DOI:10.3969/j.issn.1672-9854.2020.02.002　　文章编号:1672-9854(2020)-02-0108-13

复杂构造区页岩气储层特征及含气性控制因素
——以湖北来凤—咸丰区块来地1井龙马溪组为例

郑宇龙[1,2], 牟传龙[2,3], 肖朝晖[4], 王秀平[2,3], 刘小龙[1,2], 陈 尧[4]
1山东科技大学; 2自然资源部沉积盆地与油气资源重点实验室;
3中国地质调查局成都地质调查中心; 4华电华中清洁能源有限公司

摘　要　志留系龙马溪组是位于四川盆地之外的湖北来凤—咸丰区块页岩气勘探的重点层位。为了探究复杂构造区储层特征及其对含气量的影响,以来地1井龙马溪组为研究对象,通过对5条野外露头剖面进行取样分析,应用薄片鉴定、扫描电镜、液态氮吸附-脱附实验、现场解吸等常规手段,观察分析储层孔隙类型、结构,并将储层各参数与DFT孔容及储层含气量进行拟合分析。研究表明:研究区龙马溪组储层孔隙类型主要为粒间孔、粒内孔、有机质孔及小尺度裂缝;中孔占孔容的比重最大,微孔次之,大孔占比最小,它们的发育程度由总有机碳含量(*TOC*)和黏土矿物含量共同控制;含气量与*TOC*、黏土矿物含量及总孔容有一定正相关性,次生黄铁矿含量与游吸比有较好的正相关性;来地1井龙马溪组三段由于黏土矿物含量较高、储层可塑性较强、有一定的抗破坏能力,因此,龙三段储层的封闭性好,储层内存在异常高压,在具备一定物质基础的层段含气量与*TOC*较高的龙一段相当。研究指出,在物质基础一般、整体保存条件较差的复杂构造区,寻找远离深大断裂、具有较高黏土矿物含量及一定*TOC*的局部封闭性好、存在异常高压的储集层段或区域,是今后页岩气勘探的重要突破口。

关键词　页岩气; 储层; 异常高压; 含气性; 龙马溪组; 来地1井; 来凤—咸丰区块
中图分类号:TE132.2　　**文献标识码**:A

0　前　言

页岩气是一种以游离态和吸附态为主要方式同时赋存于具有生烃能力的泥页岩及其夹层中的非常规天然气[1]。它作为当今社会解决能源短缺的补充能源,在过去数十年里引起了全世界的广泛关注[2]。页岩气藏具有源储一体的特点,属于源岩型气藏,即烃源岩中生成的油气陆续排烃后残留在源岩微孔隙、裂缝等储集空间的烃类气体形成的气藏,因此烃源岩需要有足够的孔缝来最大限度地储存自身生成的天然气[3-4]。由此可见页岩气储层特征对其含气量有着至关重要的影响,页岩气储层的研究是页岩气勘探与开发的重中之重。

前人对泥页岩储层特征[5-8]及其与含气量的关系[9-11]等方面的研究已取得重大进展,但这些成果的研究区大多位于四川盆地内,而对四川盆地之外的地质条件和物质基础较差的复杂构造区的研究与认识较为薄弱,因此如何准确把握复杂构造区页岩气的"甜点"仍是很大的挑战。湖北来凤—咸丰区块地处四川盆地之外的东南部,其遭受构造运动的破坏较四川盆地更为强烈,具有抬升时间早、幅度大,气藏破坏程度大等特点,保存条件更为复杂[11],至今尚未取得重大突破。来地1井是该区块唯一获得良好试气结果的钻井,探寻来地1井储层特征及含气性规律对于复杂构造区页岩气勘探具有重要意义。

本文以来地1井龙马溪组为研究对象,利用薄片鉴定、扫描电镜、液态氮吸附-脱附实验、现场解吸等测试数据,观察分析孔隙类型、结构,并将储层各参数与DFT孔容及储层含气量进行拟合和纵向对比分析,并结合前人的成果认识,进一步分析储层含气量的控制因素,厘清储层各参数对含气量的影响,以期为复杂构造区页岩气勘探提供理论依据。

收稿日期:2018-04-10; 改回日期:2019-04-26
本文受湖北省页岩气开发有限公司项目"鄂西地区重点层系页岩气评价及有利区优选"(编号:HBYYQ-GC1075)与中国地质调查局项目"乌蒙山区地质矿产综合调查"(编号:DD20160019-25)共同资助
第一作者:郑宇龙,山东科技大学在读硕士研究生,研究方向为油气地质。通信地址:610081四川省成都市金牛区一环路北三段2号;E-mail:zhengyulong199237@163.com

1 区域地质背景

湖北页岩气资源潜力巨大，估算量为9.48×10^{12} m^3，居于全国第5位[12]。湖北来凤—咸丰区块于2013年开始勘探，它位于扬子准地台中部湘鄂西褶冲带的宜都—鹤峰复背斜西南翼（图1），小部分位于花果坪复向斜。研究区受多期次构造运动的影响。加里东期、印支期表现为频繁的差异升降运动：在早加里东运动的影响下，晚奥陶世的扬子板块古陆面积增大，并逐渐向扬子区伸展，使扬子海处于半封闭状态，中上扬子区地壳下沉，海平面上升，沉积了一套静海硅质页岩，成为主力烃源岩之一；印支运动结束了中上扬子准地台海相沉积历史，形成了研究区现今构造的雏形。早燕山期的褶皱运动对研究区的影响最大，造成全区盖层的强烈变形，形成以北东向为主的褶皱和断裂构造[13]，基本奠定了现今的构造格局，该时期亦是龙马溪组的主生气期。燕山晚期—喜马拉雅早期，中上扬子区进入了濒太平洋构造域具有重大意义的伸展作用阶段，但这一阶段的活动从东到西、从北到南有一定差别，湘鄂西地区受到的影响较小，基本未改变早燕山期形成的构造面貌。喜马拉雅晚期研究区遭受强烈隆升剥蚀，导致上古生代及中生代地层仅残留在向斜核部，而在背斜核部下古生代地层已露出地表。

研究区以咸丰逆冲断裂为界（图1），断裂西北部属花果坪复向斜，受后期杨洞断裂的影响，主体发育杨洞向斜；咸丰逆冲断裂东南部属宜都—鹤峰复背斜，受后期胡家台反向断裂的影响，胡家台断裂以西形成咸丰背斜，以东形成两河口向斜。受咸丰铲状逆冲断裂的逆冲抬升作用的影响，志留系在咸丰背斜被剥蚀，寒武系保存完整。构造走向整体为北东—南西向，两河口向斜相对宽缓，咸丰背斜相对紧闭。

2 来地1井概况及测试分析项目

来地1井是来凤—咸丰区块部署的第1口页岩气参数井，其地理位置位于湖北省来凤县大河镇两河口村，构造上位于湘鄂西褶冲带的两河口向斜（图1），井深970.17 m。来地1井钻进至上奥陶统宝塔组20 m后完钻，其目的层为志留系龙马溪组富有机质岩性段，深度为898.16～949.10 m，厚度为50.94 m。根据岩性岩相突变、水深快速加深或变浅，以及测井曲线包络形态明显变化的特征，龙马

