

## 鄂西利川地区 二叠系吴家坪组富有机质硅质页岩储层特征

曹涛涛<sup>1</sup>, 邓模<sup>2</sup>, 刘光祥<sup>2</sup>, 曹清古<sup>2</sup>, 刘虎<sup>3</sup>, 黄伊然<sup>1</sup>

<sup>1</sup> 湖南科技大学页岩气资源利用与开发湖南省重点实验室;

<sup>2</sup> 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所; <sup>3</sup> 页岩气评价与开采四川省重点实验室

**摘要** 通过岩石薄片、X衍射、有机岩石学、氦离子抛光扫描电子显微镜、氮气吸附、气测孔隙度等手段,对鄂西利川地区上二叠统吴家坪组硅质页岩的矿物组成、有机地球化学特征、物性特征等进行了分析研究。结果表明:吴家坪组硅质页岩 TOC 含量高,为 3.07%~11.29%,成熟度适中,干酪根为 II 型,有机质主要由腐泥组分和固体沥青组成;矿物组成以石英为主,占 57%~93%,其次为黏土矿物、长石,含少量的碳酸盐矿物和黄铁矿等。吴家坪组页岩微观孔隙类型以有机孔为主,其次为草莓体黄铁矿晶间孔和石英颗粒边缘孔,溶蚀孔和微裂缝发育较差。页岩的比表面积和孔体积分别为 6.63~33.12 m<sup>2</sup>/g 和 0.015~0.047 mL/g,且与 TOC 之间具有很好的正相关性,而与长石和黏土矿物之间存在弱负相关性;孔隙度为 2.81%~17.40%,整体与石英含量具有较好的正相关性。利川地区吴家坪组页岩的物性特征与涪陵地区下志留统龙马溪组页岩具有很好的可对比性,故推断具有较好的页岩气勘探潜力。

**关键词** 二叠纪; 吴家坪组; 硅质页岩; 储集空间; 影响因素; 利川地区

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

随着北美地区页岩气产业的蓬勃发展,近十年来我国也逐渐加大了对页岩气勘探的投入。目前我国页岩气勘探的重点区域和层系主要为中上扬子区下寒武统牛蹄塘组/筲竹寺组和下志留统龙马溪组的海相页岩、川西地区上三叠统须家河组和鄂尔多斯盆地中上三叠统延长组的陆相页岩<sup>[1-4]</sup>,并且已经在四川盆地井研—犍为、焦石坝、威远—长宁、富顺—永川、新场等地区,以及鄂西宜昌和鄂尔多斯盆地实现了工业生产或取得了勘探突破。然而,对于面积分布广、具备良好生烃条件的二叠系页岩层系的关注和勘探则刚刚起步。我国二叠系泥页岩多形成和发育在海陆过渡环境,国内学者已经从沉积环境、储层特征、地球化学特征、含气特征等方面开展了相关的研究工作<sup>[5-8]</sup>,并认识到二叠系具有良好的页岩气勘探前景<sup>[9]</sup>。

上二叠统吴家坪组在川东—鄂西地区发育一套石灰岩与泥页岩的互层,烃源岩主要是发育在吴家坪组上部的碳质页岩、泥页岩和下部的泥页岩及煤

层,显示出高伽马、高有机碳特征,厚度范围在 15~70 m<sup>[10]</sup>。吴家坪组硅质页岩在川东—鄂西地区平面分布稳定、区域埋深和成熟度适中、气测显示良好,是较为有利的勘探层系<sup>[10]</sup>。冯冲等<sup>[11]</sup>和腾格尔等<sup>[12]</sup>研究认为利川地区吴家坪组发育一套海湾相优质烃源岩,具有良好的生烃能力,是上覆二叠系长兴组和三叠系飞仙关组气藏的来源。因此,本文以利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩为研究对象,从岩石矿物学、有机地球化学、储集物性等方面开展研究,并对吴家坪组页岩气储层的影响因素进行分析,以期揭示页岩气的形成和富集条件,这对揭示利川地区吴家坪组页岩气的勘探潜力也具有重要意义。

### 1 地质背景

袁家槽剖面位于湖北省西南部利川市元堡乡袁家槽村(图1),构造上位于上扬子川东褶皱带<sup>[10]</sup>。袁家槽剖面的吴家坪组出露不完全,出露岩性主要为硅质页岩夹石灰岩(图2),出露厚度约 26 m,有机质

收稿日期: 2017-09-23; 改回日期: 2017-12-18

本文受国家油气重大专项“生烃演化对常压页岩气富集的控制作用”(编号:2016ZX05061001-001)、国家自然科学基金“页岩解析气碳同位素分馏特征及其指示意义”(编号:41503033)、中国石化科技攻关项目“川东地区龙潭组页岩气成藏条件研究”(编号:P151103)联合资助

曹涛涛:1987年生,讲师,2014年毕业于中国科学院广州地球化学研究所地球化学专业,获理学博士学位,现从事页岩储集物性及含气性方面的研究。通信地址:411100 湖南省湘潭市雨湖区桃园路2号湖南科技大学土木楼 624; E-mail:515165359@163.com

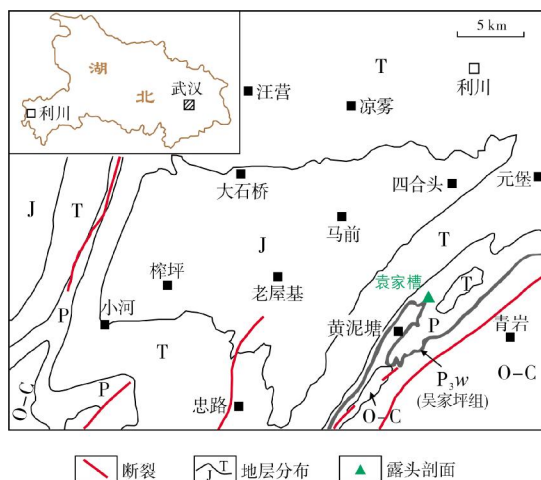


图1 鄂西利川地区地质简图及剖面位置(据文献[15]修改)

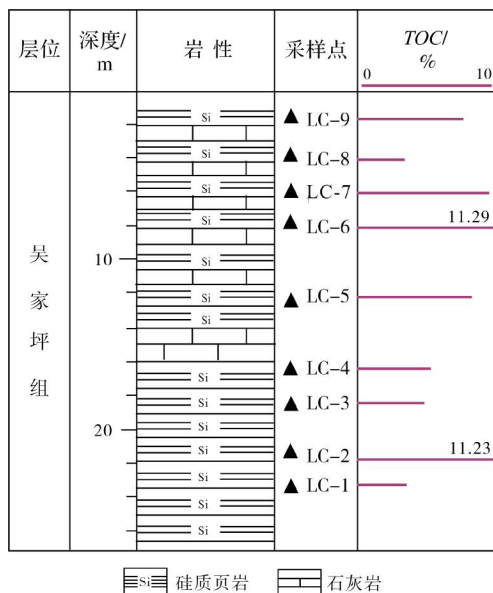


图2 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组岩性柱状图

丰度多在4%~12%。已有钻井揭示渝东、鄂西地区吴家坪组硅质页岩层段气测异常、保存条件好,显示吴家坪组具有较好的页岩气勘探潜力<sup>[10,13]</sup>。相比于四川盆地龙马溪组和牛蹄塘组的页岩,鄂西地区吴家坪组富有机质页岩的单层厚度较薄,但根据美国页岩气勘探开发的经验(认为页岩厚度下限为15m就具有勘探价值<sup>[14]</sup>),初步认为吴家坪组页岩的厚度达到了页岩气勘探的条件。

