北京大学学报(自然科学版) 第 58 卷 第 2 期 2022 年 3 月
Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis, Vol. 58, No. 2 (Mar. 2022)
doi: 10.13209/j.0479-8023.2022.012

鄂尔多斯盆地庆城地区长7段致密砂岩成岩演化与孔隙结构特征

王恩泽[1,2] 吴忠宝[3,†] 宋彦辰[1,2] 石开波[1,2] 刘航宇[1,2] 刘波[1,2,†]

1. 北京大学地球与空间科学学院, 北京 100871; 2. 北京大学石油与天然气研究中心, 北京 100871; 3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; † 通信作者, E-mail: wzbwxl@sina.com (吴忠宝), bobliu@pku.edu.cn (刘波)

摘要 利用薄片观察、扫描电子显微镜(SEM)观察、X射线衍射(XRD)分析和高压压汞实验等手段, 系统地研究鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组七段(长7段)致密砂岩的岩性、物性、孔隙结构以及成岩作用特征, 揭示孔隙结构和成岩作用对储层物性的控制作用, 进而提出针对研究区长7段致密砂岩油储层的分级评价标准。长7段致密砂岩以长石岩屑砂岩为主, 平均孔隙度和渗透率分别为9.7%和0.06 mD, 整体上是一套致密砂岩储层。长7段成岩演化处于中成岩B阶段, 其物性主要受控于压实作用和溶蚀作用。较好的颗粒结构、较高的石英和长石含量提升了相对优质储层的抗压实能力, 石英和长石则为溶蚀作用提供物质基础, 是相对优质储层发育的重要控制因素。储层的物性取决于孔隙类型和孔隙结构, 原生孔具有较好的联通性, 次生孔有利于提高孔隙度, 但对渗透率影响较小。应用分形理论的定量计算结果表明, 孔隙网络的非均质性与储层物性负相关, 复杂的孔隙网络不利于优质储层的发育。根据孔隙表征和物性分析结果, 将长7段致密砂岩储层分为3类。I和II类储层岩石颗粒较大, 以原生粒间孔为主, 非均质性较小, 物性较好, 是有利的勘探目标层。III类储层岩石颗粒较小, 主要发育黏土矿物晶间孔, 非均质性强, 物性较差, 不是致密砂岩储层油气勘探目标层。

关键词 致密砂岩; 孔隙结构; 分形特征; 成岩演化; 鄂尔多斯盆地

Pore Structure and Diagenetic Evolution Features of Member-7 of Yanchang Formation in Qingcheng Area, Ordos Basin, NW China

WANG Enze[1,2], WU Zhongbao[3,†], SONG Yanchen[1,2], SHI Kaibo[1,2], LIU Hangyu[1,2], LIU Bo[1,2,†]

1. School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871; 2. Institute of Oil and Gas, Peking University, Beijing 100871; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, China National Petroleum Corporation, Beijing 100083; † Corresponding authors, E-mail: wzbwxl@sina.com (WU Zhongbao), bobliu@pku.edu.cn (LIU Bo)

Abstract Thin section and scanning electron microscope (SEM) observations, X-ray Diffraction (XRD) measurements, and mercury intrusion capillary pressure were selected to systematically research the lithology, physical properties, pore structure, and diagenetic features of member-7 of Yanchang Formation (Chang-7 Fm) in Qingcheng Area, Ordos Basin, NW China. The influences of pore structure and diagenetic processes of physical properties were revealed, and the gradual evaluation standard was proposed. The results show that the Chang-7 Fm sandstones are dominated by feldspathic litharenites. The average porosity and permeability are 9.7% and 0.06 mD, respectively, which can be classified as a set of tight sandstone reservoir. The reservoirs stay in mesodiagenesis B stage, and the physical properties are primarily controlled by mechanical compaction and dissolution. The coarser particle size and higher content of quartz and feldspar improve the anti-compaction ability of relatively high-quality reservoirs. Meanwhile, quartz and feldspar also provide material basis for dissolution, and are important control factors for the development of relatively high-quality reservoirs. The pore type and structure also have

国家科技重大专项(2017ZX05013-006)和中国石油天然气股份有限公司科技攻关专项(KT2018-13-01)资助
收稿日期: 2021−03−12; 修回日期: 2021−05−20

influences to the physical properties. The primary pore has excellent connectivity. The development of secondary pores is conducive to porosity increasement, but has little effect to permeability. Based on the fractal theory, the heterogeneity of reservoir's pore network is quantified, and the results show that the heterogeneity is negative correlate with the porosity and permeability, which means that the complex pore network is not conducive for the development of high-quality reservoirs. According to the pore structure and physical properties, three categories can be identified of the Chang-7 Fm tight sandstones. Class I and II reservoirs have large particle size, and the pore system is dominated by primary pores with less heterogeneity, therefore, they are favorable exploration targets. Type III reservoir has small particle size, and mainly develops intercrystalline pores of clay minerals, possess strong heterogeneity of pore structure and poor physical properties, which is not the target of tight oil and gas exploration.
Key words tight sandstone; pore structure; fractal characteristics; digenesis evolution; Ordos Basin

随着石油勘探开发技术的进步, 非常规油气资源显示出越来越大的开发潜力[1−5], 勘探重心从常规油气向非常规油气转变是油气行业的必然趋势[6]。致密砂岩油是非常规油气中一个重要类型, 在鄂尔多斯、四川、松辽和渤海湾等中国主要含油气盆地均有分布, 有利勘探面积超过 16×10^4 km^2, 资源潜力约为 200×10^8 t [7]。

不同于北美等地的海相沉积环境, 我国致密砂岩油储层主要发育在湖相沉积环境。湖相致密砂岩油储层的物性是沉积作用和成岩作用长期改造的结果, 不同程度的成岩作用致使储层的岩石学、物性和孔隙结构展现不同的特征[8−9]。

鄂尔多斯盆地延长组 7 段(长 7 段)是我国典型的湖相致密砂岩油储层, 在其沉积时期, 湖盆中心与斜坡发育大面积砂质碎屑流和浊积扇砂体[10]。同时, 长 7 段沉积时期也是湖盆最为发育时期, 因此形成广覆式优质烃源岩[11], 良好的源储条件及紧邻的源储配置使其成为我国致密砂岩油最有利的勘探区。然而, 湖相沉积环境导致其横向和纵向储层分布具有极强的非均质性, 同时, 较强的成岩作用进一步加剧储层的非均质性, 致使优质和相对劣质储层近邻分布, 因此"甜点区"定位难度较大, 给勘探工作带来极大的挑战。

前人对长 7 段做过大量的研究, 包括烃源岩的地质与地球化学特征、储层成岩演化和孔隙结构等方面[12−15]。为进一步研究湖相致密砂岩储层的孔隙结构和成岩演化特征, 支撑"甜点区"预测, 本文以鄂尔多斯盆地庆城地区长 7 段为例, 通过铸体薄片观察、扫描电子显微镜(SEM)观察、X 射线衍射(XRD)和高压压汞实验等手段, 系统地表征致密砂岩的岩石学、物性、孔隙结构和成岩作用特征, 揭示孔隙结构和成岩作用对储层物性的控制作用, 并提出针对研究区致密砂岩油储层的分级评价标准。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地是我国主要的含油气盆地之一, 面积约为 37×10^4 km^2 [16]。根据构造形态, 可将该盆地细分为 6 个次级构造单元, 本文研究区位于盆地西南部的伊陕斜坡边缘(图 1)。

研究区上三叠统延长组为致密砂岩油的主要勘探层位, 发育一套湖相三角洲沉积体系[17], 自下而上可分为 10 段(图 2)。长 7 段沉积期为最大湖侵期, 沉积一套泥岩和泥质粉砂岩互层的地层, 是盆地中生界主要的烃源岩[18]。

