

致密砂岩储层物性及非均质性特征 ——以四川盆地中部广安地区上三叠统须家河组六段为例

岳亮^{1,2}, 孟庆强³, 刘自亮^{2,4}, 杨威⁵, 金惠⁵, 沈芳^{2,4}, 张军建⁶, 刘四兵²

(1. 江苏建筑职业技术学院, 江苏 徐州 221116; 2. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 成都理工大学 能源学院, 四川 成都 610059; 5. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 6. 山东科技大学 地球科学与工程学院, 山东 青岛 266590)

摘要:中国西南地区四川盆地上三叠统须家河组碎屑岩地层为典型的非常规致密砂岩储集层,迄今已探明天然气储量已达万亿立方米,其中四川盆地中部广安地区须家河组六段(须六段)具有较大的勘探开发潜力。以须六段气藏段致密砂岩为研究对象,通过镜下薄片、物性和压汞等测试,结合分形理论研究,系统分析了其孔隙结构、物性特征和储层非均质性。结果表明:须六段砂岩储集层可明显划分为3类。Ⅰ类储层(平均孔隙度12.27%,平均渗透系数 $6.0376 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)以大孔或中孔为主,分形维数范围为2.42~2.59;Ⅱ类储层(平均孔隙度9.26%,平均渗透系数 $1.1523 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)以中孔为主,小孔为次,大孔发育差,分形维数范围为2.47~2.56;Ⅲ类储层(平均孔隙度5.20%,平均渗透系数 $0.3517 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)以小孔或中孔为主,大孔发育差或不发育,分形维数范围为2.45~2.81。孔隙类型的差异分布导致各类储层非均质性变化明显,主要表现为Ⅲ类储层非均质性强于Ⅰ类储层。相关性分析表明物性条件耦合于储层非均质性,且存在关键临界值,分形维数范围在2.45~2.60时,孔隙度与分形维数为正相关关系,渗透系数与分形维数的关系无明显规律;而分形维数大于2.60时,孔隙度与分形维数为负相关关系,渗透系数与分形维数为斜率接近0的线性关系。基于致密砂岩储层物性条件与分形特征的定量研究,探讨非常规天然气优质储层的评价标准,对指导中国非常规储层的勘探与开发研究具有重要理论与现实意义。

关键词:分形维数;物性条件;储集层;须家河组;广安地区;四川盆地

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Physical property and heterogeneity of tight sandstone reservoirs: A case of the Upper Triassic 6th member of Xujiahe Formation, Guang'an, central Sichuan Basin

Yue Liang^{1,2}, Meng Qingqiang³, Liu Ziliang^{2,4}, Yang Wei⁵, Jin Hui⁵, Shen Fang^{2,4}, Zhang Junjian⁶, Liu Sibing²

(1. Jiangsu Vocational Institute of Architectural Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 4. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 5. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 6. College of Earth Science and Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao, Shandong 266590, China)

Abstract: Unconventional tight sandstone reservoirs with proven natural gas reserves up to trillion cubic meters are typical of the Upper Triassic Xujiahe Formation of clastic rocks in the Sichuan Basin of southwestern China. The 6th member of Xujiahe Formation (Xu 6 Member) in Guang'an area, central Sichuan Basin, contains gas reservoirs with great exploration and development potential. In this study, thin section observation, physical property measurements, mercury intrusion tests and fractal theory were integrated to analyze a suite of the Xu 6 Member tight gas sandstone samples in terms of pore structure, physical property and reservoir heterogeneity. The results show that the sandstone reservoirs studied can be classified into three types. That is, Type I reservoir (with an average porosity of 12.27 % and

收稿日期:2021-01-06;修订日期:2022-03-03。

第一作者简介:岳亮(1986—),男,博士、讲师,沉积学与储层地质学。E-mail: qzyueliang@163.com。

通讯作者简介:刘自亮(1978—),男,博士、副教授,沉积学与石油地质学。E-mail: bugliu2001@163.com。

基金项目:国家重点研发计划深地资源开采专项(2018YFC0604201);油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学)开放基金项目(PLC201901013);徐州市基础 Research 计划面上项目(KC21034);江苏省高等学校自然科学研究重大项目(21KJB170018)。

average permeability ratio of $6.0376 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) is dominated by macro- or meso-scale pores, and its fractal dimension varies between 2.42 and 2.59. Type II reservoir (with an average porosity of 9.26 % and average permeability ratio of $1.1523 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) is dominated by meso-scale pores, followed by micro-scale pores, with macro-scale pores poorly developed; and its fractal dimension ranges from 2.47 to 2.56. Type III reservoir (with an average porosity of 5.20 % and average permeability ratio of $0.3517 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) is dominated by micro- or meso-scale pores, together with poorly developed or undeveloped macro-scale pores; and its fractal dimension varies between 2.45 and 2.81. The different distribution of pore types leads to obvious changes in the heterogeneity of various types of reservoirs, which mainly shows that the heterogeneity of Type III reservoir is stronger than that of Type I reservoir. Differential distribution of pore types is directly related to reservoir heterogeneity, as manifested by stronger heterogeneity of Type III reservoir compared with Type II. Correlation analysis reveals that differential pore types are coupled with reservoir heterogeneity, and there is a critical value. When the fractal dimension ranges between 2.45 and 2.60, the porosity and fractal dimension are in positive correlation, and the variation of permeability is irregular; when the parameter is greater than 2.60, there is a negative correlation between porosity and fractal dimension, and permeability is in linear relationship with fractal dimension with a slope close to 0. In all, the quantitative study on physical properties and fractal characteristics of tight sandstone reservoirs, is of great theoretical and practical significance to discussing the evaluation criteria of unconventional high-quality natural gas reservoirs, and guiding the exploration and development of unconventional reservoirs in China.

Key words: fractal dimension, physical property, reservoir, Xujiahe Formation, Guang'an area, Sichuan Basin

引用格式:岳亮,孟庆强,刘自亮,等.致密砂岩储层物性及非均质性特征——以四川盆地中部广安地区上三叠统须家河组六段为例[J].石油与天然气地质,2022,43(3):597-609. DOI:10.11743/ogg20220309.

Yue Liang, Meng Qingqiang, Liu Ziliang, et al. Physical property and heterogeneity of tight sandstone reservoirs: A case of the Upper Triassic 6th member of Xujiahe Formation, Guang'an, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 597-609. DOI: 10.11743/ogg20220309.

非常规天然气的开发极大地改变了世界能源供给格局,但目前仍处于发展的初步阶段^[1-5]。四川盆地中部地区(川中地区)须家河组非常规天然气是发育于煤系地层的连续气藏^[6]。该储层表现出低孔、低渗的岩石学特征,具有“大面积、低丰度、局部富集”的分布特点^[7-8]。以岩性圈闭为主,低孔、低渗的非均质性连续砂体成藏机理复杂,成岩圈闭形态和界限通常较模糊,且成岩圈闭动态平衡,导致预测难度很大^[7]。通过对须家河组沉积相特征及变化^[9]、矿物成分及次生变化^[10-11]、孔隙类型及分布^[12-14]和成岩阶段划分^[15-16]等方面的研究,学者们深入探讨了沉积环境与成岩作用^[17]、成岩演化过程^[18]、气-水分布与物性特征^[19-20],以及不同压力梯度下气体渗流效应^[21]等方面对致密气储集与开采的影响。在压实作用的主导机制下^[22],埋藏深度的增加会导致孔隙度降低^[23-25],同时也会产生显著的矿物化学反应^[26-27],继而增加储层物性条件研究的复杂程度。致密砂岩的气藏圈闭实质上是物性遮挡,所以物性条件是评价储集有效性和成藏可能性的一个关键指标。而物性条件直接或间接表征着储层的微观空间,也就是说非常规储层的性质受控于孔隙结构。

应用于孔隙结构定量研究的方法主要有扫描电镜、透射电镜、微观断层CT扫描、中子小角散射和分子吸附等^[28]。但由于检测设备的自身限制和岩石的非均质性特点,单一的分析方法及局限的观察尺度无法全面反映储层的整体特征,不同的技术手段会推导出不同的评价结果^[29]。自分形理论建立以来,被广泛应用于表征岩石微观孔隙结构^[30]。基于压汞试验数据的致密砂岩分形理论研究^[31],能够精细且定量描述致密砂岩孔隙结构的复杂程度,从而对致密气藏“甜点区”的确定及评价有着重要指导意义^[32-34]。针对四川盆地须家河组非常规储集体的分形特征研究,前人多偏重于泥页岩储集层^[35-36],而较少关注致密砂岩储集层。

