

基于高斯函数重构孔径分布曲线的储层 孔隙结构评价方法 ——以东海盆地西湖凹陷花港组致密砂岩为例

潘永帅^{1,2}, 屈童^{3,4}, 赵静^{3,4}, 杨易卓^{3,4}, 闫静怡⁵

(1. 东北石油大学 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江 大庆 163712; 2. 东北石油大学 陆相页岩油气成藏及高效开发教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163712; 3. 中国石油长庆油田公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 4. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 5. 浙江自然博物院, 浙江 杭州 310005)

摘要:为定量表征致密砂岩储层孔隙结构差异及影响因素,根据岩心观察、薄片鉴定、扫描电镜观察、全岩 X 线衍射、激光粒度、孔隙度、渗透率、高压压汞和测井等资料,利用高斯函数重建致密砂岩孔径分布曲线,提取孔隙结构评价指数,比较分形维数表征效果,分析东海盆地西湖凹陷致密砂岩储层的孔隙结构特征及控制因素。结果表明:孔隙结构评价指数与孔隙结构参数、分形维数具有良好的相关关系,可以作为致密砂岩储层孔隙结构表征的有效指标,预测致密砂岩储层的孔隙结构,重建孔径分布曲线,对同储层类型的孔径分布特征需要选择合适的拟合模型。西湖凹陷致密砂岩储层孔隙结构受沉积作用和成岩作用共同控制,致密砂岩粒径越粗,分布越集中,孔隙结构越好。不同矿物成分对储层质量具有差异影响,石英可以有效抑制储层压实;碳酸盐胶结物和黏土矿物大多占据孔隙空间,孔隙连通性变差;高岭石具有特殊的晶格结构,可以保护粒间微孔,改善储层连通性。该结果为海上致密砂岩气田经济有效开发提供指导。

关键词:高斯函数;孔隙结构评价指数;孔隙结构;影响因素;致密砂岩;花港组;西湖凹陷

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)03-0014-15

0 引言

致密砂岩油气藏为中国非常规油气勘探领域重要的油气资源类型之一。致密砂岩是海上油气聚集的主要场所,微观孔隙结构特征是研究的重点^[1]。致密砂岩储层物性差、孔隙结构非均质性强,储层评价精度和试油气效果不理想。复杂的孔隙结构是制约致密砂岩油气藏高效规模开发的关键问题。因此,定量表征致密砂岩储层微观孔隙结构的特征及影响因素,预测储层纵向上的孔隙结构发育规律,对致密砂岩油气藏的勘探开发具有重要意义。

孔隙结构表征技术包括显微观察、核磁共振(NMR)、高压压汞(HPMI)、CT 扫描和氮气吸附等^[2-3]。人们提出多种孔隙结构表征方法,包括核磁分形、压汞分形和高斯函数重建核磁 T_2 谱等^[4-5]。采用高压压汞分形方法表征砂岩、页岩和煤的孔隙结构^[6-7],当分形维数介于 2~3^[8]时,分形维数失去物理意义,表明分形方法表征孔隙结构方面存在局限。DONG Jin 等^[9]采用高斯函数重建核磁共振 T_2 谱提取孔隙结构参数,核磁共振 T_2 谱只能反映孔隙空间的相对大小,不能定量孔隙大小,对核磁共振实验依赖较强。高斯函数可以用于孔径和粒径分布模拟^[9-10],可以重建各种实验方法的孔径分布曲线,形成一种应用范围更广、可行性更高的方法构建孔隙结构的表征参数。

东海盆地西湖凹陷花港组储层物性差、孔隙结构复杂、含水量较高,对孔隙结构定量表征及控制因素的研究较少。笔者利用高斯函数对高压压汞实验获取的致密砂岩储层孔径分布特征进行模拟,提出孔隙结构评价指数(η),明确 η 的适用性和合理性,分析致密砂岩孔隙结构的影响因素,建立基于高斯函数重构孔径分布曲线的储层孔隙结构评价方法,为致密砂岩储层评价和甜点预测提供参考。

收稿日期:2024-11-10;编辑:刘丽丽

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05027-002-001)

作者简介:潘永帅(1995—),男,博士,副教授,主要从事油气藏形成机理与分布规律方面的研究。

1 区域地质概况

西湖凹陷是中国近海最大的含油气凹陷,位于东海盆地的中北部^[11-12]。西湖凹陷自西向东分为西部斜坡带、西次凹、中央反转构造带、东次凹和东部断褶带5个构造单元(见图1(a))^[13]。西湖凹陷沉积巨厚的新生代地层,厚度可达上万米。始新统平湖组沉积时期,发育的潮坪潟湖相煤系烃源岩是盆地主要的烃源岩层;渐新统花港组沉积时期,发育大型河流—三角洲沉积体系,厚层砂岩是盆地内重要的储层(见图1(b))^[14]。

渐新统花港组是西湖凹陷近年来的主要油气勘探目标,埋深介于3 000~4 500 m,厚度介于500~3 000 m,细分为12个砂层(由顶至底依次为H1—H12段)。其中,H1、H2和H5段砂岩厚度较薄,泥岩占比较高,以砂岩和泥岩频繁薄互层沉积为主;H3和H4段多发育厚层砂体,厚度可达80 m,是花港组主要的含油气层段;H6—H12段埋深相对较大,砂岩厚度较大,但大部分砂岩接近致密或致密。随浅层H3和H4段主力含油气层段油气资源逐渐减少,深层H6—H12段及下部平湖组致密砂岩逐渐引起关注,是西湖凹陷下一步的重点勘探层位。

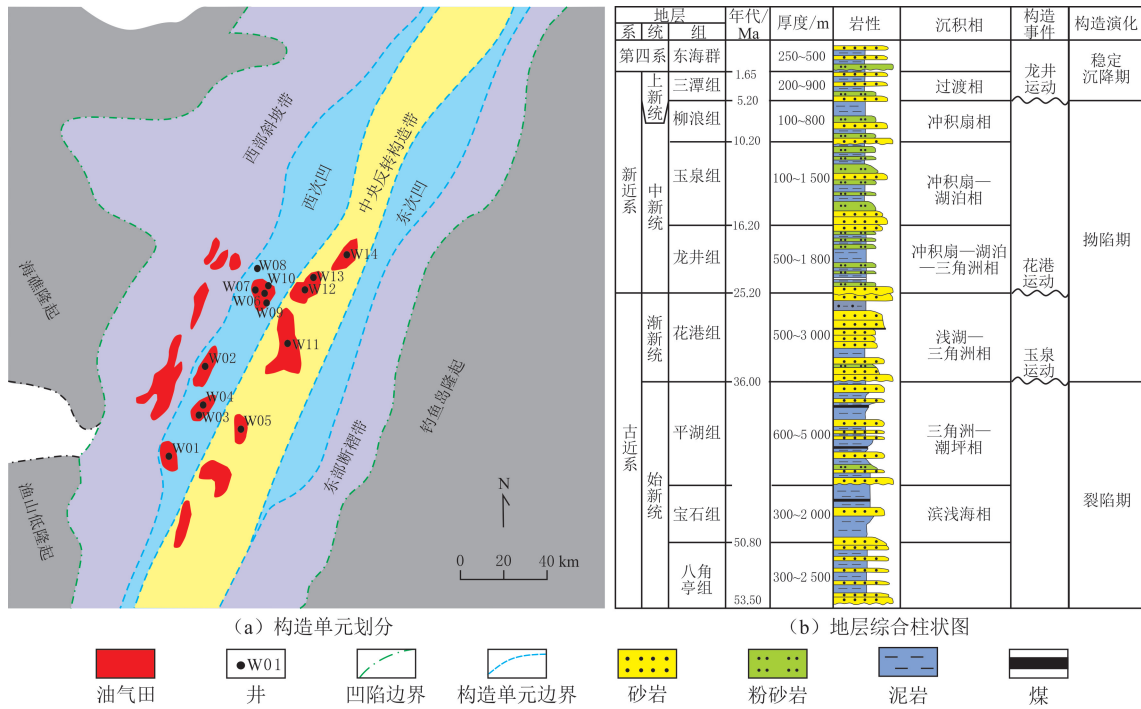


图1 西湖凹陷构造单元划分及地层综合柱状图
Fig.1 Division of structural units and comprehensive stratigraphic column of Xihu Depression

2 孔隙结构表征

2.1 矿物沉积特征

样品选自西湖凹陷西次凹和中央反转构造带的14口钻井、38块花港组砂岩(见表1),包括细砂岩(见图2(a))、含砾砂岩(见图2(b))和含泥质纹层砂岩(见图2(c)),主要发育长石质石英砂岩、岩屑质长石砂岩和岩屑质石英砂岩(见图3(a)、表1)。细砂岩主要为滩坝或河道沉积的块状砂岩;含砾砂岩为河道底部沉积,粒度向上变细过渡为河道沉积细砂岩;含泥质纹层砂岩为河道间沉积。含砾砂岩中的砾石和含泥质纹层砂岩中的泥质纹层导致不同岩性样品矿物质量分数存在显著差异,含砾砂岩、细砂岩和含泥质纹层砂岩中的石英平均质量分数分别为78.3%、70.7%和64.6%,黏土矿物平均质量分数分别为5.4%、9.0%和13.9%(见图3(a))。沉积物的分选因数为2.23~12.88,分选为中等—较差,其中,细砂岩的分选最好,分选因数为2.23~3.24,平均为2.62;其次是含泥质纹层砂岩的分选因数为2.58~4.03,平均为2.94;含砾砂岩的分选最差,分选因数为3.04~12.88,平均为5.06(见图3(b))。