## 2 岩石学特征

野外露头剖面显示,吴家坪组页岩的水平层理

发育,单层页理缝间多见碳质充填,岩相类型以硅质页岩相为主(图3a, 3b)。袁家槽剖面上出露的硅质页岩位于吴家坪组下部,呈连续分布。硅质页岩在偏光显微镜下可见大量的海绵骨针、放射虫等硅质生物化石(图3c, 3d),石英矿物颗粒均匀分布,微裂缝被方解石充填的特征明显。

矿物组分及含量一方面会影响页岩的孔隙结构,从而影响气体的吸附和储存,另一方面则会影响页岩的岩石力学性质。大量脆性矿物的存在是页岩能够被压裂造缝的重要原因。对袁家槽剖面8个页岩样品进行全岩X衍射分析(LC-8样品因量不足,故未作分析),结果表明,吴家坪组页岩主要矿物为石英,含量在57%~93%,平均为75.37%;其次为黏土矿物,含量在5%~20%;绝大多数样品都含有一定量的长石、碳酸盐矿物和黄铁矿,少量样品含有菱铁矿、石膏和重晶石等(表1),由此可见吴家坪组具有非常高的脆性矿物含量。黏土矿物的种类及含量也是影响页岩储层物性的重要因素。从表1也可看出,黏土矿物主要由伊利石(20%~83%)和伊蒙混层(17%~66%)组成,部分样品中含有一定的绿泥石。

## 3 有机地球化学特征

鄂西利川地区吴家坪组9个硅质页岩的TOC介于3.07%~11.29%,平均为7.15%,普遍高于2%(表2)。剖面段页岩的TOC含量比涪陵地区焦石坝气田<sup>[16]</sup>龙马溪组页岩的高。吴家坪组富有机质硅质页岩形成于沉积期水体相对较深的环境,有利于有机碳的富集保存。

利川地区吴家坪组页岩处于高成熟晚期,3个页岩样品的沥青反射率 $R_b$ 介于2.25%~2.36%,根据丰国秀等<sup>[17]</sup>提出的沥青反射率和镜质体反射率之间的转换关系,经转换后等效镜质体反射率 $R_o$ 介于1.91%~1.96%(表2)。

随机选择6个页岩样品的干酪根进行分析,干酪根碳同位素( $\delta^{13}C_{\text{干酪根}}$ )数值介于-27.4‰~-26.5‰(表2),投在干酪根类型图版显示为II型(图4a)。干酪根碳同位素与TOC含量之间存在明显的负相关性(图4b),说明了TOC含量越高,干酪根碳同位素值就越轻,倾油性也越强。要说明的是,样品LC-8具有最低的干酪根碳同位素值(表2,图4b),可能与该样品具有最低的TOC含量(表2)有关,但具体原因仍需要进一步探讨。

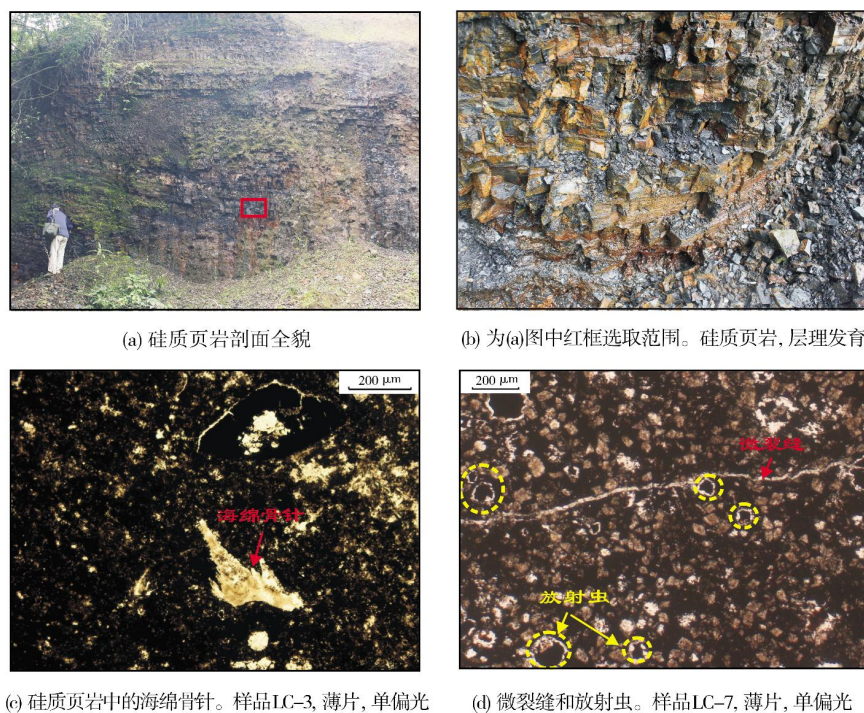


图3 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组岩相特征

表1 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩矿物组成

样品号	深度/ m	石英/ %	长石/ %	碳酸盐/ %	黄铁矿/ %	菱铁矿/ %	黏土矿物/ %	其他矿物/ %	黏土矿物百分比/%		
									伊利石	绿泥石	伊蒙混层
LC-1	1.8	59	11	6	2	2	20	0	77	0	23
LC-2	3.9	68	7	3	7	0	15	0	75	0	25
LC-3	6.2	57	11	3	4	2	19	石膏 2 重晶石 2	83	0	17
LC-4	8.1	93	0	0	1	0	6	0	34	0	66
LC-5	12.3	81	5	2	0	0	12	0	35	0	65
LC-6	16.2	78	7	3	4	0	8	0	20	14	66
LC-7	18.4	86	4	2	0	0	8	0	38	20	42
LC-8	21.6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
LC-9	23.8	81	6	4	4	0	5	0	34	6	60

注: LC-8 由于样品量不足,故未作相关分析

表2 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩有机地球化学特征

样品号	TOC/ %	$R_o$ / %	$\delta^{13}C_{\text{干酪根}}$ / ‰	类型	显微组成/%		
					腐泥组	固体沥青	碎屑组
LC-1	3.42	—	—	—	—	—	—
LC-2	11.23	1.91	-26.9	II	65	32	3
LC-3	4.83	1.96	-26.5	II	—	—	—
LC-4	5.08	—	-26.6	II	33	65	2
LC-5	8.06	1.92	-26.8	II	—	—	—
LC-6	11.29	—	—	—	—	—	—
LC-7	9.68	—	-26.7	II	55	45	0
LC-8	3.07	—	-27.4	II	—	—	—
LC-9	7.72	—	—	—	—	—	—

注:  $R_o$  值根据沥青反射率  $R_b$  转换得出,公式据文献[17]