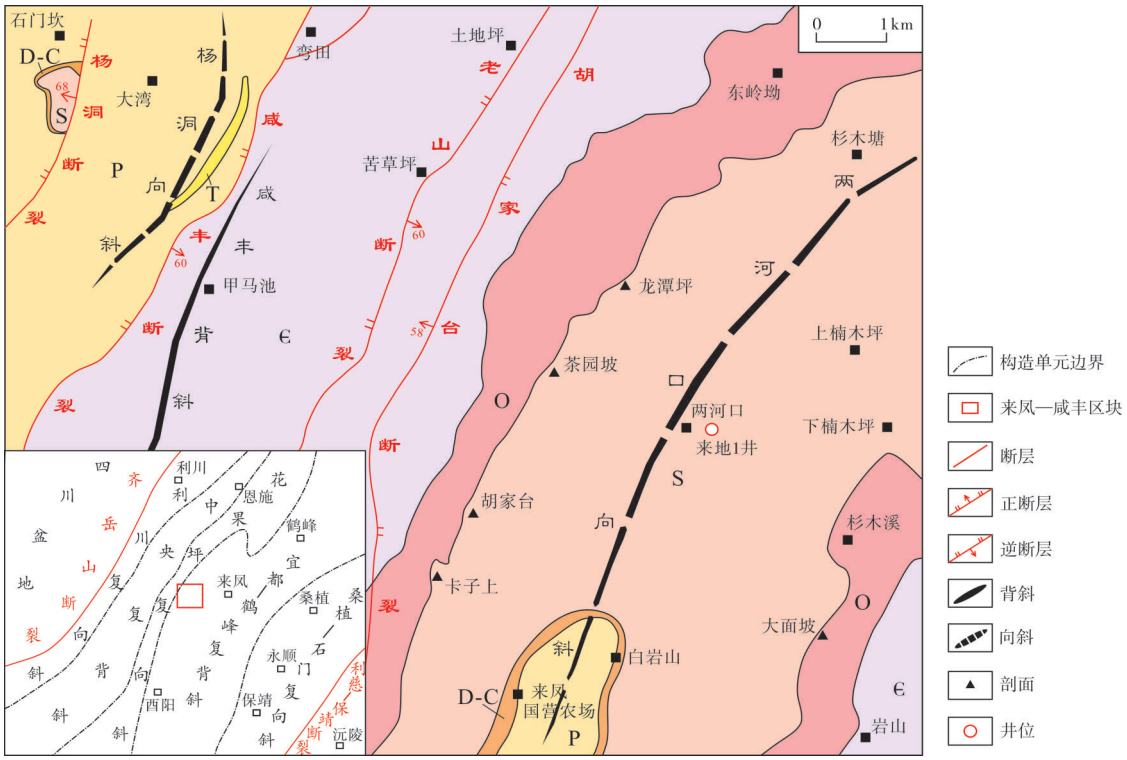


图1 湖北来凤—咸丰区块构造位置及地质图

Fig. 1 Tectonic location and geological map of Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

溪组自下而上分为3段(图2),即龙马溪组一段(简称龙一段)(929.41~949.10 m)、龙二段(910.31~929.41 m)、龙三段(898.16~910.31 m)。龙二段与龙一段及龙三段的2个界面处均表现为岩性突变,测井曲线响应特征也相似:岩性上,这2个界面均由之下的泥质粉砂岩变为之上的含碳粉砂质页岩;测井上,由下向上*GR*曲线发生突变,界面之上*GR*值明显升高,曲线形态由平直锯齿形变为钟形,*AC*曲线为一突变界面,底界面之上*AC*值明显增大,R_d值则减小。沉积环境由龙一段下部的深水陆棚相向上逐渐向浅水陆棚相、潮坪相波动性变化。

为了分析龙马溪组页岩储层的矿物岩石组分、孔隙类型、孔隙结构及含气性,本次研究对来地1井取样69块、5条野外露头剖面取样90块,通过薄片鉴定、扫描电镜观察、液态氮吸附-脱附实验、现场解吸等测试开展了研究,具体测试分析项目见表1。

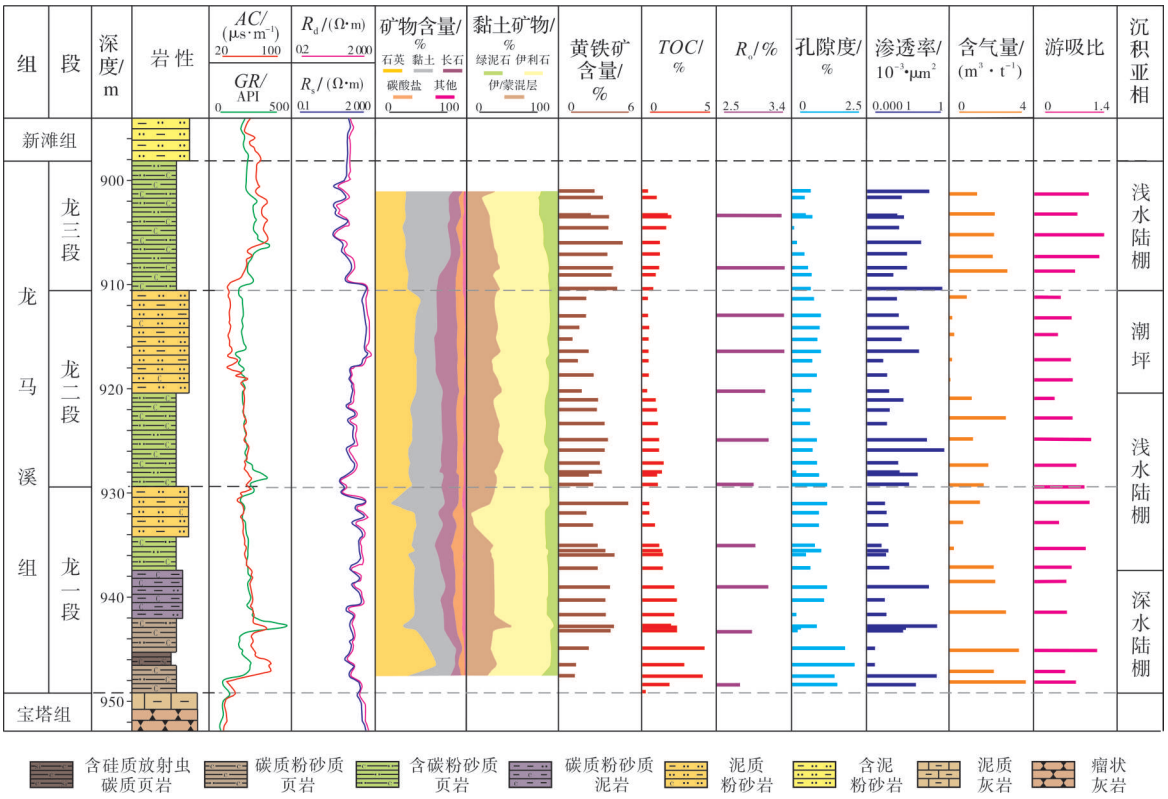


图2 湖北来凤—咸丰区块来地1井龙马溪组综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive column of Longmaxi Formation of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

表1 湖北来凤—咸丰区块来地1井测试分析项目统计表

Table 1 Test and analysis statistics of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

分析项目		单位	来地1井	5条野外剖面	备注
储层物性	镜下薄片	块	30	90	
	扫描电镜	块	11	20	
	X衍射	块	42		
	脉冲孔隙度	块	44		
	渗透率	块	44		
	液态氮吸附-脱附实验	块	6		
有机地球化学	有机碳含量	块	45		
	干酪根镜检测	块	11		
	镜质组反射率	块	11		
含气量	等温吸附实验	块	24		单独取样

3 矿物岩石组分特征

3.1 有机地球化学特征

来地1井龙马溪组11块样品显微组分的分析测试显示(表2)：有机质类型以Ⅱ$_1$型为主，Ⅱ$_2$型次之；显微组分主要表现为腐泥组和惰质组，缺乏镜质组和壳质组，其中腐泥组以分散状矿物沥青基质为主。由45块样品分析得到的总有机碳(*TOC*)含量为0.33%～4.18%，主体大于1%(图2)，平均*TOC*为1.33%，其中：龙一段的*TOC*为0.48%～4.18%，平均为2.05%；龙二段的*TOC*为0.33%～1.44%，平均为0.77%；龙三段的*TOC*为0.42%～1.95%，平均为1.24%。11块样品的有机质成熟度(R_o)在2.79%～3.32%之间，平均为3.11%，均处于过成熟阶段，且由下往上成熟度有整体变高的趋势(图2)，这可能是由于龙马溪组上部的有机质受到黏土矿物等无机矿物的催化作用，促进了有机质的演化。

表2 湖北来凤—咸丰区块来地1井干酪根类型鉴定结果

Table 2 Identification results of kerogen type of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

