doi:10.6056/dkyqt202302009

致密砂岩储层微观结构特征及分类评价

——以鄂尔多斯盆地南梁油田长 9 储层为例

吴云飞[1,2]，刘成林[1,2]，冯小龙[3]，祁小庆[3]，冯德浩[1,2]，许诺[1,2]，范立勇[4]，李国雄[1,2]，卢振东[1,2]

（1.中国石油大学（北京）油气资源与探测国家重点实验室，北京 102249；2.中国石油大学（北京）地球科学学院，北京 102249；
3.中国石油长庆油田分公司第一采油厂，陕西 延安 716000；4.中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院，陕西 西安 710018）

基金项目：国家自然科学基金面上项目“咸化湖盆条件下盐类对地层超压的作用机制研究”（41872127）

摘　要　致密砂岩微观结构控制着储层的储集和渗流能力，对油气的勘探与开发至关重要。文中以鄂尔多斯盆地南梁油田长 9 储层为例，运用核磁共振、高压压汞、扫描电镜、阴极发光等手段刻画了致密砂岩储层的微观结构特征，采用分形理论将致密砂岩储层孔隙分为大孔（孔隙半径大于 0.10 μm）、中孔（孔隙半径介于 0.01~0.10 μm）和小孔（孔隙半径小于 0.01 μm），在此基础上，开展了致密砂岩储层分类评价。结果表明：强烈的压实作用是致密砂岩储层普遍致密化的原因，在强烈压实作用的基础上，胶结作用加剧了储层的致密化，而溶蚀作用则改善了储层的品质；在致密砂岩储层中，不仅不同储层之间差异性较大，而且同一储层内部的微观结构也非常复杂；随着孔隙半径的增大，孔隙的非均质性逐渐增强，其中大孔控制着储层的物性；根据大孔孔隙度，将致密砂岩储层分为 3 类。将高压压汞、核磁共振、分形理论相结合，能够定量地表征致密砂岩储层的微观特征，进而确定影响储层品质的关键因素，为致密砂岩储层分类评价提供可靠的依据。

关键词　致密砂岩储层；储层分类评价；分形理论；鄂尔多斯盆地

中图分类号：TE122.2$^+$3　　**文献标志码**：A

Microstructural characteristics and classification evaluation of tight sandstone reservoirs: a case study of the Chang 9 reservoir in the Nanliang Oilfield of the Ordos Basin

**WU Yunfei[1,2], LIU Chenglin[1,2], FENG Xiaolong[3], QI Xiaoqing[3], FENG Dehao[1,2], XU Nuo[1,2],
FAN Liyong[4], LI Guoxiong[1,2], LU Zhendong[1,2]**

**(1.Sate Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2.College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
3.No.1 Oil Pruduction Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Yan′an 716000, China;
4.Exploration and Development Research Institute, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi′an 710018, China)**

Abstract: The storage capacity and seepage capacity in reservoir are controlled by the microstructure of tight sandstone, which is critical for oil and gas exploration and development. Taking the Chang 9 reservoir in the Nanliang Oilfield of the Ordos Basin as an example, the microstructural characteristics of tight sandstone reservoirs were described by using nuclear magnetic resonance(NMR), high-pressure injection, scanning electron microscope and cathode luminescence. Then, the fractal theory was applied to classify the pore of tight sandstone reservoirs into macropore (>0.10 μm), mesopore(0.01-0.10 μm) and micropore(<0.01 μm). The classification evaluation of tight sandstone reservoirs are carried out on this basis. The results indicate that strong compaction is the reason for the general densification of tight sandstone reservoirs. On the basis of strong compaction, cementation aggravates the densification of the reservoir, while dissolution improves the quality of the reservoir. In tight sandstone reservoirs, not only are there great differences between different reservoirs, but also the microstructure within the same reservoir is extremely complex. With the increase of pore radius, the heterogeneity of pores increases gradually, in which macropores control the physical properties of the reservoir. According to the macro porosity,

---

收稿日期：2022-07-28；**改回日期**：2022-12-30。

第一作者：吴云飞，男，1997 年生，在读硕士研究生，主要研究方向为石油地质勘探。E-mail：wuyf1997@outlook.com。

通信作者：刘成林，男，1970 年生，教授，博士生导师，博士，主要从事油气资源评价与非常规油气地质方面的教学与研究工作。E-mail：liucl@cup.edu.cn。

引用格式：吴云飞，刘成林，冯小龙，等.致密砂岩储层微观结构特征及分类评价：以鄂尔多斯盆地南梁油田长 9 储层为例[J].断块油气田，2023，30（2）：246-253，300.

WU Yunfei，LIU Chenglin，FENG Xiaolong，et al. Microstructural characteristics and classification evaluation of tight sandstone reservoirs：a case study of the Chang 9 reservoir in the Nanliang Oilfield of the Ordos Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field，2023，30（2）：246-253，300.

tight sandstone reservoirs are divided into three types. It is concluded that the combination of high-pressure injection, nuclear magnetic resonance and fractal theory can quantitatively characterize the microscopic property of tight sandstone reservoirs, and then determine the key factors affecting the quality of the reservoir, which provide a reliable basis for the classification evaluation of tight sandstone reservoirs.

Key words: tight sandstone reservoir; classification evaluation of reservoirs; fractal theory; Ordos Basin

0　引言

目前,中国非常规油气资源潜力巨大,丰富的资源量使业界对其勘探与开发极为重视[1]。研究致密砂岩储层微观结构特征的技术手段可分为定性表征技术和定量表征技术。定性表征技术指运用光学显微镜、场发射扫描电镜、CT 扫描、FIB 电镜和同步辐射等,直接观察孔隙的大小和形态[2];定量表征技术包括高压压汞、恒速压汞、核磁共振、气体吸附、小角散射等。不同的表征技术可以得到孔隙结构的一系列参数, 以表征不同范围的孔径[3-7]。

致密砂岩储层分类的方法有很多种, 如地震法[8]和数学法,数学法包含聚类分析法[9]、分形维数法[10-11]、多参数分类法等[12-14]。目前,鄂尔多斯盆地南梁油田长 9 储层微观特征及其影响因素不明确,因此,本次研究将高压压汞、核磁共振、分形理论相结合,从储层微观角度出发,确定影响储层物性的关键参数,并依据该参数对储层进行分类, 为南梁油田致密砂岩油藏勘探与开发提供依据。