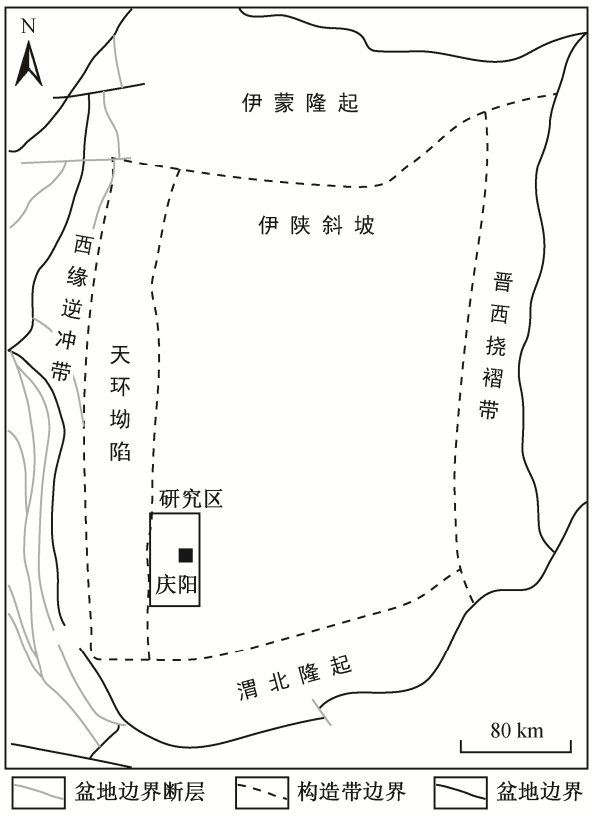


图 1 鄂尔多斯盆地构造区划
Fig. 1 Tectonic belts of Ordos Basin

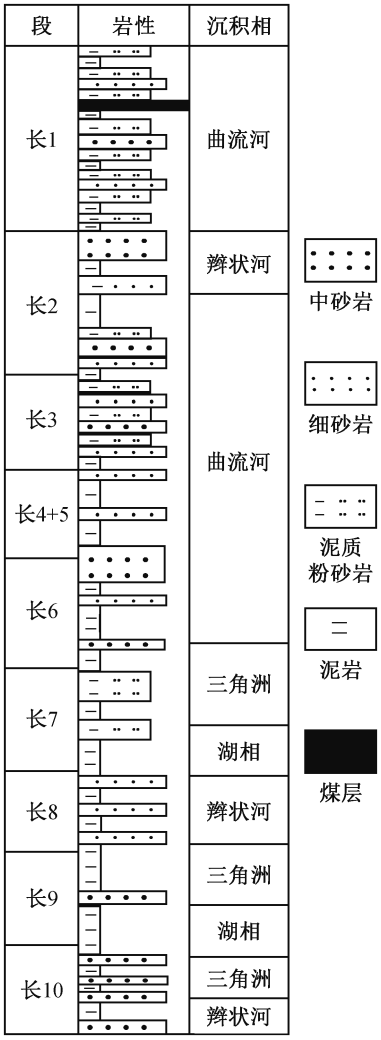
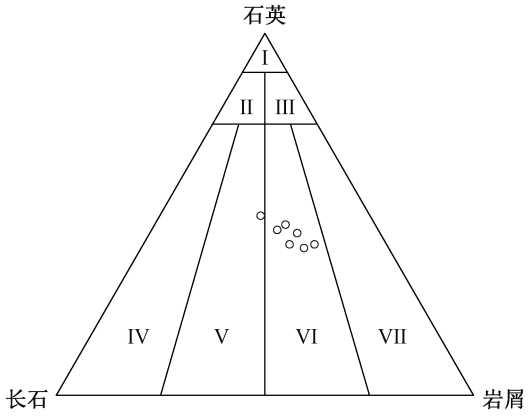


图 2　鄂尔多斯盆地三叠系上三叠统延长组沉积柱状图

Fig. 2　Strata column of Upper Triassic Yanchang Formation of Ordos Basin



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 岩屑质长石砂岩; Ⅵ 长石质岩屑砂岩; Ⅶ 岩屑砂岩

图 3　长 7 段致密砂岩储层矿物组成和分类三角图

Fig. 3　Mineral composition and classification triangular figure of Chang-7 tight sandstone reservoirs

2 储层地质特征

2.1 沉积与岩石学特征

长 7 段砂体发育负荷构造和滑塌变形等沉积微构造, 粒度相对较细, 指示深水重力流沉积环境[16]。通过显微镜下铸体薄片点计法统计样品的矿物含量, 根据砂岩三端元分类方法[19], 庆城地区长 7 段砂岩储层以长石岩屑砂岩为主, 其次为岩屑长石砂岩(图 3)。石英含量为 41%~50%, 均值为 44.9%; 长石含量在 17%~26%之间, 均值为 21.6%; 岩屑含量范围为 24%~41%, 均值为 33.7%。主要为变质岩岩屑, 其次为岩浆岩岩屑, 偶见沉积岩岩屑。成分成熟度和颗粒分选程度为中等, 平均粒径为 0.063~0.110 mm, 属于粉砂岩。磨圆类型为次圆~次棱, 结构成熟度为中等。

2.2 成岩作用特征

2.2.1 压实与胶结作用

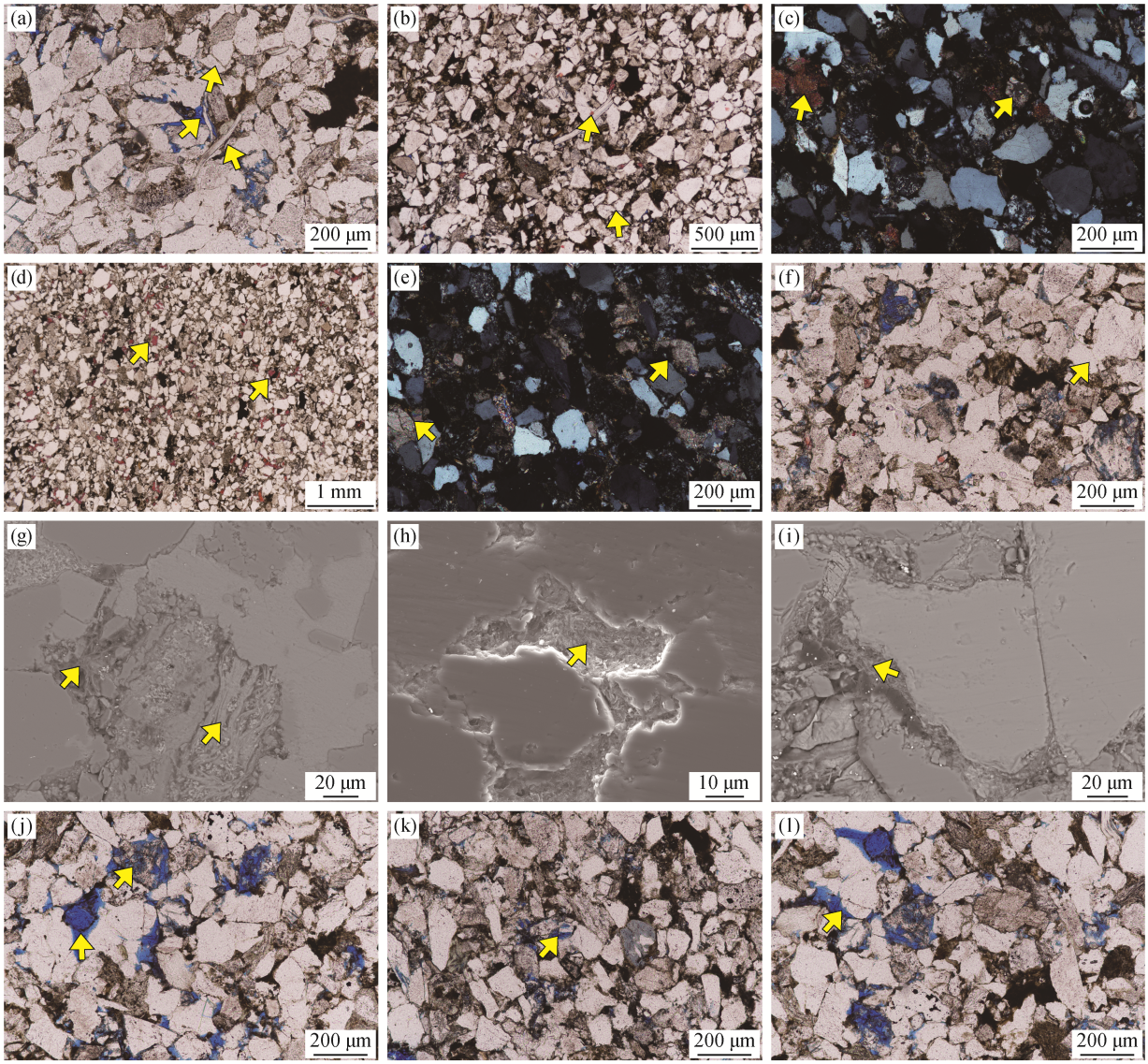
研究区长 7 段压实作用明显, 样品的颗粒接触关系普遍为线接触, 局部地区可见凹凸接触, 也可见云母片被压弯的现象(图 4(a))。一般来说, 随着压实作用加强, 会产生压溶作用。该现象在研究区也可以观察到, 在云母与石英的接触面, 可见石英颗粒边缘发生压溶作用(图 4(b))。