表 1 研究区样品信息与矿物质量分数
Table 1 Sample information and mineral content in study area

| 样品编号 | 井名 | 深度/ m | 岩性 | 粒度中值 (d_M)/ μm | 分选因数 (S_o) | 偏度 (K_s) | 峰度 (K_G) | 矿物质量分数/% | | | | | 黏土矿物质量分数/% | | | |
|------|-----|----------|-----|----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------------|----------|-------|-------|------|-------|------------|-------|-------|-------|
| | | | | | | | | 石英 | 长石 | 方解石 | 白云石 | 黏土矿物 | 伊/蒙混层 | 伊利石 | 高岭石 | 绿泥石 |
| S01 | W01 | 3 682.95 | Ps | 186.4 | 4.06 | 0.41 | 1.11 | 79.90 | 10.30 | 3.50 | | 6.30 | 39.00 | 25.00 | 4.00 | 32.00 |
| S02 | W01 | 3 696.60 | Fs | 206.2 | 2.64 | 0.36 | 1.21 | 68.80 | 22.10 | 0.30 | | 8.80 | 45.00 | 50.00 | | 5.00 |
| S03 | W02 | 3 984.98 | Fs | 184.2 | 3.09 | 0.35 | 1.20 | 76.80 | 15.50 | 0.70 | | 7.00 | 58.00 | 19.00 | | 23.00 |
| S04 | W02 | 3 987.98 | Fs | 194.4 | 2.90 | 0.40 | 1.28 | 70.00 | 21.50 | | | 8.50 | 38.00 | 33.00 | | 29.00 |
| S05 | W02 | 4 325.20 | Ps | 163.9 | 3.18 | 0.39 | 1.24 | 67.50 | 24.60 | | | 7.90 | 35.00 | 29.00 | | 36.00 |
| S06 | W02 | 4 333.00 | Ps | 146.0 | 3.21 | 0.38 | 1.25 | 80.00 | 13.00 | | | 7.00 | 36.00 | 35.00 | | 29.00 |
| S07 | W02 | 4 334.30 | Fs | 198.5 | 2.54 | 0.35 | 1.34 | 71.10 | 21.00 | | | 7.90 | 38.00 | 32.00 | | 30.00 |
| S08 | W02 | 4 339.50 | Sal | 202.0 | 2.86 | 0.47 | 1.49 | 65.00 | 19.20 | | | 15.80 | 36.00 | 60.00 | 1.00 | 3.00 |
| S09 | W03 | 3 531.75 | Sal | 72.0 | 2.72 | 0.14 | 1.35 | 44.80 | 25.30 | 9.80 | 3.30 | 16.80 | 29.00 | 23.00 | | 48.00 |
| S10 | W03 | 3 533.10 | Fs | 77.7 | 2.38 | 0.27 | 1.30 | 54.10 | 28.80 | 4.50 | 2.20 | 10.40 | 33.00 | 22.00 | | 45.00 |
| S11 | W04 | 3 962.36 | Fs | 239.8 | 2.44 | 0.37 | 1.38 | 74.60 | 14.20 | 3.40 | | 7.80 | 41.00 | 32.00 | | 27.00 |
| S12 | W04 | 3 966.36 | Fs | 246.8 | 2.64 | 0.36 | 1.19 | 81.50 | 10.00 | | | 8.50 | 44.00 | 26.00 | | 30.00 |
| S13 | W05 | 3 657.78 | Sal | 155.3 | 2.82 | 0.41 | 1.42 | 71.20 | 16.00 | | | 12.80 | 25.00 | 24.00 | 9.00 | 42.00 |
| S14 | W06 | 4 322.80 | Ps | 48.2 | 12.88 | 0.18 | 1.26 | 71.80 | 21.80 | 0.90 | | 5.50 | 44.00 | 24.00 | | 32.00 |
| S15 | W06 | 4 326.60 | Ps | 193.0 | 4.00 | 0.54 | 1.27 | 81.60 | 13.80 | 0.60 | | 4.00 | 32.00 | 34.00 | | 34.00 |
| S16 | W07 | 4 609.63 | Fs | 202.8 | 2.37 | 0.38 | 1.41 | 70.20 | 18.90 | 0.90 | | 10.00 | 14.00 | 30.00 | | 56.00 |
| S17 | W08 | 4 681.30 | Ps | 255.5 | 3.04 | 0.42 | 1.18 | 89.00 | 8.60 | 0.70 | | 1.70 | 21.00 | 28.00 | 7.00 | 44.00 |
| S18 | W08 | 4 684.50 | Fs | 248.8 | 2.64 | 0.45 | 1.42 | 80.80 | 13.30 | | | 5.90 | 35.00 | 31.00 | | 34.00 |
| S19 | W09 | 4 298.76 | Fs | 214.2 | 2.23 | 0.31 | 1.50 | 65.10 | 26.00 | 0.80 | | 8.10 | 36.00 | 35.00 | | 29.00 |
| S20 | W09 | 4 305.65 | Sal | 73.3 | 4.03 | 0.31 | 1.19 | 67.60 | 19.40 | 0.90 | | 12.10 | 21.00 | 30.00 | | 49.00 |
| S21 | W09 | 4 475.30 | Fs | 244.1 | 2.31 | 0.37 | 1.44 | 67.50 | 24.80 | 0.40 | | 7.30 | 29.00 | 39.00 | | 32.00 |
| S22 | W09 | 4 478.79 | Fs | 177.8 | 2.76 | 0.39 | 1.39 | 65.70 | 24.10 | | | 10.20 | 10.00 | 42.00 | | 48.00 |
| S23 | W10 | 4 333.47 | Fs | 133.6 | 2.53 | 0.35 | 1.25 | 68.30 | 19.40 | 0.60 | | 11.70 | 14.00 | 35.00 | 3.00 | 48.00 |
| S24 | W10 | 4 339.10 | Fs | 214.2 | 2.41 | 0.34 | 1.36 | 48.80 | 27.20 | 11.20 | | 12.80 | 39.00 | 32.00 | | 29.00 |
| S25 | W10 | 4 507.27 | Fs | 218.5 | 2.76 | 0.39 | 1.33 | 70.20 | 15.40 | | | 14.40 | 26.00 | 27.00 | | 47.00 |
| S26 | W10 | 4 614.26 | Fs | 164.6 | 2.75 | 0.37 | 1.28 | 69.10 | 17.00 | 0.80 | 0.70 | 12.40 | 17.00 | 31.00 | 1.00 | 51.00 |
| S27 | W11 | 3 125.73 | Fs | 228.1 | 2.76 | 0.44 | 1.50 | 82.00 | 6.10 | | 0.90 | 11.00 | 42.00 | 24.00 | 17.00 | 17.00 |
| S28 | W11 | 3 125.83 | Fs | 231.3 | 2.57 | 0.36 | 1.26 | 64.20 | 27.00 | 2.50 | | 6.30 | 45.00 | 25.00 | 15.00 | 15.00 |
| S29 | W11 | 3 130.57 | Fs | 201.8 | 3.24 | 0.54 | 1.51 | 85.20 | 5.10 | 1.60 | | 7.70 | 36.00 | 25.00 | 26.00 | 13.00 |
| S30 | W11 | 3 132.47 | Fs | 219.9 | 2.83 | 0.55 | 1.65 | 79.50 | 14.10 | | 0.70 | 5.70 | 31.00 | 24.00 | 23.00 | 22.00 |
| S31 | W11 | 3 137.55 | Fs | 256.5 | 2.64 | 0.52 | 1.67 | 85.50 | 5.70 | | 0.90 | 7.90 | 37.00 | 27.00 | 17.00 | 19.00 |
| S32 | W11 | 3 144.66 | Sal | 174.4 | 2.65 | 0.43 | 1.62 | 76.50 | 10.50 | | | 13.00 | 20.00 | 22.00 | 18.00 | 40.00 |
| S33 | W11 | 3 972.32 | Sal | 159.6 | 2.58 | 0.38 | 1.54 | 62.20 | 24.40 | 0.70 | | 12.70 | 27.00 | 39.00 | 3.00 | 31.00 |
| S34 | W11 | 3 975.40 | Fs | 182.6 | 2.52 | 0.33 | 1.33 | 59.40 | 29.70 | 0.70 | | 10.20 | 32.00 | 39.00 | | 29.00 |
| S35 | W11 | 3 986.50 | Fs | 229.0 | 2.45 | 0.32 | 1.24 | 65.40 | 25.10 | 0.90 | | 8.60 | 23.00 | 34.00 | | 43.00 |
| S36 | W12 | 3 768.60 | Fs | 231.6 | 2.61 | 0.55 | 1.47 | 77.60 | 9.10 | 6.40 | | 6.70 | 54.00 | 27.00 | | 19.00 |
| S37 | W13 | 4 289.50 | Fs | 115.6 | 2.55 | 0.34 | 1.26 | 62.60 | 27.00 | 0.60 | 0.80 | 9.00 | 28.00 | 31.00 | | 41.00 |
| S38 | W14 | 3 917.20 | Fs | 156.7 | 2.54 | 0.31 | 1.21 | 75.40 | 15.20 | 0.20 | | 9.20 | 25.00 | 49.00 | | 26.00 |