1　区域地质概况

鄂尔多斯盆地地跨陕、甘、宁、晋、内蒙 5 个省及自治区,总面积约为 25×10⁴ km²,是我国陆地上第二大沉积盆地。根据盆地的构造演化特征,将盆地分为 6 个一级构造单元,分别为伊陕斜坡、伊盟隆起、渭北隆起、晋西挠褶带、西缘逆冲带和天环坳陷(见图 1a)。

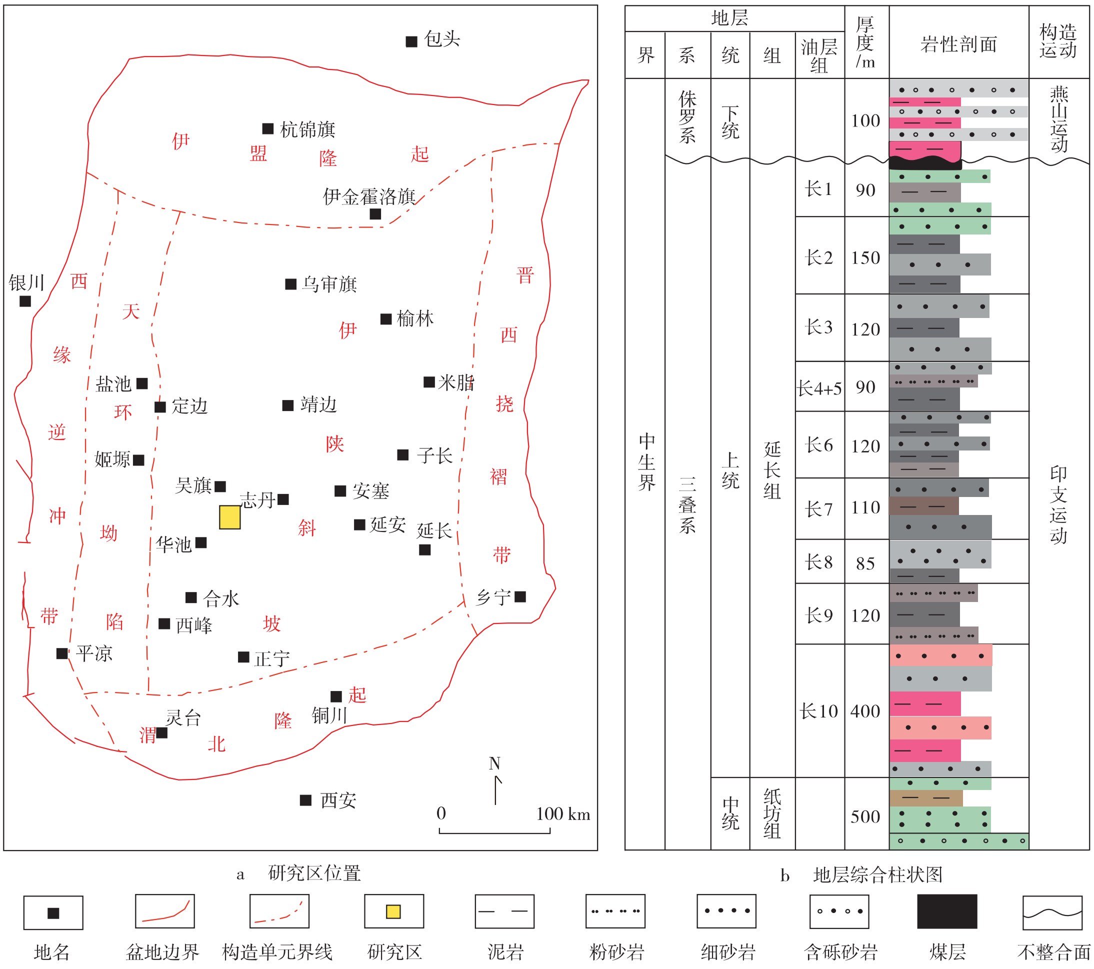


图 1　鄂尔多斯盆地南梁油田构造位置及地层综合柱状图

Fig. 1　Location of the structure and composite column chart of the strata in Nanliang Oilfield of the Ordos Basin

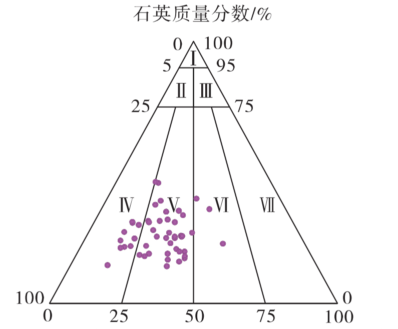
南梁油田位于伊陕斜坡的西部，构造相对平缓，地层倾角小于 1°，研究区内部分布着一些小的隆起[15]。延长组自上而下分为 10 个油层组，本次研究的目的层为长 9 油层组，厚度在 80~120 m(见图 1b)。长 9 油层组沉积时期，湖盆从东北向西南扩张，南梁油田位于三角洲前缘，发育水下分支河道和分流间弯沉积微相，岩性为细粉砂岩和泥岩。油气试油资料显示，长 9 油层组的油气主要储存在长9_2^1小层中，油气主要来源于长 7 油层组的页岩以及长 9 油层组的泥岩[16]，油藏受到岩性和物性的控制，属于典型的岩性油气藏[17]。

2　储层基本特征

2.1　储层岩石学特征

分析测试资料显示，研究区长 9 储层的岩石类型以岩屑长石砂岩为主，其次为长石砂岩，长石岩屑砂岩质量分数最少(见图 2)。

石英的质量分数为 17.2%~46.4%，均值为26.5%；长石的质量分数为 26.5%~72.6%，均值为 47.6%；岩屑的质量分数为 12.3%~48.8%，均值为 25.9%。长石的类型有 2 种，分别为钾长石(质量分数为 3.0%~17.6%)和斜长石(质量分数为 34.4%~61.8%)。岩屑的类型多样，以云母、喷发岩、隐晶岩为主，其次为高变岩、石英岩、板岩、片岩、千枚岩、变质砂岩，泥岩和粉砂岩岩屑质量分数最少。其中，火成岩岩屑质量分数均值为 12.7%，变质岩岩屑质量分数均值为 5.7%，沉积岩岩屑质量分数均值为 0.4%。