川中地区广安气田上三叠统须家河组六段(须六段)是典型的岩性气藏,具有良好的工业产能,目前已探明天然气储量为 $788 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[37]。本文利用压汞测试、镜下观察、岩样统计和分形理论等手段对广安气田101井须六段的致密砂岩进行评价,继而研究储集体物性、孔隙结构与分形维数的定量关系,对孔隙结构控制下的储层进行了分类评价,描述并讨论优质致密砂岩储层的一般物性特征,以期对该区及该类型的致密气勘探与开发提供地质依据。

1 地质背景

广安地区位于四川盆地中东部,历经加里东期、海西期、印支期、燕山期及喜马拉雅期等多次构造运动。该区在早-中三叠世为碳酸盐沉积为主的海相环境,之后晚三叠世-古近纪转变为砂泥质沉积为主的陆相沉积环境^[38-40]。广安构造位于川中古隆中斜平缓构造带东部,广安气田位于广安构造背斜东部(图1a)。

川中地区上三叠统须家河组可分为6段,其中一段、三段和五段为湖沼相沉积,主要以黑色页岩和粉砂岩为主;而二段、四段和六段为三角洲平原-三角洲前缘沉积(图1b),主要以长石岩屑砂岩、岩屑砂岩和长石砂岩为主^[40-43]。也有学者认为须家河组为湖控三角洲沉积^[44]。广安地区须六段为辫状河三角洲-湖泊沉积,以中-粗粒长石岩屑砂岩和岩屑砂岩为主,其间夹薄层页岩、含植物碎屑砂岩,粉砂岩和煤线。须六段顶部为湖沼相泥夹煤沉积,假整合于上覆的下侏罗统自流井组石英粉砂岩之下。

2 方法及分形维数计算

2.1 样品来源及方法

本文以广安气田101井为研究对象,取气藏段(深

度2 025~2 095 m)的54个砂岩岩样(图2),进行薄片观察、物性分析和压汞测试,并基于压汞数据进行砂岩孔隙分形特征研究。砂岩样品被制为直径2.5 cm的柱塞,烘干2 h后,使用AutoPore IV全自动压汞仪进行压汞试验,测量孔隙范围为0.003~1 000.000 μm。

2.2 分形维数计算

分形理论可以有效应用于结构复杂、具有自相似性的不规则形体。目前,分形理论已广泛应用于描述储层特征。分形维数 D 的值一般介于2~3, $D=2$ 代表均质孔隙结构,而 $D=3$ 代表强非均质孔隙结构。本文应用压汞曲线计算致密储层的分形维数 D ,其计算公式的推导如下所示^[45]:

$$N(>r) = \int_r^{r_m} P(r) dr = ar^D \quad (1)$$

式中: r 为孔隙半径,μm; $N(>r)$ 为孔隙半径大于 r 的孔隙数量,无量纲; r_m 为最大孔隙半径,μm; $P(r)$ 为孔隙半径的密度分布函数; a 为常数,无量纲, $a=1$ 代表管状孔隙, $a=4\pi/3$ 代表球状孔隙; D 为分形维数,无量纲。

对公式(1)求导,可得:

$$P(r) = \frac{dN(>r)}{dr} = a'r^{-D-1} \quad (2)$$

式中: a' 为常数,无量纲, $a'=-Da$ 。

公式(2)转化为公式(3),可获得半径小于 r 的孔隙总体积 $V(<r)$,cm³:

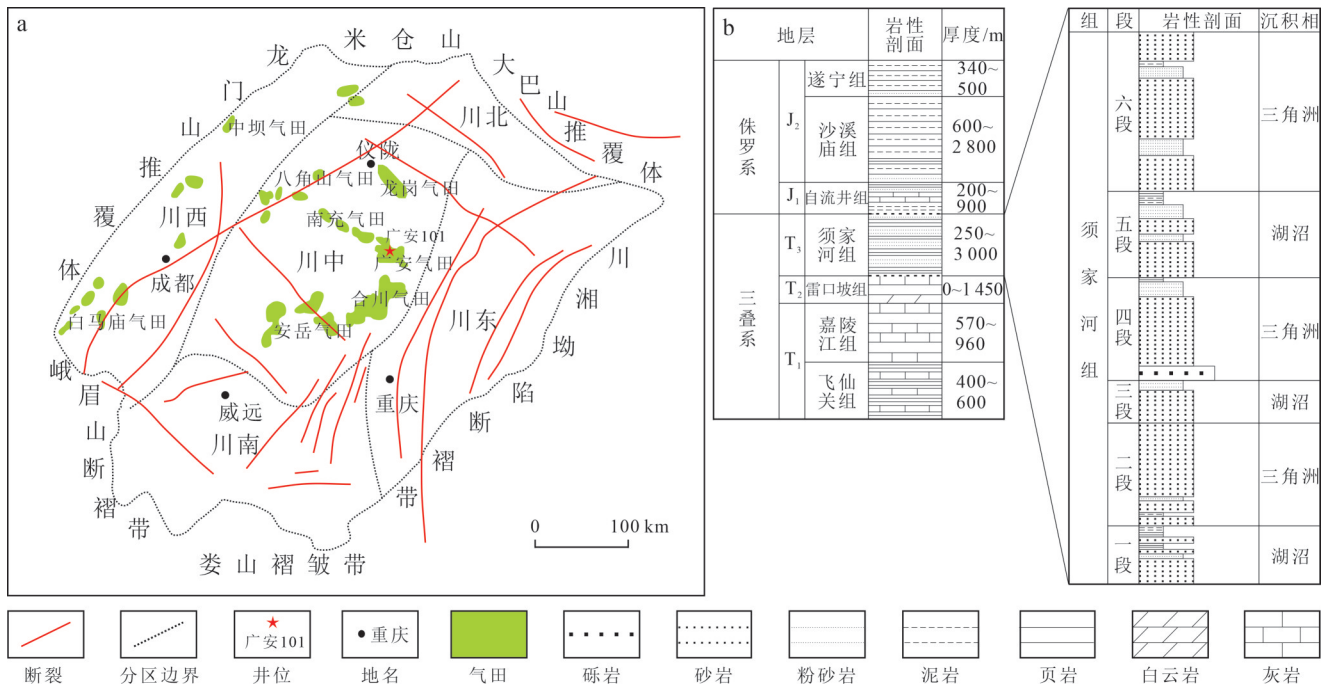


图1 四川盆地气田分布(a)和三叠系须家河组综合柱状图(b)

Fig. 1 Gas field distribution in the Sichuan Basin (a), and composite columnar section of the Triassic Xujiahe Formation (b) therein