长 7 段致密砂岩储层主要胶结物包括碳酸盐、石英次生加大以及黏土矿物。

碳酸盐主要为方解石和白云石, 主要以孔隙填隙物和碎屑交代物的形式出现。显微镜下, 方解石可被染为红色, 部分样品可见较多被染色的方解石(图 4(c)和(d)), 常见白云石作为孔隙填隙物(图 4(e)), 偶见白云石交代石英颗粒(图 4(c))。长 7 段砂岩碳酸盐含量范围为 2.2%~18.7%, 均值为 6.5%, 是研究区主要胶结物之一。

在某些含油气盆地, 石英次生加大胶结对储层物性有不可忽视的影响[20–22]。本研究区石英次生加大胶结物不多见, 显微镜下偶见, 含量为 1%~ 2%。

黏土矿物是研究区长 7 段另一主要胶结物, 含量为 8.3%~12.3%, 均值为 10.9%。XRD 分析结果显示, 研究区黏土矿物主要为伊利石、伊蒙混层矿物和绿泥石(图 4(d)~(g)), 高岭石较少。伊利石含量为 38.6%~53.4%, 均值为 46.8%; 伊蒙混层矿物含量为 20.7%~38.3%不等, 均值为 29.2%; 绿泥石含量为 10.9%~27.5%, 均值为 19.5%; 高岭石含量为 2.8%~7.6%, 均值为 4.5%。不同类型的黏土矿物的 SEM



(a) 云母片形变，颗粒线接触，T40 井，1693.8 m；(b) 石英与云母接触面溶蚀，N86 井，1716.8 m；(c) 碳酸盐胶结物，白云石交代石英颗粒，Z283 井，1818.3 m；(d) 碳酸盐胶结物，染色方解石，N86 井，1716.8 m；(e) 碳酸盐胶结物，白云石充填孔隙，Z283 井，1818.3 m；(f) 石英次生加大，T40 井，1693.8 m；(g) 伊利石和绿泥石填充孔隙，N86 井，1716.8 m；(h) 伊蒙混层矿物填充孔隙，Z283 井，1818.3 m；(i) 片状绿泥石环边，Z283 井，1818.3 m；(j) 碳酸盐胶结物，铸膜孔，T40 井，1693.8 m；(k) 长石溶蚀，Z283，1818.8 m；(l) 石英溶蚀，T40 井，1693.7 m

图 4　长 7 段致密砂岩成岩特征

Fig. 4　Diagenesis features of Chang-7 Formation tight sandstone reservoirs

图像显示不同的分布特征，其中伊利石一般呈纤维状，发育在粒间孔隙(图 4(g))。伊蒙混层矿物主要呈网格状，以孔隙充填物的形式出现(图 4(h))。研究区发育两种不同产状的绿泥石，分别为孔隙填隙物和绿泥石环边。第一种绿泥石呈针状，为孔隙衬里型绿泥石，晶体相对较大，一般发育在孔隙中，占据孔隙空间(图 4(h))。第二种绿泥石(绿泥石环边)发育在颗粒边缘，单体绿泥石呈片状，围绕颗粒表面生长(图 4(i))。祝海华等[23]的研究结果表明，该种类型的绿泥石有助于减少胶结作用，从而保护粒间孔隙，这也从一个侧面解释了研究区石英次生加大不发育的原因。

2.2.2 溶蚀作用

溶蚀作用是优质致密砂岩储层发育的重要机理之一[5]。研究区溶蚀矿物主要包括长石、碳酸盐胶结物和石英，铸体薄片中常见碳酸盐胶结物溶蚀和长石溶蚀，溶蚀程度较强，形成一定量的不规则粒内溶孔，沿颗粒边缘进行溶蚀，部分样品甚至可观察到颗粒几乎彻底溶蚀后形成的铸模孔(图 4(j)和(k))。长 7 段为盆地的主力烃源岩之一，随着烃源岩

的成熟，会释放大量有机酸，有机酸排出后与不稳定矿物接触(如长石和碳酸盐胶结物)，便产生此类溶蚀孔隙。

通常，石英会在碱性条件下发生溶蚀。石英溶孔在研究区普遍可见，常见石英部分溶蚀，其溶蚀部分一般沿石英边缘向颗粒内部延展(图 4(l))，推测为碱性地层水介质条件导致，祝海华等[23]也在长 7 段发现类似的现象。

2.3 物性与孔隙结构特征

2.3.1 储层物性特征

庆城地区长 7 段储层孔隙度在 8.4%~11.2%之间，均值为 9.7%；渗透率在 0.03~0.08 mD 之间，均值为 0.06 mD。从图 5 可知，该地区长 7 段整体上属于一套低孔、超低渗的致密砂岩油储层。

2.3.2 孔隙结构：铸体薄片和 SEM 观察

通过铸体薄片观察，可知研究区长 7 段主要发育原生孔隙和次生孔隙两类储集空间。原生孔隙主要为粒间孔(图 6(a))；次生孔隙发育在颗粒边缘和内部(图 6(b)和(c))，属于粒内孔。长 7 段储层面孔率为 2.4%~7.4%，均值为 4.7%。其中原生面孔占比从微量到 4.3%，均值为 2.0%，次生面孔率占比为 1.7%~5.1%，均值为 2.7%。总体来说，次生孔隙更占优势。SEM 图像显示，除原生和次生孔隙外，在黏土矿物之间还发育黏土矿物晶间孔，形状不规则，孔隙非常小(图 6(d))，是研究区最小的孔隙类型。

2.3.3 孔隙结构：高压压汞实验

高压压汞实验是表征储层孔隙结构的常用方法之一[24]。长 7 段砂岩压汞曲线(图 7(a))呈“下凹状”，最大进汞饱和度在 67.9%~85.2%之间，排驱压力在 1.35~4.11 MPa 之间，表明储层具有一定的非均质性，大于 1 的排驱压力也表明孔喉之间连通性较差。退汞效率一般为 30%左右，同样表明样品渗流性较差。根据压汞实验数据绘制的孔隙分布图(图 7(b))显示，样品的孔隙直径在 0.01~0.1 μm 之间，峰值约为 0.1 μm。