Ⅰ—石英砂岩；Ⅱ—长石石英砂岩；Ⅲ—岩屑石英砂岩；Ⅳ—长石砂岩；
Ⅴ—岩屑长石砂岩；Ⅵ—长石岩屑砂岩；Ⅶ—岩屑砂岩

图 2　南梁油田长 9 储层砂岩类型

Fig. 2　Sandstone type in Chang 9 reservoir of Nanliang Oilfield

2.2　成岩作用类型

鄂尔多斯盆地南梁油田致密砂岩储层经历了复杂多样的成岩作用，包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用 3 种类型。南梁油田长 9 储层埋藏深度大，压实作用强。在镜下，压实作用表现为塑性矿物会被挤压弯曲(见图 3a)，刚性矿物会变形或者破碎(见图 3b)。根据 Beard 等[18]提出的大球体颗粒原始孔隙度恢复公式，长 9 储层原始孔隙度为 34.70%~36.10%，压实作用减孔率为 27.60%~31.75%，压实率为 73.98%~92.00%。

研究区的胶结作用包括碳酸盐胶结、黏土矿物胶结和硅质胶结。其中，碳酸盐胶结中的方解石胶结最为发育(见图 3c)，在阴极发光下方解石呈现橙黄色或者无色，白云石呈现紫粉红色(见图 3d)。黏土矿物胶结物有绿泥石(见图 3e)、伊利石(见图 3f)和高岭石(见图 3g)。胶结作用造成孔隙体积的损失范围为 1.68%~6.87%，胶结率为 2.37%~24.83%。

研究区的溶蚀作用发育较为普遍，被溶蚀的颗粒主要为钾长石和斜长石，其次为岩屑和碳酸盐矿物(见图 3h)，溶蚀率为 5.58%~24.14%。溶蚀作用作为改善储层品质的建设性成岩作用，使得岩石的孔隙度增加了约 0.04%~6.35%。

2.3　储层孔喉特征

2.3.1　孔隙类型

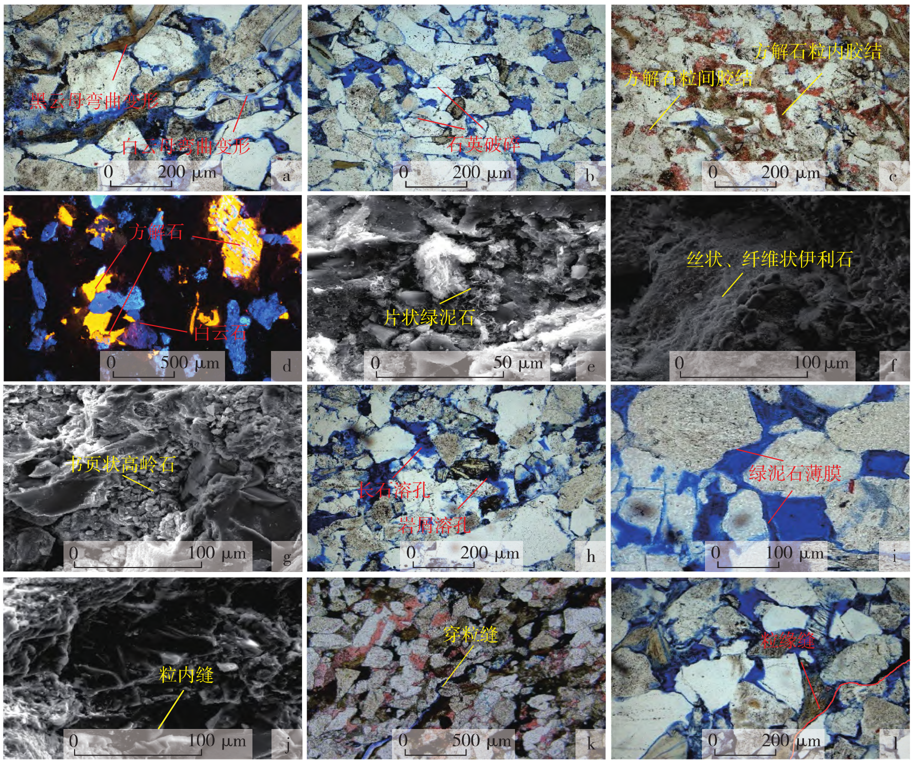
通过扫描电镜和铸体薄片观察发现，研究区长 9 致密砂岩主要发育原生孔、次生孔和裂缝 3 种孔隙类型。

原生孔包括粒间孔和晶间孔。粒间孔在镜下一般表现为较规则的三角形或多边形(见图 3i)，孔径的分布范围为 10.00~100.00 μm，粒间孔面孔率均值为 2.07%；晶间孔指自生矿物晶体(高岭石、绿泥石、伊利石)之间的孔隙(见图 3g)，孔径分布范围为 0.05~0.50 μm。次生孔包括长石溶孔和岩屑溶孔(见图 3h)，溶蚀孔面孔率均值分别为 1.13%，0.26%，溶蚀孔的孔径范围变化较大，为 1.00~300.00 μm。裂缝包括穿粒缝(见图 3j)、粒内缝(见图 3k)和粒缘缝(见图 3l)，裂缝的占比很少，长度为 1~900 μm。

2.3.2　孔喉结构特征

通过毛管压力曲线能够获取表征孔隙结构的参数，进而揭示储层物性、孔喉连通关系、孔喉分布等情况[19-20]。研究区储层排驱压力为 0.138~8.261 MPa，中值压力为 1.710~183.810 MPa，中值半径为 0.004~0.430 μm。排驱压力越小，中值压力也越小，中值半径越大，岩石的储集和渗流能力也越大。最大进汞饱和度为 51.988%~85.809%，残余汞饱和度为 38.506%~68.217%，当最大进汞饱和度越大且残余汞饱和度越小时，储层的储集空间越大，孔隙和喉道的尺寸越均匀。歪度可用来度量孔隙和喉道大小的不对称性，其值大于 0 代表粗歪度，小于 0 代表细歪度，研究区歪度分布范围为−0.473~0.443。

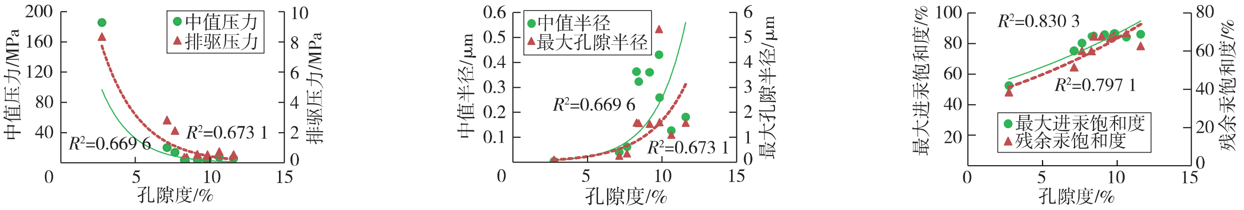
长 9 致密砂岩储层的孔隙度介于 2.75%~14.50%，平均为 8.53%；渗透率介于 0.001×10^{-3} ~0.650×10^{-3} μm^2，平均为 0.241×10^{-3} μm^2；孔隙度和渗透率与中值压力和排驱压力呈负相关，与中值半径、最大孔隙半径、最大进汞饱和度、残余汞饱和度呈正相关。由图 4 可见，致密砂岩储层物性参数和孔隙结构参数变化的范围比较大，且两者之间关系密切，表明研究区的不同样品差异性较大，且同一样品内部的微观结构非常复杂。



