

鄂尔多斯盆地东缘上古生界泥页岩储层定量表征

赵可英¹, 郭少斌¹, 刘新社², 赵会涛², 侯云东², 王怀厂²

1. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083

2. 中国石油长庆油田分公司, 西安 710018

摘要 页岩气主要以游离态和吸附态两种形式赋存在泥页岩中, 泥页岩中的微孔隙和微裂缝是页岩气的主要储集空间和渗流通道, 孔隙的发育程度关系到泥页岩中含气量的多少。结合场发射扫描电镜、氩离子抛光和核磁共振等技术, 对鄂尔多斯盆地东缘台头剖面上古生界泥页岩中微孔隙和微裂缝的形态进行分析, 并对微米级孔隙、纳米级孔隙、裂缝的大小和发育程度进行定量分析。分析认为: 台头剖面泥页岩中微米级孔隙孔径平均值分布范围为 1.32~5.58 μm , 平均面孔率分布范围为 19.48%~23.66%, 有机质纳米级孔隙平均孔径分布范围为 56.51~80.75 nm, 平均面孔率分布范围为 7.45%~9.66%, 裂缝百分数分布于 0.69%~5.13%, 有效孔隙度为 0.25%~1.33%, 占总孔隙的 16%~46%。综合分析认为台头剖面山西组泥页岩储层最佳, 山西组泥页岩埋深较浅, 微米级孔隙发育, 裂缝百分数和可动流体百分数分别为 2.18%、10.82%, 有效孔隙度均值为 0.76%, 占总孔隙的 16%~41%。

关键词 鄂尔多斯盆地东缘; 上古生界; 泥页岩; 微米级孔隙; 纳米级孔隙; 裂缝百分数

中图分类号 TE311

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.32.010

Quantitative Characterization of Shale Reservoir of Upper Paleozoic Shale in the Eastern Margin of Ordos Basin

ZHAO Keying¹, GUO Shaobin¹, LIU Xinshe², ZHAO Huitao², HOU Yundong², WANG Huaichang²

1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China

2. Changqing Oilfield Company, PetroChina Company Limited, Xi'an 710018, China

Abstract Shale gas exists in forms of free state and adsorption state in shale. Micro pore and micro fracture in shale are the main locations of the reservoir space and the drainage channels of the shale gas and the gas content is related to the pore fracture growth degree. So it is very important to study the micro pore and the micro fracture in the shale reservoir. In this paper, based on the results of the field emission scanning electron microscopy, the argon ion polishing and the nuclear magnetic resonance, the micro pore and micro crack morphologies in the Upper Paleozoic in the eastern margin of Ordos Basin are analyzed. The pore size and the development degree of the micro-scale pore, the nano-scale pore and the fracture are quantitatively analyzed. The comprehensive analysis shows that the main reservoir space of shale is the micropore and the microcrack with organic pore as revealed mainly by the argon ion polishing and the clay mineral micro pore as revealed mainly by the scanning electron microscope. The micron pore size is in the range of 1.32~5.58 μm and its average area percent of pore is in the range of 19.48%~23.66%. The average size of the organic micro pore is in the range of 56.51~80.75 nm and its average area percent of pore is in the range of 7.45%~9.66%. The percent of

收稿日期: 2014-08-03; 修回日期: 2014-09-01

基金项目: 国土资源部“全国油气资源战略选区调查与评价”专项(2009QYXQ15-07-05)

作者简介: 赵可英, 博士研究生, 研究方向为石油地质, 电子邮箱: zhaokayngdey@163.com

引用格式: 赵可英, 郭少斌, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地东缘上古生界泥页岩储层定量表征[J]. 科技导报, 2014, 32(32): 60-66.

crack is in the range of 0.69%~5.13%. Effective porosity is in the range of 0.25%~1.33%, which accounts for 16%~46% of total porosity. Comprehensive analysis reveals that the shale reservoir of Shanxi of Taitou is the best, because of the relatively low buried depth, the full development of micro-scale pore, the relatively high percentage of crack/micro crack of 56.51~80.75 nm and its average area percent in the range of 7.45%~9.66%. The proportions of the crack and the movable fluid are 2.18%, 10.82%, respectively, and the mean value of effective porosity is 0.76% amounting to 16%~41% of the total pore. The quantitative study of micro pore and micro crack provides a reliable basis for the further study of shale gas of Upper Paleozoic in this region.