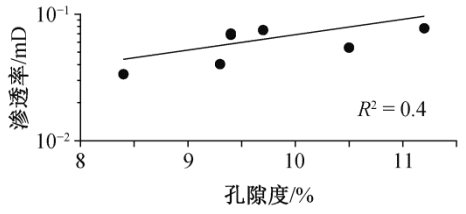


图 5　长 7 段致密砂岩孔隙度与渗透率的关系

Fig. 5　Relationship between porosity and permeability of Chang-7 tight sandstone reservoirs

2.3.4 孔隙分形维数

将毛管压力和进汞饱和度数据取对数，制作散点图，得到直线斜率 k，通过下式定量地计算储层孔隙网络的分形维数 D:

$$D = 3 + k。 \tag{1}$$

计算过程中所用参数列于表 1，理论推导参阅文献[25]。表 1 中决定系数(R^2)均大于 0.9，表明储层孔隙网络具有分形特征。研究区储层的分形维数介于 2.60~2.83 之间，均值为 2.74，表明储层孔隙网络自相似性较差，非均质性较强。

3 讨论

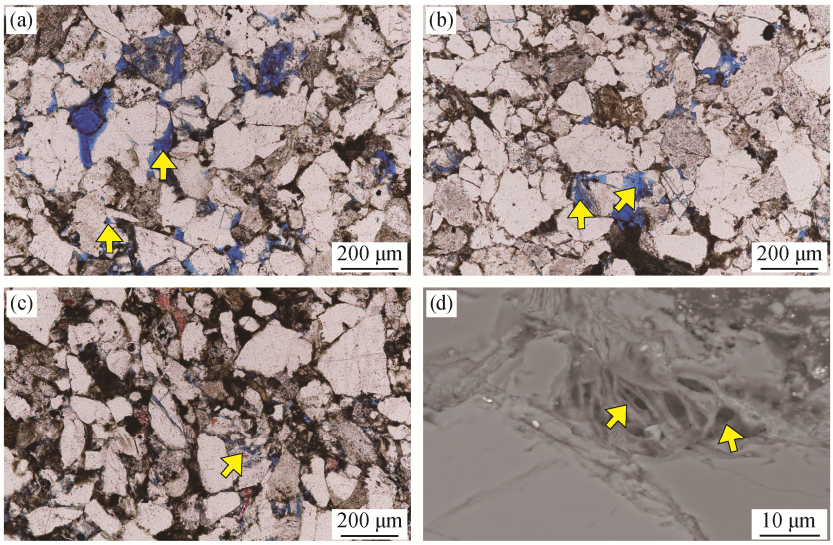
3.1 成岩序列与成岩作用对储层物性的控制

根据 Morad 等[26]于 2000 年提出的成岩阶段特征和中国标准分类方案 SY/T 5477—2003《碎屑岩成岩阶段划分》，确定长 7 段的成岩阶段和序列。研究区经历早成岩 A 和 B 期以及中成岩 A1 和 A2 期，目前处于中成岩 B 期(图 8)。

研究区早成岩期主要为机械压实作用，产生碳酸盐胶结物和早期绿泥石，对储层物性有较大的影响。此时沉积物处于半固结状态，随着埋藏深度增加，上覆地层压力逐渐增大，使得沉积物固结成岩，颗粒之间的接触关系以及储层的孔隙度随之改变，早期碳酸盐胶结物开始占据粒间孔隙。同时，受火山物质转化的影响[27]，地层水整体上偏碱性，早期绿泥石开始沉淀，形成绿泥石环边，从而抑制后期石英次生加大。

进入中成岩期，压实作用持续作用于储层。经历早成岩期的压实和胶结作用后，储层孔隙已经大量损失，因此该阶段压实作用对储层物性的影响减小。同时，长 7 段烃源岩进入生排烃门限，产生大量有机酸，并就近运移到临近砂岩层中。这些有机酸造成成岩流体介质从碱性向酸性转变，导致长石和碳酸盐胶结物溶蚀，开始产生高岭石。中成岩期是溶蚀作用最发育的阶段，因此孔隙度有所上升。对于早成岩期未发育绿泥石环边的石英颗粒，长石的溶蚀提供了硅质来源，从而形成石英次生加大。

进入中成岩 B 期，由于强烈的压实和胶结作用，颗粒间接触关系普遍转变成线接触，局部可见凹凸接触以及压溶现象。烃源岩进入高成熟阶段，有机酸释放量大幅度下降，前期释放的有机酸已经被大量的长石和碳酸盐胶结物消耗。因此，孔隙流体的



(a) 原生粒间孔隙, T40 井, 1693.8 m; (b) 粒内溶蚀孔, T40 井, 1693.7 m; (c) 次生溶蚀孔, Z283 井, 1818.8 m; (d) 伊利石晶间孔, N86 井, 1716.5 m

图 6　长 7 段致密砂岩孔隙结构

Fig. 6　Pore structure of Chang-7 tight sandstone reservoirs

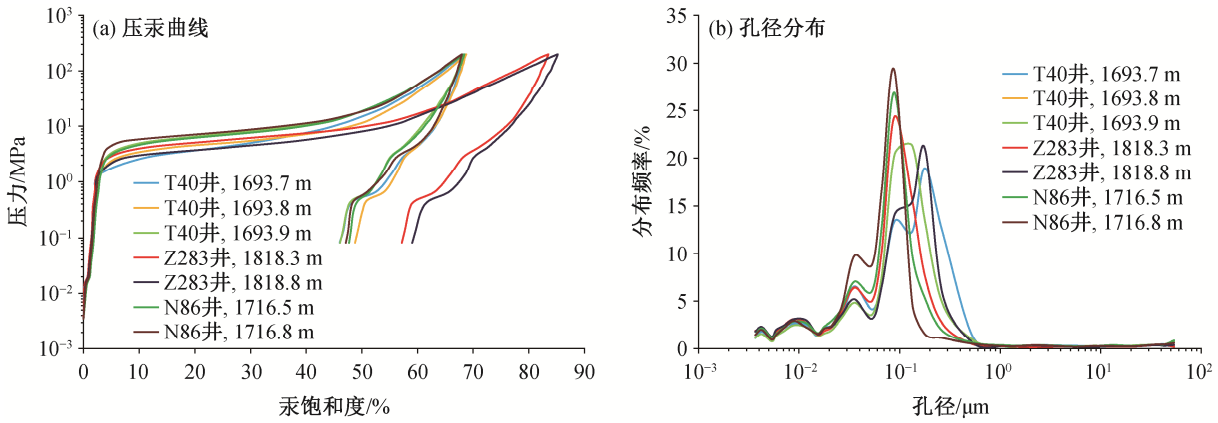


图 7　长 7 段致密砂岩压汞曲线特征

Fig. 7　High-pressure mercury intrusion results of Chang-7 tight sandstone reservoirs

表 1　长 7 段砂岩储层物性和分形维数参数

Table 1　Physical properties and fractal features of Chang-7 tight sandstone reservoirs

样品号	井号	深度/m	孔隙度/%	渗透率/mD	R^2	D
1	T40	1693.7	9.4	0.0689	0.9940	2.6521
2	T40	1693.8	9.7	0.0751	0.9524	2.6341
3	T40	1693.9	9.4	0.0703	0.9749	2.6204
4	Z283	1818.3	10.5	0.0545	0.9071	2.7210
5	Z283	1818.8	11.2	0.0776	0.9602	2.6618
6	N86	1716.5	9.3	0.0403	0.9942	2.8051
7	N86	1716.8	8.4	0.0336	0.9726	2.8253

pH 值升高，促使石英溶蚀，孔隙度再次上升。同时，高岭石开始转化成伊利石。这正是研究区高岭石含量少，伊利石含量高的原因。

利用储层粒间孔隙的体积以及胶结物含量，可以定量地计算储层压实率和胶结率。计算结果表明，样品孔隙度的下降主要由强烈的压实作用导致，只有一个样品显示胶结作用的影响更大(图 9)。样品的压实率为 43.6%~75.7%，均值为 67.4%，表征普遍性的较强的压实作用。样品的胶结率分布范围为 8.7%~50.4%，均值为 20.8%，表明致密的主控因素不是胶结作用，而是强烈的压实作用。窦文超[16]的研究结果表明，压实作用造成的孔隙损失大于胶