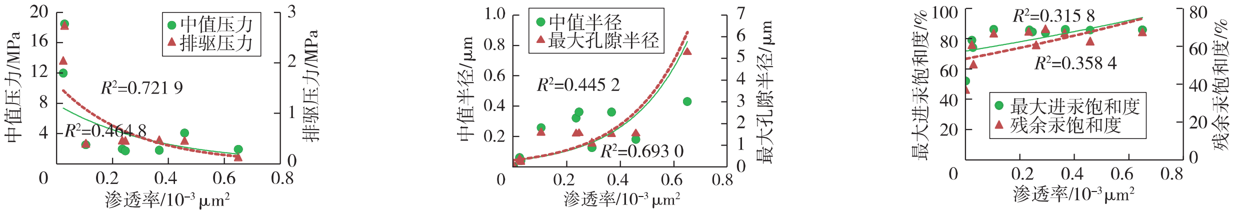
a—黑云母变形，W38 井，2 331 m；b—石英颗粒破碎，W102 井，2 263 m；c—方解石颗粒间和颗粒内胶结，W55 井，2 200 m；d—阴极发光，方解石呈橙黄色，白云石呈紫粉红色，W98 井，2 172 m；e—片状绿泥石，W104 井，2 181 m；f—丝状或纤维状伊利石，W105 井，2 204 m；g—片状集合体、书页状集合体高岭石，充填于粒间孔中，W104 井，2 181 m；h—长石、岩屑溶孔，W107 井，2 166 m；i—粒间孔被绿泥石薄膜充填，W102 井，2 263 m；j—粒内缝，W98 井，2 172 m；k—穿粒缝，W55 井，2 200 m；l—粒缘缝，W55 井，2 200 m

图 3　延长组长 9 致密砂岩储层成岩作用及孔隙类型

Fig. 3　Diagenesis and pore type in Chang 9 tight sandstone reservoir of Yanchang Formation



a　中值压力、排驱压力与孔隙度的关系　　b　中值半径、最大孔隙半径与孔隙度的关系　　c　最大进汞饱和度、残余汞饱和度与孔隙度的关系



d　中值压力、排驱压力与渗透率的关系　　e　中值半径、最大孔隙半径与渗透率的关系　　f　最大进汞饱和度、残余汞饱和度与渗透率的关系

图 4　孔隙结构参数与物性参数的关系

Fig. 4　Relationship between pore structure and physical property

3　核磁孔隙半径转化

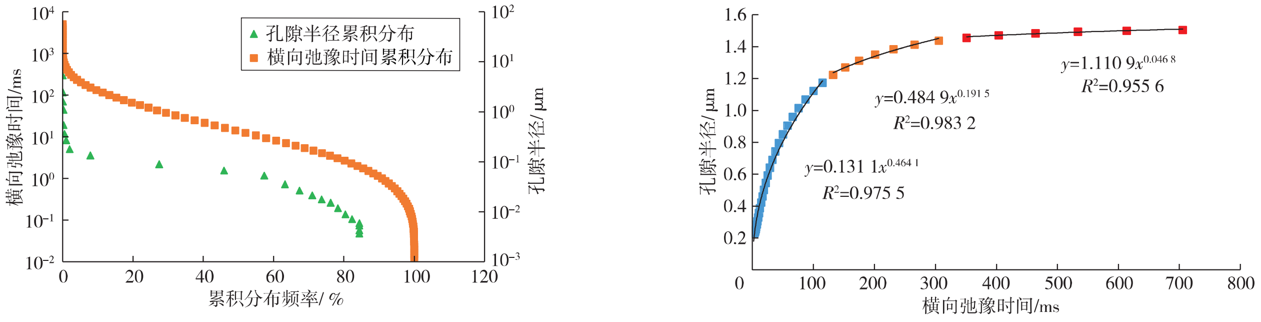
核磁共振可用来研究岩石的孔隙结构和流体的可动性[21]。核磁共振孔隙半径转化可以为研究核磁共振孔隙分形提供基础资料。岩石中流体的横向弛豫时间和孔隙半径[22]可以表示为

$$r=CT_2^{\frac{1}{n}} \tag{1}$$

式中：r 为孔隙半径，μm；C 为常量；T_2 为横向弛豫时间，ms；n 为幂函数指数。

从式（1）可看出，用核磁共振求取岩石孔隙半径的关键在于求取 C 值和 n 值。高压压汞实验能够反映不同量级的孔喉及其发育情况，因此，可以将高压压汞曲线和核磁共振 T_2 谱相结合，来求取 C 值和 n 值。

首先，选取小于最大进汞饱和度和大于排驱压力的压汞孔隙半径累积分布曲线（小于排驱压力的那部分不符合毛管力模型）；然后，绘制横向弛豫时间与孔隙半径累积分布曲线；再选取与任意压汞孔隙半径相对应的 T_2 累积分布值进行插值，最后，利用最小二乘法对孔隙半径和横向弛豫时间进行拟合（见图 5）。



a　横向弛豫时间及孔隙半径累积分布　　b　孔隙半径与横向弛豫时间分段拟合

图 5　核磁共振孔隙半径转换

Fig. 5　Conversion of NMR pore radius

本次研究中采用分段拟合法将曲线进行拟合，拟合系数 R^2 都在 0.95 以上，从而提高了 T_2 值与孔隙半径转换的精度。

图 6 为压汞标定 T_2 谱图后的核磁共振孔隙半径分布，与高压压汞实验结果相比（孔隙半径分布为 0.003 7~5.340 0 μm），核磁共振表征的孔隙半径分布范围更广，为 0.000 1~8.000 0 μm。不同样品之间的孔隙半径分布差异较大，其中，样品 2 孔隙半径最小，为 0.000 1~0.080 0 μm，原因在于强烈的碳酸盐胶结作用降低了原始粒间孔的孔隙半径；样品 9 的孔隙半径最大，为 0.005 0~8.000 0 μm，强烈的溶蚀作用是其孔隙半径增大的主要原因。