注:Fs 为细砂岩;Ps 为含砾砂岩;Sal 为含泥质纹层砂岩。

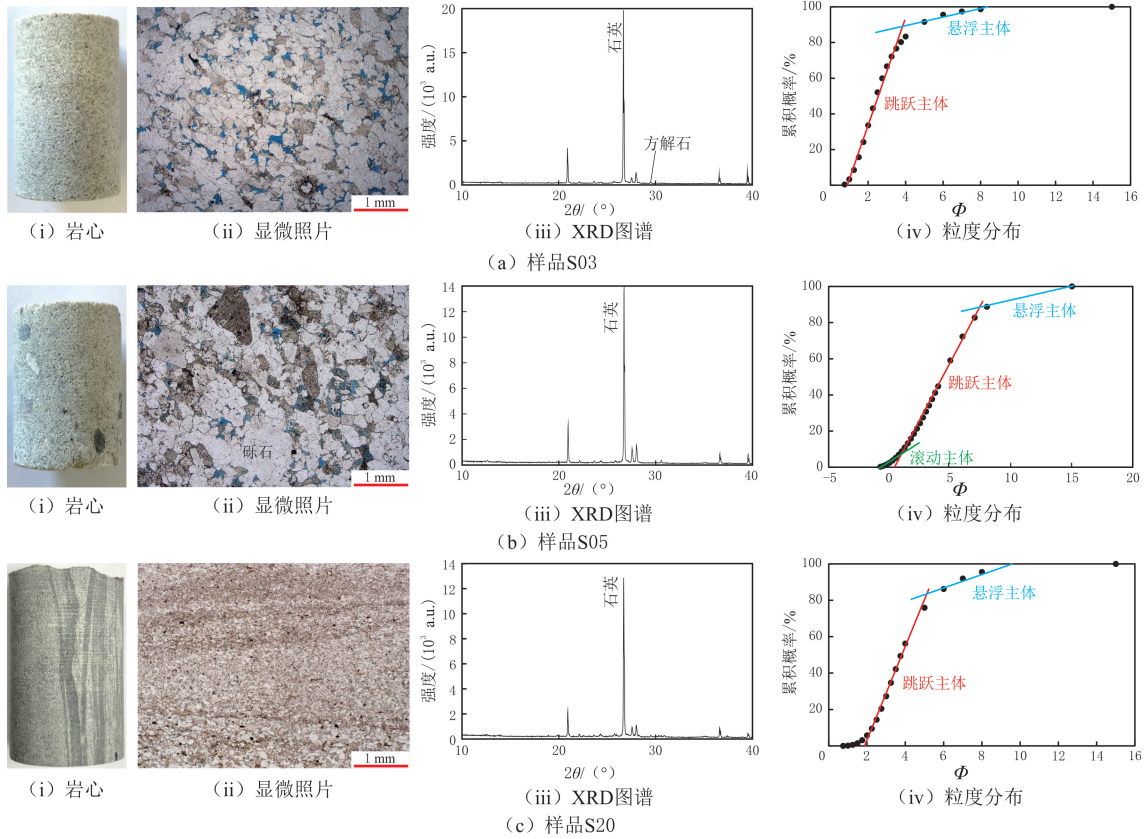


图2 研究区样品岩心和镜下照片、矿物成分和粒度分布特征

Fig.2 Core photos, micrographs, mineral composition and particle size distribution characteristics of typical samples in study area

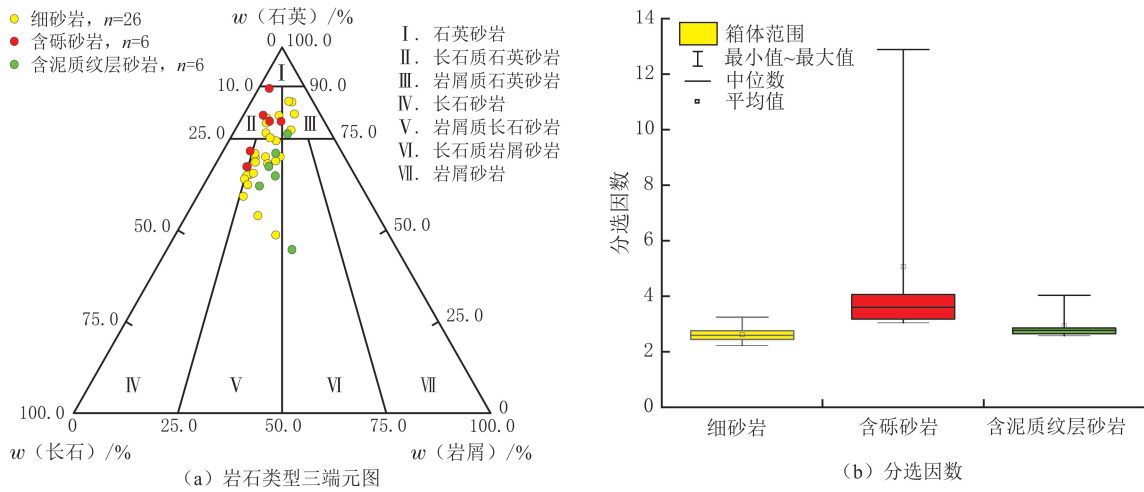
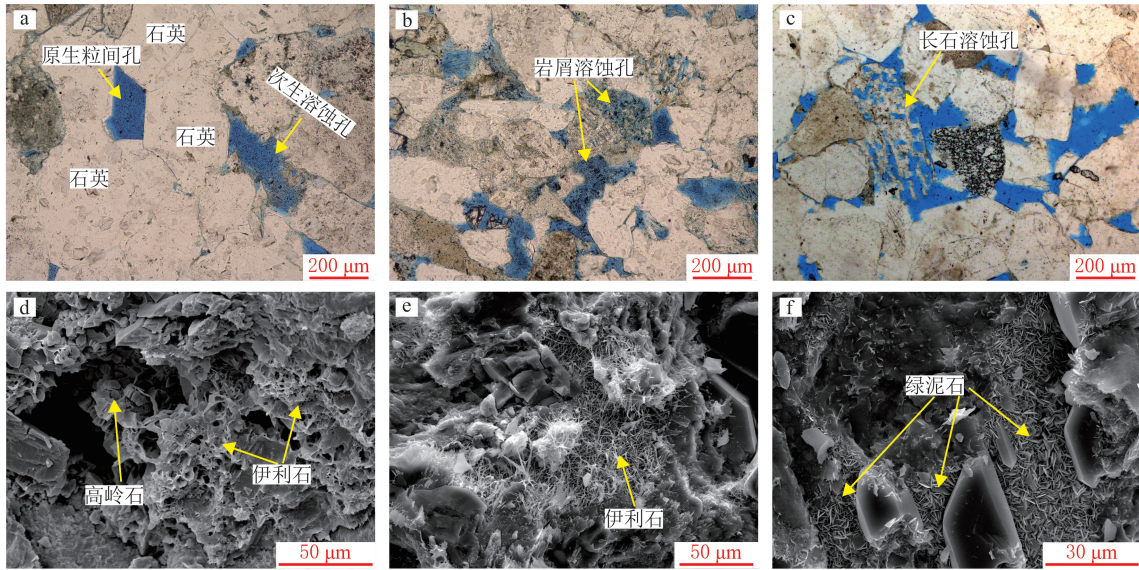


图3 研究区砂岩岩石类型三端元图和分选因数分布

Fig.3 Rock type discrimination and comparison diagram of sorting coefficient of sandstone in study area

2.2 孔径分布特征

研究区花港组储层孔隙度为 1.75%~17.76%，平均为 9.35%，渗透率为 $(0.047 \sim 4.460) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $0.974 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，主要为中低孔—中低渗储层。储层孔隙类型包括原生粒间孔(见图 4(a))、次生溶蚀孔(见图 4(b-c))和黏土矿物晶间孔(见图 4(d-f))。孔隙空间主要为次生溶蚀孔，发育大量岩屑和长石溶蚀孔，呈椭圆形(见图 4(b-c))；原生粒间孔较少，常呈多形状出现在刚性颗粒之间(见图 4(a))。高岭石的晶间孔隙大多为椭球形，孔隙空间相对较大(见图 4(d))，伊利石和绿泥石的晶间孔大多为瓶颈状，孔隙空间小，连通性差(见图 4(e-f))。



(a) 样品S11, 原生粒间孔和次生溶蚀孔; (b) 样品S13, 岩屑溶蚀孔; (c) 样品S15, 长石溶蚀孔; (d) 样品S01, 伊利石和高岭石晶间孔; (e) 样品S04, 伊利石晶间孔; (f) 样品S26, 绿泥石晶间孔

图 4 研究区砂岩孔隙类型显微照片

Fig. 4 Microscopy images of sandstone pore types in study area

根据高压压汞实验孔径分布结果,研究区花港组砂岩的孔隙半径分布在 $0.004 \sim 9.000 \mu\text{m}$ 之间(见图 5(a-b))。大孔隙的主峰大多分布在 $0.100 \sim 1.000 \mu\text{m}$ 之间(见图 5(a)),部分样品小于 $0.100 \mu\text{m}$ 的小孔隙表现多峰特征(见图 5(b)),表明孔隙结构复杂。顶点法是分析孔隙连通性的常用方法,以汞饱和度 (S_{Hg}) 为横坐标,以汞饱和度与注入压力比 (S_{Hg}/p_c) (p_c 为毛细管压力) 为纵坐标绘制散点图(见图 5(c)),利用曲线的顶点参数(顶点孔喉半径 r_{apex} 和顶点汞饱和度 $S_{\text{Hg,apex}}$) 可以表征孔隙系统的连通性^[15]。细砂岩、

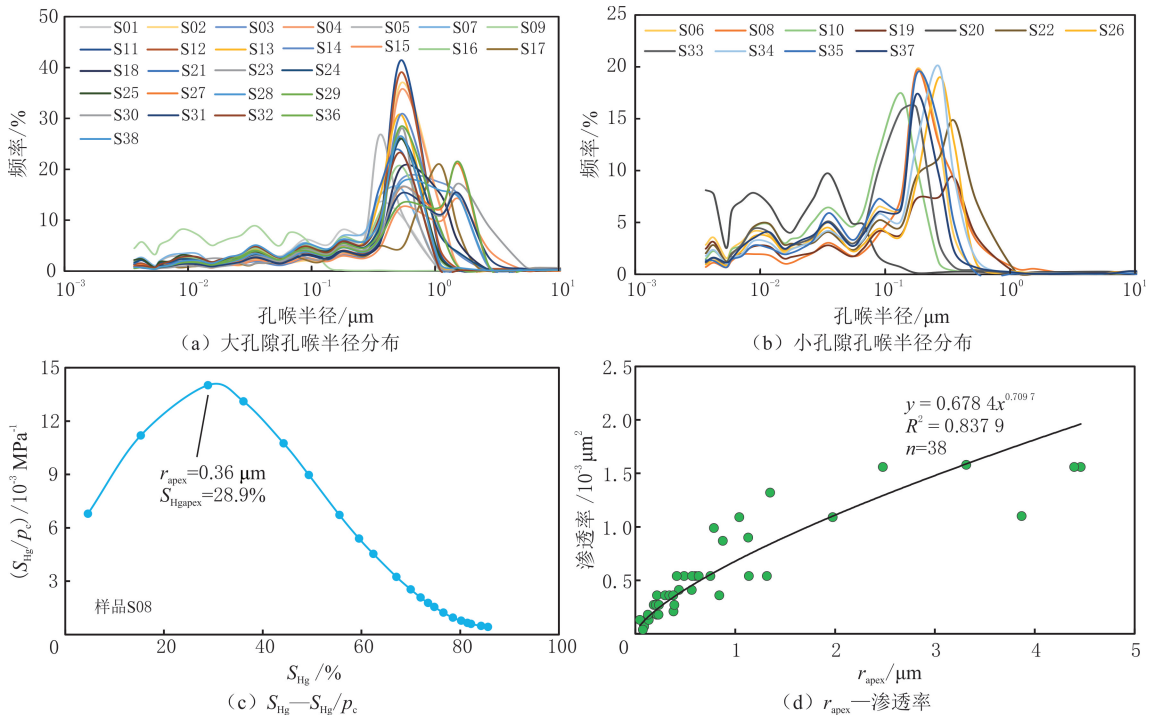


图 5 研究区样品孔喉半径分布、 S_{Hg} 与 S_{Hg}/p_c 、 r_{apex} 与渗透率关系

Fig. 5 Pore throat radius distribution, pore connectivity parameter obtained using high-pressure mercury intrusion and its relationship with permeability in study area