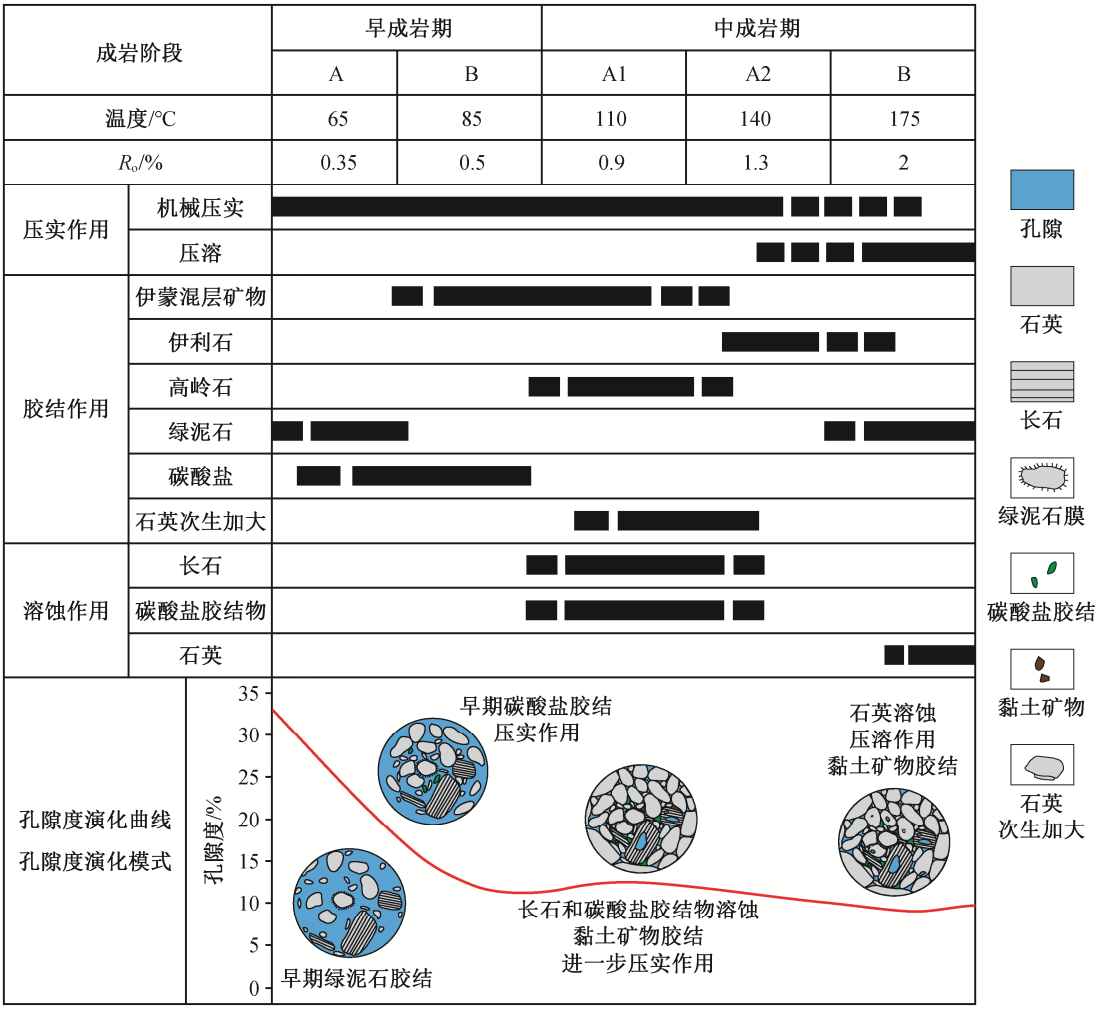


图 8　长 7 段致密砂岩成岩序列、成岩模式及孔隙度演化

Fig. 8　Diagenesis sequence, model, and porosity evolution of Chang-7 tight sandstone reservoirs

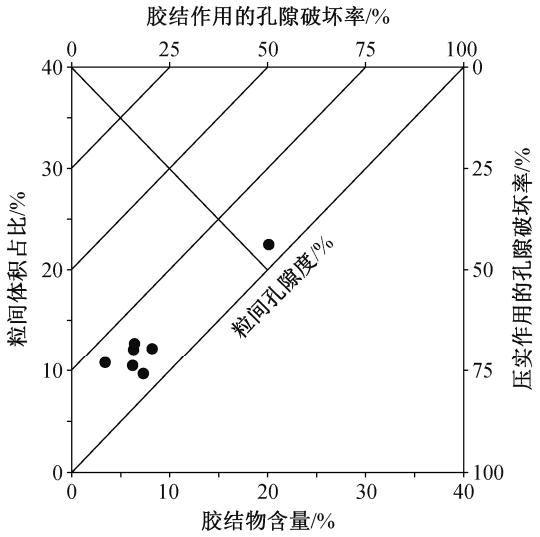


图 9　长 7 段砂岩粒间体积与胶结物含量的关系

Fig. 9　Plot of intergranular volume versus cementation volume of Chang-7 tight sandstone reservoirs

结作用，表明长 7 段的压实作用对储层的物性有重要影响。

一般而言，粒度较大的沉积物往往具有更强的抗压实能力[22,28]，可以保留储层的原始物性。从图 10 可以看出，研究区储层样品的孔隙度和渗透率都与粒径正相关，与窦文超[16]对鄂尔多斯盆地长 6 和长 7 砂岩储层的研究结果一致。本文样品平均粒径与渗透率的相关性显著，可能是由于原生孔隙的联通性比次生孔隙更好，较大的粒径使得更多的原生粒间孔隙得以保存，因此平均粒径与渗透率的相关性更强。

储层物性除受控于沉积物粒径外，也受岩石组分影响，刚性颗粒含量越高，抗压实能力越强[25]。图 11 显示，研究区储层物性与石英和长石含量明显正相关。石英和长石都属于物理稳定性矿物，都可

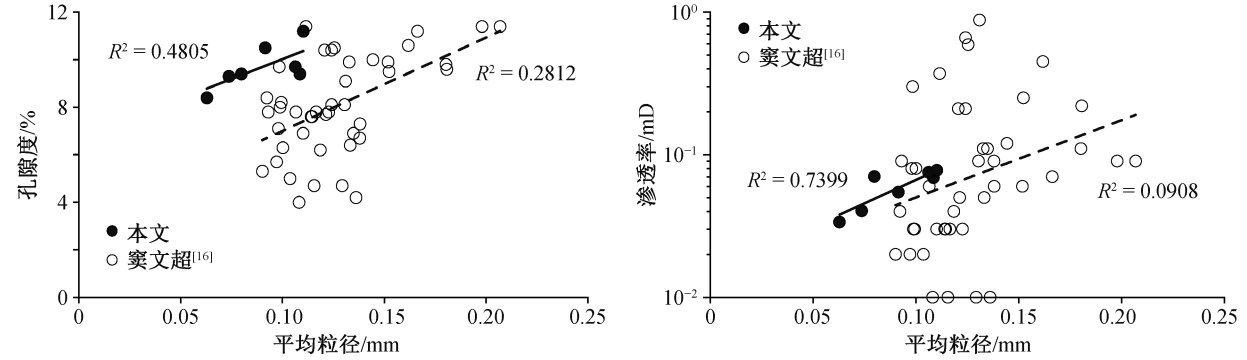


图 10 长 7 段致密砂岩储层物性与平均粒径的关系

Fig. 10 Relationship between physical properties and the average grain size of Chang-7 tight sandstone reservoirs