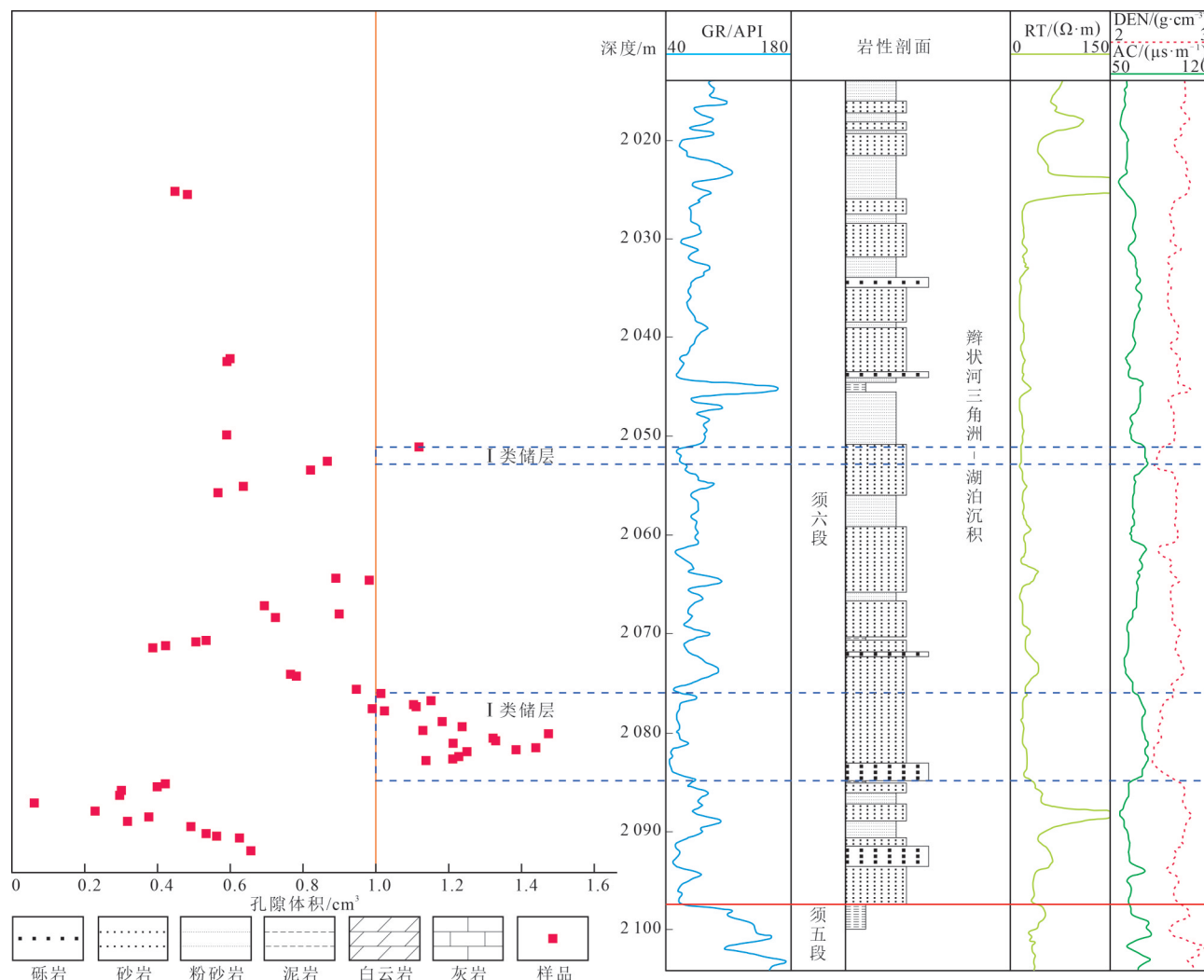


图2 四川盆地中部广安地区广安101井地层综合柱状图

Fig. 2 Composite stratigraphic column of Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

$$V(<r) = \int_{r_s}^r P(r) ar^3 dr = a''(r^{3-D} - r_s^{3-D}) \quad (3)$$

式中: a'' 为常数,无量纲, $a'' = a'(3-D)$; r_s 为最小孔隙半径, μm 。

致密砂岩储层的总孔隙体积 $V(\text{cm}^3)$ 可用公式(4)表示:

$$V = a''(r_m^{3-D} - r_s^{3-D}) \quad (4)$$

通过公式(3)与公式(4)向公式(5)转化,可获得半径小于 r 的孔隙累积孔体积占比:

$$f = \frac{V(<r)}{V} = \frac{r^{3-D} - r_s^{3-D}}{r_m^{3-D} - r_s^{3-D}} \quad (5)$$

式中: f 为半径小于 r 的孔隙累积孔体积占比,无量纲。

假设致密砂岩中最小孔隙半径 r_s 远小于最大孔隙半径 r_m ,即可将公式(5)进行简化,

$$f = \left(\frac{r}{r_m}\right)^{3-D} \quad (6)$$

应用杨氏-拉普拉斯方程,可以表征毛细管压力与孔隙半径之间的数学关系:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (7)$$

式中: p_c 为毛细管压力,MPa; θ 为润湿角, ($^\circ$); σ 为空气与汞之间的表面张力, N/m。

假设润湿角不受孔径大小的影响,则公式(7)可转化为:

$$S = \left(\frac{p_c}{p_s}\right)^{D-3} \quad (8)$$

式中: S 为润湿相饱和度,%;对于高压压汞试验, $S = 1 - S_{\text{Hg}}$, (S_{Hg} 为进汞饱和度, %); p_s 为进汞压力,MPa。

对公式(8)取对数,则公式(8)可转化为公式(9),即基于毛细管曲线的分形维数计算公式,

$$\lg(1 - S_{\text{Hg}}) = (D-3)\lg p_c - (D-3)\lg p_s \quad (9)$$

3 结果

3.1 岩石学特征

薄片统计显示,须六段主要由长石岩屑砂岩和岩屑砂岩组成(图3,图4)。石英含量为48.00%~73.00%,平均63.50%;石英磨圆度差,可见次生加大。长石含量为16.00%~68.00%,平均24.30%。岩屑类型以变质岩岩屑为主,次为沉积岩岩屑和火山岩岩屑,平均含量分别为12.23%,6.90%和6.39%。杂基含量为0~33.00%,平均6.53%,主要由绿泥石、伊利石、高岭石和有机质组成(图4g)。砂岩的胶结物类型主要为碳酸盐胶结物和硅质胶结物,其次为绿泥石胶结物(图4d,f);支撑类型以颗粒支撑为主,偶见杂基支撑。颗粒磨圆度为次棱角状-次圆状,分选中等-差。

3.2 孔隙类型及分布特征

薄片鉴定结果表明,广安地区须六段储层的孔隙类型主要有原生粒间孔、粒间溶孔、杂基内溶孔、粒内溶孔及铸模孔等(图4a—c)。其中,优质储层主要由发育原生粒间孔和粒内溶孔的长石岩屑砂岩组成,而孔隙度低的较差储层以富杂基岩屑砂岩为主。须六段优质储层常发育长石溶蚀形成的粒内溶孔,且部分粒内溶孔与原生粒间孔相互连通而形成较大的孔隙。

在压汞实验中,致密砂岩的孔隙一般为纳米级,其孔喉半径小于 $2.0\text{ }\mu\text{m}$ ^[46-47]。根据须六段气藏段54个样品的压汞数据和孔喉半径分布曲线,可识别出孔

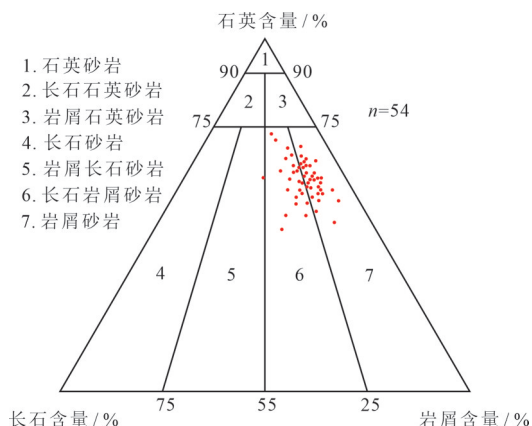


图3 四川盆地中部广安地区广安101井岩石成分三角图
Fig. 3 Ternary diagram showing compositions of sandstone core samples from Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

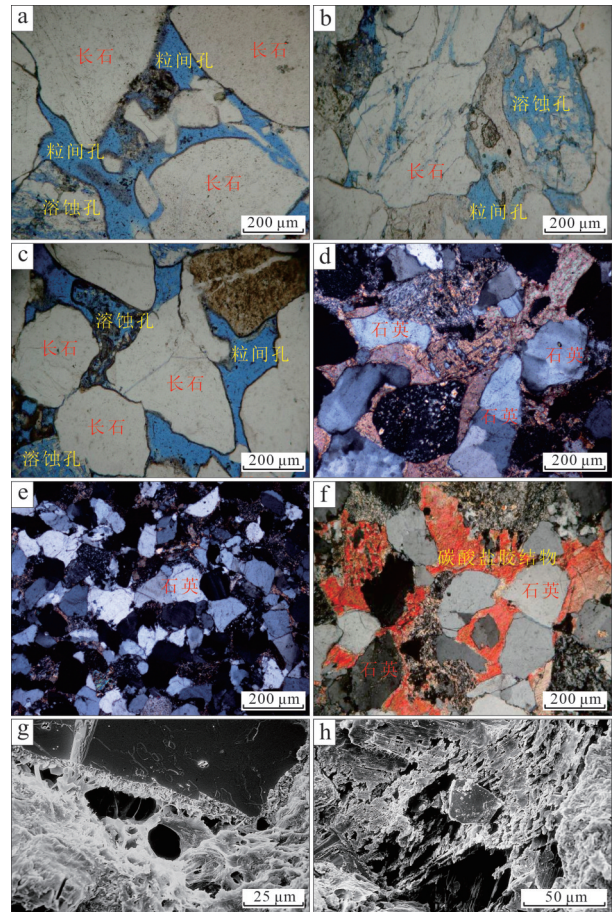


图4 四川盆地中部广安地区广安101井须六段砂岩镜下微观特征

Fig. 4 Microscopic characteristics of sandstones from the Xu 6 Member in Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

a—c. 长石岩屑砂岩,可见原生粒间孔和长石溶蚀孔,埋深分别为2 052.65,2 076.20和2 080.15 m,单偏光;d,e. 岩屑砂岩,颗粒支撑和基质支撑,可见石英次生加大,孔隙发育较差,埋深分别为2 020.58和2 030.40 m,正交偏光;f. 岩屑砂岩,可见碳酸盐胶结物充填,孔隙发育较差,埋深2 053.25 m,正交偏光;g. 伊利石充填粒间孔,发育绿泥石膜,孔隙较发育,埋深2 022.35 m,扫描电镜;h. 长石颗粒溶蚀现象,形成的粒内孔隙发育,埋深2 041.25 m,扫描电镜

