

湖北鹤峰地区二叠系大隆组页岩气 储层特征及评价

王秀平^{1,2}, 牟传龙^{1,2}, 肖朝晖³, 李红英³, 陈尧³, 郑斌嵩^{2,4}, 王启宇^{1,2}

1 国土资源部沉积盆地与油气资源重点实验室; 2 中国地质调查局成都地质调查中心;

3 湖北省页岩气开发有限公司; 4 中国地质大学(武汉)

摘要 根据6条露头剖面和HD1井薄片的详细观测,并借助偏光显微镜、X射线衍射、场发射扫描电镜和有机碳含量(TOC)分析,常规孔隙度和渗透率分析,以及比表面积和孔径分析等,对湖北鹤峰地区二叠系大隆组黑色岩系的储层进行了研究。结果表明,研究区大隆组具备发育页岩气的基本地质条件:岩石类型以富有机质的泥页岩为主,局部夹碳酸盐岩和薄层状硅质岩,脆性矿物含量较高,这有利于后期成岩流体的改造和页岩气开发阶段的水力压裂改造;有机质含量多大于2%,热演化程度较高(R_o 平均为2.38%),且为利于生成油裂解气的I型干酪根,富有机质的黑色岩系沉积厚度较大(介于30.3~38.0m),具有较高的生烃能力;储集性能在纵向上变化不大,总体表现为低孔—特低孔、特低渗特征,有机质孔隙和矿物基质孔中的微孔和中孔是页岩比表面积的主要贡献者,它们构成了气体吸附的主要场所。HD1井大隆组埋藏较浅,断裂复杂且较发育,这可能是造成大隆组生烃条件优异而含气量相对较少的原因。因此,保存条件应是控制鹤峰地区大隆组页岩气含气量的主要因素,保存条件较好的鹤峰向斜发育区应为页岩气有利区。

关键词 黑色岩系;储层评价;页岩气;大隆组;二叠纪;鹤峰地区;湖北

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

0 前言

南方中扬子地区海相层系发育2个含油气组合,即以震旦系、寒武系为主要目的层的下组合和以二叠系、三叠系为主要目的层的上组合,该领域资源潜力大,具备形成常规天然气和页岩气的良好油气地质条件,是我国南方地区寻找规模天然气的重点勘探潜力区^[1]。鄂湘黔桂地区的二叠系大隆组具有烃源岩发育的条件^[2],并具有形成大型油气田的供烃能力^[3],可作为该地区的主力区域性烃源岩^[4]。大隆组烃源岩主要属于槽形深水相沉积,在鄂西及其周围地区主要发育于广元—旺苍海槽、城口—鄂西海槽及开江—梁平海槽^[5-6]。

现有研究大多认为,中上扬子区页岩气的主要发育层系为寒武系牛蹄塘组、志留系龙马溪组^[1,7-10]。由于二叠系大隆组在中上扬子区局部分布,在过去并没有引起相应的重视,因此,关于大隆组页岩气地质特征的相关研究较少。实际上,相对于寒武系牛蹄

塘组、奥陶系五峰组—志留系龙马溪组等其他几套区域性烃源岩,大隆组具有其自身的油气地质意义^[11]。蔡雄飞等^[2]也提出应加强对二叠系大隆组沉积特征、地球化学特征及其与生油能力关系的研究。

湘鄂西地区是南方海相页岩气勘探开发潜力较大的地区之一^[1,12],其中湖北省鹤峰地区的二叠系大隆组页岩气勘探研究在近几年逐渐引起关注,但它的研究程度相对较低,针对鹤峰地区(甚至是鄂西地区)大隆组页岩气储层特征的研究也尚未有报道。因此,本文对鹤峰地区大隆组页岩储层特征进行了详细研究,以为鹤峰地区页岩气潜力评价及勘探选区提供依据,从而促进鄂西地区大隆组页岩气的勘探和开发。

1 区域地质背景

研究区主要位于湖北省鹤峰县境内,仅西北角跨及恩施市、建始县(图1),构造上隶属于中扬子区,位于湘鄂西断褶带,西与四川盆地毗邻,北靠秦岭—

收稿日期:2017-12-21;改回日期:2018-08-28;网络发表日期:2019-03-12

本文受湖北页岩气项目“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)联合资助

第一作者:王秀平,工程师,2015年毕业于山东科技大学,获矿产普查与勘探专业博士学位,主要从事沉积和储层方面的研究。通信地址:610081 四川省成都市金牛区一环路北三段2号;E-mail: wangxiuping198805@126.com

大别山造山带,东接江南雪峰推覆隆起带。侏罗纪末的燕山褶皱运动,造成全区强烈变形,形成以北东向为主的褶皱和断裂构造,该期的构造运动决定了中上扬子地区隆升与沉降的差异性,从而决定了油气成藏条件与油气保存的差异性^[9,13]。

研究区构造线总体呈北北东—北东—东西向的向北西方向凸出的弧形分布;背斜构造的南东翼宽缓、北西翼陡窄,呈斜歪紧闭或尖棱褶皱、宽缓褶皱、箱状褶皱,褶皱与伴随的逆冲断层构成褶皱—冲断构造组合,形成中央复背斜、花果坪复向斜、宜都—鹤峰复背斜和桑植—石门复向斜等构造单元^[14]。研究区主要位于宜都—鹤峰复背斜(图1),受后期反冲断层的共同影响,平面上由南东至北西依次分布走马背斜、鹤峰向斜、白佳坪背斜、陈家湾向斜、石灰窑背斜和长树湾向斜。大隆组在背斜发育区均已暴露至地表或剥蚀殆尽。

晚二叠世,随着古特提斯洋的打开,受扬子北缘

南秦岭洋的控制,中上扬子区发生了大规模的陆内裂陷,自西向东依次发育了开江—梁平海槽、城口—鄂西海槽等负向地貌单元^[9,15-16]。由于持续的拉张作用,城口—鄂西海槽一直延续到晚二叠世末并进一步扩大^[16],鹤峰地区位于鄂西海槽沉积主体区。在强烈裂陷作用的背景下,鄂西地区二叠纪晚期主要为大隆组广海陆棚—浅海盆地相沉积^[9],西北部发育长兴组带状台地边缘礁滩相沉积。其中,大隆组以黑色碳质页岩、硅质页岩、硅质岩为主;长兴组为大隆组的同期异相沉积,主要以石灰岩的广泛发育为特征。

根据研究区二叠系大隆组的发育情况,共选取了6条露头剖面(剖面位置和井位见图1)进行观测,并借助偏光显微镜、X射线衍射、场发射扫描电镜和有机碳含量(TOC)分析、常规孔隙度和渗透率分析、比表面积和孔径分析等手段,对大隆组黑色岩系的储层特征进行了研究。