序号	样品深度/m	岩 性	显微组分/%						腐泥组颜色	类型指数	类型
			腐泥组			壳质组	镜质组	惰质组			
			无定形	藻质体	合计						
1	903.29	含碳粉砂质页岩	75	—	75	—	—	25	棕色	50	Ⅱ$_1$
2	908.31	含碳粉砂质页岩	72	—	72	—	—	28	棕色	44	Ⅱ$_1$
3	912.86	泥质粉砂岩	71	—	71	—	—	29	棕色	42	Ⅱ$_1$
4	916.30	泥质粉砂岩	73	—	73	—	—	27	棕色	46	Ⅱ$_1$
5	920.96	含碳粉砂质页岩	74	—	74	—	—	26	棕色	48	Ⅱ$_1$
6	924.80	含碳粉砂质页岩	73	—	73	—	—	27	棕色	46	Ⅱ$_1$
7	929.07	含碳粉砂质页岩	71	—	71	—	—	29	棕色	42	Ⅱ$_1$
8	934.92	含碳粉砂质页岩	69	—	69	—	—	31	棕色	38	Ⅱ$_2$
9	938.92	碳质粉砂质泥岩	71	—	71	—	—	29	棕色	42	Ⅱ$_1$
10	943.08	碳质粉砂质页岩	68	—	68	—	—	32	棕色	36	Ⅱ$_2$
11	948.27	碳质粉砂质页岩	72	—	72	—	—	28	棕色	44	Ⅱ$_1$

3.2 岩石学特征

泥页岩储层岩石类型反映沉积环境，并与*TOC*有着密切关系[3]。对来地1井龙马溪组泥页岩样品的岩心观察及常规薄片鉴定表明，储层岩石类型主要为泥质粉砂岩、含碳粉砂质页岩、碳质粉砂质页岩、含硅质放射虫碳质页岩4大类。

泥质粉砂岩 主要分布于龙一段上部、龙二段上部(图2)，沉积环境为浅水陆棚较浅处或潮间带下部到潮下带，水动力较强。岩石的颜色较浅，有机质含量较低，笔石含量总体较少，发育潮汐层理(图3a)及小型流水砂纹层理。碎屑颗粒含量可达80%以上，以石英为主，基质以黏土矿物为主，含少量碳质。受明显的重结晶作用的影响，黏土矿物多呈鳞片状，含量约占全部基质的80%~90%。碳质呈浸染状、粒状、条带状，含量均小于10%。碳酸盐矿物含量较少，主要为后期交代、充填的产物，多小于10%，包括方解石和(铁)白云石(图3b)。

含碳粉砂质页岩 主要分布于龙三段下部及龙二段下部(图2)，沉积环境为浅水陆棚较深处，水体循环较弱。含碳粉砂质页岩水平层理较为发育(图3c)，岩心中见较多顺层或穿层分布的次生黄铁矿条带(图3d)，有机质含量较高，笔石较为发育。泥质含量约为50%~60%，部分呈条带状分布(图3e)，以黏土矿物为主，局部发生明显的重结晶作用。碎屑颗粒含量约为25%~35%，局部呈点状接触。碳质含量约为15%~25%，多与泥质共生，呈浸染状。碳酸盐矿物含量总体较少，局部呈现沿裂缝充填或条带状分布的特征。

碳质粉砂质(泥)页岩 主要分布于龙一段下部(图2)，沉积环境为浅水陆棚最深处或深水陆棚。岩石的颜色较深，有机质含量高，见共轭剪切裂缝(图3f)。笔石大量发育，以直笔石为主，形状肥大(图3g)。岩石主要由泥质组成，其次为粉砂级碎屑

(a) 泥质粉砂岩。发育高角度剪切缝、潮汐层理。913.61～913.95 m。岩心

(b) 泥质粉砂岩。略显纹层构造，可见铁白云石、铁方解石脉。912.85 m。岩心薄片，单偏光

(c) 含碳粉砂质页岩，发育多期次裂缝。902.11～902.30 m。岩心

(d) 含碳粉砂质页岩。发育次生黄铁矿条带。925.69～925.79 m。岩心

(e) 含碳粉砂质页岩。泥质呈条带状分布，略显纹层构造。901.53 m。岩心薄片，单偏光

(f) 碳质粉砂质泥岩。发育2条“X”形共轭剪切缝，一条被充填，一条未被充填。938.12～938.48 m。岩心

(g) 碳质粉砂质页岩。发育直笔石，形状肥大。948.46～948.83 m。岩心

(h) 碳质粉砂质泥岩。成岩缝填充黏土矿物和黄铁矿。944.77 m。岩心薄片，单偏光

(i) 含硅质放射虫碳质页岩。见硅化碳酸盐化放射虫。946.36 m。岩心薄片，正交光

图3 湖北来凤—咸丰区块来地1井龙马溪组岩性特征

Fig. 3 Lithological characteristics of Longmaxi Formation of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

颗粒。碎屑颗粒含量约为30%~40%，以石英为主，多呈纤维条带状局部富集。泥质含量约为50%~60%，黏土矿物发育，具有明显的重结晶作用，呈纤维鳞片状，含量约占全部基质的60%~70%，部分充填于成岩缝中(图3h)。碳质主要呈浸染状，分布在颗粒间，多与泥质共生，含量约20%~40%。碳酸盐矿物(包括方解石和白云石)含量较少。

含硅质放射虫碳质页岩 主要分布于龙一段底部(图2)，指示沉积水体较深，沉积环境为深水陆棚。有机质含量高，发育近似球形的硅质放射虫，直径均小于0.2 mm，含量约为15%，放射虫体腔多被显微硅质、沥青质完全充填(图3i)。碎屑颗粒以石英为主，含量小于10%。含少量碳酸盐矿物，呈交代碎屑颗粒和少量半自形—自形晶粒状发育。基质含量可达85%以上，以泥质为主，碳质与泥质共生，呈浸染状。

3.3 矿物学特征

来地1井龙马溪组页岩储层矿物成分以黏土矿物和石英为主(图2)：石英含量为15.9%～66.0%，平均为39.2%；黏土矿物含量为17.8%～60.2%，平均

为35.2%。其次为长石，还有部分碳酸盐矿物和少量黄铁矿。全段脆性矿物（主要指石英、长石、黄铁矿等矿物）含量较高，为39.8%～80.2%，平均为64.9%。其中，龙一段和龙二段具有较高的石英、长石及碳酸盐矿物含量和较低的黄铁矿及黏土矿物含量；龙三段则石英、长石及碳酸盐矿物含量较低，黄铁矿及黏土矿物含量较高。黏土矿物以伊利石、伊/蒙混层为主（图2），含少量的绿泥石，不含蒙皂石和高岭石。伊利石含量为39.0%～81.0%，平均为58.7%；伊蒙混层含量平均为28.9%；绿泥石含量平均为12.5%[13]。其中，龙二段和龙三段黏土矿物中的伊/蒙混层和绿泥石所占比重较大，而龙一段伊利石的占比较大。由于来地1井龙马溪组的黄铁矿含量与*TOC*相关性较差，而且缺氧—贫氧环境的龙一段底部黄铁矿含量反而较低，因而推测来地1井发育较多的次生黄铁矿是成岩作用的产物，与水体的沉积环境无关[14-15]。

4 储层特征

4.1 物性特征

通过脉冲法测得来地1井44块龙马溪组页岩样品的孔隙度分布范围在0.06%～2.09%之间，平均为0.73%，其中介于0.5%～1%之间的孔隙度占主导地位，表明总体孔隙度较低。龙一段的孔隙度最高（图2），龙二段次之，龙三段由于脆性矿物含量低、黏土矿物含量较高、抗压实能力较弱，而且黏土矿物充填了大的孔缝，所以孔隙度最低。渗透率分布在（0.000 25～0.60 ）×10^{-3} μm^2之间，平均为0.046 2×10^{-3} μm^2，主体在（0.001～0.01）×10^{-3} μm^2之间，变化范围较大。储层渗透率总体极低，孔渗相关性较差，可能是孔隙不连通所导致。

4.2 孔隙类型

根据对来地1井及来地1井临近剖面龙马溪组页岩的31块样品在SEM场发射扫描电镜下的观察（图4），龙马溪组页岩储集空间类型主要包括：粒间孔、粒内孔、有机质孔及小尺度裂缝。