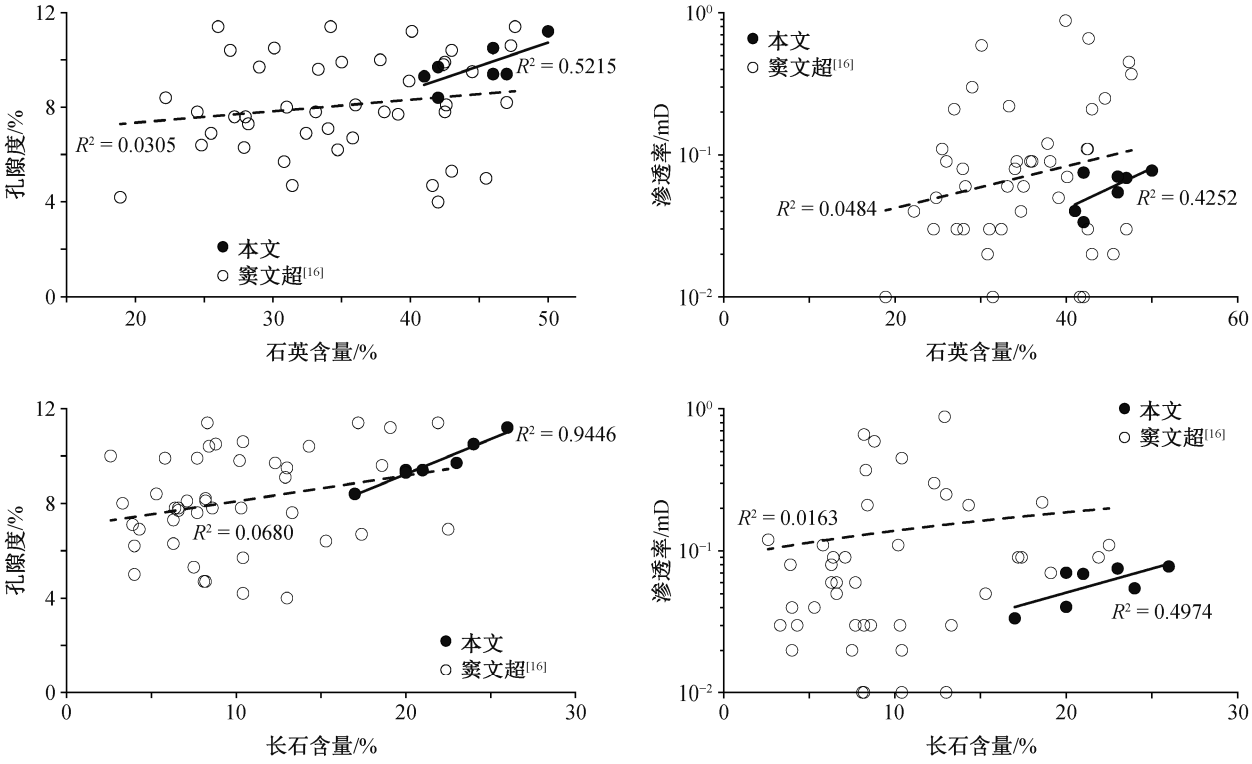


图 11 长 7 段致密砂岩储层物性与石英和长石含量的关系

Fig. 11 Relationship between physical properties and the content of quartz and feldspar of Chang-7 tight sandstone reservoirs

以提升储层的抗压实能力，有助于原生孔隙的保存，减少渗透率和孔隙度的损失。长石和石英都是研究区主要的溶蚀矿物，较高的长石和石英含量为溶蚀作用提供了物质基础，有利于次生溶蚀作用对后期储层的改造，促进新的可容纳空间产生。

3.2 孔隙结构对储层物性的控制

王恩泽等[22]的研究结果表明，原生孔隙比次生孔隙有更好的联通性。从图 12 可知，原生孔隙与储层的孔隙度和渗透率都正相关，尤其对于渗透率，原生孔隙的控制作用十分明显；次生面孔率与孔隙度之间有较明显的正相关性，但对渗透率无明显的控制作用，说明研究区次生孔隙连通性较差，原生孔隙对渗透率的贡献更大。

从图 13 可知，分形维数与孔隙度及渗透率都负相关。同时，可见分形维数与渗透率之间有良好的相关性，表明孔隙结构对渗透率有更大的影响。由于黏土矿物晶间孔的形状和分布不规则，与原生和次生孔隙相比，其分形维数整体上偏大，因此黏土矿物晶间孔发育样品的分形维数也最高(N86 井，1716.5 和 1716.8 m)。上述结果与 Zhang 等[29]对哈萨

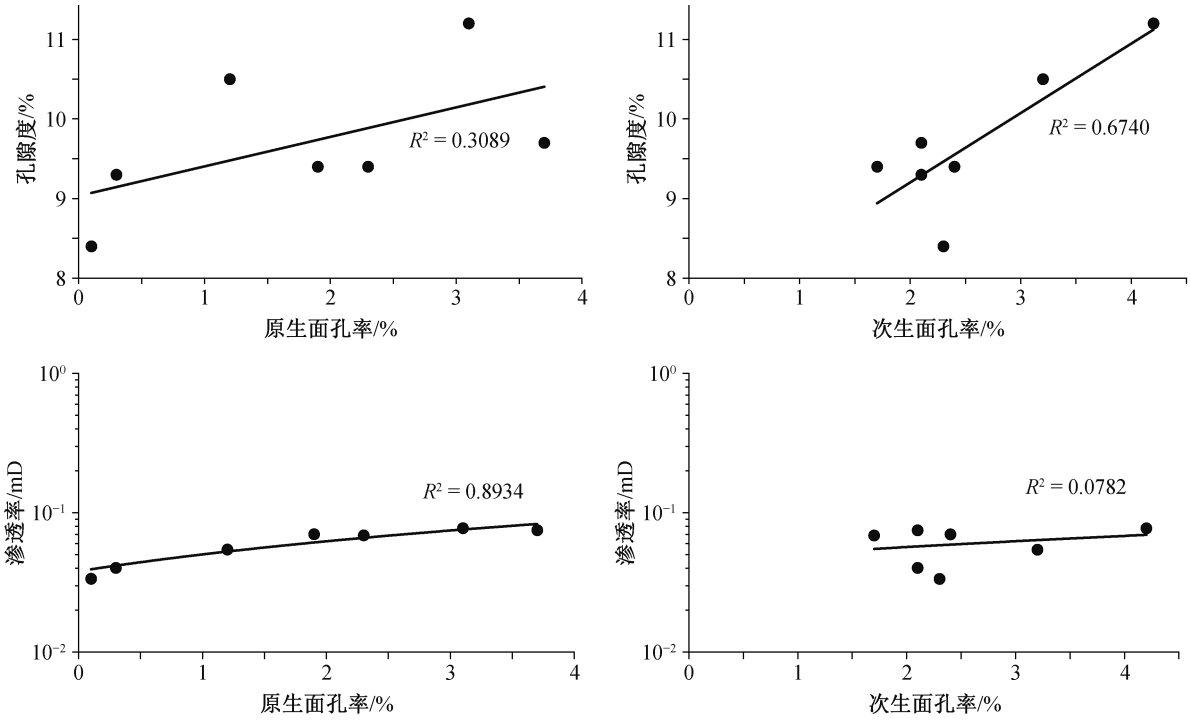


图 12　长 7 段致密砂岩储层物性与原生及次生面孔率的关系

Fig. 12　Relationship between physical properties and the primary and secondary surface porosities of Chang-7 tight sandstone reservoirs

