

引用格式:吴艳艳,高玉巧,陈云燕,等.渝东南地区五峰—龙马溪组页岩气储层孔缝发育特征及其地质意义[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):62-71.

Wu Yanyan, Gao Yuqiao, Chen Yunyan, et al. Characteristics and geological significance of pore and fracture of shale gas reservoirs in Wufeng-Longmaxi Formation, southeastern Chongqing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 62-71.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.009

渝东南地区五峰—龙马溪组页岩气储层孔缝发育特征及其地质意义

吴艳艳¹,高玉巧²,陈云燕¹,李辉¹,蔡潇¹,丁安徐¹

(1. 中国石化华东油气分公司实验研究中心,江苏扬州 225007;

2. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏南京 210000)

摘要:选择渝东南地区五峰—龙马溪组页岩储层为研究对象,采用场发射扫描电镜、低温液氮吸附、覆压渗透率孔隙度测试等实验,分析页岩中微观孔缝类型、孔隙结构及其分形学特征等。研究发现,页岩宏观裂缝主要为页理缝与构造缝,盆缘高压页岩气井样品中裂缝多数呈雁列状分布,盆外常压页岩气井样品中裂缝形态较为平直。宏观裂缝极为发育的位置微裂缝也较为发育,含气量与渗透率高。深部与浅部页岩孔缝特征存在明显差异。深部样品裂缝发育较浅部样品少,微裂缝以收缩缝与溶蚀缝为主。浅部样品中孔隙类型、形态、结构在纵向上具有相似分布特征,平均孔径与覆压孔隙度明显大于深部样品。石英与黏土矿物对微孔和中孔的发育有一定的影响,显微类型是有机孔发育的重要影响因素。埋深大于3 500 m时,孔隙形态与孔径分布的主要影响因素为深度,深部页岩经历更为复杂的成岩作用,孔隙遭受强烈的后期改造,孔缝结构不再是被有机质主控。具有这类孔缝赋存特征的深部页岩压裂时,缝网形成的难度较大,需要对深部页岩缝网形成机制开展进一步的研究。通过对不同尺度裂缝的观测,可快速判断易压裂层位的位置,即使这类孔缝占比原孔隙体积的比例极小,对储层的渗透率没有作用,但是在压裂改造下,这类孔缝群体会被激发,作为页岩储层的主要渗流通道。

关键词:页岩;五峰—龙马溪组;孔隙;裂缝;常压

中图分类号:TE121

文献标识码:A

Characteristics and geological significance of pore and fracture of shale gas reservoirs in Wufeng-Longmaxi Formation, southeastern Chongqing

Wu Yanyan¹, Gao Yuqiao², Chen Yunyan¹, Li Hui¹, Cai Xiao¹, Ding Anxu¹

(1. Experimental Research Center, Sinopec East China Oil and Gas Company, Yangzhou, Jiangsu 225007, China;

2. Research Institute of Exploration and Exploitation, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210000, China)

Abstract: The types of micro-pores, pore structures and fractal characteristics of shale have been analyzed for the shale reservoir of Wufeng-Longmaxi Formation in Southeastern Chongqing by field emission scanning electron microscope (FESEM), low temperature liquid nitrogen adsorption and overpressure permeability porosity test. It is found that the macroscopic fracture types are mainly foliated fractures and structural fractures, and most of the fractures in the samples along the basin are arranged in an echelon series, while the fractures in the atmospheric pressure shale gas well samples outside the basin are relatively straight. The positions where the macroscopic fractures develop most are also the places where the microfractures develop well. Usually, it has high gas content and permeability. There are obvious differences between the occurrence characteristics of pore fractures in deep shale and relatively shallow shale. The fractures in the deep samples are less developed compared with those in the shallow samples, and the microfractures are mainly shrinkage and dissolution fractures. The pore type, shape and structure of the shallow

收稿日期:2020-10-13。

第一作者简介:吴艳艳(1982—),女,博士研究生,高级工程师,从事非常规天然气地质实验研究。地址:江苏省扬州市邗沟路50号,邮政编码:225007。E-mail: wuyanyan26@126.com

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061)。

samples have similar longitudinal distribution characteristics. The average pore diameter and overburden porosity of shallow samples are obviously larger than that of deep samples. Quartz and clay have a certain influence on the development of micropores and mesopores. The microscopic type is an important influence factor on the development of organic pores. When the burial depth is greater than 3 500 m, depth is the main influence factor on pore morphology and pore size distribution. The deep shale undergoes more complex diagenesis, the pores undergo intense late transformation, and the pore structure is no longer dominated by organic matter. It is difficult to form fracture network when fracturing the deep shale with such pore fracture occurrence characteristics, so further research on the formation mechanism of deep shale fracture network is needed. Through the observation of fractures with different scales, the layer easy to fracture can be quickly determined. Even though such fractures account for a very small proportion of in-situ pore volume and have no effect on the permeability of the reservoir, such pore groups can be stimulated because of fracturing and serve as the main seepage channels of shale reservoir.

Key words: shale, Wufeng-Longmaxi Formation, pore, fracture, normal pressure

页岩储层需要足够的孔缝空间才能获得较高的商业开发潜力^[1]。裂缝和孔隙是致密储层重要的储集空间,是决定含气性和渗透性的重要因素,对其识别、描述和定量评价是页岩气储层评价的重点基础工作^[2-3]。近年来,许多学者对页岩油气的储集空间进行研究,对于页岩孔隙及裂缝发育特征进行定性描述与定量表征,探讨孔缝分布规律及其控制因素,页岩孔缝赋存特征与含气性渗透性的关系^[3-10]。

渝东南地区是中国页岩气勘探的热点地区^[11],该地区构造复杂,页岩气储层非均质性强,盆缘位置的地层常呈高压特征,盆外地层呈常压特征。常压气藏地层能量较低,虽获得一定的页岩气产能,但远低于高压页岩气井。具有相似地质条件,相聚较近的页岩气井岩心含气量测试数据差距不大,但产能差距大,可能与对储层特征差异的研究还远远不够有关,以渝东南地区页岩气勘探评价实践成果为基础,结合区域背景、岩心基础实验测试分析结果,开展了不同构造位置五峰—龙马溪组页岩储层微观孔缝类型、孔隙结构及分形学特征研究,从储集空间非均质性的角度,研究剖析微观孔缝发育的差异地质控制因素,探讨了对含气量及渗透率的影响,以期为该地区页岩气的勘探开发提供有力的保障。