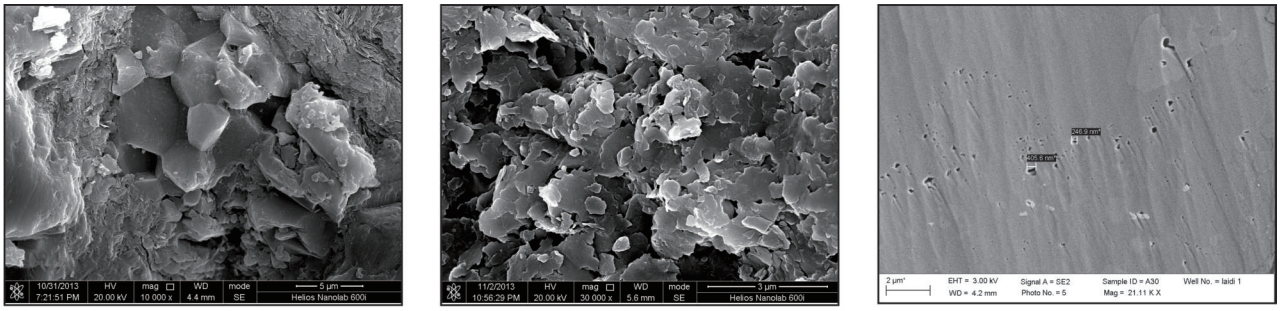
粒间孔 浅埋阶段各种颗粒间的不完全胶结会产生大量粒间孔隙，但随着压实作用和成岩作用的进行，粒间孔隙会急剧减少[4]。形成粒间孔的韧性矿物主要包括黏土的絮状物、微晶球粒矿物、有机质等，脆性矿物则主要为石英、长石、黄铁矿等。来凤—咸丰区块龙马溪组粒间孔主要为长石、石英、黄铁矿颗粒之间的粒间孔、黏土矿物粒间孔，孔径通常较大（图4a，4b）。

粒内孔 粒内孔主要形成于矿物颗粒的内部，其形态大部分不规则，晶体内部的孔隙在局部也常见。主要包括黏土矿物脱水转化、体积减小而形成的层间次生粒内孔，黄铁矿晶间填隙物消耗殆尽而形成的黄铁矿晶间孔，无机矿物中不稳定矿物（长石和碳酸盐矿物）溶蚀而形成的溶蚀孔[5]。溶蚀孔的发育代表了地下流体较为活跃，反映了页岩气藏与外界环境有较好沟通。如果溶蚀孔发育于生气高峰期之后，则表明储层的流体系统可能遭到破坏，导致天然气可能会散失，这对页岩气的赋存有不利的影响[8]。来凤—咸丰区块龙马溪组页岩储层中的粒内孔大部分是成岩作用的结果，发育于次生矿物内部，原生矿物的粒内孔基本不发育。粒内孔的类型主要包括长石和方解石的粒内溶蚀孔、黄铁矿晶间孔、黏土矿物晶间孔及层间孔缝（图4c—4e）：溶蚀孔的孔径相对较大，多大于100 nm；黄铁矿、黏土矿物晶间孔的孔径相对较小，分布在几纳米到几百纳米之间，其中孔径小于50 nm的孔隙占比较高。来地1井龙一段、龙二段在扫描电镜下观察到的溶蚀孔明显多于龙三段。

有机质孔 有机质孔是有机质热演化过程中形成的孔隙，大多发育于高过成熟阶段的二次裂解过程中[3-4]。有机质孔及其比表面为吸附态天然气提供了吸附剂，也为游离气的赋存提供空间[11]。来地1井龙马溪组页岩储层样品中，发育大量的有机质孔，存在形式多样，孔隙边缘未见坍塌现象，*TOC*较高层段可连接成三维孔隙网络，有利于天然气的富集和产出。来地1井马溪组页岩R_o普遍较高，残留较多沥青质，扫描电镜下可见沥青质中发育较多有机质孔（图4f—4h），孔径较小，大多小于50 nm。其中龙一段由于有机质含量较高，所以有机质孔比龙二段、龙三段发育更好。

小尺度裂缝 小尺度裂缝主要包括中型裂缝、小型裂缝、微型裂缝，这类裂缝仅限于在页岩层内发育，不与层外沟通，因而不会导致页岩气散失[11]，它可作为游离态页岩气的储集空间[9]。小尺度裂缝的发育状况受基质岩性和脆性矿物的影响，产生的原因除了与构造因素有关外，也与有机质生烃膨胀、黏土矿物脱水等非构造因素有关[16]。一般情况下，储层中微裂缝的发育程度与脆性矿物含量、*TOC*

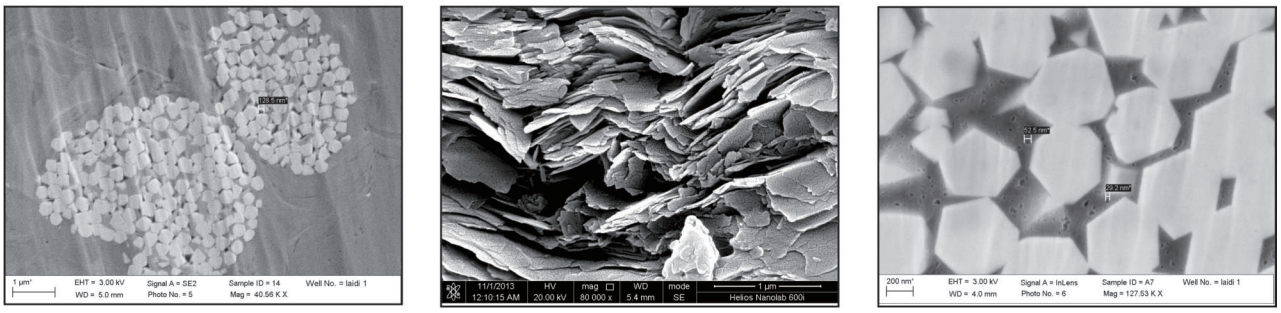
有较好的正相关性，颗粒较细、存在异常高压的储层微裂缝可能发育得更好[9]。来凤—咸丰区块受构造运动影响大，而且储层脆性矿物含量较高，因此小尺度裂缝较为发育（图4i—4l），以纳米级微裂缝为主。来地1井龙三段在扫描电镜下观察到的小尺度裂缝较龙二段、龙一段更为发育。