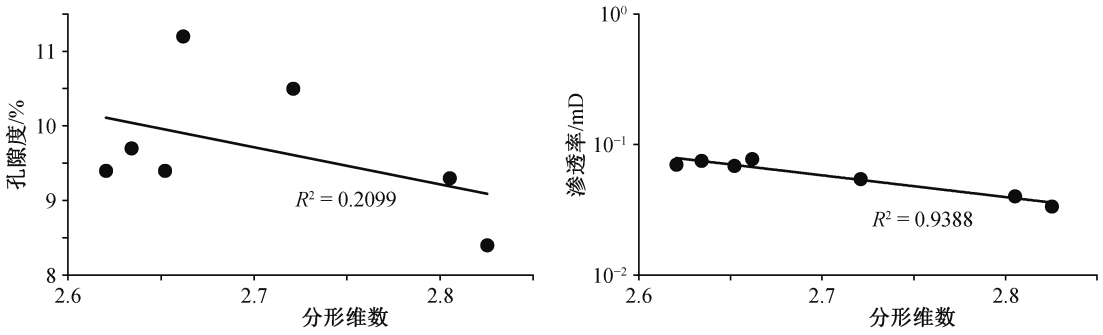


图 13　长 7 段致密砂岩储层物性与分形维数的关系

Fig. 13　Relationship between physical properties and the fractal dimension of Chang-7 tight sandstone reservoirs

克斯坦 Chu-Sarysu 盆地的致密碳酸盐岩的研究结果相似。

3.3 致密砂岩油储层分级评价标准

根据储层孔隙类型和结构、物性及成岩特征，可以将研究区储层分为 3 类(表 2)。

I 类储层石英和长石含量较高，孔隙度、渗透率、粒度(均值 0.101 mm)以及原生和次生面孔率均较大，部分样品中原生孔隙占优势。压汞排驱压力(平均 1.36 MPa)较小，压汞曲线在进汞初期为缓坡，储层分形维数(平均 2.64)较低。

II 类储层石英和长石含量也较高，孔隙度、渗透率较大，粒度与 I 类储层相近，但次生溶蚀作用明显。压汞排驱压力(平均 1.36 MPa)较小，压汞曲线在进汞初期为明显的缓坡，储层分形维数(平均 2.69)中等。由于孔隙类型不同，II 类储层的孔隙度大于 I 类储层，但渗透率略小于 I 类储层。

III 类储层石英和长石含量较低，岩屑含量较高，孔隙度、渗透率较小，粒度(平均 0.068 mm)明显小于 I 类和 II 类储层，原生和次生孔隙均不发育，主要孔隙类型为黏土矿物晶间孔。排驱压力(平均 3.42 MPa)较大，压汞曲线形态与 II 型储层相似，表明其大孔隙占比较小，储层的分形维数(平均 2.82)

表 2 长 7 段砂岩储层分级评价参数

Table 2 Grading assessment standard of Chang-7 tight sandstone reservoirs

样品号	孔隙度/%	渗透率/mD	排驱压力/MPa	最大汞饱和度/%	石英含量/%	长石含量/%	D	孔隙类型
1	9.4	0.0689	1.357	68.243	47	21	2.65	原生、次生孔隙，黏土矿物晶间孔
2	9.7	0.0751	1.354	68.746	42	23	2.63	
3	9.4	0.0703	1.359	68.430	46	20	2.62	
平均值	9.5	0.0714	1.357	68.473	45	21	2.64	
4	10.5	0.0545	1.356	83.521	46	24	2.72	原生、次生孔隙，黏土矿物晶间孔
5	11.2	0.0776	1.358	85.214	50	26	2.66	
平均值	10.85	0.0661	1.357	84.368	48	25	2.69	
6	9.3	0.0403	2.734	68.414	41	20	2.81	黏土矿物晶间孔
7	8.4	0.0336	4.114	67.968	42	17	2.83	
平均值	8.85	0.0370	3.424	68.191	42	19	2.82	

较高。

3.4 致密砂岩油储层渗透率预测模型

储层渗透率是致密砂岩油气藏勘探开发的主控因素[25]。压汞实验参数可以表征储层的渗透特征，前人已经通过压汞实验参数建立多个渗透率预测模型[30−31]。同时，孔隙结构的非均质性对储层物性(尤其是渗透率)有显著的影响。因此，本研究选择压汞参数 R_n(压汞饱和度为 n%时对应的孔隙半径，μm)和表征储层孔隙结构非均质性的分形维数 D 作为自变量，构建渗透率预测模型。基于表 3 中数据，不同 R_n 和 D 条件下的渗透率预测公式及参数如表 4 所示。可以看出，各拟合公式的决定系数 R^2 值都较大(均大于 0.9)，但整体上呈现先增大后减小的趋势，代表不同孔径对渗透率影响的变化趋势。R_{30} (0.1 μm 左右)的决定系数最大，表明其对应的孔隙半径对渗透率有较大的影响，因此本文选择这一结果作为渗透率预测模型。

Pittman[30]的模型(式(2))选取孔隙度和 R_{25} 作为参数，参数赋值后的模型如式(3)所示；Rezaee 等[31]的模型(式(4))选取孔隙度和 R_{10} 作为参数，参数赋值后的模型如式(5)所示。

$$\mathrm{Log}K = -1.221 + 1.415\mathrm{Log}\varphi + 1.512\mathrm{Log}R_{25}, \quad (2)$$

$$\mathrm{Ln}K = -3.66 + 0.98\mathrm{Ln}\varphi + 0.69\mathrm{Ln}R_{25}; \quad (3)$$

$$\mathrm{Log}K = -1.92 + 0.949\mathrm{Log}\varphi + 2.18\mathrm{Log}R_{10}, \quad (4)$$

$$\mathrm{Ln}K = -5.13 + 1.35\mathrm{Ln}\varphi + 0.50\mathrm{Ln}R_{10}。 \quad (5)$$

式中，φ 为孔隙度(%)。图 14 中，数据点越靠近 $y = x$ 斜线，表明实测结果越好。从图 14 可以看出，与上述两个模型相比，本文根据长 7 段储层特点进行参数赋值后的渗透率预测模型对长 7 段致密砂岩油储层的评价效果更好。

预测效果的差异源于选择的压汞实验参数不同。Pittman[30]的模型使用 R_{25} 数据，Rezaee 等[31]则使用 R_{10} 数据。从表 4 可知，R_{25} 的决定系数明显高于 R_{10}，R_{25} 对应的孔隙半径对渗透率有更强的控制作用，更符合长 7 段的孔隙结构，因此 Pittman 模型

表 3 长 7 段砂岩储层渗透率预测模型参数

Table 3 Permeability prediction parameters of Chang-7 tight sandstone reservoirs

样品号	渗透率/mD	D	R_5	R_{10}	R_{15}	R_{20}	R_{25}	R_{30}
1	0.0689	2.65	0.45	0.30	0.24	0.20	0.17	0.14
2	0.0751	2.63	0.40	0.35	0.23	0.16	0.15	0.13
3	0.0703	2.62	0.25	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09
4	0.0545	2.72	0.26	0.19	0.16	0.15	0.13	0.12
5	0.0776	2.66	0.40	0.25	0.23	0.20	0.18	0.16
6	0.0403	2.81	0.25	0.16	0.13	0.12	0.11	0.10
7	0.0336	2.83	0.17	0.13	0.12	0.10	0.09	0.08

表 4 长 7 段砂岩储层渗透率预测模型公式及参数

Table 4 Permeability prediction models and parameters of Chang-7 tight sandstone reservoirs

孔隙半径/μm	公式	R^2
R_5	$\mathrm{Log}K = -4.530 + 9.198/D - 0.033/R_5$	0.975
R_{10}	$\mathrm{Log}K = -4.913 + 10.155/D - 0.017/R_{10}$	0.964
R_{15}	$\mathrm{Log}K = -4.811 + 9.955/D - 0.019/R_{15}$	0.970
R_{20}	$\mathrm{Log}K = -4.883 + 10.185/D - 0.018/R_{20}$	0.979
R_{25}	$\mathrm{Log}K = -4.811 + 10.024/D - 0.018/R_{25}$	0.983
R_{30}	$\mathrm{Log}K = -4.799 + 10.027/D - 0.017/R_{30}$	0.987