Keywords east merging of Ordos Basin; Upper Paleozoic; shale; micron pore; nano-scale pore; percent of crack

页岩气是储集在富含有机质的泥页岩中的天然气,页岩气的赋存形式多样,主要以游离态和吸附态两种形式存在^[1],游离态的页岩气主要保存于岩石天然裂缝与粒间孔隙中^[2-3],吸附态的页岩气吸附于有机质颗粒、黏土矿物颗粒、干酪根颗粒及孔隙表面之上^[4]。泥页岩中的微孔隙、微裂缝是页岩气重要的储集空间和流通通道,孔隙发育程度直接关系到页岩气的储量大小^[1]。前人对泥页岩储层孔隙类型的分类上做了多种研究^[7,8],但对储层中不同孔隙发育程度的定量研究很少。本研究结合场发射扫描电镜、氩离子抛光和核磁共振等技术对微孔隙和微裂缝的形态进行分析,并对微米级孔隙、纳米级孔隙、裂缝的大小和发育程度进行定量研究。

1 孔隙微观特征

样品采自台头剖面上古生界本溪组和山西组的泥页岩,台头剖面位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带南部黄河以东台头镇内。由于剖面地处盆地边部,该区钻井资料较少,所

以台头剖面资料对研究盆地东缘泥页岩的特征非常关键。

氩离子抛光下的泥页岩主要存在微孔隙和微裂缝两种孔隙类型。微孔隙主要在有机质热演化过程中形成,存在于泥岩中富有机质的部位,形态主要以串珠状(图1(a))、蜂窝状(图1(b))或以筛子状分布(图1(c))。泥页岩中的微裂缝主要以泥岩收缩过程中沿矿物表面形成的微裂缝(图1(d))、有机质热演化收缩沿有机质表面形成的微裂缝(图1(d))、泥岩收缩形成的微裂缝(图1(e))和有机质热演化中在有机质内部形成的微裂缝(图1(f))4种形式存在。

扫描电镜下的泥页岩中也主要存在微孔隙和微裂缝两种储集空间。微孔隙主要是黏土矿物之间的微孔,部分呈蜂窝状(图2(a))或不规则状(图2(b))均匀分布,或不规则状大孔与微小孔呈杂乱分布(图2(c))。微裂缝主要形成于黏土矿物与石英颗粒之间(图2(d))、黏土矿物之间(图2(e)),也可以是页岩所特有的解理缝(图2(f))。