喉半径大于 $1.0\text{ }\mu\text{m}$ 的大孔, $0.1\sim 1.0\text{ }\mu\text{m}$ 的中孔和小于 $0.1\text{ }\mu\text{m}$ 的小孔,并可计算孔喉半径-体积分布(图5;表1)。大孔隙的占比范围为0~59.50%,平均值为17.71%;中孔隙的占比范围为16.15%~53.09%,平均为37.68%;小孔隙的占比范围为22.06%~83.85%,平均为44.60%。

依据不同孔喉半径的优势分布,样品可以分为3类:大孔为主的砂岩,其孔喉半径曲线为双峰分布,最大峰值出现在 $1.000\sim 10.000\text{ }\mu\text{m}$,最大孔喉半径接近 $10.000\text{ }\mu\text{m}$ (图5a);中孔为主的砂岩,其孔喉半径曲线同样为双峰分布,最大峰值出现在 $0.100\sim 1.000\text{ }\mu\text{m}$

(图5b);小孔为主的砂岩,其孔喉半径曲线主要分布在 $0.001 \sim 0.100 \mu\text{m}$,无明显峰值,最大孔喉半径不超过 $1.000 \mu\text{m}$ (图5c)。此外,岩石样品的最大进汞饱和

度差别较大,范围为 $55.66\% \sim 98.43\%$,平均值为 89.69% 。退汞效率为 $7.39\% \sim 54.77\%$,平均值为 32.79% (表1)。

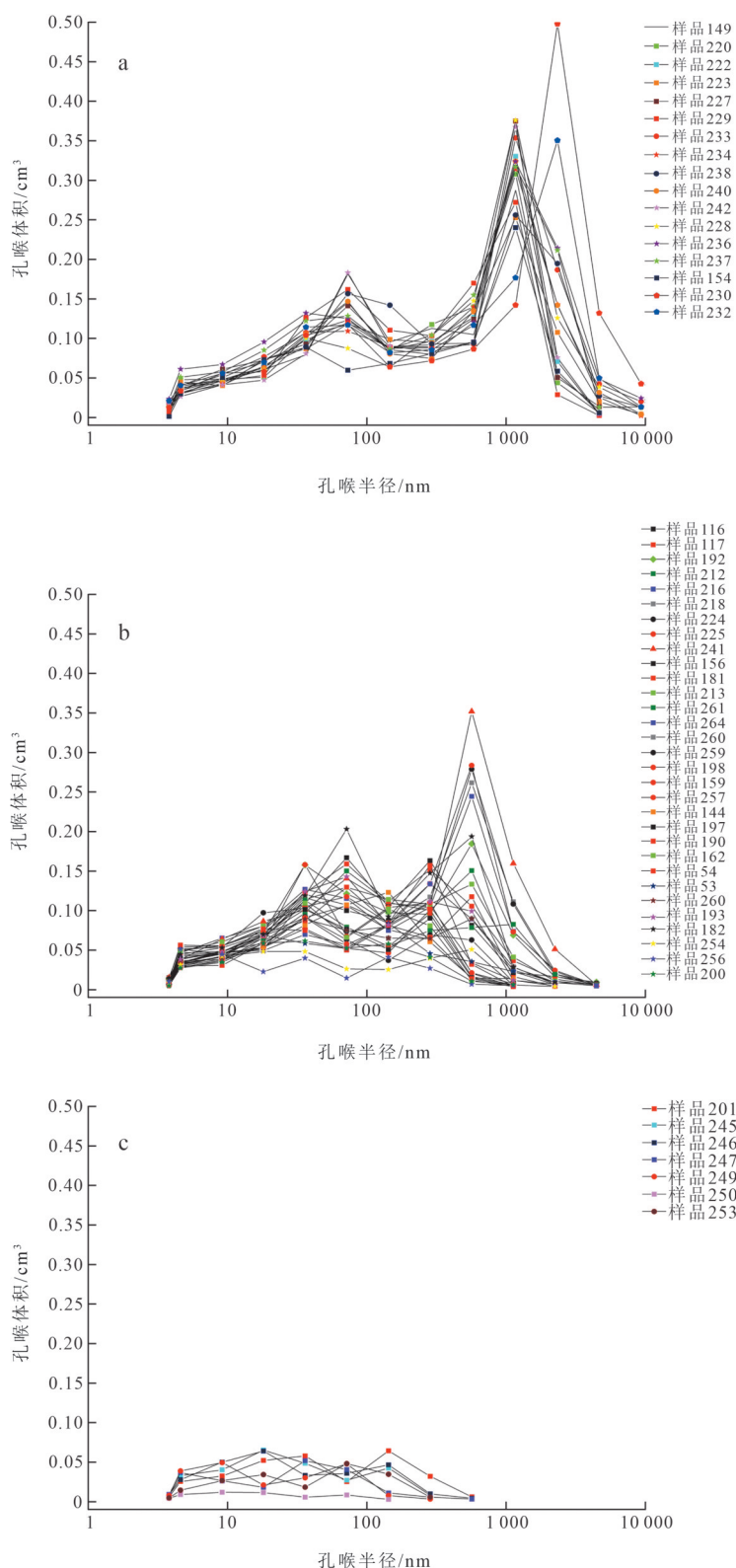


图5 四川盆地中部广安地区广安101井储层砂岩孔喉半径-体积相关性

Fig. 5 Cross plots of throat radius vs. pore volume of sandstone reservoirs in Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

a. 大孔; b. 中孔; c. 小孔

表1 四川盆地中部广安地区广安101井须六段气藏段砂岩物性特征及分形维数

Table 1 Physical properties and fractal dimensions of the Xu 6 Member sandstone in Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

储层类型	样品数量/个	最大进汞饱和度/%	退汞效率/%	大孔隙占比/%	中孔隙占比/%	小孔隙占比/%	孔隙度占比/%	渗透系数/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	分形维数
I类	20	$\frac{94.85 \sim 98.43}{97.51}$	$\frac{41.94 \sim 54.77}{46.16}$	$\frac{15.67 \sim 59.50}{39.09}$	$\frac{18.44 \sim 51.12}{32.27}$	$\frac{22.06 \sim 34.66}{28.64}$	$\frac{10.05 \sim 15.16}{12.27}$	$\frac{1.0295 \sim 19.3679}{6.0376}$	$\frac{2.42 \sim 2.59}{2.52}$
II类	7	$\frac{91.27 \sim 97.75}{95.97}$	$\frac{40.98 \sim 52.58}{45.92}$	$\frac{1.23 \sim 19.63}{10.41}$	$\frac{44.56 \sim 52.14}{48.56}$	$\frac{34.38 \sim 47.45}{41.03}$	$\frac{8.07 \sim 9.93}{9.26}$	$\frac{0.1479 \sim 1.8335}{1.1523}$	$\frac{2.47 \sim 2.56}{2.51}$
III类	27	$\frac{55.66 \sim 97.86}{82.27}$	$\frac{7.39 \sim 52.68}{36.19}$	$\frac{0 \sim 18.75}{3.78}$	$\frac{16.15 \sim 53.09}{38.88}$	$\frac{38.11 \sim 83.85}{57.35}$	$\frac{0.66 \sim 7.83}{5.20}$	$\frac{0.0394 \sim 1.0919}{0.3517}$	$\frac{2.45 \sim 2.81}{2.64}$

注:表中数据为 $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ 。

3.3 储层类型

依据压汞曲线和孔喉半径的分布特征,广安地区的致密砂岩储层可分为3种类型(图6;表1)。

I类优质储层砂岩的孔隙度大于10.00%且渗透系数大于 $0.5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。大孔隙或中孔隙多由原生粒间孔和粒内溶孔组成(图4),平均最大进汞饱和度为97.51%,平均退汞效率为46.16%(图6a₁;表1)。具有好的物性条件,其平均孔隙度为12.27%,平均渗透系数为 $6.0376 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。主要岩石类型为中-粗粒长石岩屑砂岩和含砾砂岩,常见绿泥石环边、石英加大和长石强溶蚀现象。较高含量的强机械强度矿物(石英和长石)可降低压实过程中岩石孔隙度的损失^[48],从而有利于优质储层的形成。相反,较高含量的塑性矿物以及次生矿物会充填孔隙而降低储层质量^[47]。

II类储层的孔隙度大于8.00%且渗透系数大于 $0.1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其平均最大进汞饱和度为95.97%,平均退汞效率为45.92%(图6a₂;表1)。通常具有较好的物性条件,其平均孔隙度为9.26%,平均渗透系数为 $1.1523 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。主要岩石成分为中-细粒长石岩屑砂岩和岩屑砂岩,可见绿泥石环边,石英加大和长石弱溶蚀等现象,中孔隙多由原生粒间孔和粒内溶孔组成。该类储层可归为一般储层。