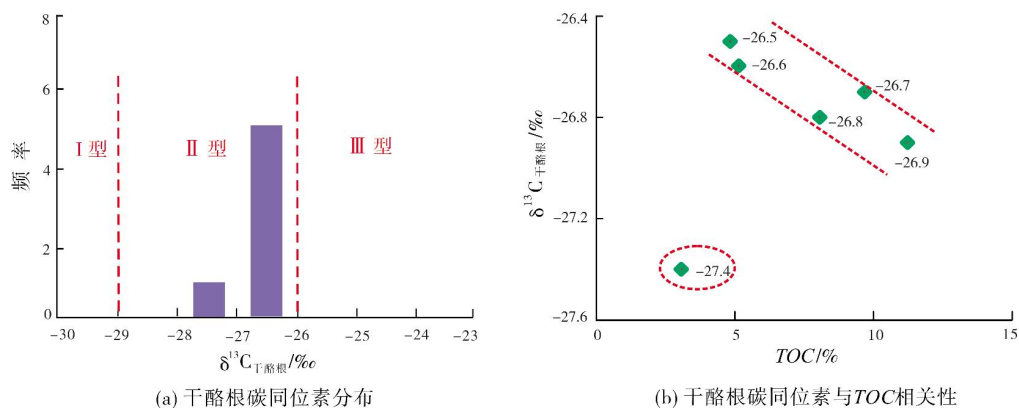


图4 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩干酪根碳同位素特征

对部分吴家坪组硅质页岩进行有机岩石学分析(图5),发现有机质主要组分为腐泥组和固体沥青,含少量的碎屑组,基本不含镜质组。固体沥青是指烃源岩生成的液态烃未能排出烃源岩层,且经后期裂解后的残余物,这类物质在高过成熟页岩中普遍存在,常分布在泥页岩的晶间孔隙及微裂缝中(图5a—5d),其面貌是无定形的,形态则取决于所占据的孔

隙空间<sup>[18]</sup>。腐泥组在全岩光片下呈微球粒、絮状、团块状和薄膜状等形态,以藻类结构存在的腐泥组普遍保存完好(图5a, 5c),周边常有草莓体黄铁矿分布,以微球粒形态出现的腐泥组,体积小,分布较分散(图5b)。吴家坪组硅质页岩的有机质以腐泥组为主的特征显示了较好的生烃物质基础,同时这种有机质也是有机孔发育的重要载体。

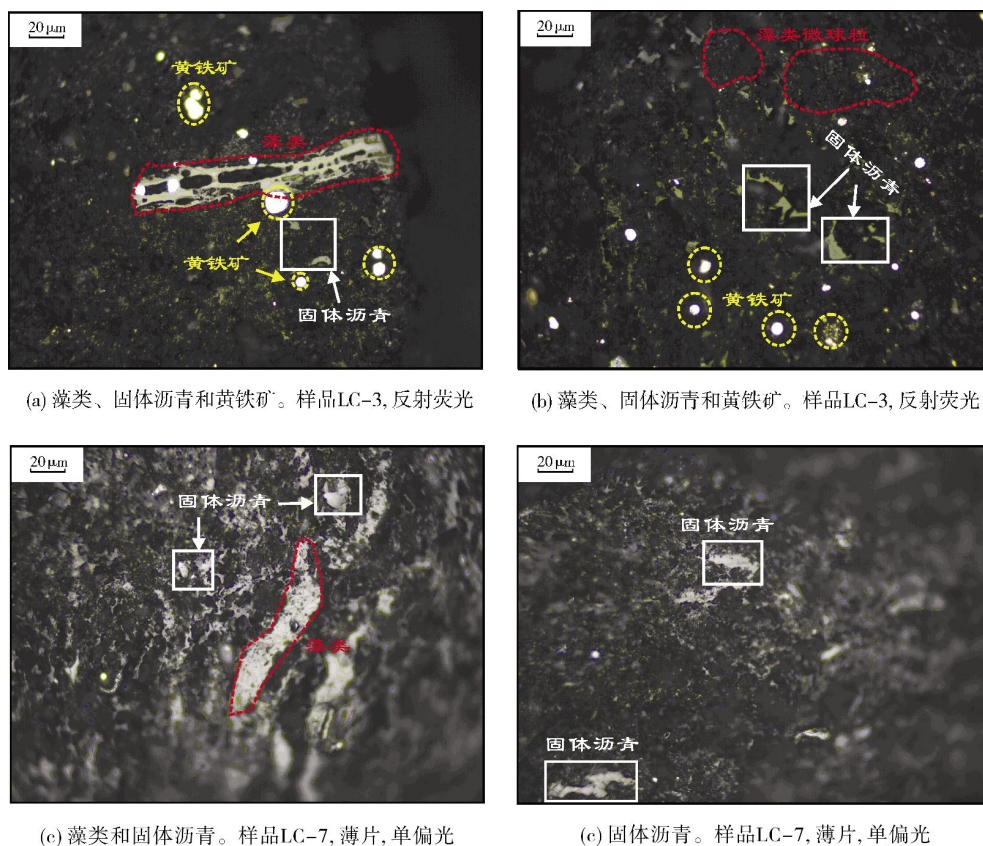


图5 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩有机质显微组分特征

## 4 页岩储层物性特征

### 4.1 孔隙类型及形态

基于聚焦离子束扫描电子显微镜(FIB-SEM)定性观察的页岩微观孔隙的形态、大小、数量及分布状况,依据孔隙发育特征与岩石组分之间的关系,把吴家坪组页岩中孔隙类型分为有机孔和无机矿物孔,其中无机矿物孔包括晶间孔(如草莓体黄铁矿晶间孔、硬性颗粒边缘孔、黏土矿物层间孔)和粒内孔。有机孔和晶间孔是吴家坪组硅质页岩孔隙的主要组成部分,粒内孔发育相对较少,微裂缝在扫描照片中并没有观察到。

#### 4.1.1 有机孔

有机孔是在热演化阶段(一般 $R_o > 1.2\%$ )由固态

干酪根转化为烃类流体的过程中,在干酪根内部所形成的次生孔隙,多以圆形、椭圆形等形态出现,孔径一般在几纳米到几百纳米(图6a—6c)。有机质本身的亲油性和较好的孔隙连通性,使得有机孔对页岩气的储集意义重大。吴家坪组硅质页岩中独立有机质内部的孔隙在外形上呈现为海绵状、气孔状、蜂窝状等,孔隙形态相似,孔径一般较小,多在几百纳米以下(图6a, 6b)。有些有机质常与草莓体黄铁矿或黏土矿物赋存在一起,形成有机/矿物复合体,在黄铁矿晶间及黏土矿物片间发育大量有机孔(图6b, 6c, 6d)。图6b显示了草莓体黄铁矿脱落后残留的有机质内具有非常发育的有机孔,但同时还可以观察到并不是所有的有机质都能在高成熟阶段发育孔隙。图6e显示了分布在矿物间的有机质没有固定的形态,