1 样品与测试

1.1 地质背景及其实验样品

研究区页岩气勘探开发主力层为五峰组—龙马溪组,是一套黑色硅质页岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩,沉积相可细分为深水陆棚相和浅水陆棚相^[11],该套沉积整体在龙马溪组和五峰组处相对连续,有利于页岩气的保存。研究样品选择4口页岩气井龙一

段①—⑤小层含气岩心(图1)。其中HD1井、HD2井、HD3井位于盆地边缘南川区块的东胜背斜与平桥背斜,均为高压页岩气井。HD4井位于盆外武隆区块的武隆向斜,为常压页岩气井。

1.2 实验方法

对HD1井、HD2井、HD3井、HD4井这4口页岩气井龙一段①—⑤小层含气岩心样品进行有机碳含量、有机质成熟度、覆压渗透率孔隙度、真密度与块体密度、液氮、矿物组成、薄片鉴定、扫描电镜测定。样品岩性均为黑色硅质页岩,其矿物组成与有机质成熟度相近,都具有高有机碳含量(TOC)和高脆性的特征,高压页岩气井的含气量高于常压页岩气井(表1)。

2 页岩孔缝特征

2.1 孔缝类型

1) 宏观孔缝

对岩心剖切后进行观察,发现裂缝主要为顺层页理缝与构造缝。HD1井裂缝极为发育,HD4井裂缝较为发育,埋深较深的HD2与HD3井中裂缝较HD1和HD4井样品少,岩心样品镜下多呈块状,只在①、③小层观测到少数裂缝(图2)。可以明显看出HD4井样品中页理平缓,裂缝发育较为平直,而HD1井、HD2井、HD3样品中页理呈起伏状,裂缝形态多呈雁列状。①、③小层的缝密度最高,①小层发育更多构造裂缝,部分裂缝有方解石或石英充填,表明①小层样品经历了更为强烈的后期改造作用。②—⑤小层中裂缝多为页理缝,多数无充填矿物。

2) 微观孔缝

页岩薄片裂缝形态与宏观一致,HD4井微裂

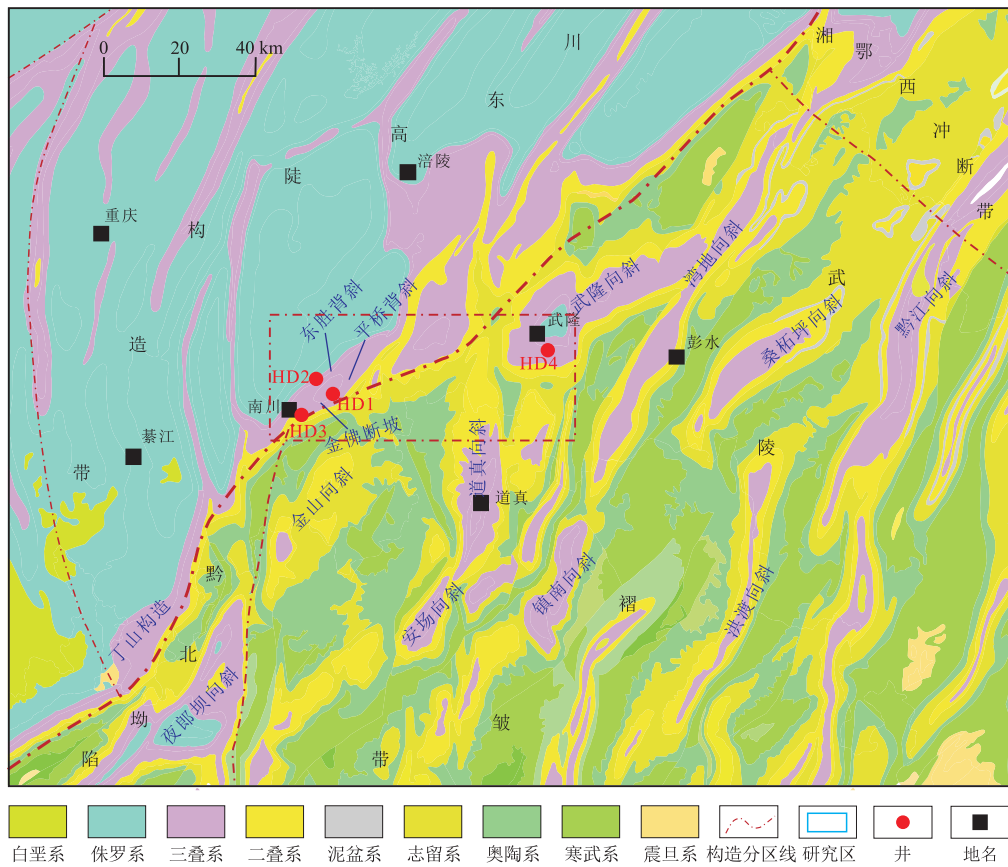


图1 页岩气井构造位置(据何希鹏等^[22]修改)

Fig. 1 Structural location of shale gas wells (Modified according to He Xipeng, et al^[22])

表1 四口页岩气井五峰—龙马溪组龙一段①—⑤小层评价参数

Table 1 Evaluation parameters of ①—⑤ layers in Wufeng-Longmaxi Formation of four wells

井号	底深 (m)	厚度 (m)	地层压力系数	TOC (%)		R ₁ (%)		总孔隙度 (%)		覆压孔隙度 (%)		脆性矿物 (%)		总含气量 (m ³ /t)	
				范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
HD1	2 698	31	1.3	0.94~4.6	2.24	2.57~3.2	2.89	3.25~4.78	3.79	3.14~4.07	3.54	48.1~73.8	61.6	2.54~4.13	3.24
HD2	3 469	30	1.31	0.89~7.06	2.03	2.46~2.97	2.77	2.13~4.28	3.03	1.28~3.97	2.52	47.4~62.1	55.4	2.47~5.28	3.54
HD3	4 410	30	1.35	2.08~7.73	3.62	2.26~2.77	2.48	2.5~4.14	3.31	2.04~3.50	2.74	42.7~69.0	52.4	3.21~4.43	3.75
HD4	2 836	32	1.08	4.77~6.21	5.22	2.29~2.96	2.52	3.12~5.50	4.47	2.43~5.19	4.33	46.8~72.0	63.5	1.35~2.85	2.16