含砾砂岩和含泥质纹层砂岩的 r_{apex} 分别为 $0.13\sim 1.58$ 、 $0.18\sim 1.32$ 和 $0.04\sim 0.54\ \mu\text{m}$, r_{apex} 与渗透率具有良好的相关关系(见图 5(d)),表明 r_{apex} 可以有效地表征孔隙连通性。

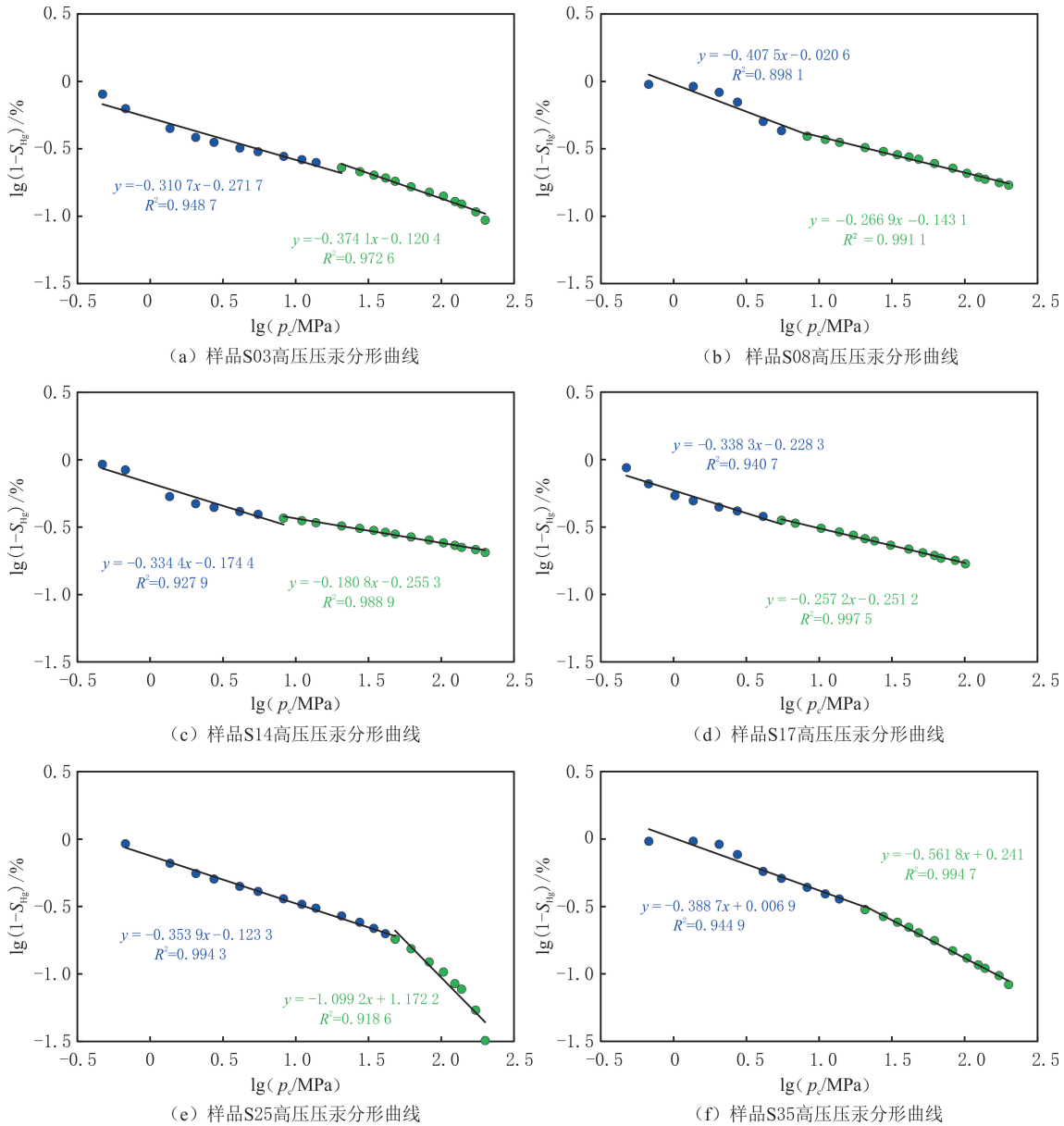
2.3 高压压汞分形

高压压汞(HPMI)分形维数广泛应用于页岩和砂岩储层的孔隙结构评价^[16-18],基于管束状模型对高压压汞曲线进行分形处理,计算方程^[19]为

$$\lg(1 - S_{Hg}) = (D_g - 3)\lg(p_c/\text{MPa}) - (D_g - 3)\lg(p_{\min}/\text{MPa}), \quad (1)$$

式中: D_g 为分形维数; p_{\min} 为最小毛细管压力。

根据高压压汞分形理论,以 $\lg(p_c/\text{MPa})$ 和 $\lg(1 - S_{Hg})$ 分别为横、纵坐标绘制散点图,将曲线以拐点为截止点分为两段(见图 6(a-f))。低 $\lg(p_c/\text{MPa})$ 段获得的分形维数(D_1)表示大孔隙的表面粗糙度,高 $\lg(p_c/\text{MPa})$ 段获得的分形维数(D_2)表示小孔隙的表面粗糙度, D_1 和 D_2 的分布范围分别为 $2.52\sim 2.77$ 和 $0.82\sim 2.85$,平均分别为 2.66 和 2.24。分形维数与渗透率相关关系较差,表明分形维数对致密砂岩储层孔隙结构的表征具有一定的局限性(见图 6(g-h))。



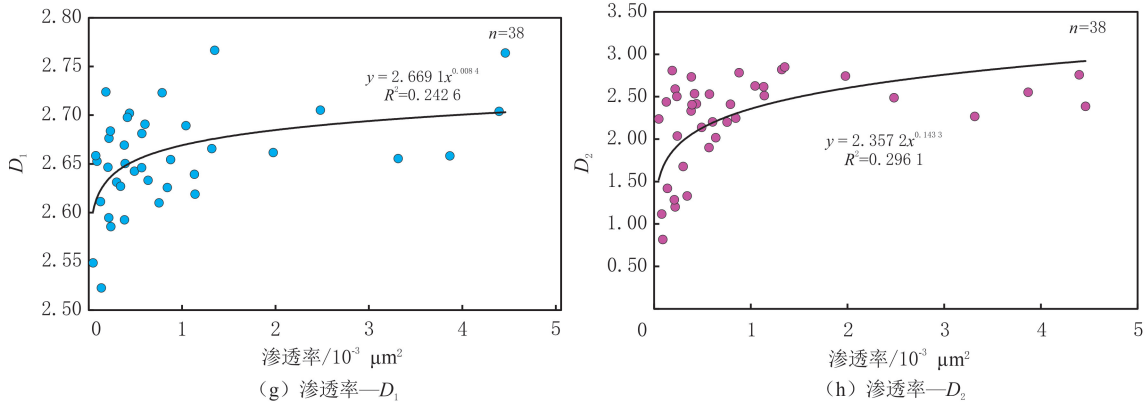


图 6 研究区样品压汞分形曲线及分形维数与渗透率的关系

Fig. 6 HPMI fractal curves of six samples and its relationship with permeability in study area

2.4 孔径曲线重构

利用双峰高斯函数模拟孔径和粒度分布^[9-10]。为提取更多的孔径分布参数,假设孔径分布曲线是两条双峰曲线叠加的高斯密度函数,函数曲线表达式为

$$P = \varphi_1 \frac{1}{\sqrt{2\pi} \lg \sigma_1} e^{-\frac{(\lg r - \lg r_1)^2}{2 \lg^2 \sigma_1}} + \varphi_2 \frac{1}{\sqrt{2\pi} \lg \sigma_2} e^{-\frac{(\lg r - \lg r_2)^2}{2 \lg^2 \sigma_2}} ; \quad (2)$$

$$\varphi_1 + \varphi_2 = \varphi_s, 0 < \varphi_1 < \varphi_s, 0 < \varphi_2 < \varphi_s. \quad (3)$$

式中: P 为分布频率; r 为孔隙半径; φ_s 为连通孔隙体积分数; φ_1 和 φ_2 分别为小孔隙和大孔隙的体积分数; r_1 和 r_2 分别为小孔隙和大孔隙的平均半径; $\lg \sigma_1$ 和 $\lg \sigma_2$ 分别为小孔隙和大孔隙的对数标准差(值越高,储层的非均质性越强)。

采用大孔隙体积分数(φ_2)和大孔隙平均半径(r_2)能更好反映储层岩石的渗透能力,利用 φ_2 和 μ_2 与孔隙度(ϕ)构建孔隙结构评价指数(η), η 越大,储层岩石的渗透能力越强,计算公式为

$$\eta = \phi \varphi_2 r_2. \quad (4)$$

孔隙结构评价指数(η)构建步骤:

- (1)对岩心柱样进行高压压汞实验,利用高压压汞数据得到孔喉半径的分布曲线;
- (2)采用双峰高斯密度函数拟合孔喉半径分布曲线,得到孔隙结构参数($\varphi_1, r_1, \lg \sigma_1; \varphi_2, r_2, \lg \sigma_2$),分析参数与储层物性的相关关系;
- (3)利用提取的孔隙结构参数和式(2),建立孔喉半径与孔隙结构参数的经验公式,拟合孔喉分布曲线;
- (4)利用式(4)计算 η 。