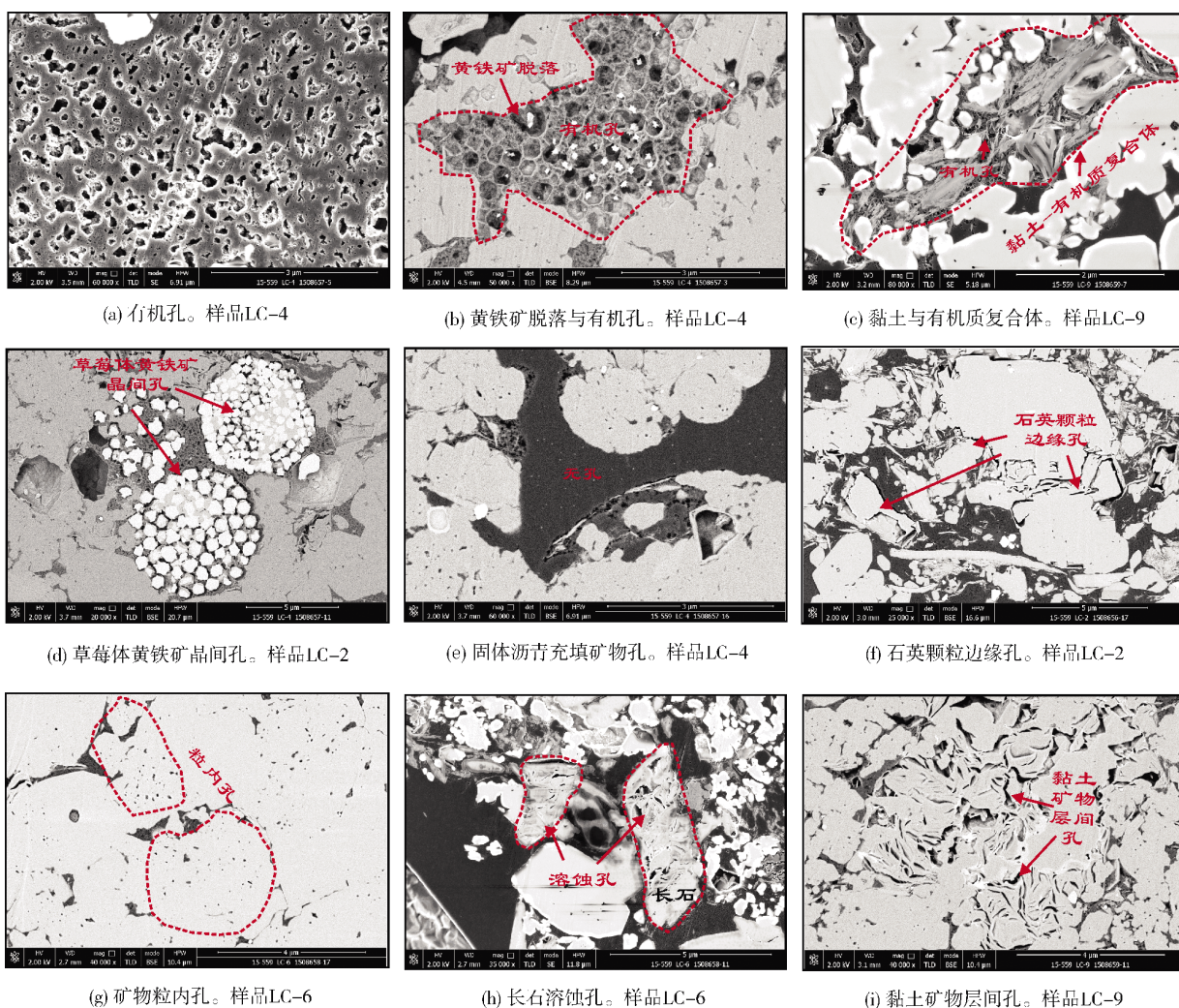


图6 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩孔隙类型

其内部也不发育孔隙,这种形态和属性的有机质可能是固体沥青。仰云峰<sup>[19]</sup>认为固体沥青在页岩中有两种形态,一种是近圆形或半圆形颗粒,质地均匀,轮廓光滑,大小从几微米到几十微米,可能与某种生物有关,这种形态的沥青分布较少;另一种是以细小的有机质颗粒充填在矿物孔隙中,无特定形态,这种固体沥青大量分布,是早期生成的重质油持续高温裂解的产物。从整体上看,吴家坪组页岩中有机孔发育非常好,与四川盆地龙马溪组页岩具有很好的可比性<sup>[1]</sup>,说明吴家坪组良好的有机质类型和有利的显微组分是该套页岩有机孔发育的关键因素。

#### 4.1.2 矿物孔

在缺氧环境下形成的草莓体黄铁矿集合体内部,存在大量的在黄铁矿晶粒间发育的孔隙(图6d),尺度多在几十到几百纳米。这类草莓体黄铁矿晶间孔也是北美地区Barnett页岩中除有机孔外最重要的孔隙类型<sup>[20]</sup>。在吴家坪组页岩中,可以观察到草莓体黄铁矿各个孔隙彼此独立,连通性差,由于黄铁矿集合体多与有机质存在共生关系,且与有机孔之间具有很好的连通性,因此这类粒间孔也是较好的储集空间。石英等刚性颗粒与周围的矿物之间常发育一些颗粒边缘孔(图6f),形态受原始孔隙和成岩作用的控制,多为三角形、条带状或不规则状,这些孔隙的连通性较好,是气体运移的重要通道。在埋藏条件下一些不稳定矿物(易溶矿物)如碳酸盐矿物和长石等,受酸性流体溶蚀而产生次生孔隙,多分布在矿物的颗粒内或颗粒之间(图6g,6h),这些孔隙连通性较差,对气体的储集和流动作用较小<sup>[21]</sup>。成岩演化中,蒙脱石历经伊蒙混层向伊利石转化的过程,伴随着体积减小,黏土矿物间产生层间孔隙,多成丝缕状或卷曲状,平行排列,连通性较好(图6i),能为气体的导流提供微观运移通道,增强气体的渗透能力。

## 4.2 物性特征

### 4.2.1 等温吸附-脱附曲线特征

IUPAC(国际纯粹与应用化学联合会)将氮气脱附与吸附曲线之间的不闭合回滞环分为4种类型<sup>[22]</sup>,具体的回滞环类型与孔隙之间的关系见图7,H1型代表圆柱形孔,H2型代表平行的裂缝形

孔,H3型代表狭缝状孔(或楔形孔),H4型代表墨水瓶孔<sup>[22-23]</sup>。

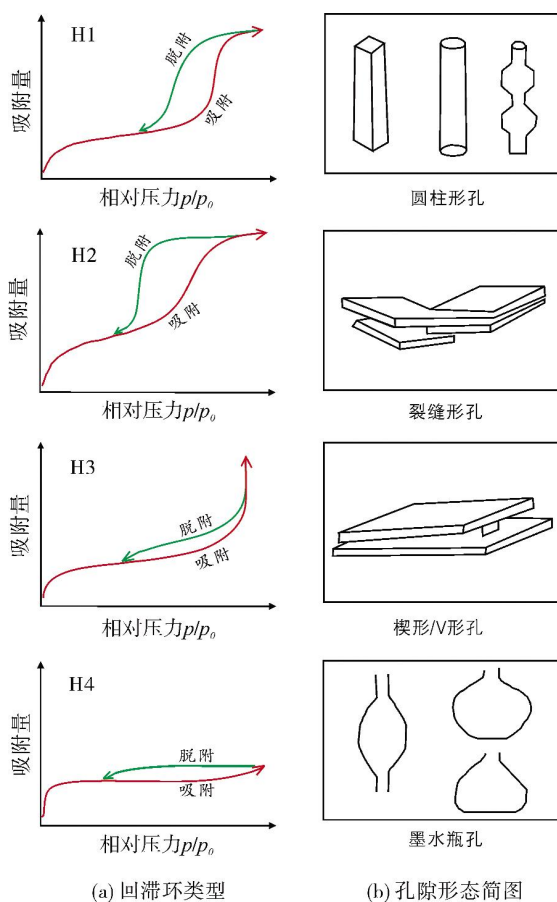


图7 IUPAC氮气脱附与吸附曲线之间的回滞环类型及对应的孔隙形态(据文献[22-23])