缝较为平直,HD1井、HD2井、HD3井微裂缝多数为顺层发育或呈雁列状分布。大部分裂缝未被充填,少数裂缝中发现充填矿物,较大的裂缝中无充填矿

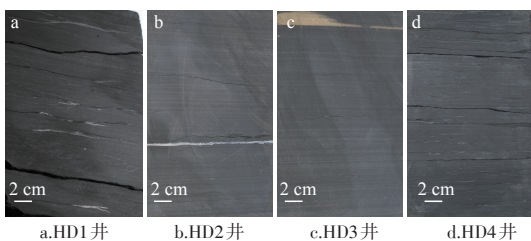


图2 第③小层岩心剖面
Fig. 2 Core profile of layer ③

物,这类大裂缝很可能是制样过程中产生(图3b,d)。HD1与HD4井的宏观裂缝与微观裂缝都较为发育,平均微裂缝密度分别为3.5条/cm²,1.5条/cm²。埋深较深的岩心微裂缝密度较小,HD2、HD3井均为0.05条/cm²。

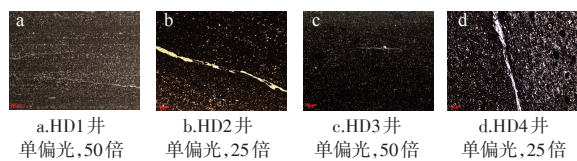


图3 第③小层页岩薄片裂缝特征
Fig. 3 Fracture characteristics of shale lamina of layer ③

电镜下观察,微裂缝类型主要有成岩收缩缝、矿物层间缝、矿物粒间孔缝、溶蚀缝、构造应力缝,矿物与有机质接触面缝(图4)。垂向上,①③小层微裂缝最为发育。HD2井与HD3井微裂缝发育较少,类型主要为收缩缝与溶蚀缝。

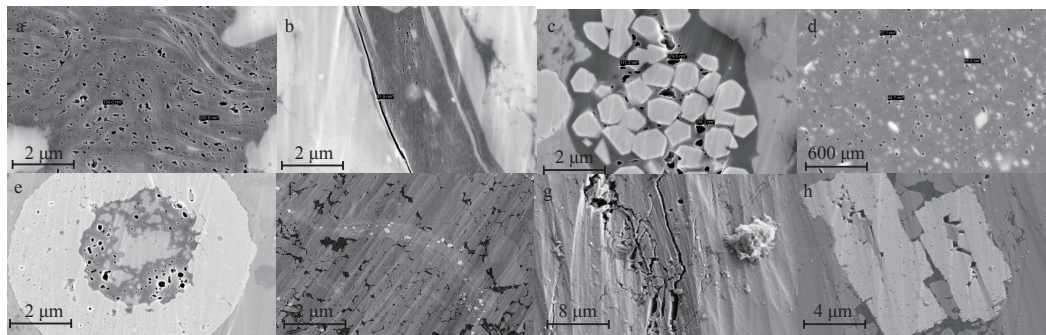
无机孔类型主要为晶间孔、层间孔、溶蚀孔、生物化石孔等。有机孔类型主要为结构型有机质孔隙和无定形有机质孔隙。整体上以发育无定形有机质孔为主。结构型有机质孔隙是生物碎屑、条带或不规则团块状有机质中发育的孔隙。无定形有机质孔隙是发育在无固定形态,分散,有运移充填性质的有机质上的孔隙。无定形有机质孔细分为腐泥无定形有机质孔隙和底栖藻无定形有机质孔隙,由于页岩演化程度高,镜下腐泥无定形有机质孔隙和底栖藻无定形有机质差异小。④⑤小层主要发育腐泥无定形有机质孔隙,下部逐步发育底栖藻无定形有机质,直至底部①小层中底栖藻无定形有机孔隙最为发育。随着深度的增加,腐泥无定形有机质含量减小(80%~30%),底栖藻无定形有机质含量逐步增加(15%~50%)。页岩中普遍存在与生物成因黄铁矿紧密共生的无定形有机质孔(图4e)。整体上HD1井、HD4井孔隙孔径明显大于HD2井与HD3井。镜

下可见HD1井中有大量大孔径的气泡状孔隙,显示了储层较强的生气能力和优质的储集性能。①小层中无定形有机质孔孔隙分布密集,大小均一,见云母层间缝。④⑤小层的无定形有机质孔孔径比下部①—③小层大,局部可见孔隙超过500 nm。HD2井与HD3井中结构型有机质中孔隙欠发育,无定形有机质中发育孔隙孔径极小,多为数十纳米。③小层局部可见生物化石孔,少量有机质包裹粘土矿物和氟磷灰石。④⑤小层主要发育无机孔。可见黄铁矿晶间孔、黏土矿物晶间孔、溶蚀孔、黄铁矿粒间缝和收缩缝。HD4井中可见大量微裂缝、晶间孔和溶蚀孔。可见黄铁矿或白铁矿晶间孔,同时可见大量环带状黄铁矿,包裹的有机质中发育大量孔隙,分布密度高,连通性较好。

根据4口井孔缝发育程度判断,HD1井、HD4井为基质孔隙+裂缝型页岩气藏类型,HD2井、HD3井为基质孔隙型页岩气藏类型。

2.2 孔隙结构及分形学特征

液氮实验结果显示页岩孔隙结构数值相差不大(表2)。HD1井与HD4井的吸附等温线图及孔隙对孔径的微分图相近(图5a、b、g、h),HD2井的与HD3井



a.HD1井①小层无定形有机质孔;b.HD1井②小层收缩缝;c.HD1井④小层黄铁矿晶间有机孔;d.HD2井①小层有机质伴生氟磷灰石;
e.HD2井④小层黄铁矿环带内有机孔发育;f.HD4井③小层构造应力导致的微裂缝;g.HD3井①小层云母层间缝;h.HD3井③小层溶蚀孔

图4 渝东南地区页岩气井岩心样品SEM图像

Fig. 4 SEM image of shale core samples in southeastern Chongqing

表2 页岩样品液氮实验与孔隙结构分形计算结果

Table 2 Results of liquid nitrogen experiment and fractal calculation of pore structure of shale samples