采用双峰高斯函数拟合孔喉分布曲线(见图 7)。由图 7 可知,拟合曲线与实测曲线具有较高的一致性(R^2 最小为 0.904 1),表明该方法能够有效重建孔径分布曲线。孔隙结构参数与孔隙度、渗透率的关系表明,大孔隙结构参数 φ_2 和 r_2 与储层孔隙度、渗透率具有良好的相关关系(见图 8),利用大孔隙结构参数构建孔隙结构指数具有合理性。细砂岩、含砾砂岩和含泥质纹层砂岩的 η 分布范围分别为 0.183~7.741、0.131~2.152 和 0.011~0.882,表明泥质体积分数的增加对孔隙结构有显著破坏作用;大量存在的砾石有利于粒间孔保存,当砾石体积分数较低时,砂岩分选变差,储层更加致密。岩性对孔隙结构具有一定影响,但不能有效区分孔隙结构的类型。以 $\eta > 1.0$ 、 $1.0 \leq \eta \leq 0.3$ 和 $\eta < 0.3$ 为界,将孔隙结构分为 A、B、C 三种类型,细砂岩主要由 A、B 型孔隙结构组成,含少量 C 型孔隙结构;含泥质纹层砂岩以 C 型孔隙结构为主。

3 孔隙结构表征影响因素

3.1 孔隙结构评价指数

孔隙结构评价指数(η)与孔隙度、渗透率、孔隙结构参数(排驱压力(p_d)、平均孔喉半径(\bar{r})、孔喉半径

中值(r_{50})和 r_{apex})、分形维数(D_1 和 D_2)具有良好的相关关系(见图 9),表明 η 可以作为表征孔隙结构的有效指标,孔隙体积越大(孔隙度、 \bar{r} 和 r_{50} 等参数越大),孔隙的连通性越好(渗透率 K 和 r_{apex} 越大), η 越大,孔隙结构质量越好。利用 η 对储层孔隙结构进行分类,不同类型样品的渗透率存在显著差异,进行孔隙结构分类的差异显著高于岩性分类的(见图 10),表明可以有效划分储层孔隙结构类型。

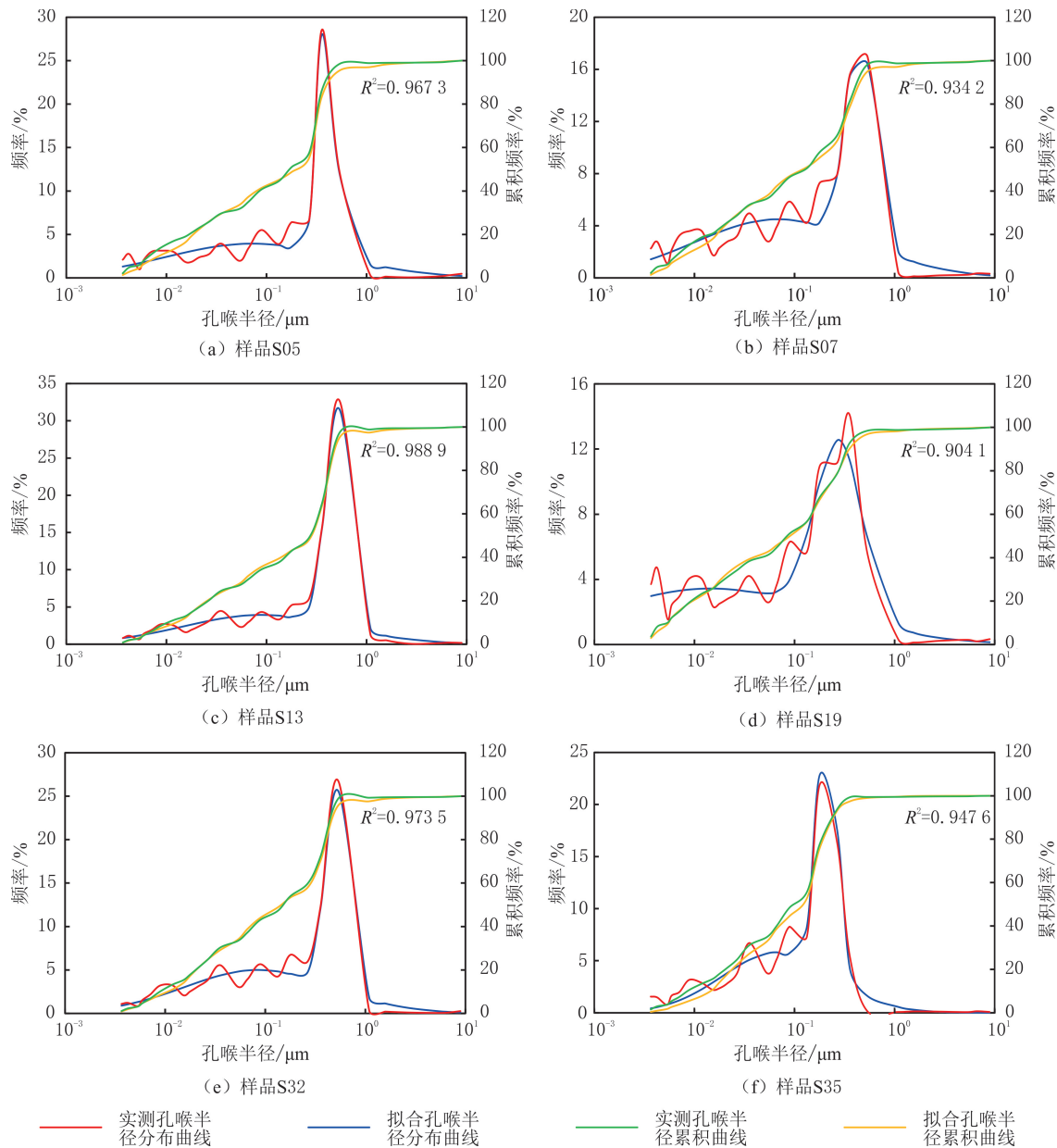


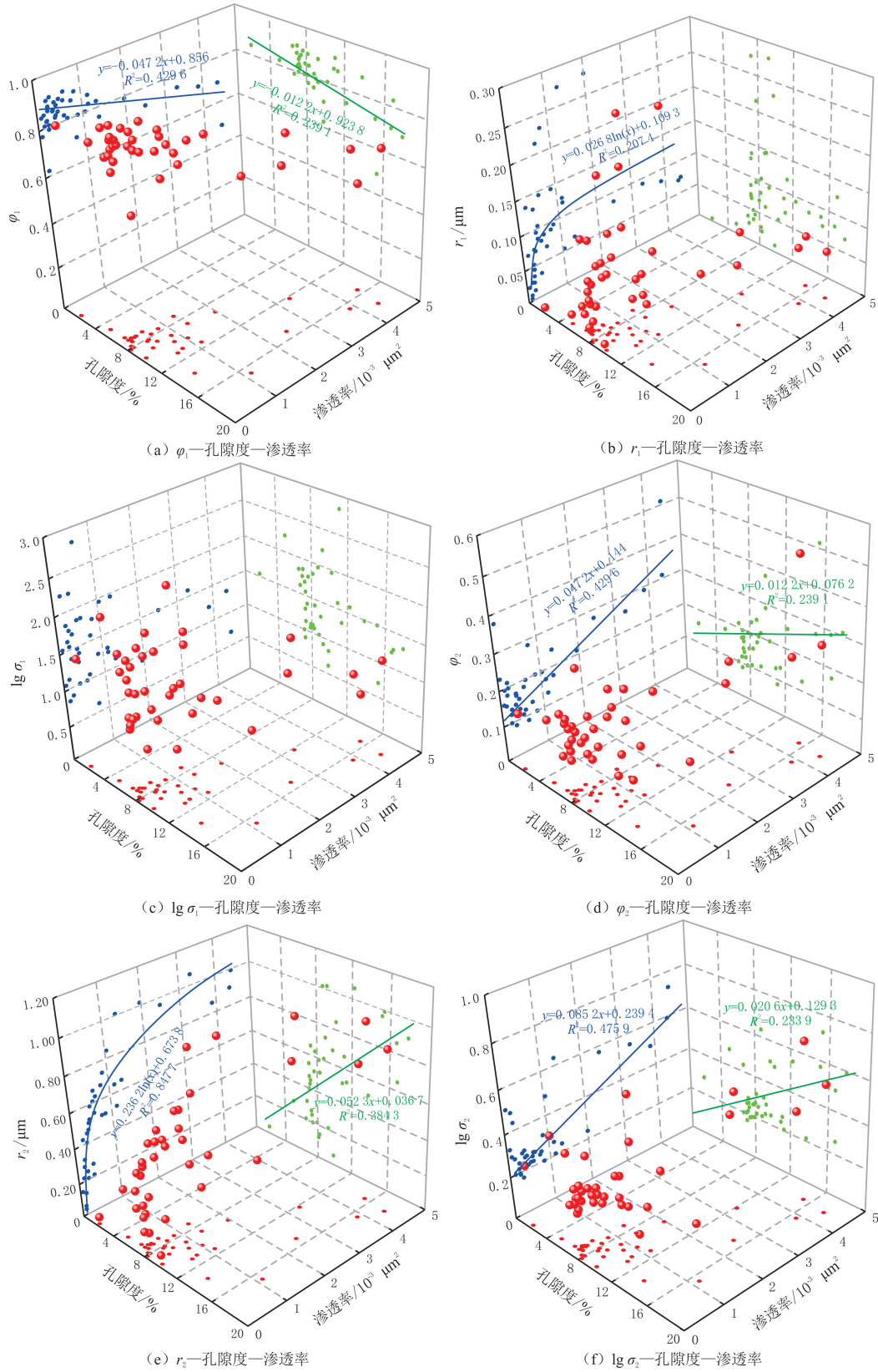
图 7 研究区典型样品孔径分布曲线与拟合曲线

Fig. 7 Pore size distribution curves of HPMI and fitting curves in study area

为实现储层规模孔隙结构评价,分析自然伽马(GR)、密度(DEN)和声波时差(AC)等测井曲线与 η 的关系,利用测井曲线有效预测 η ,拟合公式为

$$\eta = 2.57 - 0.16GR + 0.19DEN + 0.07AC. \tag{5}$$

研究区 38 块样品的预测和实测 η 吻合度较高,相关因数 R^2 为 0.969 2(见图 11)。W02 井的储层孔隙结构预测结果与实测数据点吻合度好(见图 12),可以实现单井储层孔隙结构类型划分,用于评估储层规模孔隙结构。