按IUPAC划分标准,吴家坪组8个硅质页岩样品的回滞环以H3型为主(图8),表明孔隙多为狭缝状孔。从图8可以看出,在超低压阶段(相对压力 $p/p_0 < 0.01$ ),发生了微孔毛细充填及单层吸附,在此阶段表现为高TOC页岩比低TOC页岩的吸附量高,反映了高TOC页岩中微孔的数量多于低TOC页岩;低—中压阶段( $0.05 < p/p_0 < 0.30$ )吸附线向上微凸,孔内发生毛细凝聚,由单层吸附向多层吸附过渡;中压阶段( $0.30 < p/p_0 < 0.80$ )吸附量缓慢增加,为多层吸附阶段;高压阶段( $0.80 < p/p_0 < 1.0$ )未出现吸附饱和的现象,表明在较大孔隙内发生了毛细凝聚现象;接近 $p/p_0 = 1.0$ ,氮气吸附量随着TOC增加具有明显增大的趋势,说明了随着TOC增加,页岩微观孔隙也增多。

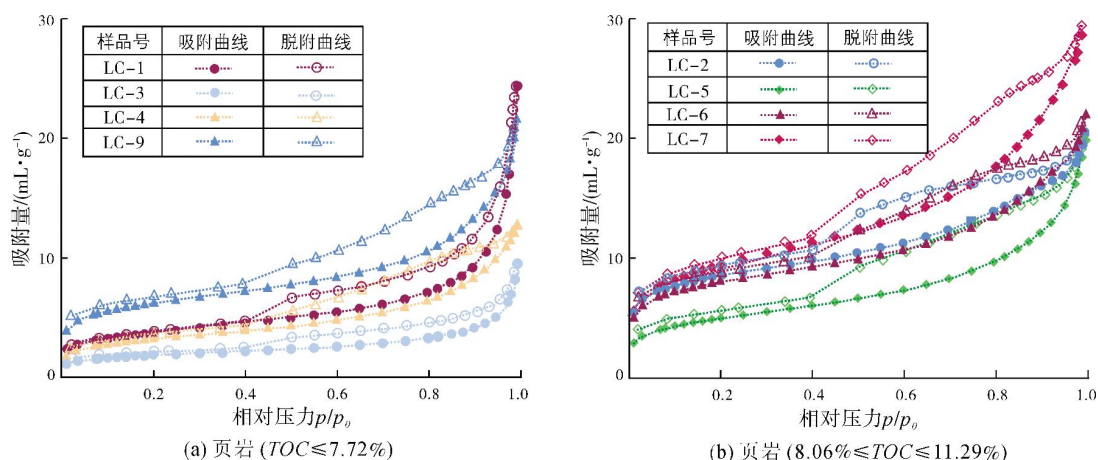


图8 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩氮气等温吸附-脱附曲线

#### 4.2.2 孔隙结构参数

本文通过低温氮气吸附法对泥页岩孔隙结构作定量表征,采用BET (Brunauer-Emmett-Teller)模型<sup>[24]</sup>线性回归求得比表面积,采用BJH (Barrett-Joyner-Halenda)法<sup>[25]</sup>求得孔体积和平均孔径,并通过氮气注入法测得页岩的孔隙度大小(表3)。袁家槽剖面8个页岩样品的比表面积介于6.63~33.12 m<sup>2</sup>/g,平均值为18.76 m<sup>2</sup>/g;孔体积介于0.015~0.047 mL/g,平均值为0.031 mL/g;平均孔径介于4.46~11.29 nm,平均值为6.885 nm。吴家坪组硅质页岩的比表面积和孔体积整体较高,均高于上扬子区下寒武统筲竹寺组/牛蹄塘组海相页岩<sup>[26]</sup>,而与上扬子区龙马溪组页岩的比表面积和孔体积相当<sup>[27]</sup>。吴家坪组页岩的孔隙度介于2.81%~17.40%之间,样品LC-3具有最高的孔隙度,但原因尚需进一步分析。除去一个最高值17.40%,其他8个样品的孔隙度平均值为5.48%,显示硅质页岩的孔隙度普遍较高,能为游离气提供大量的储存空间。

常用来表征页岩孔径分布的方法有BJH法<sup>[25]</sup>和DFT法(密度泛函法)<sup>[28]</sup>,本文采用BJH法氮气吸附分支曲线计算的孔隙分布,结果显示,比表面积主要来自小于10 nm孔隙的贡献(图9a),大于10 nm孔隙所能提供的比表面积较少;页岩孔体积主要是来自大于10 nm孔隙的贡献(图9b),小于10 nm的孔隙对孔体积的贡献较小。这也说明了吴家坪组硅质页岩的比表面积主要由有机孔提供,而孔体积除有机孔外,还有无机矿物孔,甚至微裂缝的贡献(尽管扫描电镜中没有明显地观察到微裂缝)。

表3 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩物性参数

样品号	TOC/ %	氮气吸附参数			氮气 孔隙度/ %
		比表面积/ (m <sup>2</sup> ·g <sup>-1</sup> )	孔体积/ (mL·g <sup>-1</sup> )	平均孔径/ nm	
LC-1	3.42	13.25	0.037	11.29	3.52
LC-2	11.23	28.25	0.032	4.46	4.25
LC-3	4.83	6.63	0.015	8.93	17.40
LC-4	5.08	11.95	0.020	6.65	9.84
LC-5	8.06	17.54	0.031	6.99	3.22
LC-6	11.29	17.56	0.034	4.95	2.81
LC-7	9.68	33.12	0.047	5.64	6.33
LC-8	3.07	—	—	—	5.45
LC-9	7.72	21.79	0.034	6.17	8.42

### 4.3 储层物性影响因素

#### 4.3.1 TOC含量

有机碳含量控制了页岩的生烃、储集能力,它是决定页岩气富集高产的关键因素之一<sup>[29]</sup>。以往的研究表明TOC是高过成熟富有机质泥页岩储层物性的主控因素<sup>[30]</sup>,但同时也受有机质显微组分的影响<sup>[31]</sup>。对吴家坪组页岩孔隙结构参数的影响因素研究发现,比表面积、孔体积之间与TOC存在明显的正相关性(图10a,10b),平均孔径与TOC呈负相关性(图10c),但孔隙度与TOC没有明显的相关性(图10d)。这说明有机质热裂解形成了大量的纳米孔,为泥页岩提供了大量的比表面积和孔体积,TOC越高,纳米孔越发育,比表面积和孔体积也就越高,平均孔径也就越小。但是有机孔的尺度一般都在几纳米到几百纳米以下,能提供的大孔数量也比较有限,同时其他孔隙包括无机矿物孔和微裂缝也能够提供孔隙空间,因