(a) 自生石英粒间孔。龙马溪组。卡子上剖面

(b) 黏土矿物颗粒粒间孔。龙马溪组。胡家台剖面

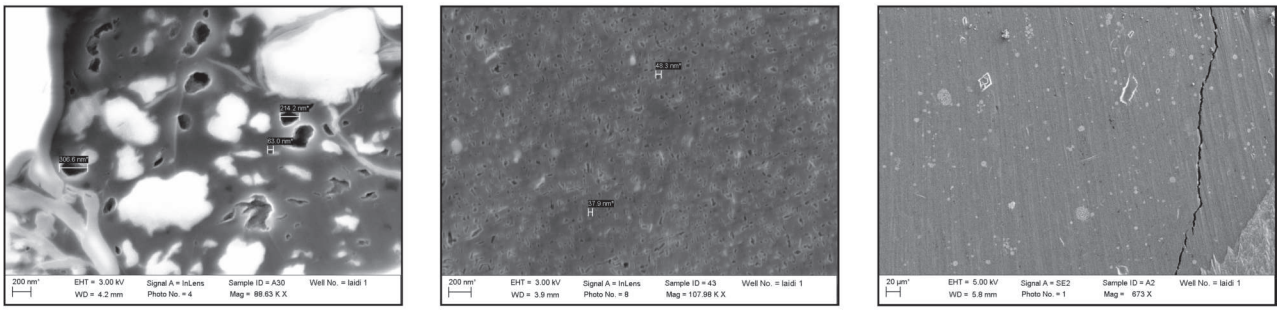
(c) 长石粒内溶蚀孔。来地1井934.92 m，龙一段



(d) 黄铁矿晶间孔。来地1井938.92 m，龙一段。

(e) 层状黏土矿物层间孔缝。龙马溪组。大面坡剖面

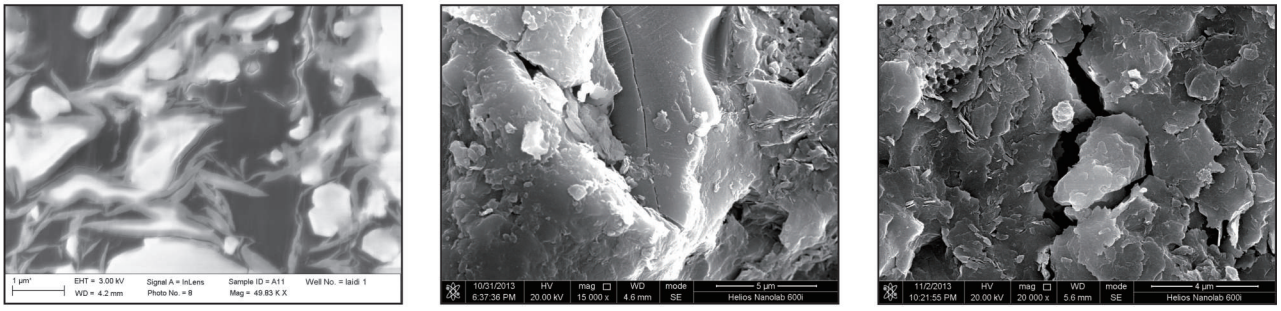
(f) 黄铁矿晶间有机质孔。来地1井908.31 m，龙三段



(g) 有机质孔，连通性较好。来地1井934.92 m，龙一段

(h) “蜂窝”状有机质孔。来地1井948.27 m，龙一段

(i) 超压破裂缝。来地1井903.29 m，龙三段



(j) 收缩缝。来地1井912.86 m，龙二段

(k) 石英颗粒内微裂缝。龙马溪组。茶园坡剖面

(l) 微裂缝。龙马溪组。大面坡剖面

图4 湖北来凤—咸丰区块来地1井及野外剖面龙马溪组页岩扫描电镜照片

Fig. 4 Shale SEM photos of Longmaxi Formation of Well Laidi 1 and outcrops in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

4.3 孔隙结构

由于高压压汞法测试孔隙结构可能会导致页岩破裂，产生的微米级微裂缝很难与天然裂缝区分开[6]，因此对来地1井龙马溪组6块样品采用液氮吸附-脱附法进行分析。实验结果显示：龙马溪组页岩BET比表面积在5.35～15.20 m^2/g之间，平均为7.90 m^2/g，变化范围较大；平均孔径在3.48～5.14 nm之间，平均为4.10 nm。根据国际理论与应用化学联合会的分类标准，孔径小于2 nm为微孔，2～50 nm为中孔，大于50 nm为大孔[17]。由于当孔径大部分小于10 nm时，BJH法会掩盖一些信息[7]，所以这里采用DFT法计算总孔容。结果显示（表3）：来地1井样品中微孔、中孔、大孔均有分布，以微孔、中孔为主，它们对比表面积和孔容的贡献最大。其中：微孔的孔容占比在29.5%～39.6%之间，平均为36.0%；中孔的孔容占比在54.2%～58.5%之间，平均为56.4%；大孔的孔容占比在2.8%～16.1%之间，平均为7.7%。而且发现DFT法表征微孔的效果要好于BJH法，因而推测微孔、中孔是龙马溪组页岩气赋存的主要场所，具体来讲，就是黄铁矿和黏土矿物粒内孔、有机质孔及纳米级微裂缝提供了页岩气主要的赋存空间。

表3 湖北来凤—咸丰区块来地1井龙马溪组页岩孔容统计表

Table 3 Statistical table of shale pore volume of Longmaxi Formation of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

样品序号	样品深度/m	孔容/(10^{-3} $cm^3 \cdot g^{-1}$)				孔容比例/%		
		微孔	中孔	大孔	总孔容	微孔	中孔	大孔
1	903.38	1.93	2.87	0.14	4.94	39.1	58.1	2.8
2	911.26	0.81	1.37	0.35	2.53	32.0	54.2	13.8
3	920.10	0.57	1.05	0.31	1.93	29.5	54.4	16.1
4	927.89	1.27	2.04	0.18	3.49	36.4	58.5	5.2
5	935.44	0.99	1.38	0.13	2.50	39.6	55.2	5.2
6	942.79	1.73	2.56	0.13	4.42	39.1	57.9	2.9
平均值		1.22	1.88	0.21	3.30	36.0	56.4	7.7

4.4 孔隙发育主控因素

通过拟合分析，可以看出DFT孔容与*TOC*、矿物组分之间存在较好的相关性。*TOC*、黏土矿物含量与微孔、中孔的孔容正相关性较高（图5a，5b），说明二者对微孔、中孔孔容贡献较大。黄铁矿含量与微孔、中孔孔容的相关性与*TOC*相似（图5c），可能是由于实验样品的黄铁矿含量与*TOC*具有正相关性导致，也可能是由于黄铁矿微晶之间形成的晶间孔隙对微孔、中孔孔容有贡献。石英和碳酸盐矿物虽具有较强抗压实能力，可能有利于一些较大的纳米级孔隙的保存，然而以方解石为主的碳酸盐矿物常作为填隙物出现，而且成岩作用的中后期碳酸盐矿物的交代作用会减少黏土矿物的微孔、中孔，堵塞喉道[18]。石英含量往往与以伊利石、伊/蒙混层为主的黏土矿物含量有负相关关系[19]，而黏土矿物对微孔、中孔孔容有控制作用[7]，所以石英和碳酸盐矿物含量与微孔、中孔孔容有一定的负相关性（图5d，5e）。另外，微孔、中孔的BET比表面积与孔容之间存在极好的正相关性（图5f），因此，这就不难得出结论：微孔、中孔的BET比表面积与*TOC*、矿物组分之间的相关性同孔容类似。

来地1井龙马溪组全段脉冲孔隙度与矿物组分、*TOC*之间虽有一定相关性，但相关系数不高。如图6a所示，脉冲孔隙度与*TOC*之间有一定的正相关性，但整体来看相关性不强，这是由于研究区龙马溪组受构造运动等影响较大，其储层存在较多大的孔缝，而有机质孔主要以微孔、中孔为主，在*TOC*整体不高的情况下，有机质孔无法成为孔隙度的主要贡献者。因此，只有在龙一段底部*TOC*出现高值处，有机质孔成为孔隙度主要贡献者时，脉冲孔隙度才与*TOC*有较好相关性（图6a）。黏土矿物虽能贡献一定的微孔、中孔体积，但同时，它填充了较多的大孔缝，因此来地1井孔隙度与全段黏土矿物含量有微弱负相关（图6b）。龙三段孔隙度与黏土矿物含量的负相关性较为明显（图6b），这说明龙三段黏土矿物填充了较多的大孔缝是龙三段整体孔隙度低的原因之一。碳酸盐矿物通常对孔隙度有消

极作用，但来地1井全段脉冲孔隙度与碳酸盐矿物含量仅有微弱的负相关性（图6c），这是由于研究区受构造影响较大，碳酸盐矿物等脆性矿物在构造因素等作用下，会产生较多裂缝，从而增加了孔隙度。