红色三维点为空间分布；红色、蓝色和绿色二维点为三维点在各二维面上的投影

图 8 研究区孔隙结构参数与储层孔隙度和渗透率关系

Fig. 8 The relationship between pore structure parameters and reservoir porosity and permeability in study area

| | η | ϕ | K | p_d | \bar{r} | r_{50} | S_{Hgapex} | r_{apex} | D_1 | D_2 |
|--------------|--------|--------|------|-------|-----------|----------|--------------|------------|-------|-------|
| η | 1 | 0.84 | 0.94 | -0.87 | 0.90 | 0.82 | -0.34 | 0.94 | 0.53 | 0.58 |
| ϕ | | 1 | 0.76 | -0.60 | 0.65 | 0.65 | -0.27 | 0.73 | 0.27 | 0.44 |
| K | | | 1 | -0.85 | 0.90 | 0.84 | -0.32 | 0.92 | 0.49 | 0.54 |
| p_d | | | | 1 | -0.97 | -0.84 | -0.31 | -0.94 | -0.53 | -0.68 |
| \bar{r} | | | | | 1 | 0.91 | -0.14 | 0.97 | 0.61 | 0.69 |
| r_{50} | | | | | | 1 | 0.37 | 0.88 | 0.45 | 0.56 |
| S_{Hgapex} | | | | | | | 1 | -0.31 | -0.30 | 0.14 |
| r_{apex} | | | | | | | | 1 | 0.53 | 0.65 |
| D_1 | | | | | | | | | 1 | 0.42 |
| D_2 | | | | | | | | | | 1 |

图 9 研究区孔隙结构参数相关关系矩阵

Fig. 9 Correlation coefficient matrix of pore structure parameters in study area

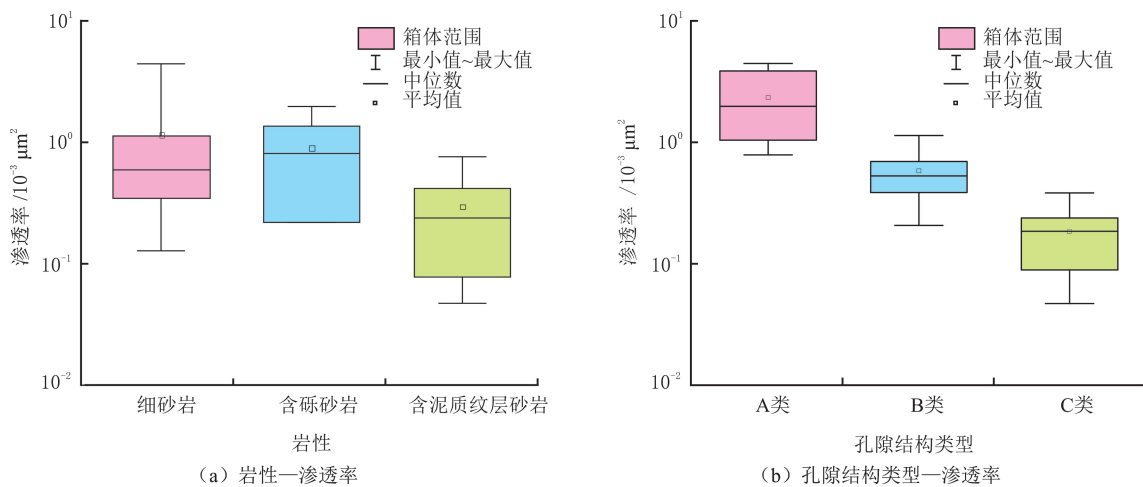


图 10 不同岩性和孔隙结构类型样品的渗透率分布范围

Fig. 10 The permeability distribution range of rock samples with different rock types and pore types

3.2 孔隙结构影响因素

孔隙结构影响因素包括沉积作用、矿物组成及成岩作用。研究区样品的中值粒径为 48.2~256.5 μm ,分布范围广,表明水动力条件存在显著差异; K_s 为 0.14~0.55,表明沉积物主要由粗粒成分组成; K_G 为 1.11~1.67,表明大多数样品的粒度呈正态分布,主体粒度占比大。 η 与 d_m 、 K_s 和 K_G 呈正相关关系(见表 2),表明沉积物粒度粗、粒度分布集中,有利于孔隙的发育与保存。沉积物粒度越粗,粒度分布越集中,砂岩分选越好,储层中原始粒间孔保存更好;研究区花港组储层埋深普遍大于 3 000 m(见表 1),受强压实作用,原生粒间孔大幅减小,平湖组煤系烃源岩生成大量的有机酸,保存更多的原生粒间孔,有利于有机酸的大量充注与储层改造,从而形成大量的次生溶蚀孔。

矿物组成对储层孔隙结构有显著影响, η 与石英质量分数呈明显正相关关系(见表 2、图 13(a)),与细粒硅质碎屑—碳酸盐混合沉积物的相关关系相反,与砂岩储层的一致^[20]。石英作为砂岩储层中的主要刚性矿物,有利于粒间孔隙的形成和连通孔隙的保存;细粒硅质碎屑—碳酸盐混合沉积物的孔隙空间以碳酸盐矿物的粒间孔隙为主,石英质量分数的增加不利于形成刚性钙质。 η 与黏土土矿物、碳酸盐胶结物质量分数呈负相关关系(见图 13(b-c))。研究区黏土矿物主要为伊利石和绿泥石,纤维状伊利石易被储层流体破坏而堵塞喉道,不利于连通孔隙保存^[21];大量的绿泥石(平均质量分数为 32.29%)占据孔隙空间,孔隙

连通性降低;特殊晶格结构的高岭石可以保护粒间微孔^[22-23],对孔隙结构起显著改善作用。早期碳酸盐胶结物的存在可以抵抗压实作用,晚期的溶解可以提高储层质量^[24-25],但砂岩储层中碳酸盐胶结物在埋藏过程中的溶解作用存在争议^[26]。研究区样品中的碳酸盐胶结物主要填充于原生孔隙或占据部分溶蚀孔隙,减少甚至完全堵塞孔隙和喉道空间(见图 13(f))。

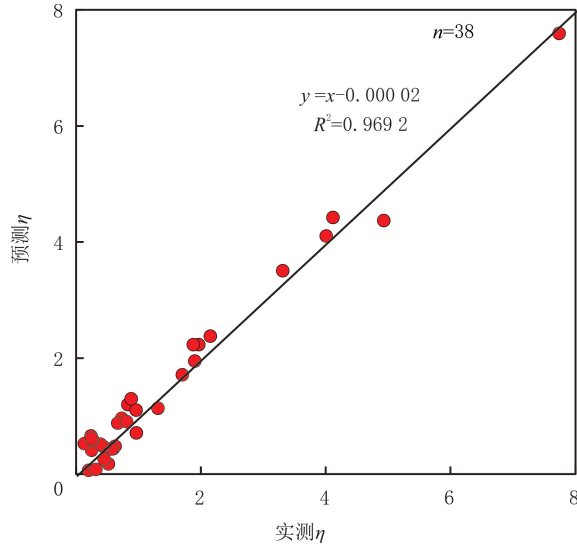


图 11 研究区样品实测与预测 η 关系

Fig. 11 Relationship between measured and predicted η values in study area

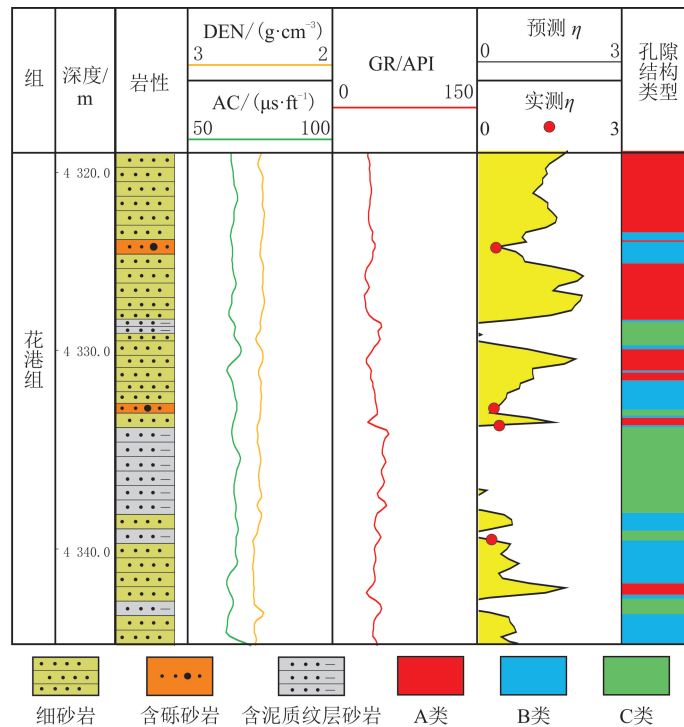


图 12 研究区 W02 井孔隙结构类型预测

Fig. 12 Pore structure prediction of well W02 in study area

压实、溶蚀和胶结作用等成岩作用是影响储层孔隙结构的重要因素。压实作用是导致储层孔隙度降低的主要原因,刚性矿物可以有效减少压实作用造成的损害,含泥质纹层砂岩的石英质量分数较少,黏土矿物质量分数较多,抗压实能力较差,导致孔隙结构较差(见图 13(a-b))。碎屑颗粒的溶解可以增加孔隙

度,改善储层质量^[27],当地层温度为 100~150 °C 时,以长石溶蚀为主,当地层温度大于 150 °C 时,岩屑开始大量溶解^[28]。研究区地层温度普遍大于 160 °C,在下部煤系地层强有机酸作用下,发育大量的长石和岩屑溶蚀孔,溶蚀孔占比普遍在 60% 以上,提高储层的孔隙连通性。