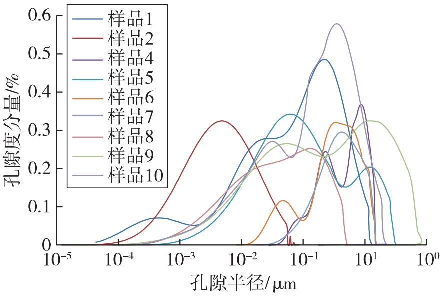


图 6　核磁共振孔隙半径分布

Fig. 6　Distribution of NMR pore radius

4　致密砂岩储层分形特征

4.1　核磁共振分形理论

分形理论最早由 Mandelbrot[23]在 1982 年提出，可以用来定量表征储层的非均质性、孔隙结构、裂隙网络和渗流特征。前人研究发现，多孔岩石的孔隙结构具有分形特征，其分形维数介于 2~3，分形维数越大，表明岩石的非均质性越强，反之，则非均质性越弱[24]。

假设储集岩的孔隙由一系列的毛管束组成，则岩石孔隙半径的累积体积百分比[25]可以表示为

$$\lg V_c=(3-D)\lg T_2-(3-D)\lg T_{2,\max} \tag{2}$$

式中：V_c 为累积体积百分比；D 为分形维数；$T_{2,\max}$ 为最大孔隙半径所对应的横向弛豫时间，ms。

由式（2）可知，在双对数坐标系下，$\lg V_c$ 与 $\lg T_2$ 存在线性关系，$3-D$ 为线性拟合的斜率。通过上述方法，可将核磁共振 T_2 谱进行分形研究，结果表明：南梁油田的 T_2 谱存在 3 段分形特征，每一段的拟合精度都比较高，R^2 在 0.85 以上（见图 7）。根据分形特征和核磁孔隙半径转换，可将致密砂岩储层的孔隙分为 3 类：大孔（孔隙半径大于 0.10 μm）、中孔（孔隙半径介于 0.01~0.10 μm）和小孔（孔隙半径小于 0.01 μm）。

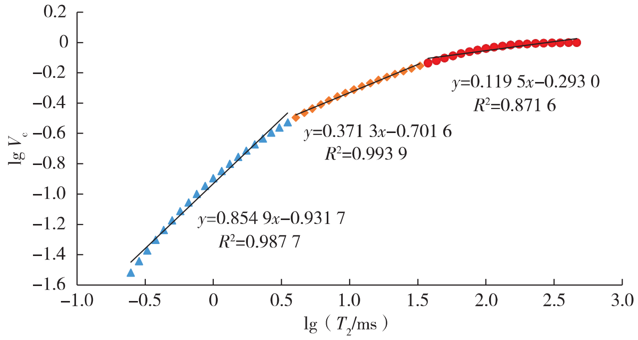


图 7　核磁共振孔隙分形特征

Fig. 7　Fractal Characteristics of NMR pore

每类孔隙都对应一个分形维数（见表 1），而总的分形维数 D_T 为 3 类分形维数基于孔隙度的加权平均，可表示为

$$D_T=\frac{D_1\phi_1+D_2\phi_2+D_3\phi_3}{\phi_1+\phi_2+\phi_3} \tag{3}$$

式中：D_1，D_2，D_3 分别为小孔、中孔、大孔的分形维数；ϕ_1，ϕ_2，ϕ_3 分别为小孔、中孔、大孔的孔隙度。

4.2　分形维数与物性的关系

根据核磁分形理论，南梁油田长 9 储层的小孔分形维数为 2.080~2.682，中孔的分形维数为 2.529~2.990，大孔的分形维数为 2.792~2.997（见表 1）。

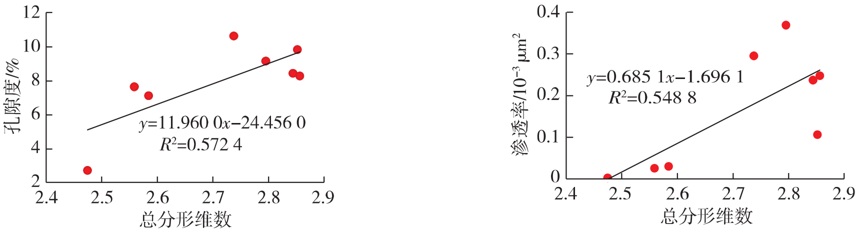
表 1　致密砂岩储层分形维数计算结果

Table 1　Fractal dimension in tight sandstone reservoir

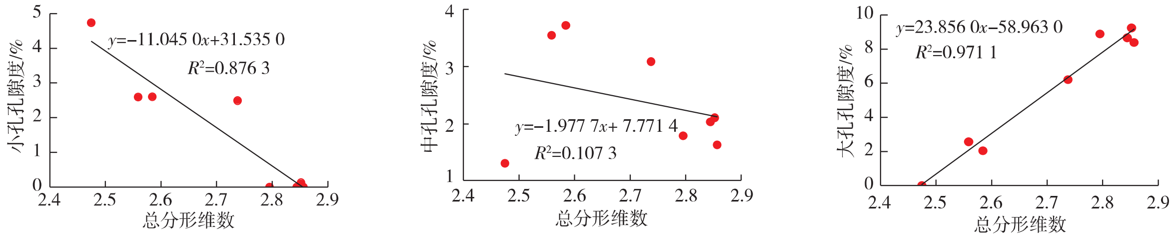
样品	D_1	D_2	D_3	D_T
1	2.542	2.529	2.920	2.738
2	2.332	2.990	2.997	2.475
3	2.250	2.642	2.905	2.584
4	2.377	2.751	2.804	2.795
5	2.166	2.759	2.883	2.852
6	2.682	2.564	2.910	2.844
7	2.166	2.570	2.912	2.856
8	2.145	2.629	2.881	2.559
9	2.080	2.549	2.792	2.556
10	2.178	2.572	2.827	2.640

