M]. 北京:科学出版社, 1-175.
- 陈孝红,石万忠,田巍,何红生,李海. 2022b. 湘中坳陷石炭系天鹅坪组富有机质页岩的形成与页岩气富集机理[J]. 中国地质, <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20220111.1730.003.html>
- 陈孝红,王传尚,刘安,罗胜元,李海,危凯. 2017. 湖北宜昌地区寒武系水井沱组探获页岩气[J]. 中国地质, 44(1):

- 188-189.
- 陈孝红,危凯,张保民,李培军,李海,刘安,罗胜元. 2018. 湖北宜昌寒武系水井沱组页岩气藏主控地质因素和富集模式[J]. 中国地质, 45(2):207-226.
- 董云超,严涛,刘红林,毛雨. 2016. 滇东寒武系下统筇竹寺组页岩含气性分析[J]. 天然气勘探与开发, 39(1): 17-22+III-IV.
- 方朝合,黄志龙,王巧智,游利军,康毅力,王义凤. 2015. 页岩气藏超低含水饱和度形成模拟及其意义[J]. 地球化学, 44(3):267-274.
- 何晶,何生,刘早学,翟刚毅,王亿,韩元佳,万阔,魏思乐. 2020. 鄂西黄陵背斜南翼下寒武统水井沱组页岩孔隙结构与吸附能力[J]. 石油学报, 41(1):27-42.
- 李倩文,唐令,庞雄奇. 2020. 页岩气赋存动态演化模式及含气性定量评价[J]. 地质论评, 66(2):457-466.
- 梁兴,叶熙,张介辉,舒红林. 2011. 滇黔北坳陷威信凹陷页岩气成藏条件分析与有利区优选[J]. 石油勘探与开发, 38(6):693-699.
- 刘安,蔡全升,陈孝红,李海,苗凤彬,彭中勤. 2021. 湘西沅麻盆地印支期以来古流体特征及其对寒武系页岩气勘探方向的指示[J]. 地球科学, 46(10):3615-3628.
- 孟宪武,田景春,张翔,朱兰. 2014. 川西南井研地区筇竹寺组页岩气特征[J]. 矿物岩石, 34(2):96-105.
- 苗凤彬,彭中勤,王传尚,岳勇,汪宗欣. 2019. 雪峰隆起西缘湘张地1井牛蹄塘组页岩含气性特征及控制因素[J]. 地球科学, 44(11):3662-3677.
- 彭中勤,田巍,苗凤彬,王保忠,王传尚. 2019. 雪峰古隆起边缘下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏地质特征及有利区预测[J]. 地球科学, 44(10):3512-3528.
- 任东超,王晓飞,刘冬冬,宋达林,何身焱,梁强,张帅. 2017. 威远地区筇竹寺组选区评价标准及有利勘探区预测[J]. 非常规油气, 4(5):38-43.
- 苏喜立,唐书恒,姜法. 1999. 煤层气的赋存运移机理及产出特征[J]. 河北建筑科技学院学报, 16(3):67-71.
- 王登,冷双梁,陈威,刘红亮,吴龙,周向辉,余江浩,居宇龙. 2021. 湖北京山地区孤峰组页岩气地质条件及远景区划分[J]. 华南地质, 37(2):193-204.
- 王同,熊亮,董晓霞,向克满,周桦,钟文俊,罗海金,郭卫星,周静. 2021. 川南地区筇竹寺组新层系页岩储层特征[J]. 油气藏评价与开发, 11(3):443-451.
- 王濡岳,胡宗全,杨滔,龚大建,尹帅,刘忠宝,高波. 2019. 黔东南岑巩地区下寒武统黑色页岩孔隙结构特征[J]. 石油实验地质, 41(2):207-214.
- 王玉满,董大忠,程相志,黄金亮,王淑芳,王世谦. 2014. 海相页岩有机质碳化的电性证据及其地质意义——以四川盆地南部地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J]. 天然气工业, 34(8):1-7.
- 王玉满,李新景,陈波,吴伟,董大忠,张鉴,韩京,马杰,代兵,王浩,蒋珊. 2018. 海相页岩有机质碳化的热成熟度下限及勘探风险[J]. 石油勘探与开发, 45(3): 385-395.
- 沃玉进,周雁,肖开华. 2007. 中国南海相层系埋藏史类型与生烃演化模式[J]. 沉积与特提斯地质, 27(3): 94-100.
- 肖七林,刘安,李楚雄,陈奇,蒋兴超,蔡苏阳. 2020. 高演化页岩纳米孔隙在过熟阶段的形成演化特征及主控因素:中扬子地区寒武系水井沱组页岩含水热模拟实验[J]. 地球科学, 45(6):2160-2171.
- 余江浩,周世卿,王亿,王登. 2016. 中扬子长阳地区寒武系牛蹄塘组页岩气成藏地质条件[J]. 油气地质与采收率, 23(5):9-15.
- Chen M J, Kang Y L, Li X C, Wang W H, Yang B, Liu H. 2016. Investigation of multi-scale gas transport behavior in organic-rich shale [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 36:1188-1198.
- Chen X H, Luo S Y, Tan J Q, Wang Z H, Li P J, Chen L, Schulz H M, Shahzad A, Jan I U. 2021. Assessing the gas potential of the Lower Paleozoic shale system in the Yichang area, Middle Yangtze region [J]. Energy & Fuels, 35(7):5889-5907.
- Sayeda M A, Al-Muntasherib G A, Liang F. 2017. Development of shale reservoirs:Knowledge gained from developments in North America [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 157:164-186.
- Song W H, Yao J, Li Y, Sun H, Zhang L, Yang Y F, Zhao J L, Sui H G. 2016. Apparent gas permeability in an organic-rich shale reservoir [J]. Fuel, 181:973-984.
- Sun H, Yao J, Cao Y C, Fan D Y, Zhang L. 2017. Characterization of gas transport behaviors in shale gas and tight gas reservoirs by digital rock analysis [J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 104:227-239.
- Zhai G Y, Wang Y F, Liu G H, Zhou Z, Bao S J, Chen K, Kang H X, Zhang J Z, Wang S J, Zhang Y X. 2019. The Sinian-Cambrian formation shale gas exploration and practice in southern margin of Huangling paleo-uplift [J]. Marine and Petroleum Geology, 109:419-433.