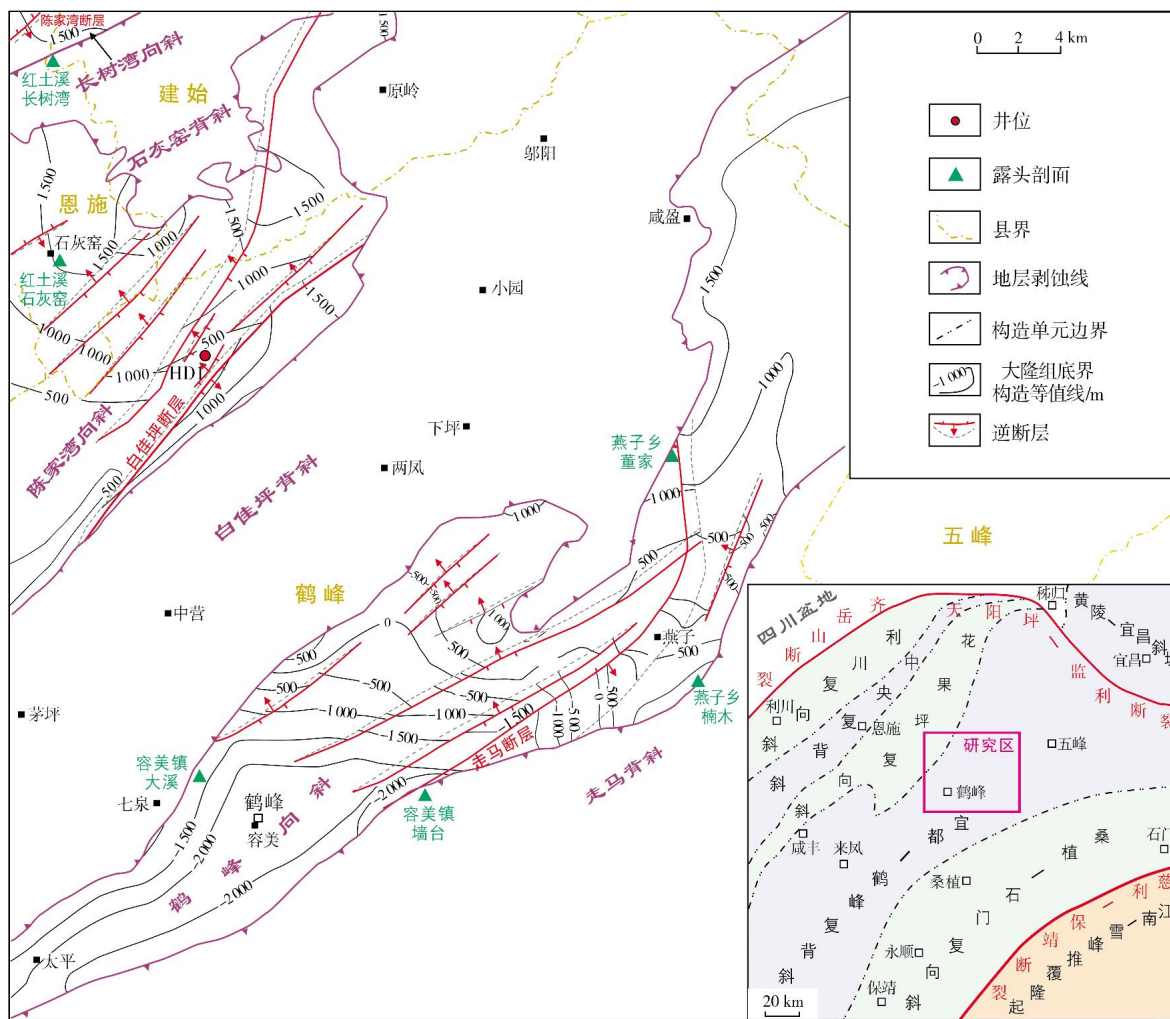


图1 研究区区域构造背景与位置及大隆组埋深图

2 页岩气储层特征

2.1 矿物组分与岩石类型及其沉积特征

鹤峰地区上二叠统大隆组黑色岩系的全岩和黏土矿物组分分析的结果表明:矿物组分以石英和黏土矿物为主,其次为碳酸盐矿物、斜长石和黄铁矿,其中石英含量平均可达69.2%,黏土矿物平均为23.6%,脆性矿物含量较高,平均为76.4%。HD1井全井段中石英含量为20.0%~68.6%,平均为43.4%;黏土矿物为6.4%~50.7%,平均为21.6%;碳酸盐矿物分布不均匀,含量介于0~68.5%之间,这除了受沉积环境的影响外,还可能受到后期方解石脉的影响,造成部分所测样品的方解石含量异常高;黄铁矿含量较高,最高可达12.2%,平均为5.9%(图2)。黏土矿物以单一的伊利石为主,尤其在富有机质层段,伊利石为

唯一的黏土矿物类型。

矿物组分特征和偏光显微镜下岩石的成分、结构及微观构造等反映出鹤峰地区二叠系大隆组以富有机质的泥页岩为主(图2),包括(含粉砂)碳质页岩(图3a)、碳质硅质泥页岩(图3b,3c)、碳质灰质页岩(图3d)、碳质白云质页岩(图3e),总体呈现泥页岩局部夹碳酸盐岩(图3f)和薄层状硅质岩的特征,有机质含量较高。施春华等^[17]综合前人的研究,提出了黑色岩系的概念,认为黑色岩系是指一套深灰色—黑色的岩石组合,岩石类型多样,并以泥页岩、硅质岩、碳酸盐岩、沉凝灰岩及变质岩为主,其中富含多种金属元素硫化物。由此可见,鹤峰地区二叠系大隆组为一套黑色岩系沉积。