井号	BET比表面积(m ² /g)		平均孔径(nm)		分形维数	
	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
HD1	14.4~24.3	18.2	3.28~4.06	3.75	2.8510~2.9024	2.8730
HD2	10.6~33.8	16.9	2.92~4.18	3.70	2.8510~2.9180	2.8759
HD3	16.3~34.9	21.1	3.20~4.19	3.80	2.4642~2.8977	2.8348
HD4	22.4~30.0	25.7	3.66~4.30	3.96	2.8105~2.8611	2.8410

的②—⑤小层吸附等温线图相近(图5c、e),体现出HD1井与HD4井,HD2井与HD3井②—⑤小层的孔隙形态与孔径分布相似。整体上显示,①②小层中2~50 nm孔隙最多,2~50 nm孔隙对储层储集空间的贡献最大(图5)。

基于液氮实验数据,可以计算出页岩孔隙的分

形维数(D)。近年来,不少学者认为页岩的孔隙分布、表面形态均存在非均质性,具有分形特征,对页岩孔隙进行了分形研究,分形维数可以反映出页岩孔隙表面的粗糙程度和非均质性^[12-15]。选用目前应用较广泛的分形FHH模型计算页岩储层吸附孔隙分形维数。页岩作为多孔固体,其分形维数介于2~3,

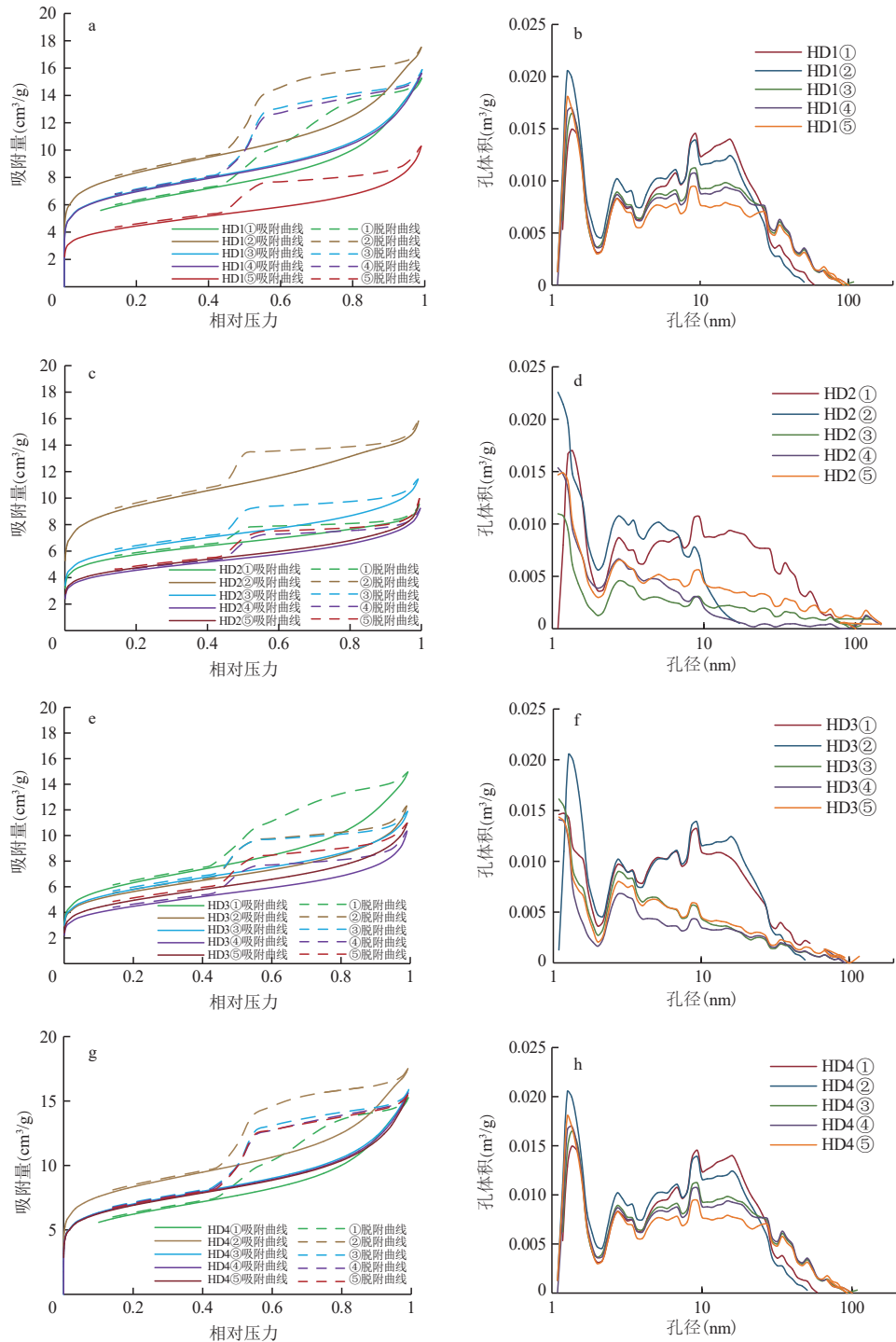


图5 ①—⑤小层页岩样品的吸附等温线图及孔体积分布

Fig. 5 Adsorption isotherms and pore volume distribution of shale samples of ①—⑤ layers

符合多孔隙固体孔隙系统的分形意义。分形维数的大小可反映页岩的表面粗糙程度和非均质性,当 D 的值接近2时,固体表面越平滑,非均质性弱;当其值接近3时,反映出固体的表面粗糙,非均质性强^[12-13]。由于在相对压力(P/P_0)>0.45处吸附分支和脱附分支曲线明显不重合,所以选取 P/P_0 >0.45时的吸附数据,利用 $D=K+3$ 进行 D 的计算。可以发现, D 的平均值都在2.8以上,体现出页岩样品均具有较强的非均质性。垂向上,HD3井孔隙结构 D 值具有一定的差异,其他样品差异不大(表2)。通过对比HD3井 D 值较低的3个样品与其他 D 值在2.8以上样品的基础地质特征发现, D 值较低的3个样品中方解石与黏土矿物含量高,平均孔径较其他样品大,导致 D 值的减小。