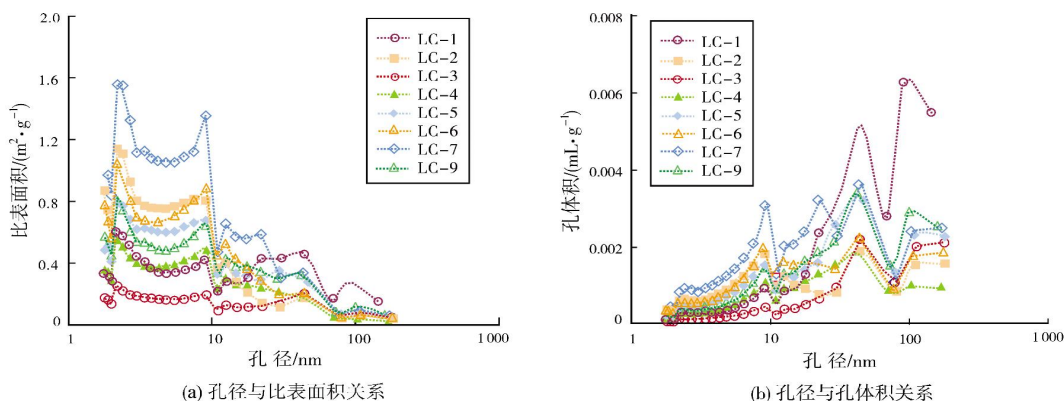


图9 基于氮气吸附法表征的袁家槽剖面吴家坪组页岩孔径分布特征

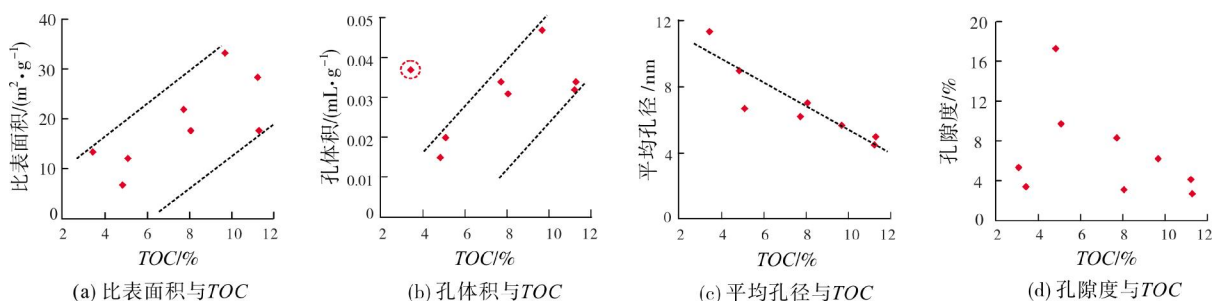


图10 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩孔隙结构参数与TOC的相关性

而导致孔隙度与TOC没有表现出明显的相关性,这也说明页岩中还存在大量的其他孔隙。由此可见,有机质主要是通过控制微孔和中孔的比表面积和孔体积来影响页岩的储层物性,它们对大孔的发育和孔隙度的影响较小。

#### 4.3.2 黏土矿物

黏土矿物种类及含量对页岩的物性及含气性具有重要的影响,不同类型的黏土矿物具有不同的比表面积和孔体积。一般认为蒙脱石、伊蒙混层的孔体积和比表面积较大,而绿泥石、伊利石的孔体积和比表面积较小<sup>[32]</sup>。X衍射全岩分析(表1)和扫描电镜结果表明,吴家坪组页岩的黏土矿物以伊利石和伊蒙混层为主,含少量绿泥石。研究表明,比表面积与黏土矿物含量存在弱的负相关性(图11a),孔体积和孔隙度与黏土矿物含量没有明显关系(图11b,11c)。这是由于比表面积主要是来自于小于10 nm的孔隙(图9a),伊利石和伊蒙混层之间的孔隙直径一般较大,因此对比表面积贡献小。同时,由于吴家坪组页岩中黏土矿物含量很低,受成岩压实作用强烈,故对孔体积和孔隙度的增幅影响也很小。由此可见,黏土矿物总体上对吴家坪组页岩物性的建设不利。

#### 4.3.3 长石和石英

页岩中与脆性矿物相关的孔隙也比较发育,主要是草莓体黄铁矿晶间孔、石英颗粒边缘孔和少量的长石/碳酸盐矿物溶蚀孔。长石是吴家坪组硅质页岩中矿物的重要组成部分,其含量一般在10%以内。比表面积、孔体积和孔隙度与长石含量都存在明显的负相关性(图11d—11f)。这是由于长石是不稳定的易溶矿物,在后期酸性溶液的作用下,在长石的边缘及内部会发育成岩溶孔,这种溶孔一般数量少、连通性较差,不利于气体的进入,因而对页岩物性的影响不利。

石英是吴家坪组硅质页岩中最重要的组分,其发育形态及含量对页岩物性起着非常重要的影响。吴家坪组硅质页岩中比表面积、孔体积与石英含量没有明显的相关性(图11g,11h),但是孔隙度与石英含量存在一定的正相关性(图11i),这反映了石英颗粒边缘孔的尺度较大,主要提供大孔,对页岩的物性建设和游离气的赋存非常有利,但对微孔和中孔的发育并没有积极的作用。

为了进一步探讨页岩微孔、中孔和大孔的表面积、孔体积的影响因素,本文对这些孔隙参数分别与TOC、黏土矿物和长石含量的相关性作了进一步分



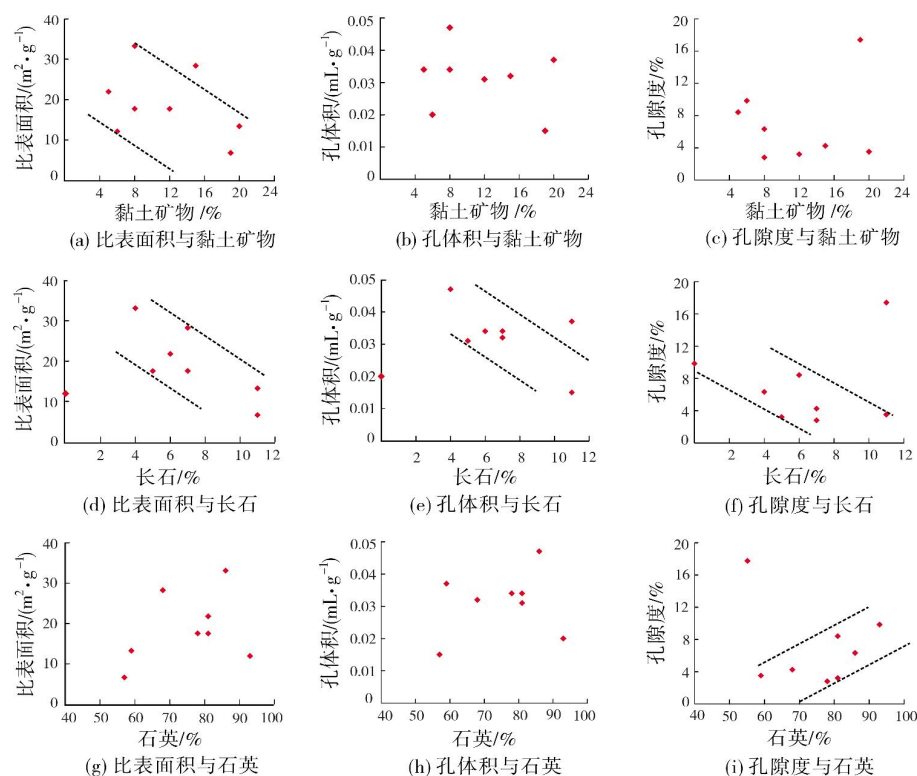


图 11 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩孔隙结构参数与矿物含量的相关性

析,发现TOC是控制微孔比表面积和孔体积的关键因素(图12a;相关系数分别为0.81和0.89),同时它也是中孔比表面积和孔体积的重要影响因素(图12b;相关系数分别为0.57和0.38),但大孔的比表面积和孔体积与TOC之间仅存在微弱的负相关性(图12c)。微孔、中孔的比表面积和孔体积与黏土矿物含量之间存在一定的负相关性(图12d,12e),大孔的比表面积、孔体积与黏土矿物含量没有相关性(图12f),这说明黏土矿物的存在对中孔、微孔的发育起了抑制作用。微孔、中孔的比表面积、孔体积与长石含量之间均有一定的负相关性(图12g,12h),这表明长石的存在不利于中孔、微孔的发育;但是大孔比表面积、孔体积与长石含量存在弱的正相关性(图12i;相关系数分别为0.23和0.18),这也表明长石中的溶孔可能会贡献一部分大孔,不过从整体上来看,长石的存在对储层物性的改善是不利的。