扫描电镜下,大隆组黑色岩系主要表现为具有一定显微层理构造的特征(图3g),硅质成分有粉砂级石英碎屑、自生和次生硅质胶结物(图3h)3种类型。

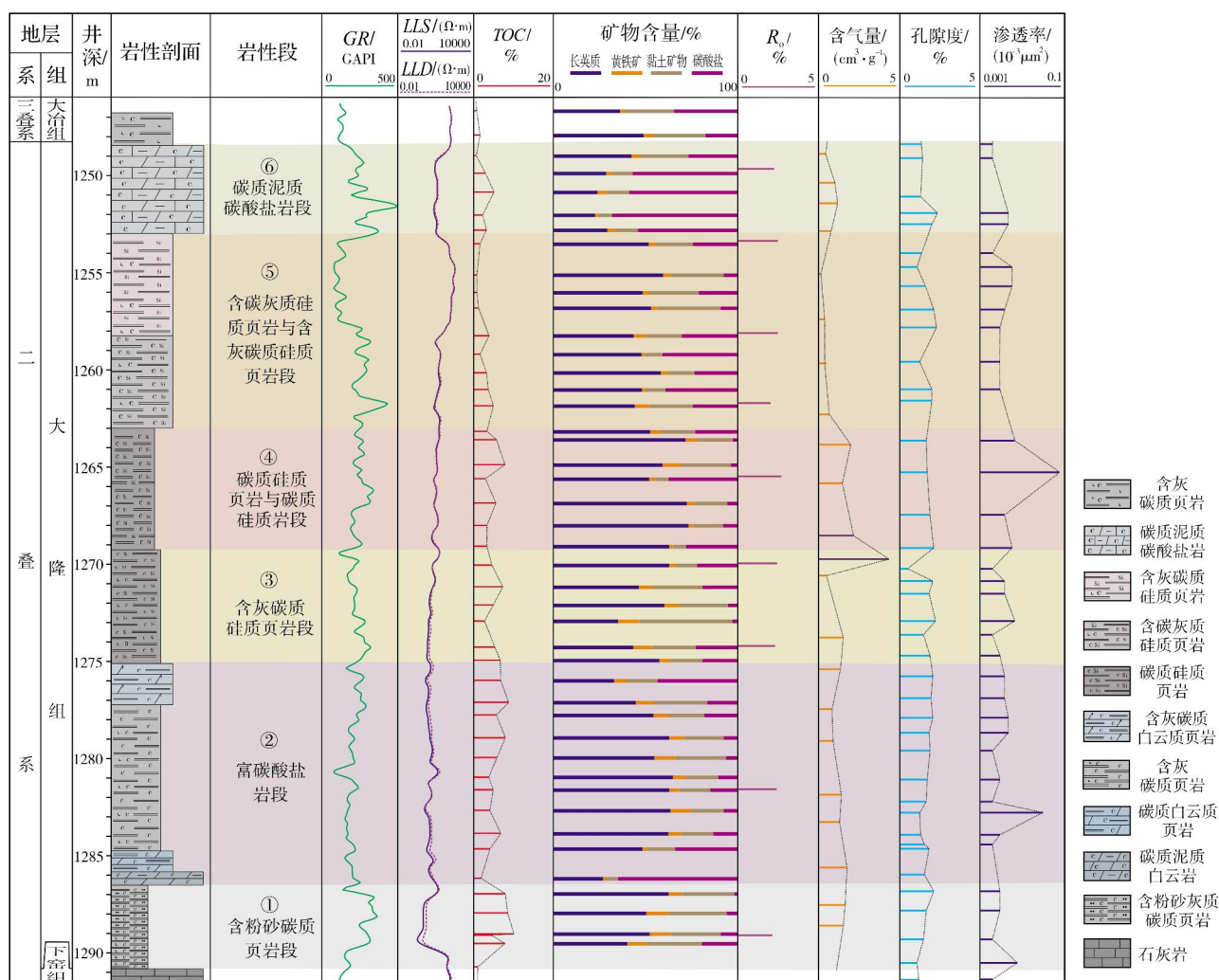


图2 湖北鹤峰地区 HD1 井二叠系大隆组综合柱状图

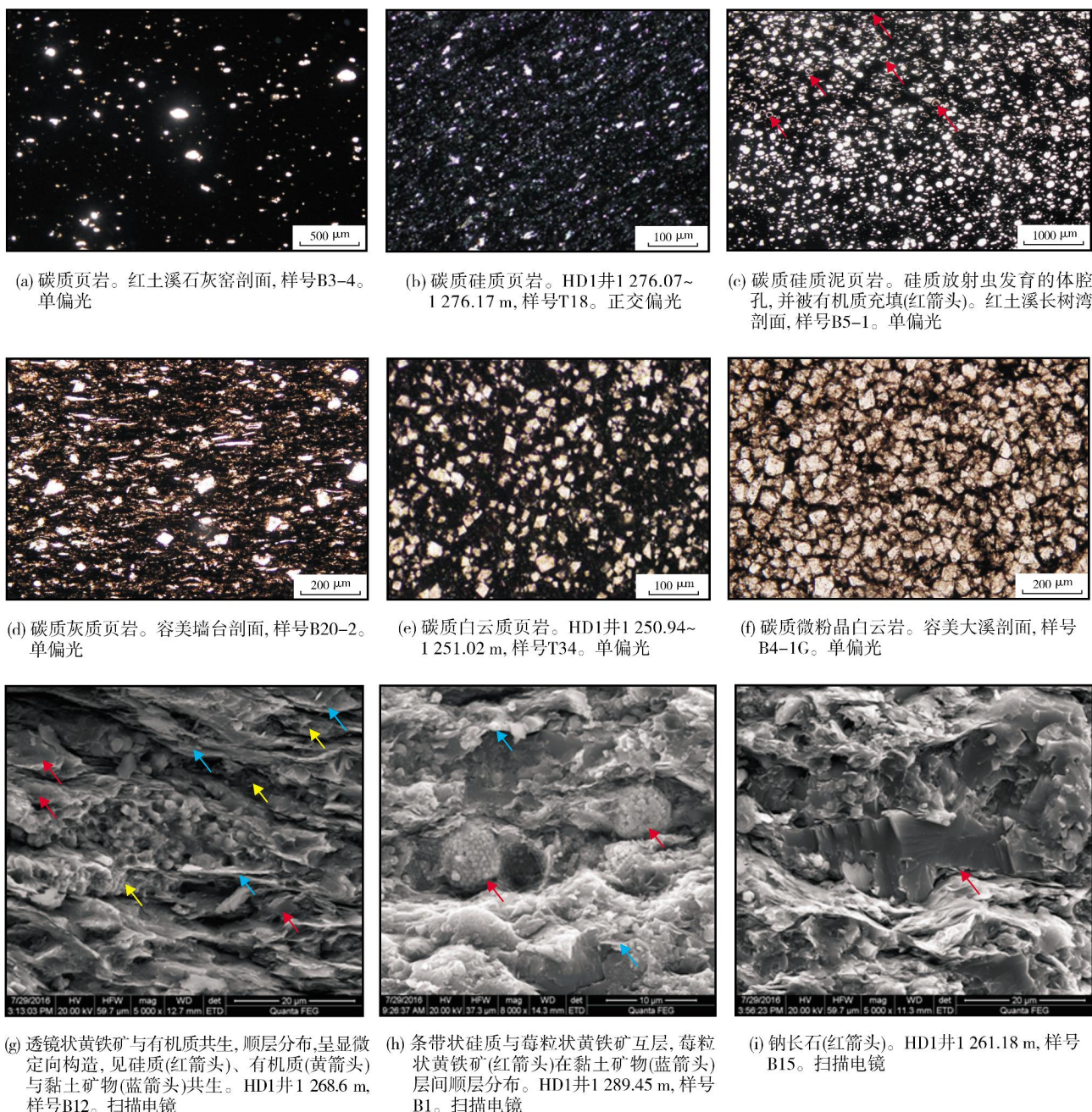


图3 湖北鹤峰地区大隆组黑色岩系微观特征

黄铁矿大量发育, 主要为莓粒状和晶粒状集合体。莓粒状黄铁矿具有在黏土矿物层间呈顺层分布的类型(图3h), 以及与次生黏土矿物、硅质等共生的类型, 单晶大小为 $0.5\sim 1\mu\text{m}$ 左右, 且多与片状有机质共生(图3g)。局部富集碳酸盐矿物, 呈现为连晶状胶结物、分散状钙质碎屑及自形—半自形的白云石晶粒(图3e, 3f), 连晶状胶结物结构较均匀致密, 应为后期成岩作用的产物, 钙质碎屑颗粒多具有少量的溶蚀孔隙和被黏土矿物等交代的特征。X-衍射的分析

结果表明, 研究区二叠系大隆组黑色岩系中的长石类型为斜长石, 具有碎屑颗粒和自生成因2种类型。经能谱分析确定, 自生长石为钠长石, 晶形较差, 具有一定的晶间孔(图3i)。

根据露头剖面及HD1井资料, 结合区域沉积构造演化特征, 及地层中发育的放射虫、菊石特征^[18-20], 认为鹤峰地区上二叠统主要表现为台棚相沉积^[21]; 下窑组沉积时期为台地相, 至大隆组沉积时期过渡为深水台棚相, 水体逐渐变深; 在大隆组沉积晚期,

灰质含量开始增多,逐渐出现了石灰岩夹层及灰质页岩与石灰岩的互层,表明该时期水体逐渐变浅,又由深水台棚相过渡为浅水台棚相。从沉积环境分析,大隆组沉积水体在不同时期存在一定的变化。

HD1井大隆组由底向上共发育6个岩性段(图2):①含粉砂碳质页岩段,②富碳酸盐岩段(主要发育碳质白云质页岩,碳质泥质白云岩与含灰碳质白云质页岩等),③含灰碳质硅质页岩段,④碳质硅质页岩与碳质硅质岩段,⑤含碳灰质硅质页岩与含灰碳质硅质页岩段,⑥碳质泥质碳酸盐岩段。此6个岩性段充分反映了研究区二叠系大隆组沉积水体由底向上的变化特征,总体上表现为深(岩性段①)→浅(岩性段②与③)→深(岩性段④)→浅(岩性段⑤和⑥)的规律。其中岩性段②碳酸盐岩的发育,代表着大隆组沉积期间伴随局部时期的短暂海退,形成了一些浅水台棚相的岩石组合。

2.2 有机质丰度、类型、成熟度及黑色岩系厚度

鹤峰地区二叠系大隆组黑色岩系的有机质丰度较高,有机碳含量(TOC)大多 $\geq 2\%$,平均值 $>4\%$ 。所测野外剖面 and HD1井大隆组TOC的最高值均大于10%,其中容美大溪剖面TOC最高可达17.37%。HD1

井大隆组全井段TOC分析统计结果表明(图2):TOC最大值为13.07%,最小值为0.49%,平均值为5.83%,其中TOC $\geq 1\%$ 的样品占总样品的93.1%,TOC $\geq 2\%$ 的样品占总样品的86.1%,TOC $\geq 4\%$ 的样品可达72.1%。垂向上,大隆组TOC由下向上总体减小,TOC大于2%的样品主要以含粉砂碳质页岩、灰质(含灰)碳质(硅质)页岩、碳质硅质页岩为主,这几类岩石类型占了HD1井大隆组全井段约80%的厚度,并且主要分布在大隆组的中下部(图2)。由此可见,研究区二叠系大隆组呈现高—特高有机碳含量的特征。