2 孔隙定量表征

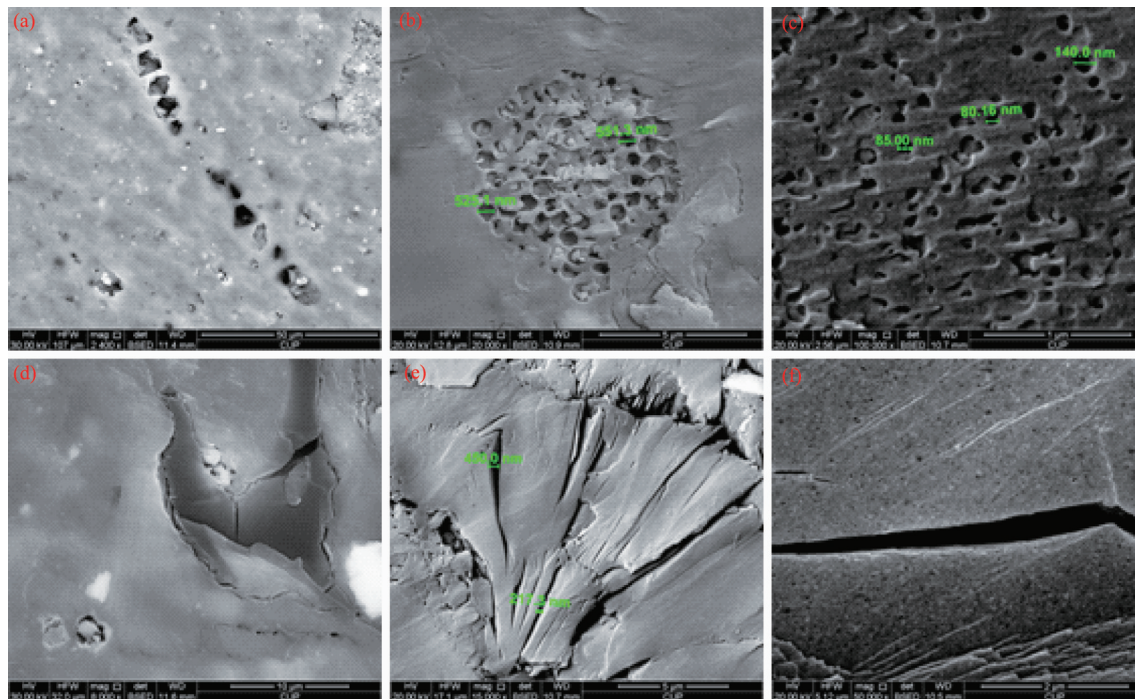


图1 台头剖面泥页岩样品氩离子抛光照片

Fig. 1 Argon ion polishing photos of shale samples from Taitou

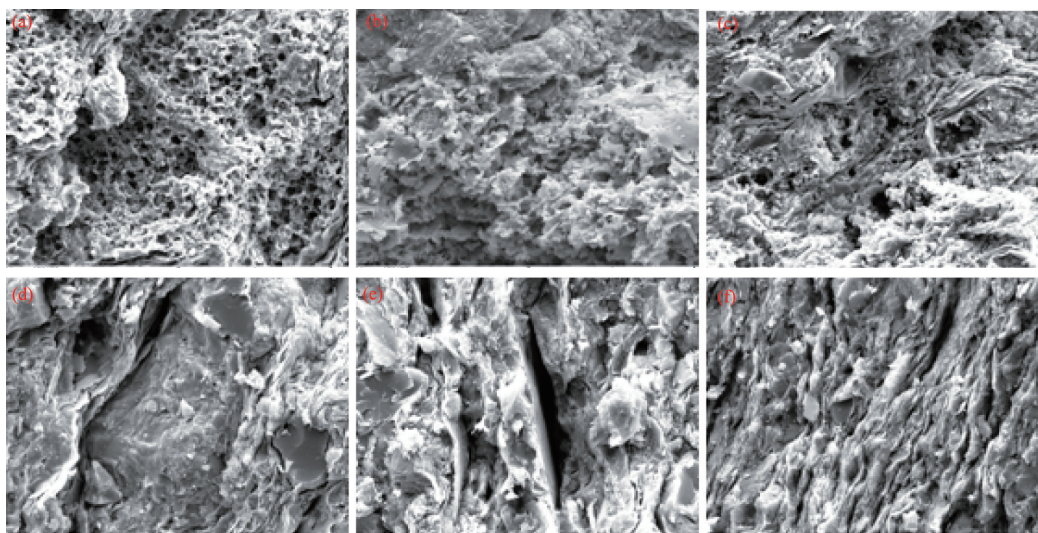


图2 台头剖面泥页岩样品扫描电镜照片

Fig. 2 Scanning electron microscopy images of shale samples from Taitou

目前页岩储层孔隙结构研究常用方法主要有核磁共振^[9-12]、CT扫描^[9]、扫描电镜(SEM)^[13]、压汞法^[14]和氮气吸附法^[14-16]等,氮气吸附法在泥页岩微孔和中孔分析方面有优势,能分别对泥页岩的微孔和中孔进行详细的描述,但对于泥页岩中的大孔分析存在不足;而压汞法受泥页岩孔径分布不均一性影响相对较小,能弥补氮气吸附法在大孔分析方面的不足,但是压汞法在样品制备过程中或者会破坏泥页岩的孔裂缝系统,或者会产生一些人为的裂缝,造成实验结果偏大。在研究页岩储层孔隙特征时单一方法并不能全面地展现页岩储层的储集空间特征,本文将扫描电镜、氩离子抛光与核磁共振测试技术结合,应用ImageJ2x软件对页岩气储层孔隙类型、页岩孔径大小、面孔率进行定量研究,在保存储层的“原位性”和“完整性”的基础上更加高效准确地对储层进行分析。

本研究的泥页岩样品采自鄂尔多斯盆地上古生界的本溪组、太原组和山西组,样品规格为20 cm×20 cm×10 cm,按国家标准将样品制成直径约2.5 cm的人造岩心样品用于各项实验分析。

2.1 实验和方法