III类储层的孔隙结构以小孔隙或中孔隙为主,其平均最大进汞饱和度为82.27%,平均退汞效率为36.19%(图6a₃;表1)。通常具有较差的物性条件,其平均孔隙度为5.20%,平均渗透系数为 $0.3517 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。主要岩石成分为细粒长石岩屑砂岩、钙质长石岩屑砂岩和岩屑砂岩。储层砂岩中含有较多的粘土杂基和较少的石英矿物,使原生孔隙在压实成岩过程中遭到严重破坏;后期次生的碳酸盐胶结物,充填粒间孔

隙而致使砂岩孔隙度降低。该类储层一般为差-非储层。

3.4 分形特征

基于毛细管曲线的分形维数计算方法, $\lg(1-S_{\text{Hg}})$ 和 $\lg p_c$ 的交会图可以表征致密储层的分形特征^[33]。应用压汞数据计算须家河组须六段储层样品的分形维数,数值范围为2.42~2.81,平均值为2.58。其中,I、II和III类储层呈现出不同的分形特点,表征着不同孔隙大小对砂岩物性条件的影响(图7;表1)。I类储层以大孔为主,中和小孔隙分布均匀,分形维数为2.45~2.59(图7a);II类储层以中孔为主,分形维数范围为2.42~2.69(图7b);III类储层以小孔为主,大孔发育差或不发育,分形维数为2.46~2.81(图7c)。

4 讨论

4.1 储层孔隙的垂深分布及分形特征

压实作用是砂岩孔隙减少的主要因素^[23]。但砂岩孔隙体积并不是线性关联于埋深压力,而是还受控于深度临界值、地温梯度和次生作用等其它机械和化学机制^[27]。四川盆地广安地区三叠系须家河组形成于构造沉降的地质过程中,白垩纪末期的最大埋深大于4000m且地温大于150℃,之后逐渐隆升到目前2100m左右的埋藏深度^[37,43]。须六段砂岩的孔隙类型主要为原生粒间孔和粒内溶孔(图4a—c)。大孔隙的优势分布在2076~2085m的垂向深度内,中孔隙主要分布在2042~2085m的垂向深度内(图8a)。经历强烈压实作用或胶结作用的致密砂岩一般表现出较高的小孔隙占比^[9],研究井位主要分布在垂向深度2085~2090m。

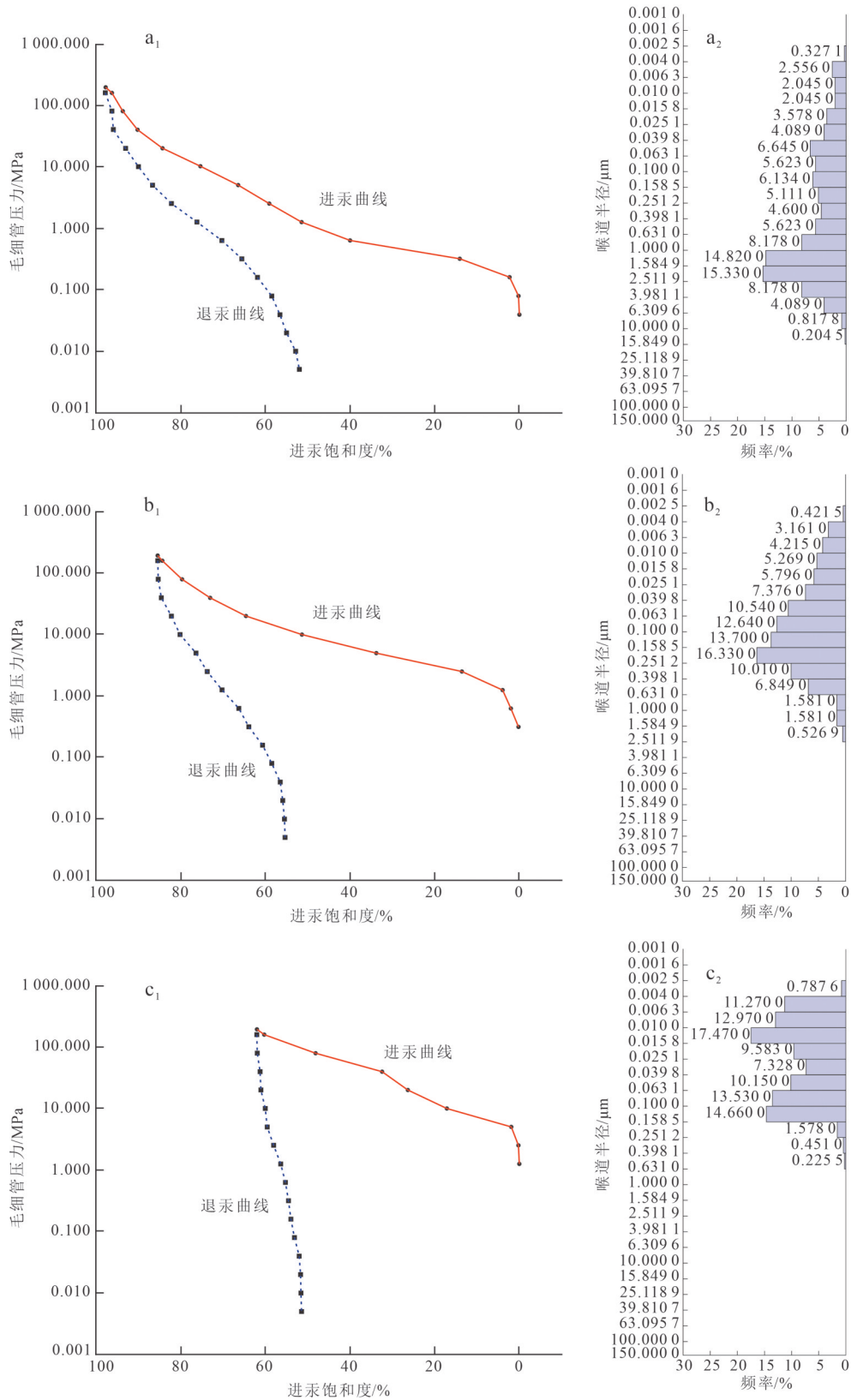


图6 四川盆地中部广安地区广安101井须六段不同储层类型的压汞测试曲线及喉道半径分布

Fig. 6 Correlation of mercury intrusion porosimetry (MIP) curves and throat radius distribution of different types of reservoirs in the Xu 6 Member in Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin
a₁, a₂, 典型样品 234, I 类储层; b₁, b₂, 典型样品 144, II 类储层; c₁, c₂, 典型样品 249, III 类储层

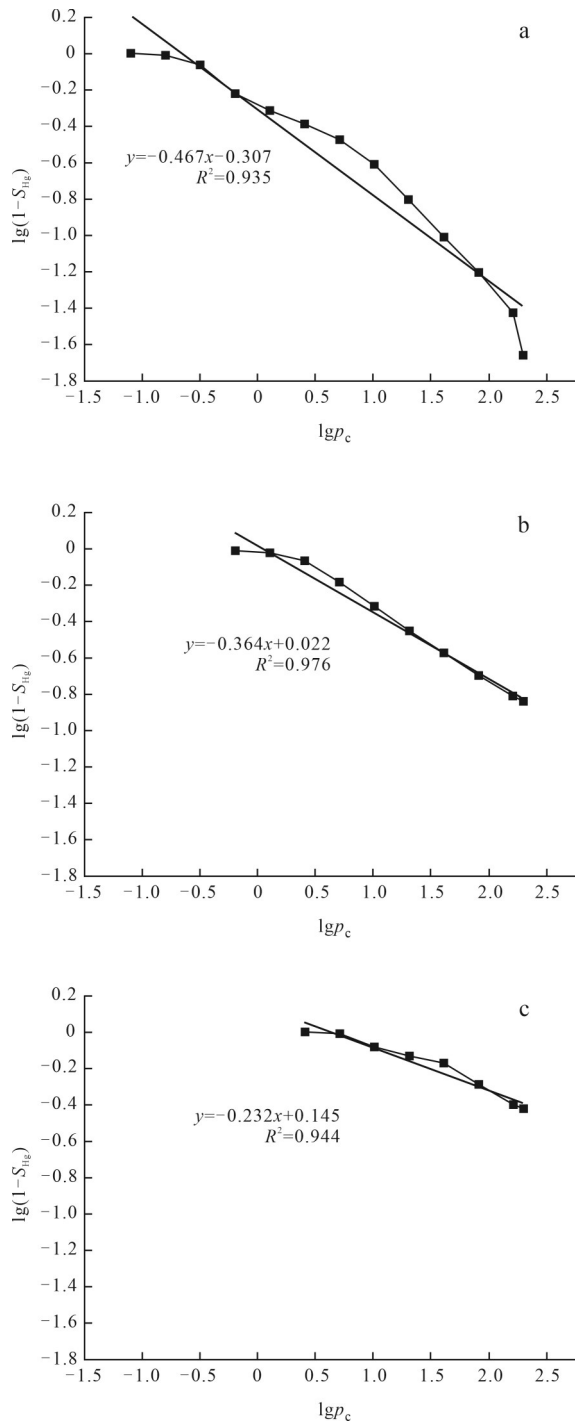


图7 四川盆地中部广安地区广安101井不同储层类型分形特征

Fig. 7 Fractal characteristics of different types of reservoirs in Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