HD1井大隆组有机质镜检分析资料表明(表1):有机质中腐泥组含量在85%以上,绝大部分样品的腐泥组含量在90%以上,含少量壳质组,不含镜质组和惰质组,干酪根类型指数为92.5~98.5,有机质类型为I型,是生成油裂解气的有利类型。气体甲烷、乙烷碳同位素分析揭示(表1),甲烷碳同位素为 -28.8‰ ~ -25.4‰ ,乙烷碳同位素为 -34.6‰ ~ -30.4‰ 。若采用 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值 -29‰ 作为腐殖型天然气和腐泥型天然气的界限^[22],则研究区主要为腐泥型天然气,这与干酪根显微组分的鉴别结果一致。同时,研究区二叠系大隆组沉积时为三面被碳酸盐台地围限的局限海槽的环境,也符合发育腐泥型干酪根的条件。

表1 湖北鹤峰地区 HD1 井大隆组干酪根类型

地层	样品编号	深度/m	显微组分含量/%		干酪根类型 指数(TI)	$\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}/\text{‰}$		干酪根类型
			腐泥组	壳质组		甲烷	乙烷	
二 叠 系 大 隆 组	D3	1 251.40~1 251.64	92	8	96.00	-28.3	-34.6	I
	D4	1 255.03~1 255.29	95	5	97.50	—	—	I
	D5	1 259.75~1 260.04	95	5	97.25	-26.3	-32.3	I
	D6	1 263.36~1 263.62	85	15	92.50	—	—	I
	D7	1 267.11~1 267.38	92	8	96.00	-25.4	-30.4	I
	D8	1 271.55~1 271.79	96	4	98.00	-26.2	-33.1	I
	D9	1 275.77~1 276.06	95	5	95.00	-28.8	-33.9	I
	D10	1 279.26~1 279.49	96	4	98.00	-28.5	-33.4	I
	D11	1 283.11~1 283.38	97	3	98.50	-28.8	-34.6	I
	D12	1 287.66~1 287.89	90	10	95.00	-27.3	-34.1	I
	D13	1 290.59~1 290.59	95	5	97.50	—	—	I

鹤峰地区大隆组的有机质热演化程度较高, R_o 介于1.81%~2.64%,平均值为2.38%;HD1井大隆组 R_o 值为2.01%~2.71%,平均值为2.36%, T_{max} 为467~583℃,平均值为511℃。这些成熟度参数表明大隆组有机质已达到过成熟阶段。黏土矿物均以伊利石为主,伊利石结晶度最低至 $0.36^\circ 2\theta$,反映出大隆组已进入晚成岩阶

段,尚未进入低级变质阶段。川东南焦石坝地区志留系龙马溪组 R_o 为2.1%~3.0%,平均为2.7%^[23-24],鹤峰地区二叠系泥质岩的热演化程度与焦石坝地区的相近,均为过成熟早期,处于页岩气勘探较为有利的成熟度阶段。

大隆组富有机质黑色岩系的沉积厚度较大,TOC $\geq 2\%$ 的沉积厚度介于30~40 m之间。HD1井钻井

揭示,大隆组厚度为42.3 m, TOC \geq 2%的黑色岩系厚度为38.0 m,垂向上连续分布的高有机碳层段主要分布在①(含粉砂碳质页岩段)—④(碳质硅质页岩与碳质硅质岩段)段,厚达27.8 m。平面上,HD1井大隆组的沉积及岩性特征与红土溪长树湾剖面、红土溪石灰窑剖面和容美墙台剖面十分相似,仅沉积厚度有细微差异。由此可见,研究区大隆组富含有机质黑色岩系沉积厚度较大,有利于页岩气富集。

鹤峰地区优质黑色岩系的厚度主要受深水台棚相控制:由于鄂西地区沉积中心大致分布于恩施东部—建始一线^[11],近似呈北东—南西向展布,所以在鹤峰区块西北—西部地区(如红土溪长树湾—HD1井—容美镇一带)的沉积环境较其东南部(如燕子乡董家村、楠木村一带)更有利于优质烃源岩的发育,相比较而言,西部优质泥页岩厚度较东南部厚。

2.3 储集性特征

2.3.1 储层物性特征及储集空间类型

鹤峰地区大隆组黑色岩系的孔隙度介于0.45%~2.34%之间,大多在1%~2%之间,平均为1.71%;渗透率为 $(0.0009\sim0.2099)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $0.0097\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。储集性能在纵向上变化不大(图2),总体为低孔—特低孔、特低渗页岩气储层。对HD1井的孔渗关系研究表明:大隆组孔隙度和渗透率的相关性较差,除少数样品外,大部分样品虽然孔隙度有变化,但渗透率均极低,说明次生溶蚀孔隙和微裂缝在储集空间中所占的比例较低。依据于炳松^[25]提出的页岩气储层孔隙分类方案,结合大隆组黑色岩系中储集空间发育特征,可将孔隙类型划分为岩石基质孔与裂缝2大类,共11种类型(表2)。

表2 湖北鹤峰地区二叠系大隆组黑色岩系储层孔隙分类表(据文献[25]修改)

孔隙产状与类别			孔 隙 成 因	孔 隙 特 征 (宏孔隙>50 nm; 中孔隙2~50 nm; 微孔隙<2nm)	
大类	类	亚 类			
岩石 基质 孔	有机质孔隙	化石体腔孔	有机生物体内软体组织腐烂溶蚀之后形成	中孔隙、宏孔隙为主;局部发育,连通性不好	
		有机质生烃孔	有机质生烃作用形成	中孔隙、宏孔隙为主;较发育,连通性不好	
	矿物 基质 孔	粒间 孔隙	粒间骨架孔	颗粒堆积形成的粒间孔	宏孔隙;形态复杂,一般微米级,连通性较好
			晶间孔隙	晶体间的孔隙	宏孔隙、中孔隙;发育较少,连通性很差
			凝絮成因孔	黏土矿物堆积形成	微孔隙、中孔隙;发育较少,连通性较好
			刚性颗粒边缘溶孔	溶蚀作用形成的颗粒边缘溶孔	微孔隙、中孔隙;较发育,连通性较差
		粒内 孔隙	集合体中的晶间孔隙	黄铁矿等集合体中的晶间孔	微孔隙、中孔隙、宏孔隙均有;较发育,连通性较差
			黏土矿物层间孔隙	片状黏土矿物层间微孔隙	微孔隙、中孔隙为主;较发育,连通性不好
			粒内溶蚀孔	溶蚀作用产生的粒内孔	微孔隙、中孔隙为主;发育较少,连通性不好
裂 缝	构造缝		局部构造作用形成的或与局部构造作用相伴而生的裂缝	通常为毫米级;局部发育,连通性较好	
	微裂缝		成岩作用形成的裂缝和有机质演化形成的异常压力缝等	微孔隙、中孔隙、宏孔隙均有;较发育,连通性不好	

大隆组页岩气储层的岩石基质孔主要以有机质孔隙、粒间孔隙及黄铁矿集合体的晶间孔隙为主,其次为粒内和粒间溶蚀孔与黏土矿物层间孔(图4)。根据形态特征可将有机质孔划分为化石体腔孔(图3c)和有机质生烃孔(图4a, 4b),化石体腔孔主要与局部富集的硅质放射虫等生物化石有关,有机质生烃孔是随着热演化的进行,有机质裂解生烃所形成的大量蜂窝状的纳米级孔隙。有机质生烃孔不仅为吸附气和游离气提供重要的储集空间,而且也是页岩储集空间的一大特色和重要

组成部分^[26],这些微孔隙大多为不规则的圆形或椭圆形,极大地提高了页岩的吸附能力。

矿物基质孔以粒间孔隙为主,主要以粒间骨架孔和凝絮成因孔(图4c, 4d)为主,其次为局部富集的方解石晶间孔(图4e)和少量的硅质和钠长石晶间孔(图4f)。粒内孔隙中以碳酸盐矿物(图4e, 4g)和石英、长石的粒内溶孔最发育,其次为黏土矿物层间的微孔隙(图4h)。研究区大隆组黑色岩系中黄铁矿集合体发育,其晶间孔多被有机质充填(图4h),见少量黄铁矿集合体中晶间微孔不均匀分布。