表 2 η 与孔隙结构参数相关关系

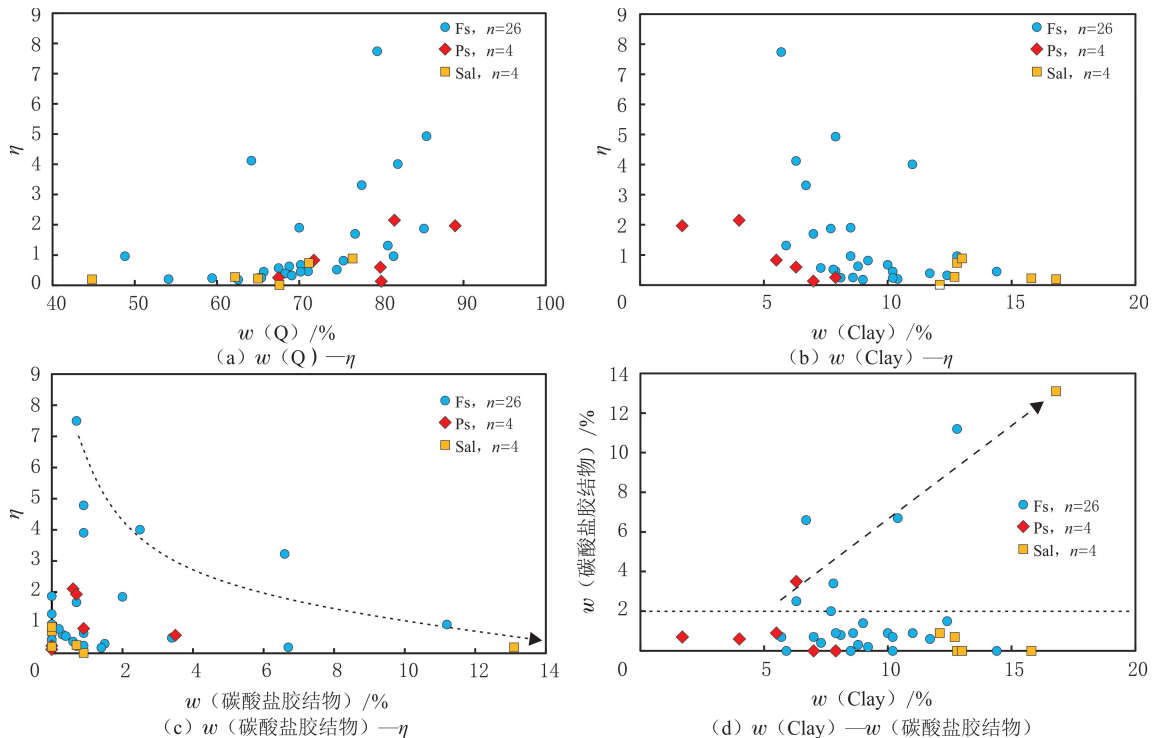
Table 2 Relationship between η and pore structure parameters

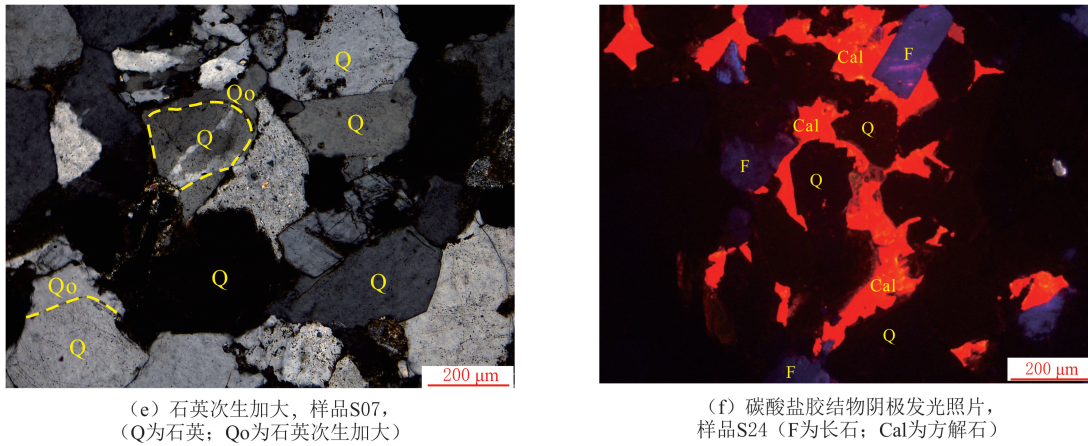
| 参数 | 相关关系公式 | R^2 | 相关关系 |
|------------------------------|---------------------------------------|--------|------|
| 中值粒径(d_M) | $\eta=0.0505e^{0.0137d_M}$ | 0.3480 | 正相关 |
| 偏度(K_S) | $\eta=10.747K_S-2.868$ | 0.3454 | 正相关 |
| 峰度(K_G) | $\eta=5.3218K_G-5.9367$ | 0.2093 | 正相关 |
| 石英质量分数($w(Q)$) | $\eta=4.0361\ln w(Q)+72.738$ | 0.2653 | 正相关 |
| 黏土矿物质量分数($w(\text{Clay})$) | $\eta=3.3505e^{-0.179w(\text{Clay})}$ | 0.2137 | 负相关 |
| 伊利石质量分数($w(I)$) | $\eta=-2.294\ln w(I)+9.0853$ | 0.1222 | 负相关 |
| 高岭石质量分数($w(K)$) | $\eta=0.1974w(K)^{0.9064}$ | 0.7202 | 正相关 |
| 绿泥石质量分数($w(C)$) | $\eta=2.6456e^{-0.044w(C)}$ | 0.2001 | 负相关 |

高岭石、伊利石和绿泥石等黏土矿物、自生石英和碳酸盐胶结物是砂岩储层中的常见胶结物,对储层质量有不同的影响。石英次生加大和碳酸盐胶结物的大规模发育堵塞孔隙和喉道(见图 13(e-f)),显著降低储层渗流能力^[29]。随碳酸盐胶结物质量分数的增加,孔隙结构质量明显变差(见图 13(c))。黏土矿物的大量发育有利于碳酸盐胶结物的形成(见图 13(d)),含钙流体为碳酸盐胶结物的形成提供必要的离子^[30]。含泥质纹层砂岩中含有更多的黏土矿物,有利于大量的碳酸盐胶结物发育,不利于连通孔隙发育(见图 13(d))。

3.3 适用性分析

根据孔隙结构评价指数,可以表征西湖凹陷渐新统花港组砂岩储层孔隙结构,分析影响因素。对于其他盆地或地区,需要获取孔径分布曲线,构建孔隙结构评价指数,利用单参数评价储层,操作流程更简单,结合 η 与测井曲线的相关关系实现全井段储层 η 的预测和孔隙结构类型的划分,有利于储层规模评价。





(e) 石英次生加大, 样品S07, (Q为石英; Qo为石英次生加大)

(f) 碳酸盐胶结物阴极发光照片, 样品S24 (F为长石; Cal为方解石)

图 13 研究区孔隙结构评价指数(η)与矿物质量分数关系及显微照片

Fig. 13 Relationship between mineral content and pore structure index η and microscopic photographs in study area

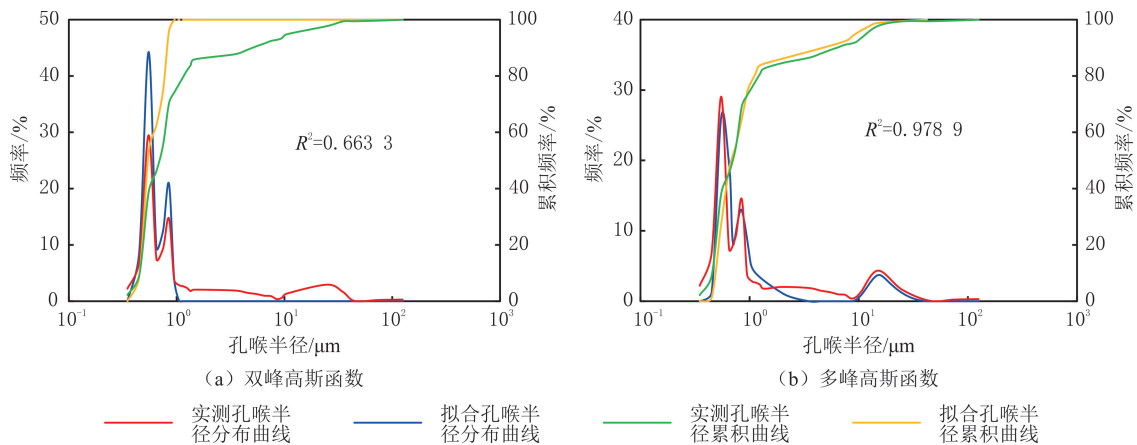


图 14 沾化凹陷沙河街组三段下部陆相页岩孔径分布曲线双峰高斯函数与多峰高斯函数拟合结果

Fig. 14 Comparison diagram of bimodal Gaussian function and multimodal Gaussian function fitting for pore diameter distribution curve of continental shale in the lower third members of Shahejie Formation in Zhanhua Sag

孔隙结构评价指数具有应用潜力,对预测优质储层和甜点段具有一定意义。双峰高斯函数的拟合对具有复杂孔隙结构和多峰分布特征的储层样品(页岩储层)的评价效果不好。沾化凹陷沙河街组三段下部陆相页岩孔径分布呈复杂多峰分布特征,采用双峰高斯函数模型时, R^2 为 0.663 3(见图 14(a)),拟合效果较差;采用多峰高斯函数模型时, R^2 为 0.978 9(见图 14(b)),拟合效果较好^[31]。因此,在评价不同类型的储层时,需要选择合适的拟合模型。

4 结论

(1) 东海盆地西湖凹陷花港组致密砂岩储层主要为长石质石英砂岩、岩屑质长石砂岩和岩屑质石英砂岩,物性较差,属于中低孔—中低渗储层。储集空间类型以次生溶蚀孔为主,原生粒间孔发育较少,孔隙形态主要为多边形、椭圆形和瓶颈状,孔隙结构非均质性较强。

(2) 花港组砂岩储层的孔隙结构受沉积作用和成岩作用共同控制。沉积粒度越粗,粒度分布越集中,孔隙结构越好。不同矿物成分对储层质量具有差异影响,刚性石英颗粒可以有效抑制压实作用引起的减孔,碳酸盐胶结物和黏土矿物使孔隙连通性变差,高岭石可以有效保护粒间微孔。压实作用是研究区储层质量变差的主要原因,胶结作用次之,长石和岩屑的大面积溶蚀是提高储层孔隙连通的关键。