大孔的分形维数在同一样品中最大，表明大孔的孔隙结构最为复杂，非均质性最强，中孔次之，小孔的非均质性最弱。

由图 8 可以看出，核磁共振 T_2 谱计算得到的总分形维数与岩石的物性相关，大孔和小孔的孔隙度与总分形维的相关性较强，R^2 分别为 0.971 1 和 0.876 3。因此，大孔对岩石的物性影响最大。



a　孔隙度与总分形维数的关系　　b　渗透率与总分形维数的关系



c　小孔孔隙度与总分形维数的关系　　d　中孔孔隙度与总分形维数的关系　　e　大孔孔隙度与总分形维数的关系

图 8　物性参数与总分形维数的关系

Fig. 8　Relationship between physical property and total fractal dimension

5　致密砂岩储层分类评价

由上述分形维数与物性之间的关系可知，研究区大孔控制着岩石的物性，因此，根据大孔孔隙度将南梁油田长 9 致密砂岩储层划分为 3 种类型（见图 9）。

Ⅰ类储层：大孔孔隙度大于 4%，大孔最多，中孔和小孔次之。孔隙度均值为 10.21%，渗透率大于 0.120×10^{-3} μm²，毛管压力曲线呈现“下凹形”，分选性最好，孔喉大小偏向于粗歪度，排驱压力小于 0.665 MPa，中值压力小于 5.812 MPa，中值半径大于 0.126

μm，最大进汞饱和度大于 83.77%。T_2 谱曲线为双峰型且右峰高于左峰，表明孔隙以大孔为主，T_2 截止值大于 8.66 ms，可动流体饱和度大于 42.39%，束缚水孔隙度小于1.64%。压实率介于 73%~90%，胶结率介于 2%~10%，溶蚀率介于 16%~24%，较强的溶蚀作用是形成Ⅰ类储层的关键因素。

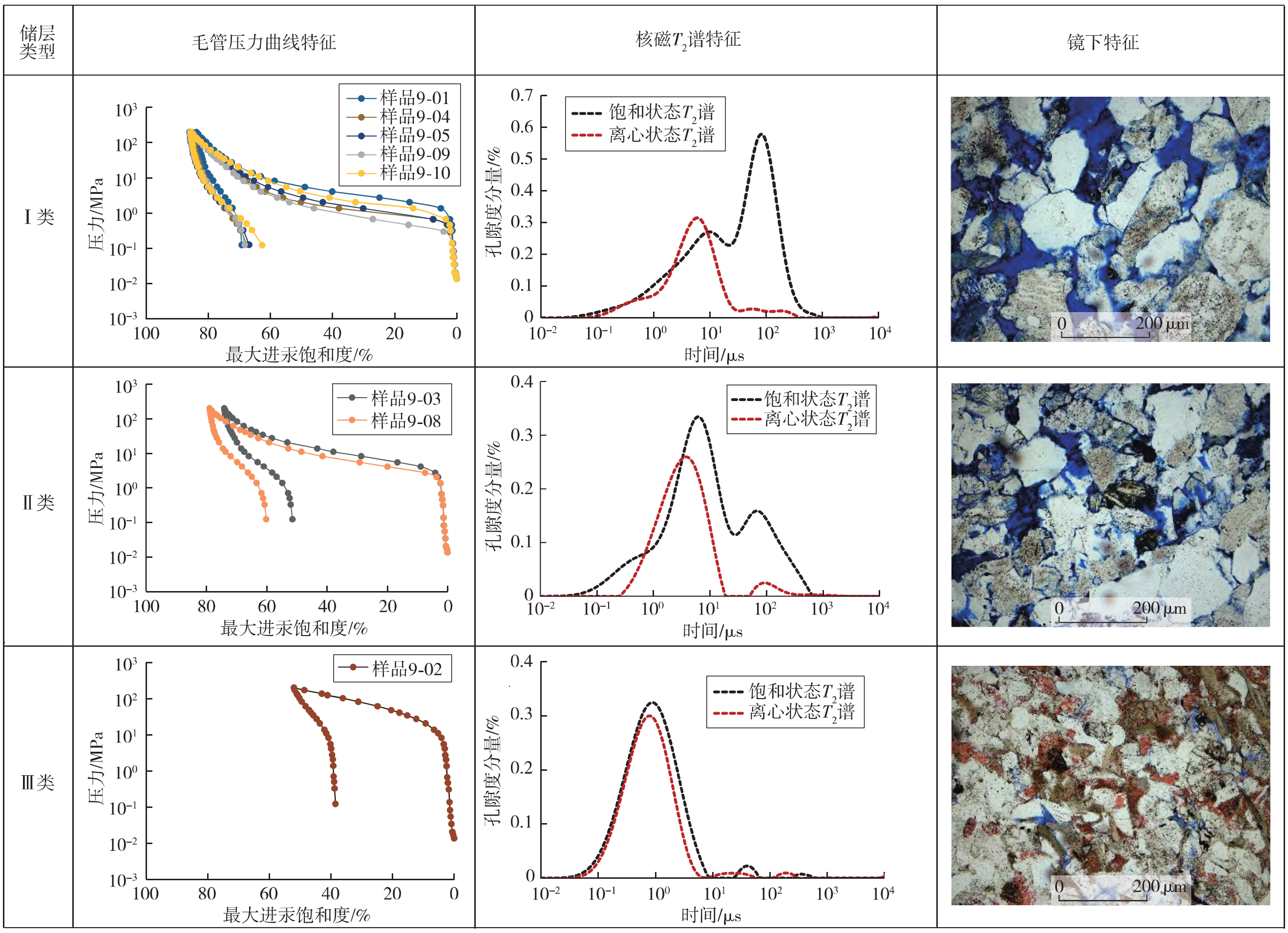


图 9 南梁油田长9储层分类特征

Fig. 9 Classification characters of Chang 9 reservoir in Nanliang Oilfield

Ⅱ类储层：大孔孔隙度介于 2%~4%，中孔最多，大孔和小孔次之。孔隙度均值为 7.88%，渗透率介于 0.090×10^{-3}~0.100×10^{-3} μm²，毛管压力曲线下凹程度低于Ⅰ类储层，分选性变差，排驱压力为 0.461~2.742 MPa，中值压力为 2.031~18.468 MPa，中值半径为 0.040~0.362 μm，最大进汞饱和度介于 74.079%~84.868 %。T_2 谱曲线呈现双峰型，其左峰高于右峰，表明孔隙以中孔为主，T_2 截止值介于 7.86~15.33 ms，可动流体饱和度介于 44.49%~53.56%，束缚水孔隙度介于 1.06%~2.32%。压实率介于 75%~89%，胶结率介于 8%~13%，溶蚀率介于 10%~20%。

Ⅲ类储层：大孔孔隙度小于 2%，以小孔为主，中孔次之，大孔不发育。孔隙度均值为 2.55%，渗透率上限为 0.025×10^{-3} μm²，毛管压力曲线呈短斜线状，分选性差，排驱压力大于 8.261 MPa，中值压力大于 20 MPa，中值半径小于 0.04 μm，最大进汞饱和度小于 52%。T_2 谱曲线呈现单峰型且 T_2 截止值小于 2 ms，可动流体饱和度小于 46%，束缚水孔隙度大于 3.3%。压实率介于 85%~92%，胶结率介于 1%~25%，溶蚀率介于 5%~13%，强烈的胶结作用是储层进一步致密化的原因。