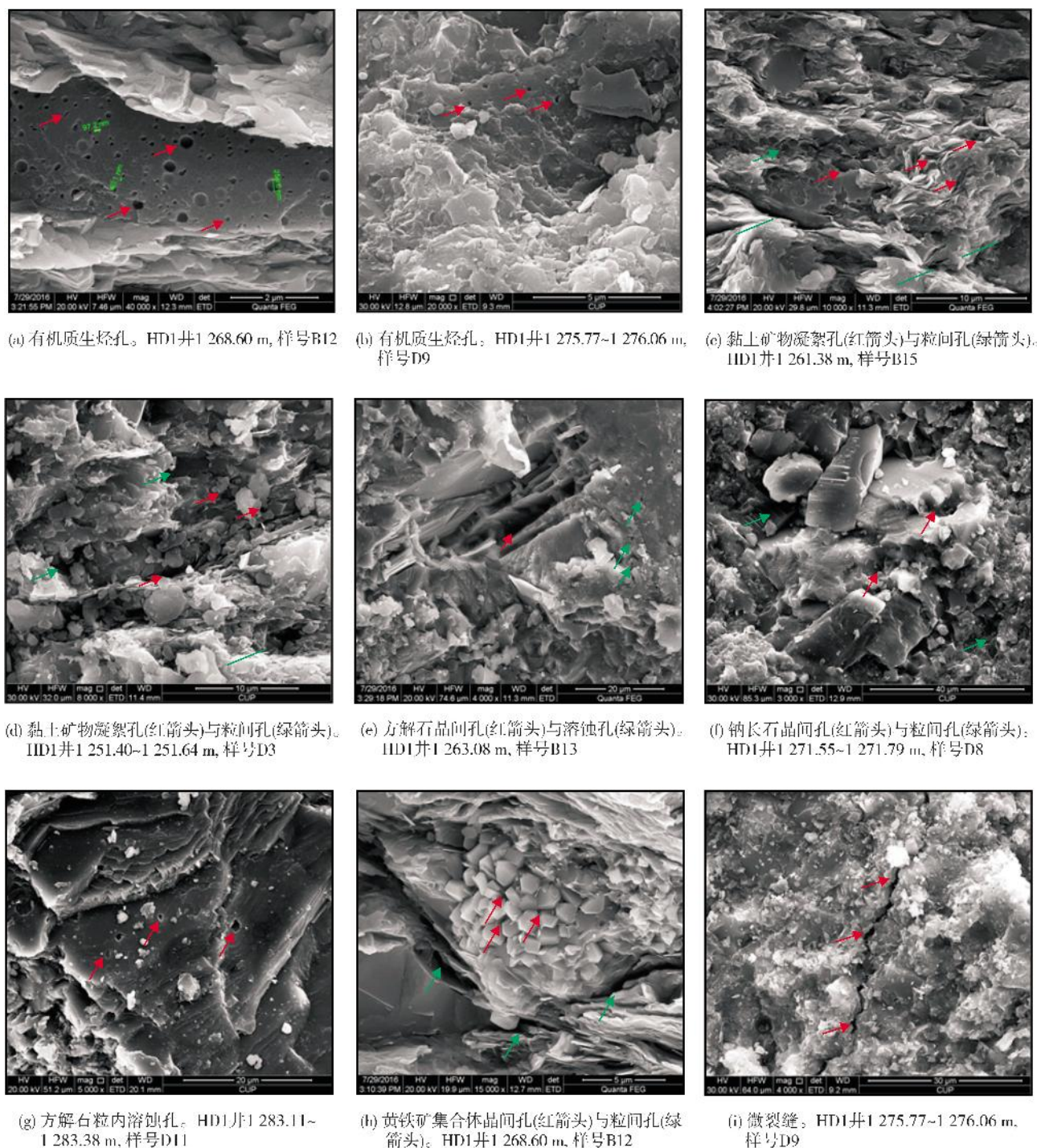


图4 湖北鹤峰地区大隆组电镜扫描的储集空间类型及特征

研究区大隆组页岩气储层的脆性矿物含量较高,受构造作用易产生构造缝和微裂缝。HD1井岩心揭示:构造缝主要以高角度裂缝为主,其次为水平缝和低角度缝;裂缝宽度为1~10 mm,大部分裂缝被方解石充填,部分见沥青充填,少见未充填或者半充填的裂缝;既有同期形成的不同构造缝,也发育不同

期形成的不同构造缝,表明研究区构造活动较剧烈。构造缝的发育受岩性的影响明显,在脆性矿物含量较高的富碳酸盐岩段(②段)与碳质硅质页岩段(④段)及碳质泥质碳酸盐岩段(⑥段),高角度构造裂缝相对更发育。构造缝是大隆组在长期埋藏演化过程中,受构造作用影响造成的,对页岩气的保存十分不

利,它不能作为储集空间,早期形成的构造微裂缝则可能成为渗流通道。微裂缝在研究区大隆组富有机质层段普遍发育,缝面不规则,不成组系性,多充填有机质和泥质(图4i)。微裂缝通常是在成岩过程中形成的,不仅为页岩气提供充足的储集空间与运移通道,更重要的是利于页岩气的后期开发^[27]。

总之,有机质孔隙和矿物基质孔是鹤峰地区大隆组黑色岩系基质孔隙的主要贡献者,微裂缝则提供主要的渗流通道。大隆组黑色岩系的渗透性总体较差。

2.3.2 孔隙结构特征

利用低温氮气吸附实验对HD1井黑色岩系的孔隙结构特征进行了分析。测得的总孔体积为 $(4.93 \sim 22.23) \times 10^{-3} \text{ cm}^3/\text{g}$,平均为 $13.24 \times 10^{-3} \text{ cm}^3/\text{g}$;BJH最可几孔径在 $3.820 \sim 3.847 \text{ nm}$ 之间,平均为 3.831 nm 。页岩的孔体积分布曲线显示(图5):孔径 r 在 $3 \sim 5 \text{ nm}$ 范围内的中孔对孔体积贡献最大;在累积曲线上,样品的孔径 $r < 5 \text{ nm}$ 时,累积曲线很陡;而在 $r \geq 5 \text{ nm}$ 时,累积曲线逐渐平缓,这说明了中孔提供了大多数的孔体积。

根据吸附实验测试结果,比表面积较大,在 $2.28 \sim 23.10 \text{ m}^2/\text{g}$ 之间,平均 $8.63 \text{ m}^2/\text{g}$,这为页岩气的吸附提供了非常有利的条件。HD1井泥页岩比表面积和总孔体积呈良好的正线性相关(相关系数为0.86),反映小于 5 nm 的微孔和中孔是页岩比表面积的主要贡献者,它们构成了页岩气吸附的主要场所。