- a. 典型样品234, I类储层; b. 典型样品144, II类储层;
c. 典型样品249, III类储层

孔隙总体积及孔隙结构类型是致密砂岩储层的重要评价指标。孔隙总体积大于 1 cm^3 的砂岩样品是I类优质储层(图2),同时也是主力产气层。针对须家河组须六段砂岩,大孔隙发育程度是控制储层质量的

主导因素。须家河组砂岩经历了深埋(>4 000 m)后又抬升的过程,从而破坏了初期孔隙与深度的线性关系。大孔隙占比与垂深并不具有明显的相关性(图8a),储层砂岩在某一深度的高孔隙度可能是由于流体超压、矿物溶蚀和早期有机质充注等原因造成的^[23]。埋深大于2 085 m的砂岩孔隙总体积急剧减少,砂岩孔隙类型以小孔为主(图2,图8a),孔隙中充填有较高含量的岩屑、粘土杂基和钙质碎屑等。

孔隙体积和类型是控制储层砂岩分形维数的主要因素(表1)。I类储层的分形维数范围为2.42~2.59,平均值为2.52;II类储层的分形维数范围为2.47~2.56,平均值为2.51。这两类储层的孔隙类型主要是大孔和中孔,分形维数集中分布于2.45~2.60。通过分形维数的数值难以区分这两种储层类型,还需要借助于孔隙总体积和压汞分形曲线。III类储层以小孔为主,分形维数范围为2.45~2.81,平均值为2.64。小孔占优势的储层砂岩具有强非均质性,明显区别于前两类储层砂岩。少部分样品的分形维数数值低于2.60,是因中孔发育较好且接近小孔所占比例,降低了分形维数的数值。总之,分形维数数值明显耦合于致密砂岩的孔隙结构(图8b),可以正确地反映其储集性能和渗流特征。针对优质储集体的预测、勘探和开发等工作,需要更深层次且更准确地评价储层微观特征差异。

4.2 物性条件与分形维数

分形维数可有效表征砂岩孔隙的简单-复杂程度和均质-非均质性,关联于砂岩孔隙度及渗透系数。须六段储层砂岩的孔隙度变化较大,范围为0.66%~15.16%,平均值为7.45%。将研究样品的孔隙度关联于分形维数 D ,发现 D 指数存在一个明显的分界值2.60。分形维数小于2.60时,砂岩孔隙度与分形维数为正相关关系;而分形维数大于2.60时,孔隙度则与分形维数为负相关关系(图9a)。结合孔隙类型与分形维数的关联性,可知大、中孔隙控制着须六段储层砂岩的孔隙度,孔隙度随着非均质性的增强而增大;而储层非均质性到达临界后($D=2.60$),储层砂岩的小、中孔数量增多从而导致平均孔径减小,以及孔隙表面形态的复杂化和不规则化,继而砂岩非均质性增强表征为分形维数的增大。由此可知,广安地区须六段储层砂岩具有明显的分形临界值,分形维数2.45~2.60的砂岩是判定其为优质储层的前提条件。

研究表明,大孔隙为主的储层砂岩一般有很好的连通性和较大的渗透系数,有利于天然气的运移及储

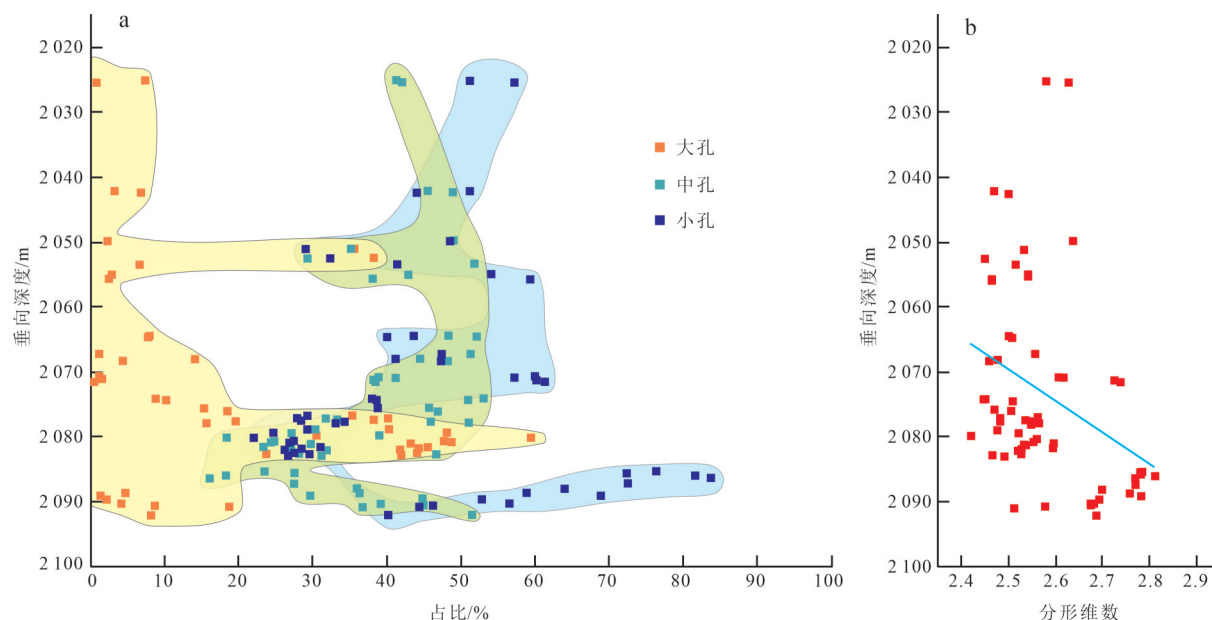


图8 四川盆地中部广安地区广安101井气藏段砂岩孔隙类型(a)和分形维数(b)的垂深变化规律

Fig. 8 Pore types (a) and fractal dimension (b) variation of gas reservoir sandstone vs. vertical depth in Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

集^[49-50];以小孔隙为主的砂岩,在压实及成岩作用的改造中变得愈加不规则和复杂,降低砂岩的孔隙度且破坏其渗流能力,不利于气/流体的运移^[16]。除了孔隙以外,岩屑成分、含量和形态的复杂性也控制着致密砂岩分形维数的大小。须六段砂岩的渗透系数变化范围为 $(0.039\ 4 \sim 19.367\ 9) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.158\ 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。将砂岩渗透系数关联于分形维数,可见均质-弱非均质砂岩($D \leq 2.60$)的渗透系数无明显特征,但是分形维数 D 大于2.60时,强非均质砂岩的渗透系数基本处于 $0 \sim 0.500\ 0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图9b)。由于弱非均质砂岩的孔隙大小、类型与分布的复杂性关联,导致砂岩渗透系数的不确定性;随着砂岩非均质性增强,以

小孔为主的孔隙结构表征为更大的分形维数,并极大阻碍了砂岩中气/流体的运移,导致渗透系数处于较低值(接近0)。

对于广安地区须家河组须六段砂岩的孔隙度-渗透系数和分形维数的统计分析表明,I类和II类储层砂岩的分形维数主要范围为2.45~2.60,具有较好的孔隙度和渗透系数(图9,图10a)。而III类储层砂岩受机械压实作用和次生胶结物的影响,导致孔隙总体积、孔隙度和渗透系数的减小,从而表现为强非均质性。在气藏段的样品中,分形维数随着埋藏深度-岩屑含量的增加而增大。更大埋藏深度一般代表更大的压实作用,砂岩孔隙总体积及孔隙度的减小导致非均质性