6 结论

1）南梁油田长 9 储层的岩性以岩屑长石砂岩为主，岩屑中火成岩占比最高，填隙物以绿泥石、方解石为主；孔隙类型以原生孔为主，次生孔次之，裂缝最少；成岩作用是决定储层好坏的关键因素。

2）结合核磁共振技术与分形理论，将长 9 储层的孔隙分为大孔、中孔和小孔。随着孔隙半径增大，孔隙的分形维数增大，其非均质性也随之增强。大孔的分

形维数最大，且大孔的孔隙度与分形维数关系最为密切,表明大孔不仅控制着储层的储集与渗流能力,而且其孔隙结构的微观非均质性最强。

3)根据大孔孔隙度,将研究区致密砂岩储层分为 3 类,Ⅰ类储层大孔最多,大孔孔隙度大于 4%,Ⅱ类储层次之,大孔孔隙度介于 2%~4%,Ⅲ类储层大孔最少,大孔孔隙度小于 2%。

4)从Ⅲ类储层到Ⅰ类储层,储层的排驱压力、中值压力和束缚水孔隙度不断减小,中值半径、最大进汞饱和度和可动流体饱和度不断增大，表明储层品质逐渐变好。

参考文献

[1] 贾承造,庞雄奇,姜福杰.中国油气资源研究现状与发展方向[J].石油科学通报,2016,1(1):2-23.
JIA Chengzao,PANG Xiongqi,JIANG Fujie. Research status and development directions of hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Science Bulletin,2016,1(1):2-23.

[2] 张鹏飞,卢双舫,李俊乾,等.基于扫描电镜的页岩微观孔隙结构定量表征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(2):19-28.
ZHANG Pengfei,LU Shuangfang,LI Junqian,et al. Quantitative characterization of microscopic pore structure for shales using scanning electron microscopy[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2018,42(2):19-28.

[3] 朱如凯,吴松涛,苏玲,等.中国致密储层孔隙结构表征需注意的问题及未来发展方向[J].石油学报,2016,37(11):1323-1336.
ZHU Rukai,WU Songtao,SU Ling,et al. Problems and future works of porous texture characterization of tight reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica,2016,37(11):1323-1336.

[4] 陈军军,杨兴利,高月,等.安塞油田坪桥区长 6 致密油储层微观特征[J].石油地质与工程,2022,36(5):35-40.
CHEN Junjun,YANG Xingli,GAO Yue,et al. Microstructure characteristics of Chang 6 tight sandstone reservoirs in Pingqiao area,Ansai oilfield,Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Engineering,2022,36(5):35-40.

[5] 符勇,白玉彬,黄礼,等.靖边地区长 6 段致密砂岩储层孔隙结构及影响因素[J].断块油气田,2020,27(1):34-39.
FU Yong,BAI Yubin,HUANG Li,et al. Pore structure and influencing factors of Chang 6 tight sandstone reservoir in Jingbian area[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2020,27(1):34-39.

[6] 邓羽,刘红岐,孙杨沙,等.砂砾岩储层孔隙结构特征及定量评价[J].断块油气田,2021,28(3):340-345.
DENG Yu,LIU Hongqi,SUN Yangsha,et al. Pore structure characteristics and quantitative evaluation of glutenite reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2021,28(3):340-345.

[7] 王羽君,赵晓东,周伯玉,等.基于高压压汞-恒速压汞的低渗砂岩储层孔隙结构评价[J].断块油气田,2022,29(6):824-830.
WANG Yujun,ZHAO Xiaodong,ZHOU Boyu,et al. Evaluation of pore structure in low permeability sandstone reservoir based on high pressure-constant velocity mercury injection[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2022,29(6):824-830.

[8] 陆红梅,张仲培,王琳霖,等.鄂尔多斯盆地南部上古生界致密碎屑岩储层预测:以镇泾地区为例[J].石油实验地质,2021,43(3):443-451.
LU Hongmei,ZHANG Zhongpei,WANG Linlin,et al. Prediction of tight clastic reservoirs of Upper Paleozoic in southern Ordos Basin:a case study of Zhenjing district[J]. Petroleum Geology & Experiment,2021,43(3):443-451.

[9] 唐俊,王琪,马晓峰,等.Q 型聚类分析和判别分析法在储层评价中的应用:以鄂尔多斯盆地姬塬地区长 8_1 储层为例[J].特种油气藏,2012,19(6):28-31.
TANG Jun,WANG Qi,MA Xiaofeng,et al. Application of Q-type cluster analysis and discriminatory analysis in reservoir evaluation:taking reservoir Chang 8_1 of Jiyuan area in Ordos Basin as an example[J]. Special Oil & Gas Reservoirs,2012,19(6):28-31.

[10] 吕天雪,张国一,易立新,等.松辽盆地低渗透储层孔隙结构及分形特征[J].特种油气藏,2022,29(1):59-65.
LYU Tianxue,ZHANG Guoyi,YI Lixin,et al. Pore structure and fractal characteristics of low-permeability reservoirs in Songliao Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs,2022,29(1):59-65.

[11] 赵越,李磊,司运航,等. 浅层页岩气储层孔隙分形特征及控制因素:以云南昭通地区龙马溪组为例[J].吉林大学学报(地球科学版),2022,52(6):1813-1829.
ZHAO Yue,LI Lei,SI Yunhang,et al. Fractal characteristics and controlling factors of pores in shallow shale gas resservoirs:a case study of Longmaxi Formation in Zhaotong area,Yunnan Province[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition),2022,52(6):1813-1829.

[12] 雷倩倩,郭峰,彭晓霞,等.鄂尔多斯盆地安边地区长 8 段致密砂岩储层特征及分类评价[J].天然气地球科学,2021,32(11):1685-1696.
LEI Qianqian,GUO Feng,PENG Xiaoxia,et al. Characteristics and classification evaluation of Chang 8 Member tight sandstone reservoir in Anbian area,Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2021,32(11):1685-1696.

[13] 雷海艳,郭佩,孟颖,等.玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层孔隙结构及分类评价[J].岩性油气藏,2022,34(3):142-153.
LEI Haiyan,GUO Pei,MENG Ying,et al. Pore structure and classification evaluation of shale oil reservoirs of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag[J]. Lithologic Reservoirs,2022,34(3):142-153.