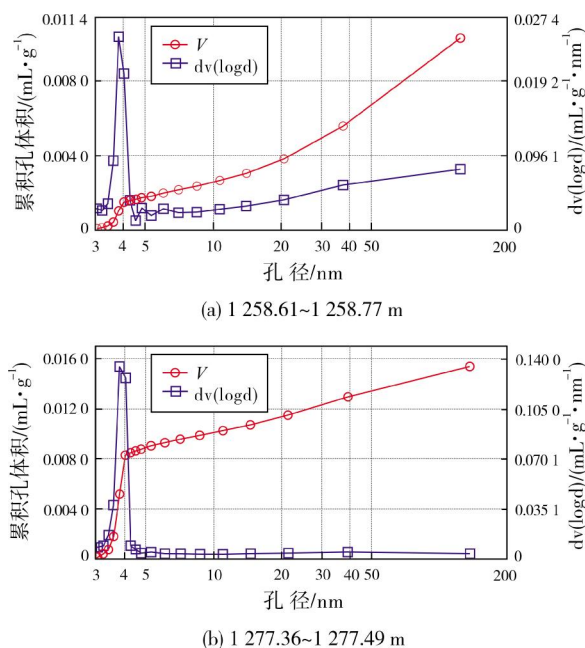


图5 湖北鹤峰地区HD1井大隆组黑色岩系孔径分布曲线图

2.3.3 含气量特征

鹤峰地区HD1井大隆组下部($1263.0 \sim 1290.8 \text{ m}$)的含气量相对上部地层($1248.5 \sim 1263.0 \text{ m}$)较高。上部地层的解吸气量分布在 $0.04 \sim 1.03 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均为 $0.51 \text{ m}^3/\text{t}$;含气量分布在 $0.05 \sim 1.14 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均为 $0.57 \text{ m}^3/\text{t}$,8个样品中仅1个样品含气量大于 $1 \text{ m}^3/\text{t}$ 。下部地层的含气量变化较大,解吸气量分布在 $0.40 \sim 3.14 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均为 $1.31 \text{ m}^3/\text{t}$;含气量分布在 $0.47 \sim 4.39 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均为 $1.59 \text{ m}^3/\text{t}$,其中64.3%的样品含气量在 $1 \sim 2 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间。在已形成规模开发的川东南焦石坝地区,平均含气量在 $4.30 \sim 5.10 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间^[24](表3),并且大部分样品含气量大于 $4 \text{ m}^3/\text{t}$ 。受页岩含气量的分析测试方法准确度的影响,含气量的数值仅能作为参考,但是现获取的含气量数值与焦石坝地区相比,HD1井大隆组的含气量明显偏低,这可能与HD1井大隆组埋深较浅有关。

表3 湖北鹤峰地区HD1井与焦石坝地区(据李昂等^[24])
含气量对比统计

地区	井名	页岩气层位、井深/m	样品数	总含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)		
				最小值	最大值	平均值
鹤峰地区	HD1	大隆组上部	8	0.05	1.14	0.57
		大隆组下部	14	0.47	4.39	1.59
焦石坝地区	JY1	2326.0~2415.5	31	1.52	8.85	4.30
	JY2	2490.0~2575.0	39	1.94	8.90	5.10
	JY3	2312.0~2414.0	36	0.63	9.63	4.33
	JY4	2537.0~2596.0	18	1.19	8.83	4.83

3 页岩气保存条件分析

鹤峰地区受多期构造运动影响,构造整体抬升,持续叠加改造,断层特别是通天断层发育,断层以逆冲、反冲及对冲为主,断裂控制了次级构造,整体保存条件较差。埋深是页岩气可开采的重要经济指标,是评价页岩气“甜点”区的重要组成部分。北美地区投入商业开发的页岩气田的气层埋深一般小于 3000 m ,过深则在目前条件下不具有经济价值^[28]。鹤峰地区大隆组的埋深总体较浅,其中长树湾向斜位于陈家湾断层西北部,断裂较不发育,但大隆组部分地层出露,底界埋深 $0 \sim 300 \text{ m}$,这不利于页岩气的保存;陈家湾向斜发育数条断层,形成了叠瓦状、对冲和反冲构造,大隆组底界埋深 $0 \sim 2000 \text{ m}$,因受多

条断裂切割,构造破碎,故保存条件也较差;鹤峰向斜内大隆组地层保存较完整,在向斜的东北部位于断层的上盘,次级断裂发育且地层埋深浅,保存条件相对较差,但在向斜的西南部地区断裂发育较少,底界埋深为 0~3 000 m,故在远离露头区的局部地区,保存条件较好。

鹤峰地区二叠系大隆组页岩气的盖层主要是上二叠统一下三叠统的泥岩和泥灰岩,该套盖层对下伏页岩层系保持稳定的温度和压力场具有重要作用,对二叠系油气成藏具有重要的控制作用。研究区大隆组黑色岩系的顶板为下三叠统大冶组石灰岩夹碳质页岩,局部裂缝发育,厚度普遍在 30 m 以上;底板为下窑组灰色泥晶灰岩与碳质页岩,厚度在 16.5~42.5 m 之间,一般为 20 m。因此,研究区大隆组黑色岩系的顶板、底板条件均较好。总之,鹤峰地区大隆组主要分布于陈家湾向斜和鹤峰向斜,根据上述保存条件的分析,认为鹤峰向斜的大隆组页岩气保存条件好于陈家湾向斜。

4 页岩气储层评价

根据 HD1 大隆组黑色岩系的含气性特征,可将其划分为下段富页岩气段与上段贫页岩气段。

下段富页岩气段与①—④岩性段相对应(图2),厚度为27.8 m,岩石类型主要为含粉砂碳质页岩、碳质硅质页岩和少量的碳质白云质页岩及碳质泥质白云岩,沉积环境为水体相对较深、局限滞留的碳酸盐台地内浅海陆棚;矿物组分的特征显示脆性矿物含量较高,以长英质为主(平均含量为51.23%),碳酸盐矿物含量较低(平均为16.26%),黏土矿物平均含量为21.6%,黄铁矿含量较高,介于1.8%~12.2%之间,平均为7.34%;储集空间以有机质孔和粒间孔为主,局部发育构造裂缝,孔隙度介于0.45%~2.25%之间,平均为1.72%,渗透率为 $(0.0010\sim0.2099)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$;TOC均大于2.0%,介于2.20%~13.07%之间,平均为7.26%。

上段贫页岩气段与⑤—⑥岩性段相对应(图2),厚度为14.5 m,岩石类型主要为含碳灰硅质页岩与含灰碳质硅质页岩,以及碳质泥质碳酸盐岩(图2);矿物组分中碳酸盐矿物含量较高,介于7.8%~68.5%之间,平均为33.8%,长英质和黏土矿物含量均比下段富页岩气层段有所减小,其中黏土矿物含量平均为18.3%,长英质含量平均为38.07%;储集空间以碳酸盐矿物晶间孔、有机质生烃孔以及溶蚀

孔为主,孔隙度介于0.17%~2.34%之间,平均为1.72%,渗透率为 $(0.0009\sim0.0060)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度与下段富页岩气段相差不大,但渗透率明显降低;TOC介于0.49%~6.51%之间,平均为3.15%,相对于下段虽有明显减少,但仍以大于2%为主。

总的来看,上段脆性矿物含量与下段相差不大,而含气量却大量减少,这很可能与碳酸盐矿物的含量增加有关,归根结底应为沉积水体变浅所致;相应地,大隆组有机碳含量由底向上随着水体变浅逐渐减少,所以沉积环境是控制页岩气发育的最基本因素,碳酸盐矿物含量越高,有机碳含量越低,则含气量越低。由此可见,研究区二叠系大隆组具有良好的页岩气发育条件,影响页岩气成藏的主要因素应为储集条件。储集条件除受自身物质组分影响之外,更多的受后期成岩、构造改造所影响。

国内页岩气评价中,通常选取包括有效厚度、有机质丰度、热成熟度、孔隙度、含气性、埋深和脆性矿物含量等共7个地质参数作为页岩气开发区块的评价指标^[29]。大隆组黑色岩系与北美 Barnett 页岩岩相类型^[30-32]相似,均以碳质硅质页岩为主,并发育白云质页岩和白云岩夹层,缺少粗粒的陆源碎屑物质;矿物组分中以硅质为主,黏土矿物均以单一的伊利石发育为特征,含量相对较低,碳酸盐矿物中白云石的晶形较好,普遍发育晶形较小的黄铁矿^[30,33-37];北美页岩气地层均为重要的烃源岩,有机质丰度均较高,TOC 高达 20%以上^[33,37],干酪根类型以 I 型或 II 型为主, R_o 普遍大于 1.3%^[35,37-41]。