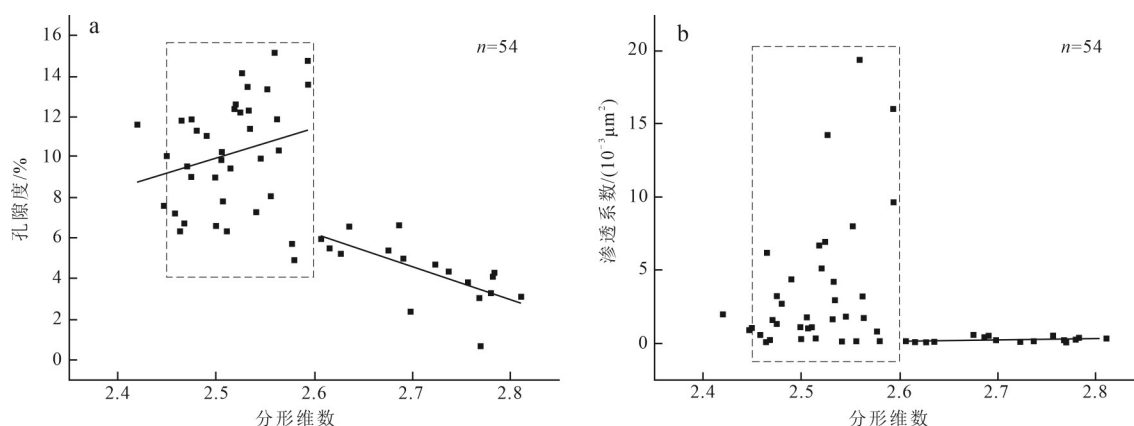


图9 四川盆地中部广安地区广安101井储层物性条件分形特征

Fig. 9 Fractal characteristics of reservoir physical properties in Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

a. 孔隙度和分形维数相关性; b. 渗透系数和分形维数相关性

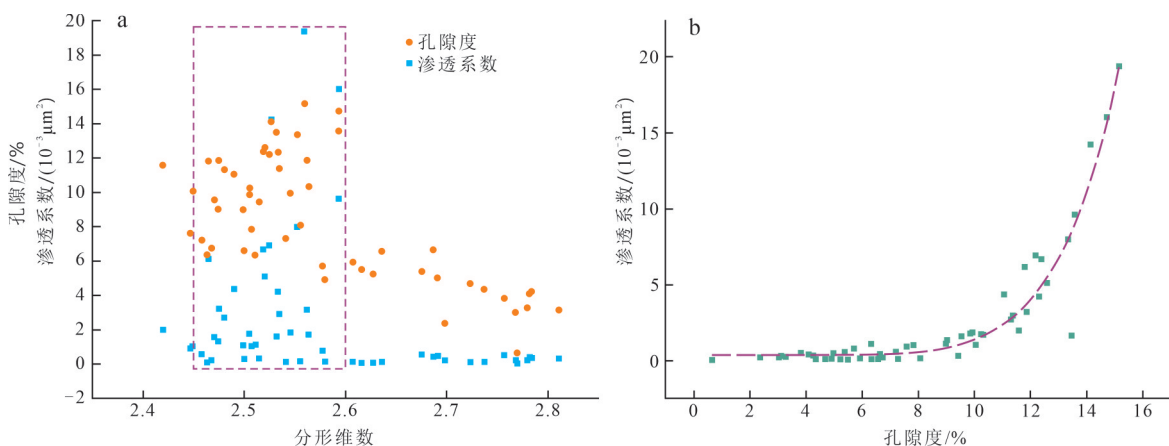


图10 四川盆地中部广安地区广安101井储层分形维数(a)、孔隙度和渗透系数相关性(b)

Fig. 10 Diagrams showing correlation between reservoir fractal dimension and porosity/permeability ratio (a) and correlation between porosity and permeability ratio (b) in Well Guang'an 101, Guang'an area, central Sichuan Basin

的增强。

此外,须六段砂岩的孔隙以原生粒间孔和次生溶孔为主,较少发育裂缝或者微裂缝,所以其储集能力主要由孔隙的结构决定。在本研究中,单一气藏段储集砂岩样品的孔隙度和渗透系数有较好的相关性,随着孔隙度的增加,渗透系数呈指数性增加(图10b)。但须家河组多井多样品的孔隙度-渗透系数的关系多为线性函数,前人已有相关的研究^[40]。单一气藏井的精细研究,更有利于表征物性条件之间的耦合关系,避免多井多数据叠加导致研究笼统且数据模糊。须六段致密砂岩为孔隙型储集体,随着具有良好连通性的大孔隙逐渐代替中-小孔隙,以及压实过程中矿物的溶蚀作用,致使砂岩孔隙度迅速增大,出现了渗透系数呈指数性增加的现象(图10b)。

5 结论

1) 须家河组须六段致密砂岩可以划分3类储集体,大孔或中孔为主的Ⅰ类储层,中孔为主的Ⅱ类储层,和小孔或中孔为主的Ⅲ类储层。Ⅰ类储层为优质储集体,评价标准为岩样孔隙体积大于 1 cm^3 、孔隙度大于10%、渗流系数大于 $1.0000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和分形维数为2.45~2.60。该标准可作为优质储层的定量表征,以及为非常规天然气有利层段的评价提供新思路和方法。

2) 孔隙类型的差异分布导致各类储层非均质性变化明显,较强非均质性致密砂岩不利于天然气的储集与运移。致密砂岩的孔隙度和渗透系数受孔隙结构类型控制,具有较好的相关性。分形维数为2.45~2.60时,砂岩孔隙度与分形维数为正相关关系,渗透

系数与分形维数的关系无明显规律;而分形维数大于2.60时,孔隙度与分形维数为负相关关系,渗透系数与分形维数为斜率接近0的线性关系。此外,随着致密砂岩孔隙度的增加,渗透系数呈指数性增加。

参 考 文 献

- [1] 蔡勋育,赵培荣,高波,等. 中国石化页岩气“十三五”发展成果与展望[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 16-27.
Cai Xunyu, Zhao Peirong, Gao Bo, et al. Sinopec's shale gas development achievements during the "Thirteenth Five-Year Plan" period and outlook for the future[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 16-27.
- [2] Hou Z M, Xie H P, Zhou H W, et al. Unconventional gas resources in China[J]. Environmental Earth Sciences, 2015, 73(10): 5785-5789.
- [3] 黎茂稳,马晓潇,金之钧,等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 1-25.
Li Maowen, Ma Xiaoxiao, Jin Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 1-25.
- [4] 郭少斌,王子龙,马啸. 中国重点地区二叠系海陆过渡相页岩气勘探前景[J]. 石油实验地质, 2021, 43(3): 377-385.
Guo Shaobin, Wang Zilong, Ma Xiao. Exploration prospect of shale gas with Permian transitional facies of some key areas in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(3): 377-385.
- [5] 刘建亮,王亚莉,陆家亮,等. 中国页岩气开发效益现状及发展策略探讨[J]. 断块油气田, 2020, 27(6): 684-688, 704.
Liu Jianliang, Wang Yali, Lu Jialiang, et al. Discussion on internal rate of return status and development strategy of China shale gas[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(6): 684-688, 704.
- [6] Schmoker J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1993-1999.