2.3 孔隙度及孔隙连通性

页岩样品均具有吸附回线(图5a、c、e、g),表明页岩中孔隙形态多呈开放状态。大部分样品在吸附回线上有一类明显的标志,存在有一个急剧下降的拐点,这种现象是由一种特殊形态孔-细颈孔引起的^[16]。如果“墨水瓶状或漏斗形状”孔隙在瓶颈处的喉道非常细小,甚至接近甲烷的分子直径,那么这些孔隙和闭孔中的甲烷将失去流动能力,故将闭孔和这部分“墨水瓶状或漏斗形状”孔隙称之为不连通孔隙^[17]。认识页岩气储层中连通孔隙和不连通孔隙比例与性质,有利于制订合理的开发措施,对评价页岩

气储层有效孔隙度、认识页岩气可采储量具有重要意义^[17]。研究区样品的总孔隙度高于覆压脉冲孔隙度(表1),也说明页岩中存在一部分不连通的孔隙。

3 孔缝特征的地质控制

3.1 孔缝特征与有机质的关系

4口页岩气井样品中有机孔隙类型与形态在纵向上的具有相似的分布特征。页岩中结构型有机质孔隙欠发育,丝质体有机孔隙不发育,在腐泥无定形有机质和底栖藻无定形有机质中孔隙发育,尤其是①—③小层中无定形有机质孔极为发育。无定形有机质和矿物的交界面上发育微裂缝。孔隙度与 TOC 呈明显正相关关系, TOC 越高,孔隙度越大(图6a),表明有机质中发育有较大比例的孔隙。已有研究表明热演化分解页岩有机质可实现孔隙度的增量达4.3%^[11],孔隙与有机质演化相互影响。腐泥型干酪根结构易改变,在沉积演化过程中可大规模发育有机质内孔隙^[18]。由此可见,有机质类型是孔隙发育能力的重要影响因素。

理论上随着有机质不断成熟,孔隙会不断发育,但 TOC 存在临界值,超过临界值后孔隙度会出现增幅降低,甚至是孔隙度的降低^[19]。样品中孔隙度与 R_o 关系不明显,平均孔径与 R_o 呈负相关趋势(图6b)。孔隙度大小是成岩作用构造演化与有机质演化的综

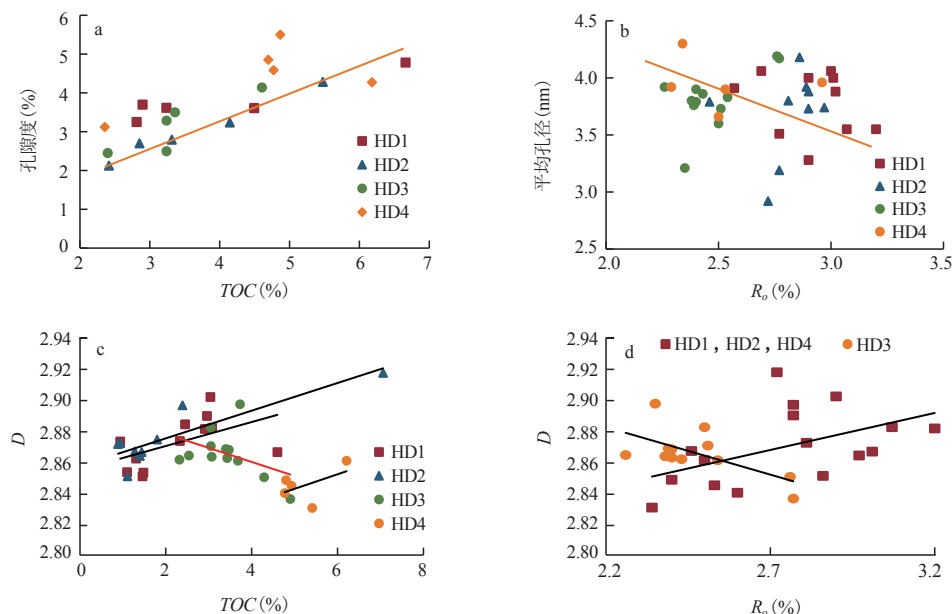


图6 页岩孔隙特征与 TOC 及有机质成熟度关系

Fig. 6 Correlation between pore characteristics of small layers, TOC and R_o

合反映,这是研究样品中孔隙参数与有机质成熟度关系复杂的原因。

HD1井,HD2井和HD4井样品 D 随着 TOC 增加而呈现增大趋势(图6c)。该现象体现出页岩孔隙结构的变化和有机质生烃过程中增孔作用关系密切。 TOC 对孔隙孔容与 D 有明显的控制作用。研究区样品的 R_o 值均 $>2.00\%$,HD1井,HD2井和HD4井样品 D 值随 R_o 增高而增大(图6d),说明 R_o 对孔隙 D 值有积极影响。随着有机质演化加剧,孔隙之间的连通性变差,孔壁变得粗糙, D 增大。与其他井不同的是,HD3井的 R_o 和 TOC 与 D 均呈负相关关系,尤其是当 $TOC>3\%$, $R_o>2.4\%$ 尤为明显(图6c,d)。以上现象说明HD3井样品随热演化成岩作用程度的加深,孔隙结构特征主控因素不再是有机质主控,储集空间与其他井样品产生演化差异。

3.2 孔隙特征与矿物组成的关系

薄片观察发现,纹层的物质变化界面是微裂缝发育的关键部位,在①③小层均观察到有毫米级微裂缝的发育,其发育主要受纹层间不同物质组成的

控制。裂缝中充填或部分充填方解石或石英等矿物时,可以判断该裂缝为天然裂缝,而研究样品中多数微裂缝中几乎都无充填物,故无法界定毫米级尺度下的微裂缝是否为制片过程造成。但可以肯定的是,所有观察到微裂缝的样品其本身由于压力释放,人工制样更易产生裂缝。

生物成因黄铁矿是页岩样品中黄铁矿的主要成因类型。原生黄铁矿与有机质关系密切,草莓状黄铁矿,或黄铁矿条带周围有机质都发育大量有机孔隙(图3g)。矿物含量与孔隙结构参数的关系非常复杂。总孔隙度与石英含量呈正相关(图7a),与黏土矿物含量呈负相关(图7b)。小于50 nm的孔容与石英含量呈正相关(图7c),与黏土矿物含量呈负相关(图7d)。页岩的石英与黏土对整体孔隙发育有一定影响,尤其是对微孔和中孔的发育。