核磁共振实验:实验前将样品放在70℃的干燥箱内干燥24 h,然后抽真空8 h,最后放入蒸馏水中饱和8 h,完成样品预处理。泥页岩样品的核磁共振实验步骤如下:1)所有的样品进行100%水饱和状态下的低磁场核磁共振实验;2)取出的样品放入离心泵中,在1.38 MPa的离心压力下高速离心1.5 h,使样品达到理想的束缚水状态;3)将离心后的样品再进行残余水状态下的低磁场核磁共振实验,通过两个系列的核磁共振实验,每个样品都获得了在100%饱和水状态下及在残余水状态下的 T_2 谱,用于孔隙研究。

泥页岩X射线CT扫描分析选用美国BIR公司生产的ACTIS-225FFiCT/DR/RTR微焦点X射线CT扫描仪。

泥页岩扫描电镜分析:主要用于验证核磁共振孔隙结构的测试结果。扫描电镜的最大优点是样品制备方法简单,只需将页岩切割成大小合适的尺寸,将其粘接在电镜的样品座上即可直接观察。

2.2 微米级孔隙、纳米级孔隙和裂缝的定量分析

通过扫描电镜(放大倍数1500~4000)图像识别并统计微米级孔隙(1 mm~1 μm)平均孔径和面孔率。扫描电镜可提供样品不同切面的孔隙发育特征照片,本研究共做了12个泥页岩样品的扫描电镜分析,以TT-21号样品扫描照片为例,应用ImageJ2x软件识别孔隙,并进行二值化处理,对面孔率进行统计(表1、图3)。表1中数据与图3的扫描电镜照片一一对应,图3中红色充填处表示泥页岩样品的孔隙,扫描电镜下识别的主要是微米级孔隙,红色区域占该照片的比例为该样品某个切面的微米级孔隙面孔率,不同切面面孔率的均值为该样品的平均面孔率。通过统计台头剖面微米级孔隙孔径平均值分布范围为1.32~5.58 μm,平均面孔率分布范围为19.48%~23.66%(表2)。