[14] 伊振林,张雷.基于微观孔隙结构的特低渗储层分类评价方法:以大庆油田古龙南地区为例[J].断块油气田,2020,27(1):40-44.
YI Zhenlin,ZHANG Lei. Classification of extra-low permeability reservoir based on microscopic pore structure:a case study of South Gulong area in Daqing Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2020,27(1):40-44.

[15] LIU H P,ZHAO Y C,LUO Y,et al. Origin of the reservoir quality difference between Chang 8 and Chang 9 Member sandstones in the Honghe Oil Field of the Southern Ordos Basin,China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering,2020,185:106668.

[16] 何雁兵,傅强,金艳,等.鄂尔多斯盆地英旺地区长 9、长 10 油层组油源及成藏分析[J].岩性油气藏,2012,24(5):55-60.

(下转第 300 页)

methane production[J]. Fuel,2018,223:44-52.

[11] CLARKSON C R,QANBARI F. A semi-analytical method for forecasting wells completed in low permeability,undersaturated CBM reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering,2016,30:19-27.

[12] SUN Z,SHI J T,WANG K,et al. The gas-water two phase flow behavior in low-permeability CBM reservoirs with multiple mechanisms coupling[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering,2018,52:82-93.

[13] KING G R. Material-balance techniques for coal-seam and devonian shale gas reservoirs with limited water influx[J]. SPE Reservoir Engineering,1993,8(1):67-72.

[14] AHMED T H,CENTILMEN A,ROUX B P. A generalized material balance equation for coalbed methane reservoirs[R]. SPE 102638,2006.

[15] 胡素明,李相方,胡小虎,等.欠饱和煤层气藏的生产动态预测方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2012,34(5):119-124.
HU Suming,LI Xiangfang,HU Xiaohu,et al. Production performance prediction method for undersaturated CBM reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Natural Science Edition),2012,34(5):119-124.

[16] 胡小虎,郑世毅,李保振,等.物质平衡法对定容煤层气藏生产动态的预测[J].煤田地质与勘探,2011,39(3):29-32.
HU Xiaohu,ZHENG Shiyi,LI Baozhen,et al. Application of material balance method to deliverability prediction of closed coal-bed methane reservoir[J]. Coal Geology & Exploration,2011,39(3):29-32.

[17] SUN Z,LI X F,SHI J T,et al. A semi-analytical model for the relationship between pressure and saturation in the CBM reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering,2018,49:365-375.

[18] 孙政,李相方,徐兵祥,等.一种表征煤储层压力与流体饱和度关系的数学模型[J].中国科学:技术科学,2018,48(5):457-464.
SUN Zheng,LI Xiangfang,XU Bingxiang,et al. A mathematic model for characterizing the relationship between coal reservoir pressure and fluid saturation[J]. Scientia Sinica Technologica,2018,48(5):457-464.

[19] IBRAHIM A F,NASR-EL-DIN H A. A comprehensive model to history match and predict gas/water production from coal seams[J]. International Journal of Coal Geology,2015,146:79-90.

[20] PALMER I,MANSOORI J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model[R]. SPE 36737,1996.

[21] LIU T,LIU S,LIN B,et al. Stress response during in-situ gas depletion and its impact on permeability and stability of CBM reservoir[J]. Fuel,2020,266:117083.

[22] SHI J Q,DURUCAN S. Drawdown induced changes in permeability of coalbeds:a new interpretation of the reservoir response to primary recovery[J]. Transport in Porous Media,2004,56(1):1-16.

[23] WEI M,LIU C,LIU Y,et al. Long-term effect of desorption-induced matrix shrinkage on the evolution of coal permeability during coalbed methane production[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering,2022,208:109378.

[24] LIU A,LIU S M,LIU P,et al. The role of sorption-induced coal matrix shrinkage on permeability and stress evolutions under replicated in situ condition for CBM reservoirs[J]. Fuel,2021,294:120530.

(编辑　孙薇)

* * *

(上接第 253 页)

HE Yanbing,FU Qiang,JIN Yan,et al. Oil sources and accumulation analysis of Chang 9 and Chang 10 oil reservoir set in Yingwang area,Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs,2012,24(5):55-60.

[17] 李程善,张文选,雷宇,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长 9 油层组砂体成因与油气差异分布[J].地球科学,2021,46(10):3560-3574.
LI Chengshan,ZHANG Wenxuan,LEI Yu,et al. Characteristics and controlling factors of oil accumulation in Chang 9 Member in Longdong Area,Ordos Basin[J]. Earth Science,2021,46(10):3560-3574.

[18] BEARD D C,WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. AAPG Bulletin,1973,57(2):349-369.

[19] 汪贺,师永民,徐大卫,等.非常规储层孔隙结构表征技术及进展[J].油气地质与采收率,2019,26(5):21-30.
WANG He,SHI Yongmin,XU Dawei,et al. Unconventional reservoir pore structure characterization techniques and progress[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2019,26(5):21-30.

[20] 郭艳琴,何子琼,郭彬程,等.苏里格气田东南部盒 8 段致密砂岩储层特征及评价[J].岩性油气藏,2019,31(5):1-11.
GUO Yanqin,HE Ziqiong,GUO Bincheng,et al. Reservoir characteristics and evaluation of tight sandstone of He 8 member in southeastern Sulige Gas Field,Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs,2019,31(5):1-11.

[21] YAN J P,HE X,GENG B,et al. Nuclear magnetic resonance T_2 spectrum:multifractal characteristics and pore structure evaluation[J]. Applied Geophysics,2017,14(2):205-215.

[22] 陈惠,冯春珍,赵建鹏,等.基于分形与核磁共振测井的储层孔隙结构表征与分类[J].测井技术,2021,45(1):50-55.
CHEN Hui,FENG Chunzhen,ZHAO Jianpeng,et al. Pore structure characterization and classification based on fractal theory and nuclear magnetic resonance logging[J]. Well Logging Technology,2021,45(1):50-55.

[23] MANDELBROT B B. The fractal geometry of nature[M]. New York:W. H. Freeman and Company,1982:170-180.

[24] 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.
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.

[25] 刘凯,石万忠,王任,等.鄂尔多斯盆地杭锦旗地区盒 1 段致密砂岩孔隙结构分形特征及其与储层物性的关系[J].地质科技通报,2021,40(1):57-68.
LIU Kai,SHI Wanzhong,WANG Ren,et al. Pore structure fractal characteristics and its relationship with reservoir properties of the first Member of Lower Shihezi Formation tight sandstone in Hangjinqi area,Ordos Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology,2021,40(1):57-68.

(编辑　范海玲)