研究区样品 TOC 与石英含量呈明显的正相关关系(图7e),前人对于四川盆地五峰—龙马溪组页岩研究也发现, TOC 与硅质含量具有正相关关系,生物硅含量最高可达50.0%以上^[20]。进而表现出总孔隙度与石英含量呈正相关,但孔容及孔隙度与黏土矿

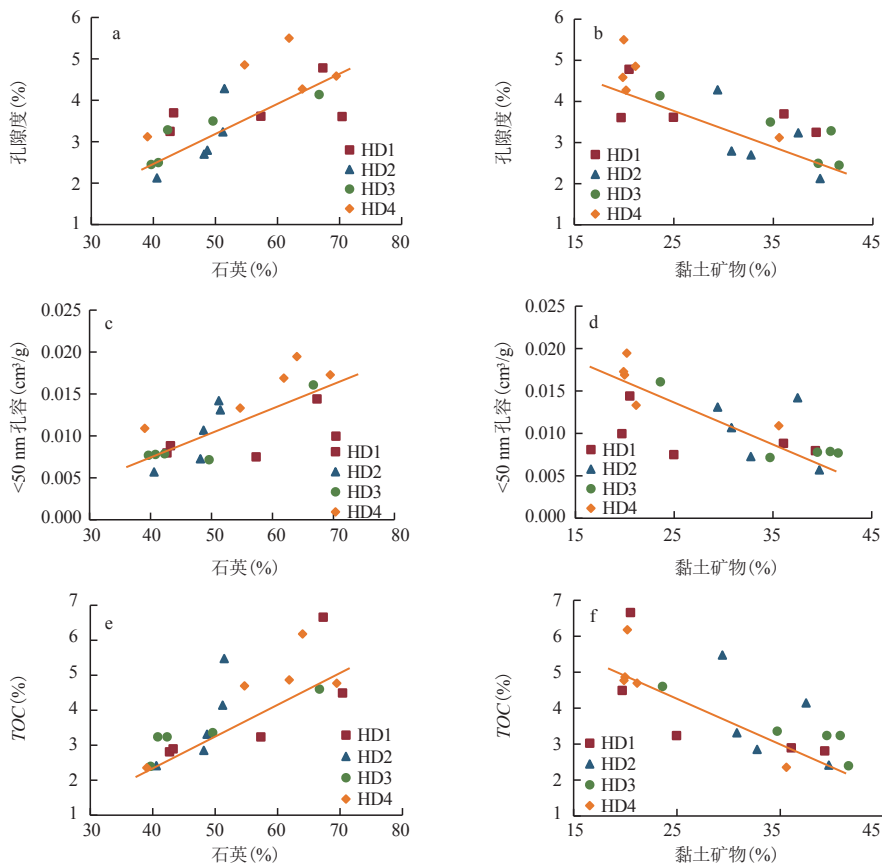


图7 页岩孔隙特征、 TOC 与矿物组成关系

Fig. 7 Correlation between pore characteristics, TOC and mineral composition

物表现出负相关关系, *TOC* 与黏土矿物表现出负相关关系(图7f)。HD2井, HD3井样品中石英含量, *TOC* 明显低于HD1井, HD4井, 覆压孔隙度也明显低于HD1井, HD4井样品, 说明孔隙的发育主要受有机质及其生烃演化等因素的影响, *TOC* 富集演化的过程中伴随着石英的形成, 这为优势储层的发育提供了极好的条件。

3.3 孔缝特征与深度的关系

页岩达到超深埋藏深度后, 孔隙结构形态发生显著变化, 储集空间受到较大程度的破坏, 进而影响页岩气的富集^[8]。因此, 在开展泥页岩的储层特征研

究时, 既要关注泥页岩的岩相特征(矿物和有机质特征等), 还要关注埋藏演化特征^[7]。整体上埋深不同的样品中裂缝与孔隙赋存特征具有一定的差异。埋深较深的HD2井, HD3井样品中覆压孔隙度, 明显低于埋深较浅的2口井样品。埋深较浅的岩心中宏观与微观裂缝都较为发育, 埋深较深的岩心裂缝发育较少。从液氮结果吸附与脱附曲线的形态也显示出(图5a、c、e、g), 埋深较浅的HD1井与HD4井孔隙形态相近, 埋深较深HD2井与HD3井孔隙形态相近。比表面积, 2~10 nm孔容与深度呈正相关(图8a、b), 与10~50 nm孔容呈负相关(图8c), 3500 m以浅的样品中体现的较为明显。说明页岩随着埋深的增