表1 TT-21号样品不同切面微米级孔隙孔径及面孔率统计
Table 1 Aperture and surface porosity of micron pore from sample TT-21

编号	最大孔径/μm	最小孔径/μm	平均孔径/μm	面孔率/%	平均面孔率/%
21-1	13.02	0.11	3.35	17.0	21.77
21-2	11.77	0.19	2.76	22.3	
21-3	14.75	0.16	3.74	18.8	
21-4	10.98	0.11	2.91	22.5	
21-5	14.79	0.14	3.99	26.1	
21-6	21.14	0.43	6.51	23.9	

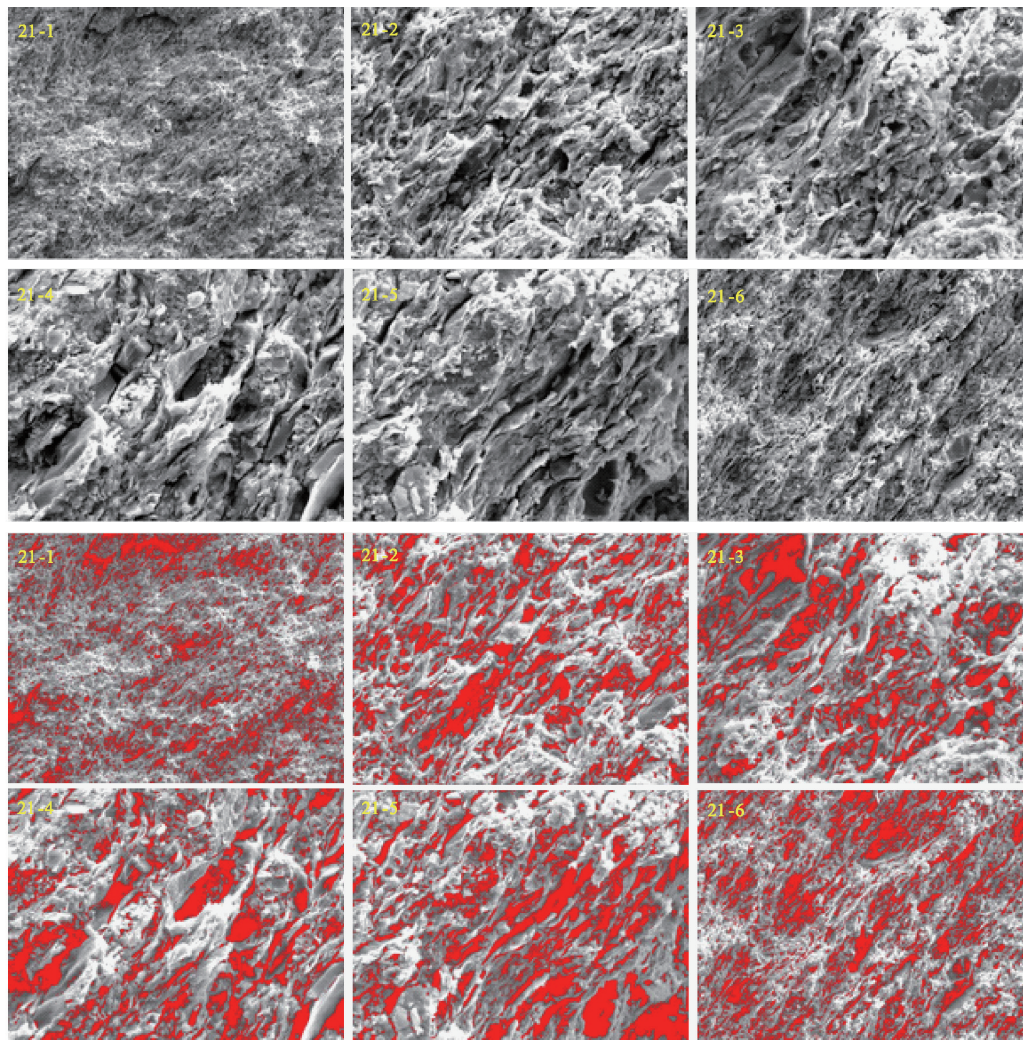


图3 TT-21号样品不同切面微米级孔隙孔径及面孔率统计

Fig. 3 Aperture and surface porosity of micron pore from sample TT-21

表2 乡宁台头镇剖面泥页岩储层参数

Table 2 Shale reservoir parameter table of Taitou

层位	微米级孔隙 孔径/ μm	微米级孔隙 面孔率/%	纳米级孔隙 孔径/nm	纳米级孔隙 面孔率/%	裂缝百分 数/%	可动流体百 分数/%	孔隙度/%	弛豫时间 阈值/ms	有效孔隙 度/%	占总孔隙 度比例/%
本溪 组	1.92~3.98 (2.79)	19.48~23.66 (21.62)	68.34~80.75 (73.80)	8.93~9.66 (9.28)	0.69~3.79 (1.86)	7.85~17.16 (10.71)	1.51~3.91 (3.09)	1.00~3.90 (2.83)	0.60~1.09 (0.79)	22.0~4.0 (29.0)
太原 组	1.32~5.58 (3.23)	19.64~32.22 (23.08)	56.51~66.95 (61.50)	7.45~8.98 (8.04)	1.11~1.49 (1.33)	5.61~14.02 (9.81)	1.95~2.30 (2.12)	1.20~1.90 (1.65)	0.41~1.06 (0.59)	18.0~46.0 (27.0)
山西 组	3.98	23.66	61.98~76.50 (69.40)	8.06~9.37 (8.53)	1.11~5.13 (2.18)	4.42~14.91 (10.82)	1.06~3.37 (2.47)	1.90~4.20 (3.10)	0.25~1.33 (0.76)	16.0~41.0 (29.0)
上古 生界	1.32~5.58 (3.03)	19.48~23.66 (22.55)	56.51~80.75 (67.95)	7.45~9.66 (8.61)	0.69~5.13 (1.80)	4.42~17.16 (10.44)	1.06~3.91 (2.45)	1.00~4.20 (2.53)	0.25~1.33 (0.72)	16.0~46.0 (28.5)

研究有机质纳米级孔隙($<1\ \mu\text{m}$)最好的方法是,在经过氩离子抛光的表面上进行非常高分辨率的场发射电子扫描显微成像(FESEM)^[17]。通过FESEM(放大倍数5000~30000)图像,可以识别并统计有机质纳米级孔隙的平均孔径和面孔率。为了与微米级孔隙做比较,同样以TT-21号样品部分图

像为例,应用ImageJ2x软件识别孔隙,并进行二值化处理,对有机质纳米级孔隙面孔率进行统计(表3、图4)。台头剖面有机质纳米级孔隙平均孔径分布范围为56.5~80.8 nm,平均面孔率分布于7.45%~9.66%(表2)。

表3 TT-21号样品不同切面有机质纳米级孔隙孔径及面孔率统计
Table 3 Aperture and surface porosity of nano-scale organic matter pore from sample TT-21

编号	最大孔径/nm	最小孔径/nm	平均孔径/nm	面孔率/%	平均面孔率/%
21-1	46.1	4.07	32.03	3.5	
21-2	378	2.86	151.71	9.8	8.96
21-3	43.66	5.02	22.79	13.6	