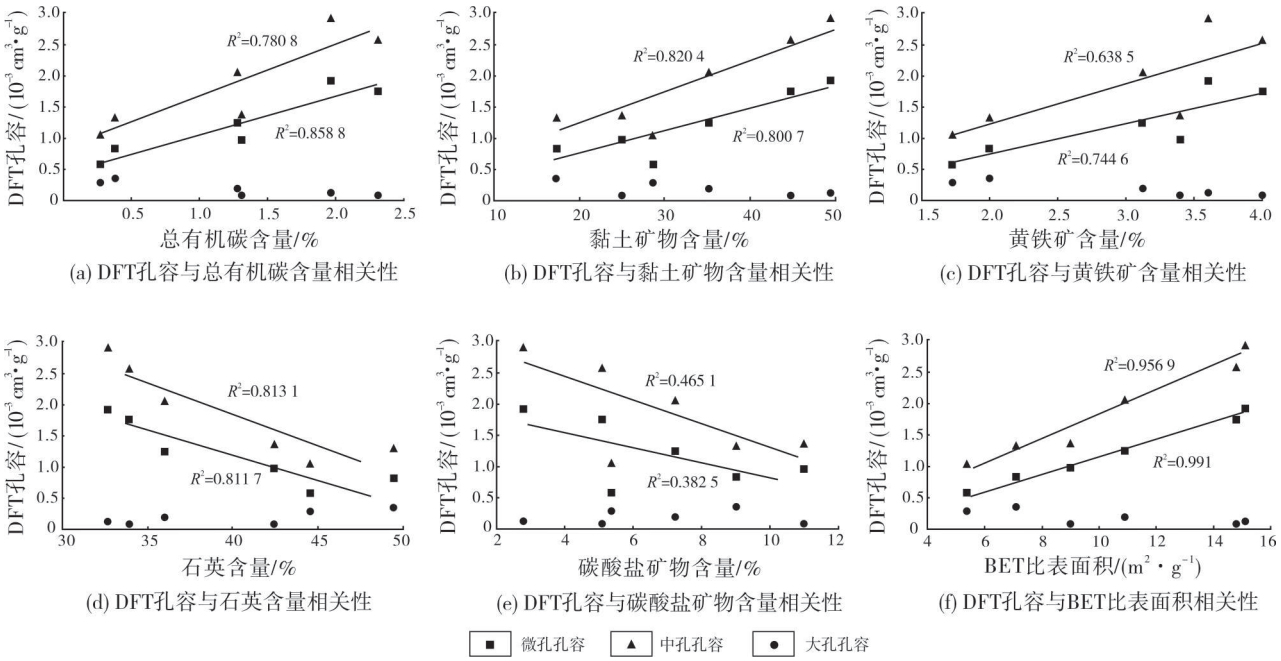


图5 湖北来凤—咸丰区块来地1井龙马溪组页岩储层DFT孔容与储层参数及BET比表面积的关系

Fig. 5 Relationship between DFT pore volume and reservoir parameters and BET specific surface area of shale reservoir of Longmaxi Formation of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

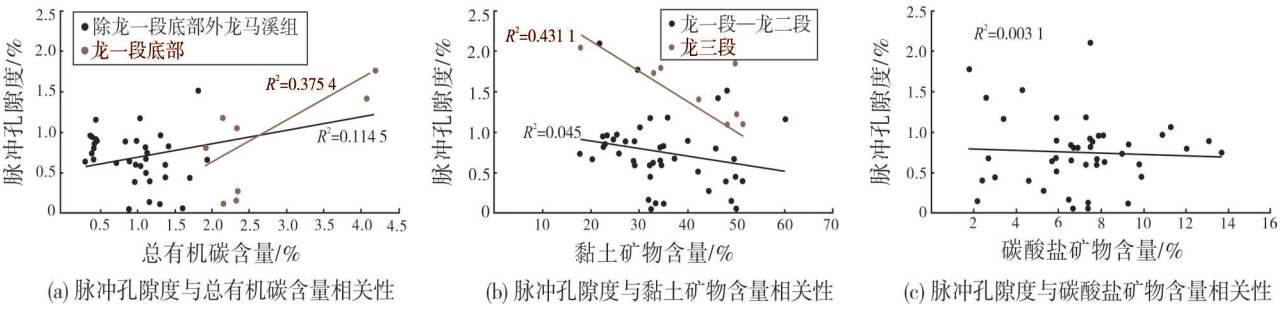


图6 湖北来凤—咸丰区块来地1井龙马溪组页岩储层脉冲孔隙度与储层参数的关系

Fig. 6 Relationship between pulse porosity and reservoir parameters of shale reservoir of Longmaxi Formation of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

5 含气性评价

来地1井龙马溪组普遍含气，现场解吸实验的出气量在85～2 985 mL之间，经计算得到总含气量为0.23～3.73 m^3/t，最大值出现在945～948 m井段，主体大于1.3 m^3/t，均值为1.72 m^3/t，远超出最低工业标准。其中龙三段总含气量为1.42～2.54 m^3/t，平均含气量为2.08 m^3/t；龙二段总含气量为0.23～2.59 m^3/t，平均含气量为1.21 m^3/t；龙一段总含气量为0.25～3.73 m^3/t，平均含气量为2.09 m^3/t。

通过现场解吸数据得到不同深度解吸气含量，再结合损失气量和残余气量计算得到：来地1井龙马溪组储层含气量的游吸比（游离气与吸附气含量的比值）主要分布在0.33～1.17之间，均值为0.68，以吸附气为主；龙三段整体游离气含量较高，龙二段、龙一段则以吸附气为主。

6 含气量控制因素分析

影响储层含气量大小的因素有很多。本次研究含气量分析所用样品均采自来地1井，主要从有机地球化学、矿物成分、储集空间及储层压力等4个方面来分析来地1井含气量的控制因素。

6.1 有机质类型及成熟度

有机质类型是评价富有机质页岩生气质量的重要指标之一，它对页岩的生气潜力起着决定性作用。前人研究发现Ⅰ、Ⅱ型干酪根比Ⅲ型干酪根更容易形成有机质孔隙，其中Ⅰ型干酪根与活性炭吸附特点类似，可吸附更多的烃类气体[3]。来地1井目的层段富有机质页岩的有机质类型以$Ⅱ_1$型为主，$Ⅱ_2$型次之，因此具有良好的生气潜力。

有机质的成熟度直接影响着页岩的生气量和赋存状态。对于质量相同或相近的烃源岩，一般来说R_o越大表明生气的程度越高，同时有机质裂解生烃的过程中，形成更多的纳米级有机质孔，从而增大储层孔隙空间及吸附能力[3]，而且高成熟度有机质中纳米级微裂缝也更为发育[7]。但也有研究认为，当R_o大于2.0%以后，基质孔隙度和微孔、中孔的孔容反而随R_o的升高而降低[7,20]，这可能是由于R_o增高的同时会消耗作为吸附介质及储集空间的有机质[10]。当R_o大于2.0%之后，作为吸附介质的有机质消耗的速率大于其演化产生孔缝的速率，从而导致了微孔、中孔的孔容及基质孔隙度的降低。来地1井龙马溪组有机质均处于过成熟阶段，龙一段、龙二段的R_o低于龙三段，然而从含气量来看，成熟度差异对储层含气性影响不大，因此，过高的成熟度（R_o>3.0%）并非是制约页岩气富集的主要因素。

6.2 有机碳含量

*TOC*越高，页岩的生烃能力越强、储集性能越好、储层吸附能力越强，它往往对富有机质页岩的含气量起决定性作用[21]。然而，对来地1井*TOC*与含气量进行拟合，发现二者虽有正相关性，但相关性不强（图7a）。这是由于研究区的区域构造条件复杂，气藏遭受破坏严重所致。虽然页岩气藏与常规气藏相比，对保存条件的要求并不苛刻，然而当保存条件破坏严重时，储层吸附能力就会降低，吸附气会转换为游离气而散失，即使有充足的气源及储存空间，页岩气仍难以富集。因此，*TOC*在此类复杂构造区对储层含气性的影响较为复杂。

6.3 矿物成分

泥页岩矿物三端元为脆性矿物、黏土矿物以及自生矿物，三者对含气量均有影响。矿物成分影响含气量的实质是矿物颗粒间形成的孔隙在大小、表面物化特性、结构参数上的差异。

对来地1井石英含量与含气量之间的相关性分析表明，二者之间没有相关性（图7b）。这是由于研究区龙二段、龙三段沉积期靠近黔中古隆起，沉积水体较浅，储层中的石英主要为陆源，所以与*TOC*不具有好的相关性。它的存在因会影响黏土矿物的含量而与微孔、中孔的孔容之间呈负相关性，因此虽然石英增强了储层的抗压实能力，但总体对含气性仍有不利影响。龙一段底部由于沉积水体较深[22]，生物成因的自生石英含量较高，此时的沉积环境有利于有机质的富集[23]，故此类石英含量往往与*TOC*、含气量有一定的正相关性。

黏土矿物含量与含气量之间呈一定的正相关（图7b），这与黏土矿物的孔隙结构有关：黏土矿物颗粒间、粒内多发育纳米级孔和微孔、中孔级别的层间缝，可以赋存大量吸附气和游离气。而且黏土矿物对有机质生烃有催化作用，因此与黏土矿物伴生的有机质颗粒，有机质孔更为发育[19]。