杨振恒等^[42]在分析和总结北美典型页岩气藏岩石学、沉积环境和沉积模式的基础上,通过对比国内页岩气重点层系的发育特征,也提出黔南坳陷二叠系吴家坪组的岩石学特征与北美典型页岩具有很强的相似性,尤其是沉积环境类似。对照国内诸多学者在总结北美页岩气勘探开发的基础上提出的参考指标^[43-49],结合湖北鹤峰地区大隆组页岩气的发育特征,本文提出了研究区页岩气有利区评价标准(表4)。据此标准,认为鹤峰地区大隆组纵向上具有优异的页岩气发育条件;平面上,鹤峰地区大隆组主要分布于陈家湾向斜和鹤峰向斜,根据研究区的保存条件特征,鹤峰向斜大隆组页岩气保存条件比陈家湾向斜的要好。由此可见,鹤峰向斜发育区应为研究区页岩气有利区,而且越靠近向斜核部,越有利于页岩气富集成藏(图6)。

表 4 湖北鹤峰地区大隆组页岩气有利区优选参考指标

主要参数	变化范围
页岩面积下限	变化范围根据地表条件及资源分布等多因素考虑,面积下限为 50 km ²
泥页岩厚度	厚度稳定,大于 30 m
TOC	>1.0%,平均不小于 2.0%
R _o 及干酪根类型	R _o 不小于 1.3%; I 型干酪根
埋深	500~4 500 m
矿物组成	脆性矿物>50%,其中,(石英+长石等)>30%、碳酸盐矿物<30%;黏土矿物<50%
地表条件	地形高差较小
总含气量	不小于 0.5 m ³ /t
保存条件	有一定厚度的上覆地层,构造较稳定,保存条件较好

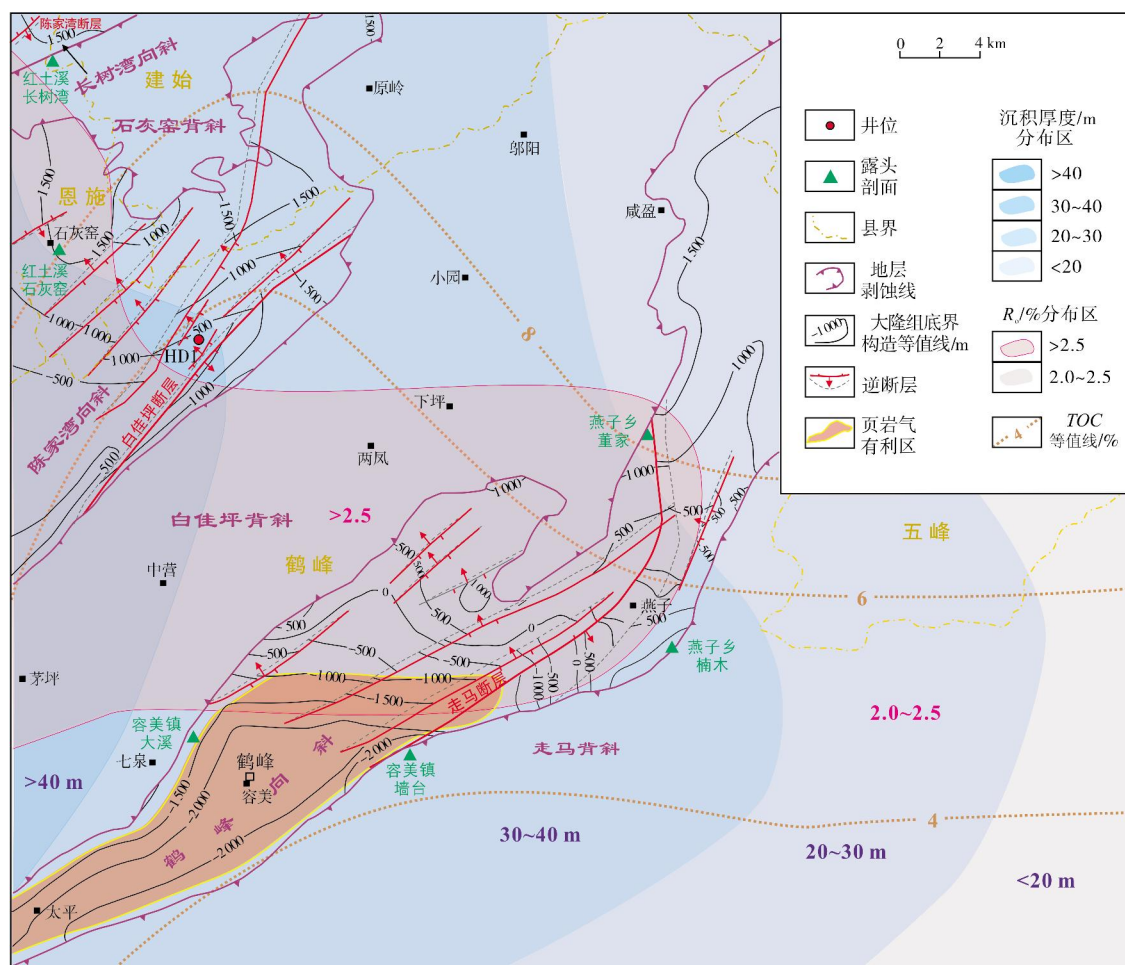


图 6 湖北鹤峰地区二叠系大隆组页岩气有利区分布

5 结论

(1) 鹤峰地区二叠系大隆组黑色岩系矿物组分以石英和黏土矿物为主,脆性矿物含量较高,平均为 76.4%。岩石类型以富有机质的泥页岩为主,总体呈现泥页岩局部夹碳酸盐岩和薄层状硅质岩的特征。

(2) 大隆组黑色岩系有机质丰度较高,TOC 大多>2%,最高值>10%,纵向上 TOC 含量由下向上总体减小;有机质类型为 I 型,热演化程度较高,达到过成熟阶段;富有机质的黑色岩系沉积厚度较大,TOC ≥ 2% 的沉积厚度大致介于 30.3~38.0 m 之间,平均约 35.1 m。

(3)大隆组黑色岩系孔隙度主要介于1.0%~2.0%之间,平均为1.71%;渗透率为 $(0.0009-0.2099) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.0097 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集性能在纵向上变化不大,总体表现为低孔—特低孔和特低渗页岩气储层;孔隙类型主要包括有机质孔隙和粒间孔隙,以及黄铁矿集合体的晶间孔隙;有机质孔隙和矿物基质孔中的微孔和中孔是页岩比表面积的主要贡献者,它们构成了页岩气吸附的主要场所。

(4)大隆组下部含气性相对上部地层较好,HD1井上部地层的含气量分布在 $0.05 \sim 1.14 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均为 $0.57 \text{ m}^3/\text{t}$;下部的含气量变化较大,分布在 $0.47 \sim 4.39 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均为 $1.59 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

(5)通过对大隆组黑色岩系储层特征的分析,推测HD1井大隆组具有埋藏较浅、断裂复杂且较发育的特征,这是造成其在具有如此优异生烃条件的前提下,含气量却相对较少的原因,即含气量低的根本原因可能与保存条件有直接关系。鹤峰向斜发育区应为页岩气有利区,越靠近向斜核部,越有利于页岩气富集成藏。