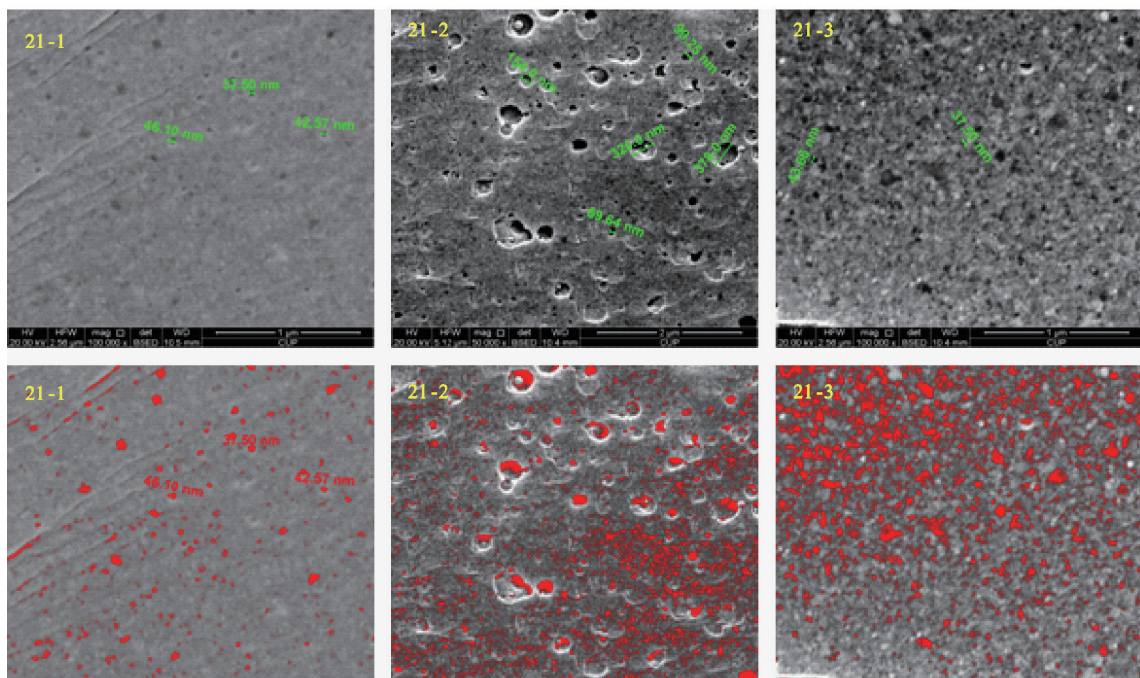


图4 TT-21号样品不同切面有机质纳米级孔隙孔径及面孔率统计
Fig. 4 Aperture and surface porosity of nano-scale organic matter pore from sample TT-21

核磁共振是通过研究孔隙流体在外加磁场作用下的振动特性来研究各种流体孔隙度,进而评价岩石孔隙结构^[9]。核磁共振提供裂缝百分数和可动流体百分数,裂缝百分数是单块样品中裂缝发育空间占岩石样品的比例,可动流体百分数是指饱含流体的样品在1.38 MPa压力下离心出来的流体量占该样品饱含流体时流体总量的百分数,分别反映泥页岩中裂缝的发育程度和泥页岩中孔隙的发育程度。台头剖面泥页岩样品中的裂缝百分数为0.69%~5.13%,平均为1.8%;可动流体百分数为4.42%~17.16%,平均为10.44%(表2)。山西组泥页岩中的裂缝更发育,裂缝发育程度比较均匀,裂缝百分数普遍在1.11%~2.37%之间;太原组裂缝百分数

1.11%~1.49%,裂缝发育均匀;本溪组不同泥页岩中裂缝百分数发育程度差距较大(表2)。

2.3 有效孔隙的定量分析

泥页岩的有效孔隙度是指泥页岩中有利于可动流体(包括气和水)流动的连通性孔隙的孔隙度^[18],其对页岩气的渗流极其重要,因此确定泥页岩的有效孔隙度的大小是评价泥页岩储层好坏的重要指标之一^[18]。许多常规方法在测量总孔隙度方面具有不可替代的作用,但是都存在一个共同的局限性,即比较难测得有效孔隙度。研究发现,低场核磁共振 T_2 谱分析技术可弥补以上不足,将常规方法与低场核磁共振方法结合可获得有效孔隙度。

通过核磁共振离心前后 T_2 谱的特征分析显示:台头剖面上古生界泥岩离心前 T_2 谱呈不对称双峰,且左右两峰之间不连通,左峰 T_2 弛豫时间为 0.1~10 ms,右峰 T_2 弛豫时间为 10~1000 ms,且左峰值明显高于右峰值;离心后右峰消失,左峰略有偏移。左峰的偏移和右峰的消失都是由于离心过程中岩样中的部分流体被离心出来导致的,这部分可动流体所占有的空间就是泥岩中的有效孔隙,因此可通过离心前后的两条曲线获得有效孔隙度,具体做法如下:先后对同一块样品在离心前和离心后两种状态下测定 T_2 谱,在离心前,即岩石在饱含水状态下,可获得一条弛豫幅度随弛豫时间变化的 T_2 谱;将不同时间点上的弛豫幅度做归一化处理后累加,可获得一条累计弛豫幅度随弛豫时间变化的累计 T_2 谱。离心后的 T_2 谱做同样处理,可获得弛豫幅度、累计弛豫幅度随弛豫时间变化的 T_2 谱。离心后 T_2 谱的最高幅度值标定为残余水孔隙度所占总孔隙度的百分比,离心前后 T_2 谱的最高幅度值之差即为有效孔隙度所占总孔隙度的百分比(图5)。

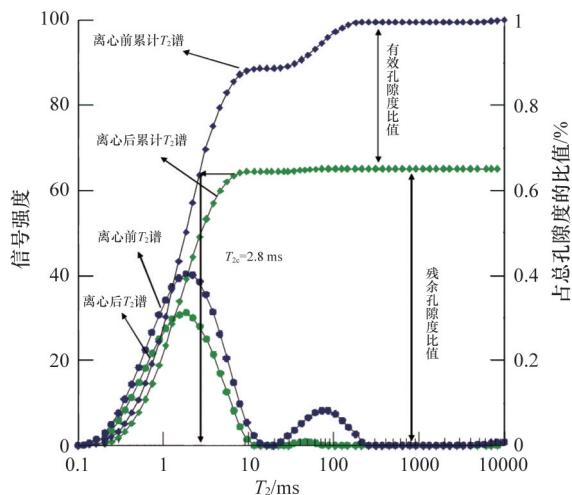


图5 残余、有效孔隙度及阈点值的分布

Fig. 5 Distribution of residual porosity, effective porosity and the threshold value