## 5 储层评价

基于涪陵地区焦页1井龙马溪组页岩储层特征的大量研究,有学者认为龙马溪组页岩的优势孔隙类型为有机孔,其次是微裂缝和无机矿物孔,TOC是控制页岩储层微观结构和含气性的主要因素<sup>[33]</sup>。笔者对利

川地区吴家坪组硅质页岩与涪陵地区焦石坝页岩气田的龙马溪组页岩的储层特性进行了对比分析。

(1)利川地区吴家坪组页岩在沉积特征方面与涪陵地区龙马溪组页岩具有很好的相似性。涪陵地区龙马溪组优质页岩形成于深水陆棚—浅水陆棚,埋藏适中,页岩厚度80余米,其中深水陆棚相优质页岩具有厚达38 m的连续分布;利川地区吴家坪组硅质页岩形成于海湾相,埋深普遍在3 000~5 000 m,单层厚度薄,连续厚度可达30 m<sup>[10,13]</sup>。

(2)两套页岩在有机地球化学和矿物组成方面也存在很好的可比性。焦石坝气田龙马溪组页岩TOC普遍在0.55%~5.89%,有机质类型为I—II型,成熟度在高过成熟阶段( $R_o$ : 2.20%~3.13%);而利川地区吴家坪组页岩的有机质丰度更高,类型相似,成熟度( $R_o$ : 1.91%~1.96%)也较为接近,反映出吴家坪组页岩具有更好的生烃基础,从这方面来看,吴家坪组具有很好的页岩气潜力。另外,吴家坪组页岩的脆性矿物含量(多在80%以上)比龙马溪组(37.2%~83.4%)更高,表明吴家坪组页岩更容易被压裂。

(3)从页岩物性上看,焦石坝气田龙马溪组页岩的优势孔隙类型包括有机孔、微裂缝等,矿物孔也比较常见,孔隙度介于1.17%~7.08%之间;利川地区吴家坪组

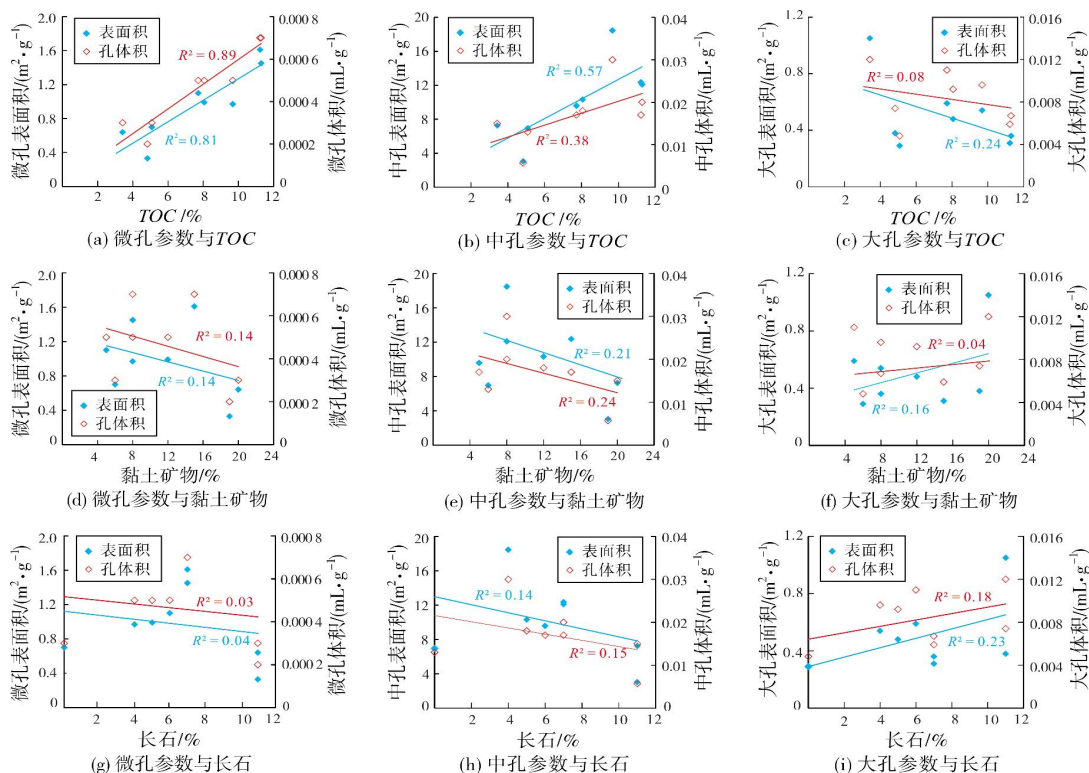


图 12 鄂西利川地区袁家槽剖面吴家坪组页岩孔隙结构参数与页岩物质组成的关系

页岩的孔隙类型以有机孔为主,其次是矿物孔,微裂缝发育相对较少,孔隙度多介于 2.81%~9.84%之间。吴家坪组页岩的物性条件整体上稍好于龙马溪组。

另外,从区域地质条件看,涪陵地区焦石坝和利川地区袁家槽都属于川东高陡背斜带,构造条件较为相似,具有较好的构造保存条件。由此推断,鄂西利川地区吴家坪组页岩具有很好的页岩气勘探潜力,那些埋藏深度适中、硅质页岩连续厚度较大的区域,应是页岩气勘探的重点方向。

## 6 结论

(1)鄂西利川地区上二叠统吴家坪组硅质页岩有机质丰度高、成熟度适中、类型好,主要显微成分为腐泥组 and 固体沥青,矿物组成以石英为主,黏土矿物含量低,脆性好,易压裂。

(2)吴家坪组硅质页岩主要孔隙类型为有机孔,其次为草莓体黄铁矿晶间孔和石英颗粒边缘孔。吴家坪组页岩储层具有很好的物性条件,其比表面积、孔体积和孔隙度较高,分别为 6.63~33.12 m<sup>2</sup>/g、0.015~0.047 mL/g 和 2.81%~17.40%。TOC 是控制比表面积和孔体积的关键因素,长石和黏土矿物含量的增加不利于比表面积和孔体积的增加,孔隙度与

石英含量存在较好的正相关性。

(3)利川地区吴家坪组硅质页岩与涪陵地区下志留统龙马溪组页岩,在沉积环境、矿物组成、有机质丰度和类型、物性等方面具有很好的可对比性,应具有很好的页岩气形成富集条件和勘探潜力。