黄铁矿含量与含气量之间表现为正相关，因为原生黄铁矿含量指示着沉积环境的还原性强弱，其含量越高代表还原性越强[14]，生成黄铁矿所必须的Fe^{2+}含量越高[24]，有机质富集程度就越高。此外原生黄铁矿常与有机质伴生，它对有机质孔隙可以起到保护作用[14]，所以黄铁矿含量与含气量之间有较好正相关性。来地1井次生黄铁矿较为发育，它的形成与沉积环境无关，但黄铁矿微晶之间形成的晶间微孔隙可能对微孔、中孔的孔容有贡献，而且由于微孔隙可作为Fe^{2+}、SO_4^{2-}及烃类流体等生成次生黄铁矿所必须的还原剂的储集空间及运移通道，这有利于次生黄铁矿的持续形成[14]，同时由于受构造强烈改造等因素的影响，导致微裂缝系统较为发育，这为游离气提供了重要储集空间，因此，次生黄铁矿含量与游吸比有较好的正相关性（图7c）。但由于来地1井龙马溪组整体还是以吸附气为主，所以黄铁矿含量与含气量正相关性较弱（图7d）。

碳酸盐矿物会减小微孔、中孔孔容，因此碳酸盐矿物含量与含气量呈现负相关（图7e）。

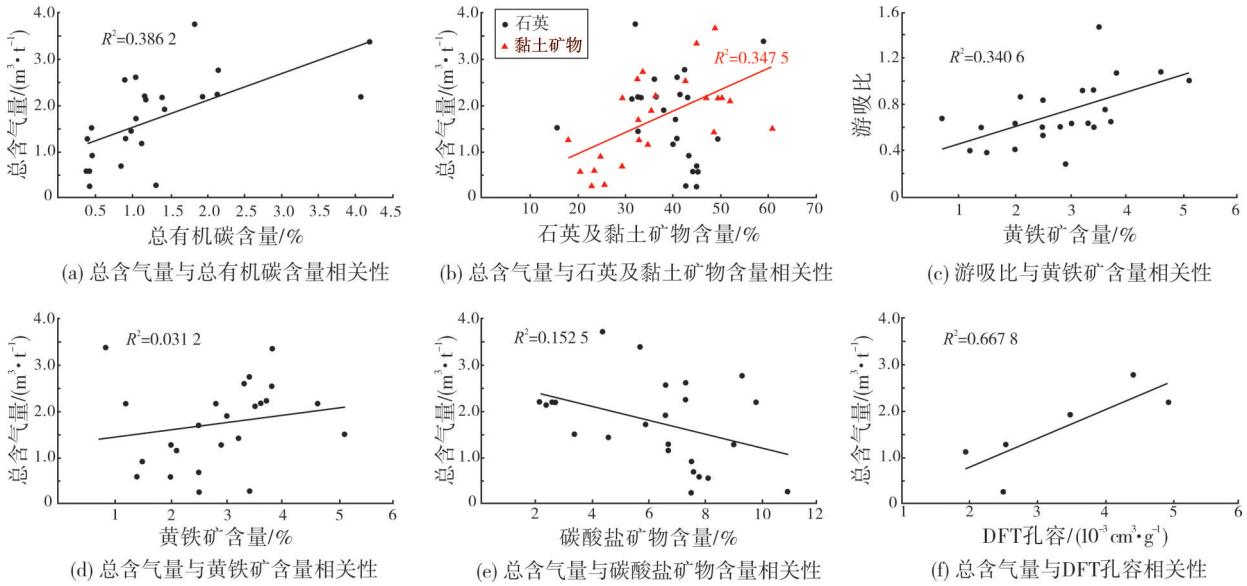


图7 湖北来凤—咸丰区块龙马溪组页岩含气量与各储层参数的关系

Fig. 7 Relationship between shale gas content and reservoir parameters of Longmaxi Formation of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block, Hubei Province

虽然黏土矿物对含气性有积极作用，陆源成因的碎屑石英及碳酸盐矿物对含气性有不利影响，然而在后期水力压裂的过程中，黏土矿物的膨胀问题会导致气体采收率变差[19]，而以石英及碳酸盐矿物为主的脆性矿物却对后期压裂有积极影响，所以在页岩气勘探中，应把握对页岩气产出最有利的脆性矿物与黏土矿物含量之间的平衡。

6.4 储集空间

页岩储集空间的优劣是含气性的关键影响因素之一。来地1井龙马溪组样品脉冲孔隙度与含气量并没有很好的相关性，这是由于脉冲法测得的孔隙度有很多大孔缝的贡献，然而来地1井页岩气主要赋存在微孔、中孔中，所以含气量与DFT孔容具有较好的相关性（图7f），而与脉冲孔隙度相关性不好。在气藏遭受严重破坏、目的层埋深较浅、物质基础一般的复杂构造区，页岩储层中可能存在较多吸附能力较差的大型孔缝，而且小型孔缝在埋深较浅的情况下吸附能力也减弱，在保存条件较差的条件下，以储存游离气为主的孔缝中的天然气亦散失殆尽，因此，此类地区脉冲孔隙度与含气量的相关性较小。

泥页岩储层中裂缝的发育程度对含气量往往有十分重要的影响。北美地区已经投入开发生产的页岩气藏，大多天然裂缝系统较为发育[25]。裂缝的发育对页岩气藏而言是一把“双刃剑”，具体与它的发育位置、性质、规模有关[11]。一些大型开启的天然裂缝，虽然提高了储层局部的渗透率，但同时会破坏储层的封闭性，使储层压力降低，从而不利于页岩气聚集。尤其是通天断裂的发育，会直接导致页岩气的逸散[26]。然而由于适度的抬升降压、有机质生烃膨胀、黏土矿物脱水等因素形成的“断而不穿、裂而不破”的小尺度裂缝对储层的含气性有积极的作用[27]。来地1井的宏观裂缝主要为因水平压力差形成的高角度裂缝（图3a，3c，3f），这些裂缝大多互不沟通且被方解石充填，基本不具有储集及渗流功能，对含气量影响不大，但通过压裂可获得有利于页岩气产出的网状裂缝。小尺度裂缝是游离气的主要赋存空间，而且其发育程度决定了页岩气产能的高低及后期水力压裂的有效性[26]，其在页岩气的勘探与开发中起着不可忽视的作用。

6.5 储层压力

储层压力也是影响储层含气量的因素之一。吸附气及游离气的含量通常会随着储层压力的增加而增加[21]，而且在高压下，储层微裂缝系统可能更为发育，也有利于游离气的储存。在储层封闭条件较好时，页岩生成的烃类气体及黏土矿物脱水作用产生的自由水无法排出，此时储层内会产生异常高压[27]，因此储层内的异常高压对储层的封闭性及页岩气的富集也有着指示作用。然而北美地区通

常并不将超压当做页岩气选区的关键指标，这是由于北美页岩气盆地物质基础好，储层吸附能力强，成藏地质条件简单，在地层低压、欠压的条件下也可以实现商业性的开发[28]。

来凤—咸丰区块构造条件复杂，并且物质基础一般，目的层埋深浅，地层压力低，储层吸附能力较弱，这类复杂构造区对保存条件的要求更为苛刻，需要更好的地层封闭条件使生成的气体不易散失，这样就会在储层内形成异常高压。因此，在该类地区，异常高压对储层含气性而言显得尤为重要。异常高压页岩储层通常具有游离气含量高、含气饱和度高的特点[28]。来地1井龙三段由于黏土矿物含量较高，储层可塑性较强，有一定的抗破坏能力，同时较高的黏土矿物含量也能增加储层的封闭性，因此它的保存条件相对较好，储层内存在异常高压，在具备一定物质基础的层段，平均含气量与*TOC*较高的龙一段相当。因此，在物质基础一般、整体保存条件较差的复杂构造区，寻找局部储层封闭性好、存在异常高压的层段或区域，是页岩气勘探的重要突破口。这可遵循以下几个原则：首先，页岩中要有一定的*TOC*，这样才具备一定的生烃潜力，进而有产生异常高压的重要条件；其二，尽量远离深大断裂，在复杂构造区中寻找构造相对简单的区域，如来地1井所处的两河口向斜；其三，由于黏土矿物对储层有一定的封堵作用，且能增强储层的抗破坏能力，所以黏土矿物含量较高的层段，很有可能储层封闭性较好，在黏土矿物脱水、生烃等增压作用下更易产生异常高压。因此，远离深大断裂，并有较高的黏土矿物含量及一定的*TOC*的层段，很有可能是储层内存在异常高压的高含气量层段，也应该是该类复杂构造区的突破层段。