台头剖面的泥岩孔隙度在 1.06%~3.91% 之间,平均为 2.52%,有效孔隙度为 0.25%~1.33%,平均为 0.72%(表4),占总孔隙度的 16%~46%(表2),泥页岩中的平均有效孔隙度仅占总孔隙度的 28.5%;弛豫时间阈值是有效孔隙度和残余孔隙度的分界点,在一定程度上反映了样品有效孔隙度大小,可以用于辅助确定泥页岩中孔径分布结构。姚彦斌^[18]等提出了一种基于弛豫时间阈值 T_{2c} 计算不同弛豫时间 T_{2i} 值所对应的孔径 r_{ci} 方法: $r_{ci} = rT_{2i}/T_{2c}$,其中 r 表示弛豫时间阈值 T_{2c} 所对应的孔隙半径,为一常数。在孔隙度一定的情况下,弛豫时间阈值越小,不同弛豫时间 T_{2i} 值所对应的孔隙越大,有效孔隙度越大,孔隙间的联通性越好(表4)。

表4 乡宁台头镇剖面核磁共振相关数据

Table 4 Data of nuclear magnetic resonance of Taitou

编号	层位	弛豫时间/ ms	残余孔隙率/%	气测孔隙度/%	残余孔隙度/%	有效孔隙度/%
1	山西组	2.8	0.65	2.88	1.87	1.01
2	山西组	3.5	0.84	2.89	2.43	0.46
3	山西组	4.2	0.76	1.06	0.81	0.25
4	山西组	1.9	0.59	3.24	1.91	1.33
5	太原组	1.2	0.82	2.27	1.86	0.41
6	太原组	1.6	0.78	2.09	1.63	0.46
7	太原组	1.9	0.54	2.3	1.24	1.06
8	太原组	1.9	0.77	1.95	1.50	0.45
9	本溪组	3.5	0.78	3.29	2.57	0.72
10	本溪组	2.9	0.72	3.91	2.82	1.09
11	本溪组	3.9	0.73	2.86	2.09	0.77
12	本溪组	1.0	0.6	1.51	0.91	0.60

3 泥页岩储层对比

通过对台头剖面上古生界泥页岩样品中的纳米级孔隙、微米级孔隙、裂缝的大小和发育程度进行定量分析认为,山西组泥页岩中微米级孔隙孔径和面孔率最为发育,且随着埋深的增加微米级孔隙孔径和面孔率逐渐减小,微米级孔隙主要受到压实作用的影响,van Sickle 等^[19]对泥页岩地层的孔隙度-深度关系曲线研究表明,在埋深达到 2.5 km 时,孔隙度会低于 10%,即 50%~70% 的孔隙度或 83%~88% 的孔隙体积因成岩和压实作用而损失;有机质孔隙孔径和面孔率发育情况刚好与微米级孔隙孔径和面孔率相反,随着埋深的增大有机质孔隙孔径和面孔率增加,有机质颗粒内纳米级孔隙主要是由于液体或气体聚积生成气泡而成,其富集和形成与有机质的成熟生烃相关^[20],Jarvie^[21]研究发现如果页岩有机质质量分数为 7%,则体积分数为 14%,若这些有机质有 35% 发生转化,则会使岩石增加 4.9% 的孔隙空间;山西组泥页岩埋深最浅,微米级孔隙发育,裂缝百分数和可动流体百分数最大,有效孔隙度发育,综合认为储气条件以山西组的泥页岩储层最佳。

4 结论

1) 氩离子抛光和扫描电镜下均可见泥页岩中的储气空间主要有微孔隙和微裂缝,氩离子抛光下微孔隙以有机质孔隙为主,扫描电镜下则以粘土矿物微孔隙为主。

2) 对页岩的微米级孔隙和有机质纳米级孔隙进行了定

量表征,并对裂缝的发育程度进行了研究。台头剖面微米级孔隙孔径平均值分布范围为1.32~5.58 μm ,平均面孔率分布范围为19.48%~23.66%;有机质纳米级孔隙平均孔径分布范围为56.51~80.75 nm,平均面孔率分布于7.45%~9.66%;裂缝百分数为0.69%~5.13%。

3) 通过核磁共振对泥页岩中的有效孔隙度进行分析,有效孔隙度在0.25%~1.33%,占总孔隙的16%~46%。

多项参数分析认为台头剖面以山西组泥页岩储层最佳,山西组泥页岩埋深较浅,微米级孔隙发育,裂缝百分数和可动流体百分数分别为2.18%、10.82%,占总孔隙度的28.5%。

参考文献 (References)