说明：K 表示渗透率(mD)。

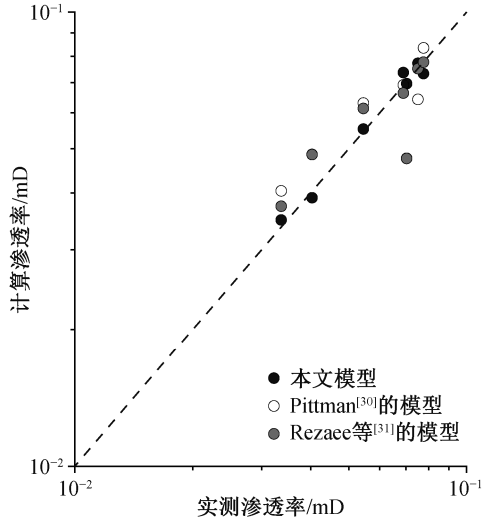


图 14　长 7 段致密砂岩储层渗透率预测模型效果对比
Fig. 14　Comparison of permeability prediction models of Chang-7 tight sandstone reservoirs

的效果优于Rezaee等的模型。由于长7段致密砂岩的孔隙度与渗透率相关性不强，采用孔隙度作为模型参数会影响其预测效果。长7段致密砂岩的分形维数与渗透率相关性更强，因此本文利用分形维数构建的预测模型性能更优。

4 结论

1) 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系长7段致密砂岩以长石岩屑砂岩为主，其次为岩屑长石砂岩，平均孔隙度和渗透率分别为9.7%和0.06 mD，整体上属于一套致密砂岩油储层。长7段的成岩演化处于中成岩B期，物性主要受控于压实作用和溶蚀作用。较好的颗粒结构、较高的石英和长石含量提升了相对优质储层的抗压实能力，较为丰富的石英和长石则为溶蚀作用提供了物质基础。

2) 储层的物性受控于孔隙类型和孔隙结构，原生孔具有较好的联通性，次生孔有利于提高孔隙度，但对渗透率影响小。储层物性与孔隙网络的非均质性负相关，复杂的孔隙网络不利于优质储层发育。

3) 长7段致密砂岩储层可分为3类。I类和II类储层岩石颗粒较大，以原生粒间孔为主，均质性强，物性较好，是有利的勘探目标。III类储层岩石颗粒较小，主要发育黏土矿物晶间孔，非均质性强，物性较差，不是致密砂岩油气勘探目标。

参考文献

[1] Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum systems. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1851–1852

[2] Zou C, Zhang G, Tao S, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration. Petroleum Exploration & Development, 2010, 37(2): 129–145

[3] Jia C Z, Zheng M, Zhang Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(2): 129–136

[4] Jia C Z. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geological theory. Petroleum Exploration & Development, 2017, 44(1): 1–10

[5] Wang E Z, Liu G Y, Pang X Q, et al. Sedimentology, diagenetic evolution, and sweet spot prediction of tight sandstone reservoirs: a case study of the third member of the Upper Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 186: 106718

[6] 邹才能, 杨智, 何东博, 等. 常规–非常规天然气理论、技术及前景. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 575–587

[7] Chen Q, Deng Y, Wei J, et al. Types, distribution and play targets of Lower Cretaceous tight oil in Jiuquan Basin, NW China. Petroleum Exploration & Development, 2018, 45(2): 227–238

[8] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密砂岩油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景. 石油学报, 2012, 33(3): 343–350

[9] Wang E Z, Wang Z J, Pang X Q, et al. Key factors controlling hydrocarbon enrichment in a deep petroleum system in a terrestrial rift basin — a case study of the uppermost member of the upper Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, NE China. Marine & Petroleum Geology, 2019, 107: 572–590

[10] Wang E Z, Pang X Q, Zhao X D, et al. Characteristics, diagenetic evolution, and controlling factors of the Es1 deep burial high-quality sandstone reservoirs in the PG2 oilfield, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China. Geological Journal, 2020, 55: 2403– 2419

[11] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密砂岩油和致密气为例. 石油学报, 2012, 33(2): 173–187

[12] Lai J, Wang G W, Ran Y, et al. Impact of diagenesis

on the reservoir quality of tight oil sandstones: the case of Upper Triassic Yanchang Formation Chang-7 oil layers in Ordos Basin, China. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 145: 54–65

[13] 杨智峰, 曾溅辉, 韩菲, 等. 鄂尔多斯盆地西南部长 6–长 8 段致密砂岩储层微观孔隙特征. 天然气地质学, 2017, 28(6): 909–919

[14] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长 7 段页岩油地质特征与勘探实践. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 870–883

[15] 韩载华, 赵靖舟, 孟选刚, 等. 鄂尔多斯盆地三叠纪湖盆东部“边缘”长 7 段烃源岩的发现及其地球化学特征. 石油实验地质, 2020, 42(6): 991–1000

[16] 窦文超. 鄂尔多斯盆地西南部长 6–长 7 段砂岩致密成因及非均质性研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018

[17] 姚素平, 张科, 胡文瑄, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组沉积有机相. 石油与天然气地质, 2009, 30(1): 74–84

[18] 杨华, 张文正. 论鄂尔多斯盆地长–7 段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用: 地质地球化学特征. 地球化学, 2005, 34(2): 147–154

[19] Folk R L. Petrology of sedimentary rocks. Austin: Hemphill Publishing Company, 1968

[20] Islam M A. Diagenesis and reservoir quality of Bhuban sandstones (Neogene), Titas Gas Field, Bengal Basin, Bangladesh. Journal of Asian Earth Sciences, 2009, 35(1): 89–100

[21] Lai J, Wang G W, Fan Z Y, et al. Diagenesis and reservoir quality in tight gas sandstones: the fourth member of the Upper Triassic Xujiahe Formation, Central Sichuan Basin, Southwest China. Geological Journal, 2018, 53: 629–646

[22] 王恩泽, 刘国勇, 庞雄奇, 等. 南堡凹陷中深层碎屑岩储集层成岩演化特征及成因机制. 石油勘探与开发, 2020, 47(2): 321–333

[23] 祝海华, 钟大康, 姚泾利, 等. 碱性环境成岩作用及对储集层孔隙的影响——以鄂尔多斯盆地长 7 段致密砂岩为例. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 51–59

[24] Qu Y Q, Sun W, Tao R D, et al. Pore-throat structure and fractal characteristics of tight sandstones in Yanchang Formation, Ordos Basin. Marine & Petroleum Geology, 2020, 120: 104573

[25] 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. Marine & Petroleum Geology, 2021, 123: 104737

[26] Morad S, Ketzer J M, Deros L F. Spatial and temporal distribution of diagenetic alterations in siliciclastic rocks: implications for mass transfer in sedimentary basins. Sedimentology, 2000, 47: 95–120

[27] Yue D L, Wu S H, Xu Z Y, et al. Reservoir quality, natural fractures, and gas productivity of upper Triassic Xujiahe tight gas sandstones in western Sichuan Basin, China. Marine & Petroleum Geology, 2018, 89: 370–386

[28] Jin F, Zhang K, Wang Q, et al. Formation mechanisms of good-quality clastic reservoirs in deep formations in rifted basins: a case study of Raoyang sag in Bohai Bay Basin, East China. Petroleum Exploration & Development, 2018, 45(2): 264–272

[29] Zhang K, Pang X Q, Zhao Z F, et al. Pore structure and fractal analysis of Lower Carboniferous carbonate reservoirs in the Marsel area, Chu-Sarysu basin. Marine & Petroleum Geology, 2018, 93: 451–467

[30] Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. AAPG Bulletin, 1992, 76(2): 191–198

[31] Rezaee R, Saeedi A, Clennell B. Tight gas sands permeability estimation from mercury injection capillary pressure and nuclear magnetic resonance data. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 88/89: 92–99