(3) 提出孔隙结构评价指数,利用双峰高斯函数重建研究区砂岩储层的孔径分布曲线,可以有效预测

与评价砂岩储层孔隙结构。对于具有多峰分布的复杂孔结构的砂岩或页岩等样品,需要使用多峰高斯函数进行拟合。

参考文献(References):

- [1] BAGERI B S, ADEBAYO A R, JABERI J A, et al. Evaluating drilling fluid infiltration in porous media-comparing NMR, gravimetric, and X-ray CT scan methods[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021,198:108242.
- [2] PAN Yongshuai, HUANG Zhilong, LI Tianjun, et al. Pore structure characteristics and evaluation of lacustrine mixed fine-grained sedimentary rocks; a case study of the Lucaogou Formation in the Malang Sag, Santanghu Basin, Western China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021,201:108545.
- [3] QU Tong, HUANG Zhilong, CHEN Jinlong, et al. Pore structure characteristics and their diagenetic influence; a case study of paleogene sandstones from the Pinghu and Huagang Formations in the Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. *Mathematical Geosciences*, 2022, 54(8):1371-1412.
- [4] 关耀,叶青,张冲,等. 高压低渗透碎屑岩储层孔隙结构特征及分类评价:以莺歌海盆地东方 A-1 区黄流组一段为例[J]. *东北石油大学学报*, 2024,48(5):75-89.
GUAN Yao, YE Qing, ZHANG Chong, et al. Pore structure characteristics and classification evaluation of high-pressure and low-permeability elastic reservoir; taking the first number of Huangliu Formation in the Dongfang A-1 Area of Yinggehai Basin as an example [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(5):75-89.
- [5] 高永亮,李国永,刘小平,等. 南堡凹陷林雀次洼沙一段页岩不同尺度孔喉分形特征及其主控因素[J]. *特种油气藏*, 2024,31(6):39-48.
GAO Yongliang, LI Guoyong, LIU Xiaoping, et al. Fractal characteristics of shale pore throats at various scales and their dominant controlling factors in the first member of the Shahejie Formation in the Linque Sub-sag of the Nanpu Depression[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024,31(6):39-48.
- [6] NIE Renshi, ZHOU Jie, CHEN Zhangxin, et al. Pore structure characterization of tight sandstones via a novel integrated method: a case study of the Sulige Gas Field, Ordos Basin(Northern China)[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2021,213:104739.
- [7] GUO Xiaobo, HUANG Zhilong, ZHAO Libin, et al. Pore structure and multi-fractal analysis of tight sandstone using MIP, NMR and NMRC methods; a case study from the Kuqa Depression, China[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2019,178:544-558.
- [8] ZHU Feng, HU Wenxuan, CAO Jian, 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.
- [9] DONG Jin, HUANG Zhilong, CHEN Jinlong, et al. A new method to establish NMR T_2 spectrum based on bimodal Gaussian density function; a case study of tight sandstone in East China Sea Basin[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2018,167:628-637.
- [10] 陈建,叶青,邹金来,等. 基于双峰高斯函数的海上低渗储层孔隙结构定量表征:以琼东南盆地 BD21 气田陵水组三段为例[J]. *东北石油大学学报*, 2024,48(1):39-50.
CHEN Jian, YE Qing, HUAN Jinlai, et al. Quantitative characterization of pore structure in offshore low-permeability reservoirs based on double-peak Gaussian function; a case study of the third member of Lingshui Formation in BD21 Gas Field, Qiongdongnan Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(1):39-50.
- [11] 张宙,赵洪,罗仁春,等. 东海盆地西湖凹陷中央反转构造带花港组盖层特征[J]. *海洋地质前沿*, 2020,36(10):50-56.
ZHANG Zhou, ZHAO Hong, LUO Renchun, et al. Caprock of the Huagang Formation in the central inversion structural zone of Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2020,36(10):50-56.
- [12] 王亦然,徐国盛,刘勇,等. 西湖凹陷西次凹花港组致密砂岩储层成岩环境与孔隙演化[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2020,47(1):35-49.
WANG Yiran, XU Guosheng, LIU Yong, et al. Diagenetic environment and pore evolution of Huagang Formation compact sandstone reservoir in the western sub-depression of Xihu Depression, East China Sea[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2020,47(1):35-49.
- [13] ABBAS A, ZHU H T, ZENG Z W, et al. Sedimentary facies analysis using sequence stratigraphy and seismic sedimentology in the Paleogene Pinghu Formation, Xihu Depression, East China Sea Shelf Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018,93:287-297.
- [14] 屈童,黄志龙,李天军,等. 西湖凹陷平北地区武云亭凝析气田形成条件与成藏特征[J]. *地质学报*, 2024,98(1):247-265.
QU Tong, HUANG Zhilong, LI Tianjun, et al. Formation conditions and reservoir forming characteristics of the Wuyunting condensate gas field in Northern Pinghu slope zone of the Xihu Sag[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024,98(1):247-265.
- [15] PITTMAN E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection capillary pressure

- curves for sandstone[J]. AAPG Bulletin, 1992,76:191-198.
- [16] DUAN R Q, XU Z F, DONG Y H, et al. Characterization and classification of pore structures in deeply buried carbonate rocks based on mono- and multifractal methods[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021,203:108606.
- [17] DOU W C, LIU L F, JIA L B, et al. Pore structure, fractal characteristics and permeability prediction of tight sandstones: a case study from Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021,123:104737.
- [18] 冯阵东,周永,吴伟,等. 非均质砂岩储层压汞分形特征与储层评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2021,45(6):25-34.
FENG Zhendong, ZHOU Yong, WU Wei, et al. Mercury injection fractal characteristics and reservoir evaluation of heterogeneous sandstone reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2021,45(6):25-34.
- [19] 葛小波,李吉君,卢双舫,等. 基于分形理论的致密砂岩储层微观孔隙结构表征:以冀中坳陷致密砂岩储层为例[J]. 岩性油气藏, 2017,29(5):106-112.
GE Xiaobo, LI Jijun, LU Shuangfang, et al. Fractal characteristics of tight sandstone reservoir using mercury intrusion capillary pressure: a case of tight sandstone reservoir in Jizhong Depression[J]. Lithologic Reservoirs, 2017,29(5):106-112.
- [20] LI T J, HUANG Z L, ZHAO J, et al. Pore structure characteristics and their influencing factors: a case study from the Middle Jurassic mixed siliciclastic carbonate rocks, Turpan-Hami Basin, Northwest China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021,203:108611.
- [21] 丁超,郭顺,郭兰,等. 致密砂岩储层成岩过程及其与油气充注的关系:以鄂尔多斯盆地富县地区长8储层为例[J]. 非常规油气, 2024,11(4):29-38.
DING Chao, GUO Shun, GUO Lan, et al. Relationship between tight sandstone reservoir diagenetic process and hydrocarbon charging: a case study of Chang 8 Reservoir in Fuxian Area, Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2024,11(4):29-38.
- [22] 罗静兰,刘新社,付晓燕,等. 岩石学组成及其成岩演化过程对致密砂岩储集质量与产能的影响:以鄂尔多斯盆地上古生界盒8天然气储层为例[J]. 地球科学(中国地质大学学报),2014,39(5):537-545.
LUO Jinglan, LIU Xinshe, FU Xiaoyan, et al. Impact of petrologic components and their diagenetic evolution on tight sandstone reservoir quality and gas yield: a case study from He 8 gas-bearing reservoir of Upper Paleozoic in Northern Ordos Basin[J]. Editorial Committee of Earth Science(Journal of China University of Geosciences), 2014,39(5):537-545.
- [23] 吕小理,王鑫峰,邓君. 陕北富县探区延长组砂岩成岩作用及储层特征研究[J]. 内蒙古石油化工,2001,27(3):153-155.
LYU Xiaoli, WANG Xinfeng, DENG Jun. Researching of sandstone diagenesis and reservoir property of Yanchang Formation in Fuxian Area[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2001,27(3):153-155.
- [24] 李敏,张月霞,吴琼玲,等. 南海珠江口盆地陆丰凹陷文昌组沉积成岩特征及储层物性控制因素[J]. 东北石油大学学报,2024,48(4):69-88.
LI Min, ZHANG Yuexia, WU Qionglin, et al. Sedimentary diagenetic characteristics and controlling factors of reservoir physical properties of Wenchang Formation in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin, South China Sea[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024,48(4):69-88.
- [25] 张新新. 鄂托克旗地区上古生界优质储层控制因素分析[J]. 石油化工高等学校学报,2020,33(2):59-66.
ZHANG Xinxin. Analysis of factors controlling reservoir with high quality in Etuoqeqi Area[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2020,33(2):59-66.
- [26] 王京,赵彦超,刘琨,等. 鄂尔多斯盆地塔巴庙地区上古生界砂岩储层“酸性+碱性”叠加溶蚀作用与储层质量主控因素[J]. 地球科学(中国地质大学学报),2006,31(2):221-228.
WANG Jing, ZHAO Yanchao, LIU Kun, et al. Superimposing controls of acidic and alkaline dissolutions on sandstone reservoir quality of the Paleozoic Xiashihezi and Shanxi Formations in Tabamiao Area, Ordos Basin[J]. Editorial Committee of Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2006,31(2):221-228.
- [27] 赵延江,王艳忠,操应长,等. 济阳坳陷中生界碎屑岩储层储集空间特征及控制因素[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2008,23(1):12-16.
ZHAO Yanjiang, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Characteristics and control factors of the reservoir space of the Mesozoic clastic reservoirs in Jiyang Depression[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2008,23(1):12-16.
- [28] 曹英权,王清斌,曲希玉,等. 岩屑的有机酸溶蚀实验及验证:以渤中凹陷 CFD6-4 油田东营组为例[J]. 石油学报,2020,41(7):841-852.
CAO Yingquan, WANG Qingbin, QU Xiyu, et al. A dissolution experiment of organic acid of cuttings and its verification: a case study of the Dongying Formation of the CFD6-4 Oilfield, Bozhong Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020,41(7):841-852.
- [29] 韦敏,于世娜,佟欢,等. 济阳坳陷桩海地区碎屑岩优质储层特征及成因机制[J]. 特种油气藏,2024,31(3):27-36.
WEI Min, YU Shina, TONG Huan, et al. Characteristics and genesis mechanism of high-quality clastic reservoirs in Zhuanghai Area of Jiyang Depression[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024,31(3):27-36.

(下转第 67 页)