- [1] 焦淑静, 韩辉, 翁庆萍, 等. 页岩孔隙结构扫描电镜分析方法研究[J]. 电子显微学报, 2012, 31(5): 432-436.
Jiao Shujing, Han Hui, Weng Qingping, et al. Scanning electron microscope analysis of porosity in shale[J]. Journal of Chinese Electron Microscopy Society, 2012, 31(5): 432-436.
- [2] Curtis J B. Fractured shale gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 11 (86): 1921-1938.
- [3] Ross D J K. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, northeastern British Columbia, Canada[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2007, 55(1): 51-75.
- [4] 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 225-230.
Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31 (2): 225-230.
- [5] 吉利明, 邱军利, 夏燕青, 等. 常见粘土矿物电镜扫描微孔隙特征与甲烷吸附性[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 249-256.
Ji Liming, Qiu Junli, Xia Yanqing, et al. Micro-pore characteristics and methane adsorption properties of common clay minerals by electron microscope scanning[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225-230.
- [6] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 136-140.
Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 136-140.
- [7] 应凤祥, 杨式升, 张敏, 等. 激光扫描共聚焦显微镜研究储层孔隙结构[J]. 沉积学报, 2002, 20(1): 75-79.
Ying Fengxiang, Yang Shisheng, Zhang Min, et al. Application of laser scanning confocal microscope to the measurement of pore texture in reservoirs[J]. Acta Sedimen Tologica Sinica, 2002, 20(1): 75-79.
- [8] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857-1864.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [9] 陈杰, 周改英, 赵喜亮, 等. 储层岩石孔隙结构特征研究方法综述[J]. 特种油气藏, 2005, 12(4): 11-14.
Chen Jie, Zhou Gaiying, Zhao Xiliang, et al. Overview of study methods of reservoir rock pore structure[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2005, 12(4): 11-14.
- [10] 王为民, 叶朝辉, 郭和坤. 陆相储层岩石核磁共振物理特征的实验研究[J]. 波谱学杂志, 2001, 18(2): 113-121.
Wang Weiming, Ye Chaohui, Guo Hekun. Experimental studies of NMR properties of continental sedimentary rocks[J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2001, 18(2): 113-121.
- [11] 肖立志. 核磁共振成像测井与岩石核磁共振及其应用[M]. 北京: 科学出版社, 1998.
Xiao Lizhi. Nuclear magnetic resonance imaging logging and rockmagnetic resonance and its application[M]. Beijing: Science Press, 1998.
- [12] 孙军昌, 陈静平, 杨正明, 等. 页岩储层岩芯核磁共振响应特征实验研究[J]. 科技导报, 2012, 30(14): 25-30.
Sun Junchang, Chen Jingping, Yang Zhengming, et al. Experimental study of the NMR characteristics of shale reservoir rock[J]. Science & Technology Review, 2012, 30(14): 25-30.
- [13] 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 301-303.
Yang Feng, Ning Zhengfu, Hu Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 301-303.
- [14] 钟太贤, 王红岩, 刘洪林. 中国南方海相页岩孔隙结构特征[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 1-4.
Zhong Taixian, Wang Hongyan, Liu Honglin. Characteristics of pore structure of marine shales in south China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 1-4.
- [15] 胡容泽. 粉末颗粒和孔隙的测量[M]. 北京: 冶金工业出版社, 1982.
Hu Rongze. Measurement of powder particles and pores[M]. Beijing: Metallurgical Industry Press, 1982.
- [16] 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): 1319-1322.
Cui Jingwei, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. New advances in shale porosity research[J]. Advances in Earth Science, 2012, 27(12): 1319-1322.
- [17] 李武广, 杨胜来, 徐晶, 等. 考虑地层温度和压力的页岩吸附气含量计算新模型[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 791-796.
Li Wuguang, Yang Shenglai, Xu Jing, et al. A new model for shale adsorptive gas amount under a certain geological conditions of temperature and pressure[J]. Natural Gas Geosciences, 2012, 23(4): 791-796.
- [18] 姚艳斌, 刘大锰, 蔡益栋, 等. 基于NMR和X-CT的煤的孔裂隙精细定量表征[J]. 中国科学: 地球科学, 2010, 40(11): 1598-1607.
Yao Yanbin, Liu Dameng, Cai Yidong, et al. Advanced characterization of pores and fractures in coals by nuclear magnetic resonance and X-ray computed tomography[J]. Scientia Sinica Terrae, 2010, 40(11): 1598-1607.
- [19] van Sickle W A, Kominz M A, Miller K G. Late Cretaceous and Cenozoic sea level estimates: Backstripping analysis of borehole data, onshore New Jersey[J]. Basin Research, 2004, 16(4): 451-465.
- [20] 梁超, 姜在兴, 杨德婷, 等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩岩相及储集空间特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 691-697.
Liang Chao, Jiang Zaixing, Yang Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng-Longmaxi formation, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39 (6): 691-697.
- [21] Jarvie D M. Shale gas: Making gas and oil from shale resource systems [R]. Dallas, TX, USA: Dallas Geological Society, 2010.

(责任编辑 刘志远)