### 参考文献

- [1] 王燕,冯明刚,魏祥峰,等. 涪陵气田焦石坝区块页岩气储层储集空间特征及其定量评价[J]. 海相油气地质, 2016, 21(1): 29-34.
- [2] 张聪,包书景,石砥石,等. 云南曲靖地区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏地质条件及有利区预测[J]. 海相油气地质, 2017, 22(1): 69-74.
- [3] 黄金亮,董大忠,李建忠,等. 陆相页岩储层特征及其影响因素:以四川盆地上三叠统须家河组页岩为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 158-166.
- [4] 李成成,周世新,李靖,等. 鄂尔多斯盆地南部延长组泥页岩孔隙特征及其控制因素[J]. 沉积学报, 2017, 35(2): 315-329.
- [5] 赵可英,郭少斌. 海陆过渡相页岩气储层孔隙特征及主控因素分析——以鄂尔多斯盆地上古生界为例[J]. 石油实验地质, 2015, 37(2): 141-149.
- [6] 包书景,林拓,聂海宽,等. 海陆过渡相页岩气成藏特征初探:以湘中坳陷二叠系为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 44-53.
- [7] 曹涛涛,宋之光,罗厚勇,等. 下扬子地区二叠系海陆过渡相页岩孔隙体系特征[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1332-1345.
- [8] 孙则朋,王永莉,魏志福,等. 海陆过渡相页岩含气性及气体地球化学特征——以鄂尔多斯盆地山西组页岩为例[J]. 中

- 国矿业大学学报, 2017, 46(4): 859-868.
- [9] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653.
- [10] 蔡进. 鄂西渝东二叠系吴家坪组页岩气成藏特征分析[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(2): 13-16.
- [11] 冯冲, 邹华耀, 郭彤楼, 等. 川东北及邻区上二叠统吴家坪组烃源岩评价[J]. 地球科学与环境学报, 2013, 35(4): 18-29.
- [12] 腾格尔, 秦建中, 付小东, 等. 川东北地区上二叠统吴家坪组烃源岩评价[J]. 古地理学报, 2010, 12(3): 334-345.
- [13] 黄强, 石元会, 叶应贵, 等. 鄂西渝东地区吴家坪组页岩气实钻特征及潜力分析[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(2): 108-110.
- [14] 陈更生, 董大忠, 王世谦, 等. 页岩气藏形成机理与富集规律初探[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 17-21.
- [15] 田洋, 赵小明, 牛志军, 等. 鄂西南利川二叠纪吴家坪组硅质岩成因及沉积环境[J]. 沉积学报, 2013, 31(4): 590-599.
- [16] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 1-11.
- [17] 丰国秀, 陈盛吉. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J]. 天然气工业, 1988, 12(3): 20-25.
- [18] 李新景, 陈更生, 陈志勇, 等. 高过成熟页岩储层演化特征与成因[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 407-416.
- [19] 仰云峰. 川东南志留系龙马溪组页岩沥青反射率和笔石反射率的应用[J]. 石油实验地质, 2016, 38(4): 466-472.
- [20] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. Journal of sedimentary research, 2009, 79(12): 848-861.
- [21] 左兆喜, 张晓波, 陈尚斌, 等. 煤系页岩气储层非均质性研究——以宁武盆地太原组 and 山西组为例[J]. 地质学报, 2017, 91(5): 1130-1140.
- [22] SING K S. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity[J]. Pure and applied chemistry, 1985, 57(11): 603-619.
- [23] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. 煤炭学报, 2012, 37(3): 438-444.
- [24] BRUNAUER S, EMMET P H, TELLER E. Adsorption of gases in multimolecular layers [J]. Journal of the American Chemical Society, 1938, 60(2): 309-319.
- [25] BARRETT E P, JOYNER L G, HALENDA P P. The determination of pore volume and area distribution in porous substances. I. Computations from nitrogen isotherms[J]. Journal of the American Chemical Society, 1951, 73(1): 373-380.
- [26] 李昂, 丁文龙, 张国良, 等. 滇东地区马龙区块状竹寺组海相页岩储层特征及对比研究[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 176-189.
- [27] 武瑾, 梁峰, 吝文, 等. 渝东北地区巫溪2井五峰组—龙马溪组页岩气储层及含气性特征[J]. 石油学报, 2017, 38(5): 512-524.
- [28] ZHANG Zheling, YANG Zhenghong. Theoretical and practical discussion of measurement accuracy for physisorption with micro- and mesoporous materials[J]. Chinese journal of catalysis, 2013, 34(10): 1797-1810.
- [29] CHALMERS G R L, BUSTIN R M. The organic matter distribution and methane capacity of the Lower Cretaceous strata of Northeastern British Columbia, Canada[J]. International journal of coal geology, 2007, 70(1/3): 223-239.
- [30] 周正武, 刘新凯, 王延忠, 等. 保靖地区龙马溪组高成熟海相页岩吸附气量及其影响因素[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(4): 73-83.
- [31] 曹涛涛, 宋之光. 页岩有机质特征对有机孔发育及储层的影响[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 7-13.
- [32] JI Liming, ZHANG Tongwei, MILLIKEN K L, et al. Experimental investigation of main controls to methane adsorption in clay-rich rocks[J]. Applied geochemistry, 2012, 27(12): 2533-2545.
- [33] 张晓明, 石万忠, 徐清海, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩气储层特征及控制因素[J]. 石油学报, 2015, 36(8): 926-940.

编辑: 董庸

## Reservoir characteristics of organic-rich siliceous shale of Permian Wujiaping Formation in Lichuan area, western Hubei Province

CAO Taotao, DENG Mo, LIU Guangxiang, CAO Qinggu, LIU Hu, HUANG Yanran

**Abstract:** The study on mineral composition, organic geochemistry, physical property of siliceous shale of Permian Wujiaping Formation were conducted by thin section, X-ray diffraction, organic petrology, low-pressure N<sub>2</sub> adsorption, gas intrusion, and scanning electron microscopy combined with argon ion polishing. This shale has a high TOC content (3.07%-11.29%), and moderate maturity of organic matter(1.91%-1.96%), and kerogen type II, in which the carbon isotope of kerogen ranges from -27.4‰ to -26.5‰. On organic petrology features the organic matter is mainly composed of sapropelinite and solid bitumen. It is mainly composed of quartz, ranging from 57% to 93%, followed by clay, feldspar, and few carbonate and pyrite. There are mainly organic pores, followed by the intergranular pores in framboidal pyrites, and the pores along the edge of quartz grains, and the poorly developed dissolution pores and microfractures. The specific surface area and pore volume are in the range of 6.63-33.12 m<sup>2</sup>/g and 0.015-0.047 mL/g respectively, which have a good positive correlation with TOC and have a weak negative correlation with the contents of feldspar and clay minerals. The porosity(2.81%-17.40%) has a good positive correlation with the content of quartz. Similar to Longmaxi shale in Fuling area(Jiaoshiba shale gas field) in Sichuan Basin, it is suggested that there has a very good condition of shale gas formation in Wujiaping siliceous shale.

**Key words:** Permian; Wujiaping Formation; shale gas reservoir; pore type; controlling factor; Lichuan area

CAO Taotao; Lecturer. Add: Hunan Provincial Key Laboratory of Shale Gas Resource Exploitation, Hunan University of Science and Technology, No. 2 Taoyuan Rd., Xiangtan, Hunan 411201, China