7 结 论

（1）来凤—咸丰区块来地1井龙马溪组具有*TOC*较高，黏土矿物、次生黄铁矿含量高，有机质热演化程度高等特点，具有一定的生气潜力及页岩气成藏的物质基础。储层孔隙类型包括粒间孔、粒内孔、有机质孔及小尺度裂缝；中孔占孔容比重最大，微孔次之，大孔占孔容比重最小；微孔、中孔提供了主要的比表面积及页岩气赋存空间，它们的发育主要受*TOC*及黏土矿物的控制。

（2）来地1井龙马溪组*TOC*、黏土矿物含量、总孔容为含气性的重要控制因素。其中，*TOC*对此类复杂构造区储层含气量的影响虽然相对减小，但仍是含气性最基础的控制因素。碳酸盐矿物、陆源碎屑石英含量越高，微孔、中孔孔容则越小，所以这二者对含气性有着不利的影响，但以这二者为主的脆性矿物对后期水利压裂有积极影响，所以在页岩气勘探中，应当把握对页岩气产出最有利的脆性矿物与黏土矿物含量之间的平衡。

（3）来地1井龙马溪组次生黄铁矿含量与游吸比有较好的正相关性。次生黄铁矿对作为游离气赋存空间的小尺度裂缝具有指示性作用，其含量较高处往往游离气含量较高，因此，次生黄铁矿含量与储层含气性也有着不可忽视的关系。

（4）来地1井龙三段由于黏土矿物含量较高，储层可塑性较强，有一定的抗破坏能力，同时较高的黏土矿物含量也能增加储层的封闭性，因此龙三段的保存条件相对较好，储层内存在异常高压，在具备一定物质基础的层段，其含气量与*TOC*较高的龙一段相当。因此，在物质基础一般、整体保存条件较差的复杂构造区，寻找远离深大断裂、具有较高黏土矿物含量及一定*TOC*的局部储层封闭性好、存在异常高压的层段或区域，是今后此类地区页岩气勘探的重要突破口。

参 考 文 献

[1] 张金川，薛会，张德明，等．页岩气及其成藏机理[J]．现代地质，2003，17(4)：466.

[2] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: part 2: shale-oil resource systems [M]. AAPG Memoir 97, 2012: 89-119.

[3] 牟传龙，王启宇，王秀平，等．岩相古地理研究可作为页岩气地质调查之指南[J]．地质通报，2016，35(1)：10-19.

[4] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale [J]. Journal of sedimentary research, 2009, 79(12): 848-861.

[5] 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)：926-939.

[6] 龚小平，唐洪明，赵峰，等．四川盆地龙马溪组页岩储层孔隙结构的定量表征[J]．岩性油气藏，2016，28(3)：48-57.

[7] 武景淑，于炳松，张金川，等．渝东南渝页1井下志留统龙马溪组页岩孔隙特征及其主控因素[J]．地学前缘，2013，20(3)：260-269.

[8] 聂海宽，边瑞康，张培先，等．川东南地区下古生界页岩储层微观类型与特征及其对含气量的影响[J]．地学前缘，2014，21(4)：331-343.

[9] 丁文龙，李超，李春燕，等．页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J]．地学前缘，2012，19(2)：212-220.

[10] 张琴，刘洪林，拜文华，等．渝东南地区龙马溪组页岩含气量及其主控因素分析[J]．天然气工业，2013，33(5)：35-39.

[11] 何治亮,聂海宽,张钰莹.四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J].地学前缘,2016,23(2):8-17.
[12] 张大伟,李玉喜,张金川.全国页岩气资源潜力调查评价[M].北京:地质出版社,2012:70.
[13] 李博,魏国庆,洪克岩,等.中国南方盆外复杂构造区页岩气井评价与认识:以湖北来风咸丰区块来页1井为例[J].天然气工业,2016,36(8):29-35.
[14] 王晓洁,张世奇,魏孟吉,等.东濮凹陷文东地区沙三段黄铁矿特征及形成模式[J].断块油气田,2015,22(2):178-183.
[15] 孟志勇.四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组含气页岩段纵向非均质性及其发育主控因素[J].石油与天然气地质,2016,37(6):838-846.
[16] 王社教,王兰生,黄金亮,等.上扬子区志留系页岩气成藏条件[J].天然气工业,2009,29(5):45-50.
[17] 崔景伟,邹才能,朱如凯,等.页岩孔隙研究新进展[J].地球科学进展,2012,27(12):1319-1325.
[18] 王秀平,牟传龙,王启宇,等.川南及邻区龙马溪组黑色岩系成岩作用[J].石油学报,2015,36(9):1035-1047.
[19] 王秀平,牟传龙,葛祥英,等.四川盆地南部及其周缘龙马溪组黏土矿物研究[J].天然气地球科学,2014,25(11):1781-1794.
[20] 王飞宇,关晶,冯伟平,等.过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J].石油勘探与开发,2013,40(6):764-768.
[21] 李玉喜,乔德武,姜文利,等.页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J].地质通报,2011,30(2/3):308-317.
[22] 牟传龙,周恳恳,梁薇,等.中上扬子地区早古生代烃源岩沉积环境与油气勘探[J].地质学报,2011,85(4):526-532.
[23] 王秀平,牟传龙,葛祥英,等.川南及邻区龙马溪组黑色岩系矿物组分特征及评价[J].石油学报,2015,36(2):150-162.
[24] 徐祖新,韩淑敏,王启超.中扬子地区陡山沱组页岩储层中黄铁矿特征及其油气意义[J].岩性油气藏,2015,27(2):31-37.
[25] 李新景,胡素云,程克明.北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J].石油勘探与开发,2007,34(4):392-400.
[26] 龙鹏宇,张金川,唐玄,等.泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响[J].天然气地球科学,2011,22(3):525-532.
[27] 王濡岳,龚大建,冷济高,等.黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩储层发育特征:以岑巩区块为例[J].地学前缘,2017,24(6):286-299.
[28] 刘洪林,王红岩,方朝合,等.中国南方海相页岩气超压机制及选区指标研究[J].地学前缘,2016,23(2):48-54.

编辑:黄革萍

Characteristics and gas-bearing controlling factors of shale gas reservoir in complex tectonic provinces:a case from the Lower Silurian Longmaxi Formation of Well Laidi 1 in Laifeng-Xianfeng block,Hubei province

ZHENG Yulong, MU Chuanlong, XIAO Zhaohui, WANG Xiuping, LIU Xiaolong, CHEN Yao

Abstract: Longmaxi Formation is a major target for shale gas exploration in Laifeng-Xianfeng block outside the Sichuan Basin. In order to study the reservoir characteristics and its influence on gas content in this kind of complex tectonic area, Longmaxi Formation of Lower Silurian in Well Laidi 1 has been taken as the research object. By the sampling and analysis of 5 field outcrops, the pore type and structure of the reservoir have been observed and analyzed by means of thin section identification, scanning electron microscope, low-temperature liquid nitrogen adsorption-desorption experiment, field desorption and other conventional means, and the parameters of the reservoir are fitted with DFT pore volume and gas content of the reservoir. The results show that: (1) The pore types of Longmaxi Formation in the study area are mainly intergranular pore, intragranular pore, organic matter pore and small-scale fracture. (2) The proportion of mesopore to pore volume is the largest, micropore is the second, macropore is the smallest, and their developmental degree is controlled by total organic carbon (*TOC*) and clay mineral content. (3) The gas content has a positive correlation with *TOC*, clay minerals content and total pore volume, while the secondary pyrite content has a good positive correlation with the ratio of free gas to adsorbed gas. (4) The Longmaxi Member 3 of Well Laidi 1 has high clay mineral content, strong reservoir plasticity and certain resistance to destroy. Therefore, the reservoir has good sealing property and abnormal high pressure. The gas content of the section with certain material basis in the Longmaxi Member 3 is equivalent to that of the Longmaxi Member 1 with high *TOC*. It is pointed out that it is an important breakthrough for exploration in the future to look for a reservoir section with good local sealing, abnormal high pressure, high clay mineral content and a certain *TOC* content far away from the deep fault in the complex tectonic areas with general material basis and poor overall preservation conditions.

Key words: shale gas; reservoir; abnormal high pressure; gas bearing property; Longmaxi Formation; Well Laidi 1; Laifeng-Xianfeng block

ZHENG Yulong, First author:Master in progress at Shandong University of Science and Technology. Add: Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, No. 2 of North 3rd Section, Yihuan Rd., Jinniu District, Chengdu, Sichuan 610081, China