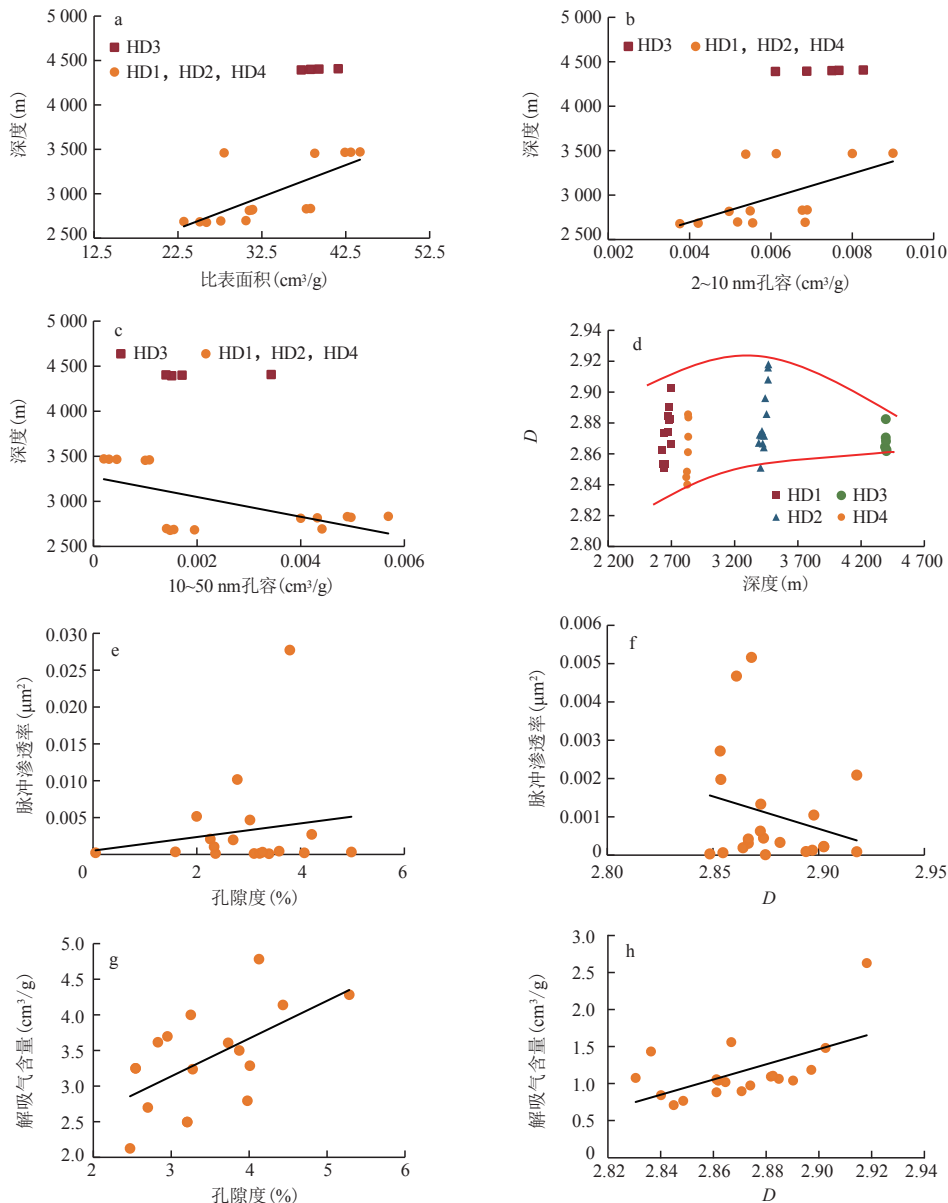


图8 页岩孔隙特征与深度及储层关键参数的关系

Fig. 8 Correlation between pore characteristics, key reservoir parameters and depth

加,2~10 nm孔径的孔隙增多,10~50 nm孔径的孔隙减小。与<2 nm,100~150 nm孔容呈弱负相关。深度对孔径<2 nm,100~150 nm的孔发育影响较弱。

HD1井、HD2井、HD3井、HD4井孔隙结构 D 随着深度的变化趋势明显以3 500 m为拐点,3 500 m以浅,随埋深增大, D 增大,3 500 m以后, D 趋向于平稳,收窄,并有降低的趋势(图8d)。孔隙结构的变化受压实作用、次生溶蚀作用和有机质孔形成等多种作用叠加控制。埋深较深的HD2井,HD3井样品中石英含量, TOC 与覆压孔隙度,都明显低于埋深较浅的2口井样品。埋深最深的HD3样品镜下可见有机孔具有定向分布的特征,有机质孔隙和次生孔隙的构成主要以微孔为主,且孔隙趋于规则,综合导致孔隙 D 减小。综合分析认为,HD1井、HD2井、HD3井、HD4井龙马溪组页岩孔隙结构明显受有机质孔发育的控制。当页岩埋深超过3 500 m,孔缝构成发育非均质性特征的主控因素为埋深。

4 孔缝特征的地质意义

4.1 孔缝特征与渗透率的关系

页岩总孔隙度与脉冲渗透率关系呈弱正相关(图8e),体现出孔隙度的增大利于储层中气体的渗流。裂缝密度较高的①③小层渗透率比其他位置样品的渗透率高。脉冲渗透率测试无裂缝样品脉冲渗透率为 $(0.012\sim 28.047)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $1.891\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。在渗透率测试前岩心取柱过程中,岩心柱常出现平行于层理的裂缝,产出在不同岩性组成,不同粒径大小的互层间,这种物质组成与形态结构的转化面一般是力学性质薄弱界面。

有裂缝但并未裂开的岩心柱渗透率为 $(0.931\sim 1102)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均渗透率为 $145.49\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,是无裂缝岩心的77倍,说明不同岩性组成不同粒径大小互层间存在的裂隙有利于页岩气的扩散。页岩脉冲渗透率与分形维数关系复杂,总体呈现弱负相关(图8f),体现出页岩非均质性强,不利于页岩中气体的渗流。

4.2 孔缝特征与含气量关系

第③小层页岩样品的含气量最高,有机孔隙和微裂缝最为发育,有利于页岩气富集。孔隙度、 D 均与含气量呈正相关,体现出 D 增大有利于气体的保

存(图8g、h)。这一现象的本质在于 D 增大,是 TOC 含量增大,有机质孔隙结构趋向于复杂,比表面积增大的外在表现。比表面积的增大表示储层储集空间增加,吸附气与游离气含量增大。整体上,高压区块的页岩气井的含气量高于常压区块的页岩气井。页岩孔隙度越高,含气量越高。埋深较深,储层具有高压特征的HD2井与HD3井具有相似孔缝发育特征,含气量相近。埋深较浅的HD1井与HD4井虽然具有相似的孔缝特征,但高压气井HD1井的含气量明显高于常压页岩气井HD4井,通过压裂的后的HD1井产能更是远高于HD4井,说明影响页岩含气量的主控因素并不是孔缝赋存特征。

4.3 孔缝特征与可改造性

4口井岩心具有相近的矿物组成, TOC , R_o ,但深部与浅部页岩的孔缝特征存在明显差异。钻取岩心柱的过程发现,HD1井与HD4井岩心易破裂,钻取岩心柱的成功率低,岩心比HD2井,HD3井更容易产生出平行或垂直于层理的裂缝。有学者认为在地层温度和压力作用下,页岩裂缝为闭合状态,也有学者认为构造抬升会使裂缝形成裂而不破的状态。经CT测试,大于600 nm的孔缝占总孔隙体积的1%~2%,不是页岩的主要储集空间^[21]。对原位岩心裂缝状态虽未形成共识,但通过观察裂缝发育特征可快速判断易压裂层位的位置,即使地层中这类孔缝并未形成,或占比原位孔隙体积的比例极小,对储层的渗透率没有作用,但是在压裂改造下,这类孔缝群体会被激发,作为页岩储层的主要渗流通道。HD1井,HD4井更易于被改造。HD2井,HD3井压裂时存在施工压力大,加砂困难,改造难度大。具有这类孔缝赋存特征的页岩储层压裂时缝网形成的难度较大,需要对深部具有高压特征的页岩储层缝网形成机制开展研究,孔缝的赋存特征,页岩气的储集机理,直接影响着开发的方式,不可机械照搬浅部页岩气井压裂开发方案。