- [7] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 307-319.
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhu Rukai, et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: A case from the Upper Triassic Xujiahe Formation giant gas province, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 307-319.
- [8] 郑和荣, 刘忠群, 徐士林, 等. 四川盆地中国石化探区须家河组致密砂岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 765-783.
- Zheng Herong, Liu Zhongqun, Xu Shilin, et al. Progress and key research directions of tight gas exploration and development in Xujiahe Formation, Sinopec exploration areas, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(4): 765-783.
- [9] Haile B G, Klausen T G, Czarniecka U, et al. How are diagenesis and reservoir quality linked to depositional facies? A deltaic succession, Edgeøya, Svalbard[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 92: 519-546.
- [10] Lai J, Wang G, Wang S, et al. Review of diagenetic facies in tight sandstones: Diagenesis, diagenetic minerals, and prediction via Well Logs[J]. Earth-Science Reviews, 2018, 185: 234-258.
- [11] 张莉, 王威, 舒志国, 等. 川东北元坝地区须家河组钙质交代-胶结致密层分布与成因[J]. 石油学报, 2019, 40(6): 692-705.
- Zhang Li, Wang Wei, Shu Zhiguo, et al. Distribution and genesis of calcite-replaced and calcite-cemented tight reservoirs in Xujiahe Formation, Yuanba area, Northeast Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(6): 692-705.
- [12] 祝海华, 钟大康, 张亚雄, 等. 川南地区三叠系须家河组致密砂岩孔隙类型及物性控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 65-76.
- Zhu Haihua, Zhong Dakang, Zhang Yaxiong, et al. Pore types and controlling factors on porosity and permeability of Upper Triassic Xujiahe tight sandstone reservoir in Southern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 65-76.
- [13] 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.
- Huang Jinliang, Dong Dazhong, Li Jianzhong, et al. Reservoir characteristics and its influence on continental shales: An example from Triassic Xujiahe Formation shale, Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 158-166.
- [14] 黎茂稳, 金之钧, 董明哲, 等. 陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 489-505.
- Li Maowen, Jin Zhijun, Dong Mingzhe, et al. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 489-505.
- [15] Zeng L. Microfracturing in the Upper Triassic Sichuan Basin tight-gas sandstones: Tectonic, overpressure, and diagenetic origins[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(12): 1811-1825.
- [16] 陈刚, 林良彪, 王威, 等. 元坝地区须家河组砂岩成岩作用与孔隙演化[J]. 石油实验地质, 2014, 36(4): 405-410.
- Chen Gang, Lin Liangbiao, Wang Wei, et al. Diagenesis and porosity evolution of sandstones in Xujiahe Formation, Yuanba area [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(4): 405-410.
- [17] 朱涛, 段新国, 何丹, 等. 广安地区须六段储层特征分析[J]. 长江大学学报(自科版), 2014, 11(26): 5-7, 35, 3.
- Zhu Tao, Duan Xinguo, He Dan, et al. Reservoir characteristics in the 6th Member of Xujiahe Formation in Guang'an of Sichuan Province[J]. Journal of Yangtze University (Nat Sci Edit), 2014, 11(26): 5-7, 35, 3.
- [18] 顾战宇. 川南东峰场地区须二、须六段成岩演化差异对储层的影响[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2017, 44(2): 139-148.
- Gu Zhanyu. Influences of diagenesis evolution difference on the Xu-2 and Xu-6 Reservoir in the Dongfengchang area, southern Sichuan, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2017, 44(2): 139-148.
- [19] 李勇, 陈世加, 吴柄燕, 等. 广安气田须六段致密砂岩气藏复杂气水关系控制因素[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(2): 198-203.
- Li Yong, Chen Shijia, Wu Bingyan, et al. Controlling factors on complex gas-water distribution in Xu-6 tight sandstone gas reservoir in Guang'an area[J]. Xinjiang petroleum geology, 2017, 38(2): 198-203.
- [20] 罗超, 贾爱林, 何东博, 等. 四川盆地广安气田须四段、须六段致密砂岩气藏气水分布对比[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 359-370, 376.
- Luo Chao, Jia Ailin, He Dongbo, et al. A new method for binomial deliverability equation of horizontal gas well [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 359-370, 376.
- [21] 付新, 汪周华, 钟兵, 等. 广安气田须六段气藏低渗透高含水砂岩储层单相气体渗流特征[J]. 天然气工业, 2010, 30(7): 39-41, 130.
- Fu Xin, Wang Zhouhua, Zhong Bing, et al. Characteristics of single phase gas seepage in sandstone gas reservoirs with low-permeability and high water saturation in the sixth member of the Xujiahe Formation, Guang'an gas field [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(7): 39-41, 130.
- [22] Lundegard P D. Sandstone porosity loss: A “big picture” view of the importance of compaction[J]. Journal of Sedimentary Research, 1992, 62(2): 250-260.
- [23] Ehrenberg S N, Nadeau P H, Steen Ø. Petroleum reservoir porosity versus depth: Influence of geological age[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(10): 1281-1296.
- [24] Paxton S T, Szabo J O, Ajdukiewicz J M, et al. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(12): 2047-2067.
- [25] Albrecht D, Reitenbach V. Investigations on fluid transport properties in the North-German Rotliegend tight gas sandstones and applications [J]. Environmental Earth Sciences, 2015, 73(10): 5791-5799.
- [26] Ehrenberg S N, Nadeau P H. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships [J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(4): 435-445.
- [27] Taylor T R, Giles M R, Hathon L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, myths, and reality[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1093-1132.
- [28] 王濡岳, 胡宗全, 董立, 等. 页岩气储层表征评价技术进展与思考[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 54-65.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Dong Li, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation [J].

- Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 54-65.
- [29] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.
- Zou Caineng, Yang Zhi, Zhu Rukai, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [30] Zhu F, Hu W, Cao J, et al. Micro/nanoscale pore structure and fractal characteristics of tight gas sandstone: A case study from the Yuanba area, northeast Sichuan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 98: 116-132.
- [31] Huang W, Lu S, Hersi O S, et al. Reservoir spaces in tight sandstones: Classification, fractal characters, and heterogeneity[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 46: 80-92.
- [32] Lai J, Wang G, Wang Z, et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones[J]. Earth-Science Reviews, 2018, 177: 436-457.
- [33] Lai J, Wang G. Fractal analysis of tight gas sandstones using high-pressure mercury intrusion techniques[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 24: 185-196.
- [34] Zhu H, Zhang T, Zhong D, et al. Binary pore structure characteristics of tight sandstone reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1297-1306.
- [35] 邓涛, 李勇, 汪正江, 等. 四川盆地乐地1井须家河组泥页岩段孔隙结构及分形特征差异性对比[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2018, 45(6): 709-721.
- Deng Tao, Li Yong, Wang Zhengjiang, et al. The difference of pore structures and fractal features in the Xujiahe formation shales from Well LD-1, Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2018, 45(6): 709-721.
- [36] 黄金亮, 董大忠, 李建忠, 等. 陆相页岩储层孔隙分形特征——以四川盆地三叠系须家河组为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1611-1618, 1708.
- Huang Jinliang, Dong Dazhong, Li Jianzhong, et al. Reservoir fractal characteristics of continental shale: An example from Triassic Xujiahe formation shale, Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1611-1618, 1708.
- [37] Zhao W, Wang H, Xu C, et al. Reservoir-forming mechanism and enrichment conditions of the extensive Xujiahe Formation gas reservoirs, central Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 146-157.
- [38] 施振生, 谢武仁, 马石玉, 等. 四川盆地上三叠统须家河组四段—六段海侵沉积记录[J]. 古地理学报, 2012, 14(5): 583-595.
- Shi Zhengsheng, Xie Wuren, Ma Shiyu, et al. Transgression sedimentary records of the Members 4-6 of upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2012, 14(5): 583-595.
- [39] 童崇光. 新构造运动与四川盆地构造演化及气藏形成[J]. 成都理工学院学报, 2000, 27(2): 123-130.
- Tong Chongguang. Relationship between Neotectonic movement and structural evolution and gas pools formation of Sichuan Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2000, 27(2): 123-130.
- [40] 郑荣才, 戴朝成, 朱如凯. 四川类前陆盆地须家河组层序-岩相古地理特征[J]. 地质论评, 2009, 55(4): 484-495.
- Zheng Rongcai, Dai Chaocheng, Zhu Rukai, et al. Sequence-based lithofacies and paleogeographic characteristics of Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin[J]. Geological Review, 2009, 55(4): 484-495.
- [41] Wang Z, Huang S, Gong D, et al. Geochemical characteristics of natural gases in the upper Triassic Xujiahe Formation in the southern Sichuan Basin, SW China[J]. International Journal of Coal Geology, 2013, 120: 15-23.
- [42] 施振生, 朱筱敏, 张亚雄, 等. 四川盆地上三叠统沉积储层研究进展与热点分析[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 784-800.
- Shi Zhengsheng, Zhu Xiaomin, Zhang Yaxiong, et al. Advances and trending topics in sedimentary reservoir research of the Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(4): 784-800.
- [43] Lai J, Wang G, Cai C, et al. Diagenesis and reservoir quality in tight gas sandstones: The fourth member of the Upper Triassic Xujiahe Formation, central Sichuan Basin, southwest China[J]. Geological Journal, 2018, 53(2): 629-646.
- [44] 赵霞飞, 赵拓宇, 张闻林. 潮汐韵律岩研究进展及对须家河组沉积相的启示[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(2): 29-38.
- Zhao Xiafei, Zhao Tuoyu and Zhang Wenlin. An introduction to the developments of tidal rhythmite studies and its implication to the natural gas exploration of Xujiahe Formation[J]. Natural gas exploration and development. 2019, 42(2): 29-38.
- [45] 冯小哲, 祝海华. 鄂尔多斯盆地苏里格地区下石盒子组致密砂岩储层微观孔隙结构及分形特征[J]. 地质科技情报, 2019, 38(3): 147-156.
- Feng Xiaohua, Zhu Haihua. Micro-pore structure and fractal characteristics of the Xiashihezi Formation tight sandstone reservoirs in Sulige area, Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information. 2019, 38(3): 147-156.
- [46] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329-340.
- [47] Zou C, Zhu R, Liu K, et al. Tight gas sandstone reservoirs in China: Characteristics and recognition criteria[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 88-89, 82-91.
- [48] Pittman E D, Larese R E. Compaction of lithic sands: Experimental results and applications (1)[J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(8): 1279-1299.
- [49] 赵正望, 李楠, 刘敏, 等. 四川盆地须家河组致密气藏天然气富集高产成因[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(2): 39-47.
- Zhao Zhengwang, Li Nan, Liu Min, et al. Origin of gas accumulation and high yield in tight gas reservoirs of Xujiahe Formation, Sichuan Basin[J]. Natural gas exploration and development, 2019, 42(2): 39-47.
- [50] 唐大海, 谭秀成, 王小娟, 等. 四川盆地须家河组致密气藏成藏要素及有利区带评价[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 40-46.
- Tang Dahai, Tan Xiucheng, Wang Xiaojuan, et al. Tight gas accumulation elements and favorable zone evaluation of Xujiahe Formation in Sichuan Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 40-46.

(编辑 梁慧)