参考文献

- [1] 焦方正,冯建辉,易积正,等. 中扬子地区海相天然气勘探方向、关键问题与勘探对策[J]. 中国石油勘探,2015,20(2): 1-8.
- [2] 蔡雄飞,张志峰,彭兴芳,等. 鄂湘黔桂地区大隆组的沉积特征及与烃源岩的关系[J]. 地球科学(中国地质大学学报),2007,32(6): 774-780.
- [3] 陈瑞银,朱光有,周文宝,等. 川北地区大隆组烃源岩地球化学特征与生气潜力初探[J]. 天然气地球科学,2013,24(1): 99-107.
- [4] 马力,陈焕疆,甘克文,等. 中国南方大地构造和海相油气地质[M]. 北京:地质出版社,2004,265-270.
- [5] 王一刚,陈盛吉,徐世琦. 四川盆地古生界—上元古界天然气成藏条件及勘探技术[M]. 北京:石油工业出版社,2001: 2-19.
- [6] 王一刚,文应初,洪海涛,等. 四川盆地及邻区上二叠统一下三叠统海槽的深水沉积特征[J]. 石油天然气地质,2006,27(5): 702-714.
- [7] 黄文明,刘树根,马文辛,等. 川东南—鄂西渝东地区下古生界页岩气勘探前景[J]. 地质通报,2011,30(2/3): 364-371.
- [8] 龙幼康. 中扬子地区下古生界页岩气的勘探潜力[J]. 地质通报,2011,30(2/3): 344-348.
- [9] 舒志国. 中扬子湘鄂西地区构造演化特征[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2014,36(10): 8-12.
- [10] 王鹏万,陈子焘,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.
- [11] 付小东,秦建中,腾格尔,等. 四川盆地北缘上二叠统大隆组烃源岩评价[J]. 石油实验地质,2010,32(6): 566-571.
- [12] 杨飞,叶建中. 川东南—湘鄂西地区构造特征与页岩气勘探潜力[M]. 武汉:中国地质大学出版社,2011: 1-11.
- [13] 何治亮,汪新伟,李双建,等. 中上扬子地区燕山运动及其对油气保存的影响[J]. 石油实验地质,2011,33(1): 1-11.
- [14] 梅廉夫,刘昭茜,汤济广,等. 湘鄂西—川东中生代陆内递进扩展变形:来自裂变径迹和平衡剖面的证据[J]. 地球科学(中国地质大学学报),2010,35(2): 161-174.
- [15] 毛黎光,肖安成,魏国齐,等. 扬子地块北缘晚古生代—早中生代裂谷系统的分布及成因分析[J]. 岩石学报,2011,27(3): 721-731.
- [16] 肖安成,魏国齐,沈中延,等. 扬子地块与南秦岭造山带的盆山系统与构造耦合[J]. 岩石学报,2011,27(3): 601-611.
- [17] 施春华,曹剑,胡凯,等. 黑色岩系矿床成因及其海水、热水与生物有机成矿作用[J]. 地学前缘,2013,20(1): 19-31.
- [18] 殷鸿福,丁梅华,张克信,等. 扬子区及其周围东吴—印支期生态地层学[M]. 北京:科学出版社,1995: 38-68.
- [19] 吴胜和,冯增昭,何幼斌. 中下扬子地区二叠纪缺氧环境研究[J]. 沉积学报,1994,12(2): 29-36.
- [20] 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.
- [21] 马永生,牟传龙,谭钦银,等. 关于开江—梁平海槽的认识[J]. 石油与天然气地质,2006,27(3): 326-331.
- [22] 刚文哲,高岗,郝石生,等. 论乙烷碳同位素在天然气成因类型研究中的应用[J]. 石油实验地质,1997,19(2): 164-167.
- [23] 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.
- [24] 李昂,石文睿,袁志华,等. 涪陵页岩气田焦石坝海相页岩气富集主控因素分析[J]. 非常规油气,2016,3(1): 27-34.
- [25] 于炳松. 页岩气储层孔隙分类与表征[J]. 地学前缘,2013,20(4): 211-220.
- [26] 王玉满,董大忠,李建忠,等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报,2012,33(4): 551-561.
- [27] 龙鹏宇,张金川,姜文利,等. 渝页1井储层孔隙发育特征及其影响因素分析[J]. 中南大学学报(自然科学版),2012,43(10): 3954-3963.
- [28] 郭彤楼,刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示:以四川盆地东部盆缘JY1井为例[J]. 天然气地球科学,2013,24(4): 643-651.
- [29] 梁冰,代媛媛,陈天宇,等. 复杂地质条件页岩气勘探开发区块灰关联度优选[J]. 煤炭学报,2014,39(3): 524-530.
- [30] 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.
- [31] HICKEY J J, HENK B. Lithofacies summary of the Mississippian Barnett Shale, Mitchell 2 T.P. Sims well, Wise County, Texas[J]. AAPG bulletin, 2007, 91(4): 437-443.
- [32] ABOUELRESH M O, SLATT R M. Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett Shale in east-central Fort Worth

- Basin, Texas[J]. AAPG bulletin, 2012, 96(1): 1-22.
- [33] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: issues and discussion[J]. AAPG bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [34] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [35] ROSS D J K, BUSTIN M R. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [36] MILLIKEN K L, ESCH W L, REED R M, et al. Grain assemblages and strong diagenetic overprinting in siliceous mudrocks, Barnett Shale (Mississippian), Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG bulletin, 2012, 96(8): 1553-1578.
- [37] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [38] 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.
- [39] ROMERO A M, PHILP R P. Organic geochemistry of the Woodford Shale, southeastern Oklahoma: how variable can shales be? [J]. AAPG bulletin, 2012, 96(3): 493-517.
- [40] MARTINEAU D F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir[J]. AAPG bulletin, 2007, 91(4): 399-403.
- [41] POLLASTRO R M, JARVIE D M, HILL R J, et al. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch-Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG bulletin, 2007, 91(4): 405-436.
- [42] 杨振恒, 李志明, 王果寿, 等. 北美典型页岩气藏岩石学特征、沉积环境和沉积模式及启示[J]. 地质科技情报, 2010, 29(6): 59-65.
- [43] 蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 等. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 7-12.
- [44] 李玉喜, 乔德武, 姜文利, 等. 页岩气含量和页岩气地质评价综述[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 308-317.
- [45] 李玉喜, 张金川, 姜生玲, 等. 页岩气地质综合评价和目标优选[J]. 地学前缘, 2012, 19(5): 332-338.
- [46] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249-256.
- [47] 王世谦, 王书彦, 满玲, 等. 页岩气选区评价方法与关键参数[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(6): 609-620.
- [48] 李延钧, 刘欢, 张烈辉, 等. 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限[J]. 中国科学: 地球科学, 2013, 43(7): 1088-1095.
- [49] 涂乙, 邹海燕, 孟海平, 等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 153-158.

编辑: 黄革萍

Characteristics and evaluation of shale gas reservoir of Upper Permian Dalong Formation in Hefeng Area, Hubei Province

WANG Xiuping, MOU Chuanlong, XIAO Zhaohui, LI Hongying,
CHEN Yao, ZHENG Binsong, WANG Qiyu

Abstract: Based on detailed observation of the 6 outcrop profiles and thin sections of well HD1, and in combination with polarizing microscope, X-ray diffraction, field emission scanning electron microscopy, and the analysis of total organic carbon content and reservoir physical property, the reservoir characteristics of black rock series of Upper Permian Dalong Formation in Hefeng Area, Hubei Province, is studied. It has excellent basic geological conditions for shale gas of Dalong Formation in the study area. The main rock type is the mud shale rich in organic matters with intercalated carbonate and thin-layer siliceous rock, and high content of brittle minerals, which is conducive to the later diagenetic fluid transformation and the forming of hydraulic fracturing in the stage of shale gas development. It has higher hydrocarbon generation ability of black rock series of Upper Permian Dalong Formation in Hefeng Area, due to the high TOC (most of >2%) and high thermal evolution degree (average $R_o=2.38\%$), type I of kerogen, and relatively large deposition thickness (between 30.3~38.0 m). The reservoir is generally characterized with low-ultra-low porosity and low permeability with approximately uniform physical properties in vertical. Micropores and mesopores in the organic matter and mineral matrix are the main contributors to shale specific surface area, which forming the main places of gas adsorption. Dalong Formation in well HD1 buried shallowly with complex faults developing nearby, which may be the reason why the hydrocarbon generation conditions are such excellent but the gas content in Dalong Formation is relatively low. Hefeng syncline with better preservation condition is the favorable area for shale gas, because preservation condition may be the main factor to control shale gas content of Dalong Formation in the study area.

Key words: black rock series; reservoir evaluation; shale gas; Dalong Formation; Permian; Hefeng Area; Hubei Province
WANG Xiuping: PhD, Geological Engineer. Add: Chengdu Center, China Geological Survey, No. 2 north 3rd section of 1st ring road, Chengdu, Sichuan 610081, China