5 结论

通过对渝东南地区4口页岩气井五峰—龙马溪组龙一段①—⑤小层岩心段孔缝特征的研究,取得以下认识:

- 1) 四川盆地盆缘与盆外页岩气井岩心中裂缝

孔隙发育特征具有明显差异。高压页岩气井样品中裂缝多数呈雁列状分布,常压页岩气井岩心中裂缝较为平直。宏观裂缝极为发育的位置微裂缝也较为发育,含气量与渗透率高。通过对不同尺度裂缝的观测,可快速判断易压裂层位的位置。深部页岩裂缝发育较少,微裂缝以收缩缝与溶蚀缝为主。埋深较浅的页岩孔径、覆压孔隙度明显大于埋深较深的页岩。浅部页岩中孔类型、形态、含量在纵向上的具有相似分布特征。

2) 有机质含量与显微类型是页岩孔缝结构发育的重要影响因素,石英与黏土矿物对微孔和中孔的发育有一定的影响。埋深超过3 500m的深部页岩经历更为复杂的构造成岩作用,孔缝结构不再是被有机质主控。具有这类孔缝赋存特征的深部页岩压裂时缝网形成的难度较大,需要对深部页岩缝网形成机制开展进一步的研究。

参考文献

- [1] 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 thermo genic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [2] 王玉满,黄金亮,李新景,等.四川盆地志留统龙马溪组页岩裂缝孔隙定量表征[J].天然气工业,2015,35(9):8-15.
Wang Yuman, Huang Jinliang, Li Xinjing, et al. Quantitative characterization of fractures and pores in shale beds of the Lower Silurian, Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 8-15.
- [3] 陈术源,秦勇.河北省北部页岩样品纳米级孔隙结构及其影响因素[J].天然气地球科学,2017,28(6):873-881.
Chen Shuyuan, Qin Yong. Nanometer pore structure and geological controls of shale samples in northern Hebei Province, China[J]. Natural gas geosciences, 2017, 28(6): 873-881.
- [4] 高玉巧,蔡潇,张培先,等.渝东南盆缘转换带五峰组—龙马溪组页岩气储层孔隙特征与演化[J].天然气工业,2018,38(12):15-25.
Gao Yuqiao, Cai Xiao, Zhang Peixian, et al. Pore characteristics and evolution of Wufeng-Longmaxi Fms shale gas reservoirs in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 15-25.
- [5] 李海,刘安,罗胜元,等.鄂西宜昌地区寒武系页岩孔隙结构特征及发育主控因素[J].油气地质与采收率,2018,25(6):20-27.
Li Hai, Liu An, Luo Shengyuan, et al. Pore structure characteristics and development control factors of Cambrian shale in the Yichang area, western Hubei[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(6): 20-27.
- [6] 何陈诚,何生,郭旭升,等.焦石坝区块五峰组与龙马溪组一段页岩有机孔隙结构差异性[J].石油与天然气地质,2018,39(3):472-484.
He Chencheng, He Sheng, Guo Xusheng, et al. Structural differences in organic pores between shales of the Wufeng Formation and of the Longmaxi Formation's first Member, Jiaoshiaba Block, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 472-484.
- [7] 李旭,徐蒙,蔡进功,等.东营凹陷泥页岩孔隙结构特征及其演化规律[J].油气地质与采收率,2019,26(1):88-100.
Li Xu, Xu Meng, Cai Jingong, et al. Structure characteristics and evolution characteristics of pores in mud shale in Dongying Sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 88-100.
- [8] 焦堃,谢国梁,裴文明,等.四川盆地古生界黑色页岩纳米孔隙形态的影响因素及其地质意义[J].高校地质学报,2019,25(6):847-859.
Jiao Kun, Xie Guoliang, Pei Wenming, et al. The control factors and geological implications of the nanopore morphology of the lower Paleozoic black shales in the Sichuan Basin[J]. China Geological Journal of China Universities, 2019, 25(6): 847-859.
- [9] 宋董军,妥进才,王晔桐,等.富有机质泥页岩纳米级孔隙结构特征研究进展[J].沉积学报,2019,37(6):1309-1324.
Song Dongjun, Tuo Jincan, Wang Yetong, et al. Research advances on characteristics of nanopore structure of organic-rich shales[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(6): 1309-1324.
- [10] 刘伟新,卢龙飞,魏志红,等.川东南地区不同埋深五峰组—龙马溪组页岩储层微观结构特征与对比[J].石油实验地质,2020,42(3):378-386.
Liu Weixin, Lu Longfei, Wei Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Wufeng-Longmaxi shale gas reservoirs with different depth, southeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 378-386.
- [11] 潘仁芳,李笑天,金吉能,等.渝东南盆缘转换带常压页岩气储层非均质性特征及主控因素[J].天然气工业,2018,38(12):26-36.
Pan Renfang, Li Xiaotian, Jin Jineng, et al. Heterogeneity characteristics and controlling factors of normal-pressure shale gas reservoirs in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 26-36.
- [12] 张闯辉,朱炎铭,刘宇,等.不同成熟度页岩孔隙及其分形特征[J].断块油气田,2016,23(5):583-588.
Zhang Chuanghui, Zhu Yanming, Liu Yu, et al. Pore and fractal characteristics of shale in different maturity[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2016, 23(5): 583-588.
- [13] 陈居凯,朱炎铭,崔兆帮,等.川南龙马溪页岩孔隙结构综合表征及其分形特征[J].岩性油气藏,2018,30(1):55-62.
Zhu Yanming, Cui Zhaobang, Zhang Chuanghui, et al. Pore structure and fractal characteristics of Longmaxi shale in southern Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(1): 55-62.
- [14] 王濡岳,尹帅,龚大建,等.下寒武统页岩孔隙结构与分形特征[J].断块油气田,2018,25(5):589-592.
Wang Yunyue, Yin Shuai, Gong Dajian, et al. Pore structure and fractal characteristics of Lower Cambrian shales[J]. Fault-

(下转第80页)