

柴达木盆地马海东地区古近系砂岩储层微观孔隙结构特征及微观致密区成因

阮壮¹,徐睿¹,王杰¹,常秋红¹,王大华²,王建东²,周广清²,于炳松¹

[1. 中国地质大学(北京)地球科学与资源学院,北京 100083;2. 中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257001]

摘要:柴达木盆地北缘马海东地区古近系的油气勘探已经取得发现,但储层微观孔隙结构特征认识不清是影响油气勘探与开发的主要因素之一。为揭示马海东地区古近系砂岩储层微观特征,综合运用岩石薄片显微镜观察、X射线衍射(XRD)分析和压汞测试等试验技术,开展了低渗透砂岩储层的岩石学特征、物性特征、微观孔隙结构及各储层非均质性对比研究,用变异系数定量表征了储层非均质强弱程度。研究结果表明:①古近系砂岩储层以长石岩屑砂岩为主,填隙物主要为方解石。②路乐河组Ⅰ砂组储层孔隙度较大,下干柴沟组Ⅱ砂组储层孔隙度中等,路乐河组Ⅱ砂组储层孔隙度最小。③储层岩石经历了压实、胶结和溶蚀成岩作用,路乐河组Ⅱ砂组储层非均质性最强,路乐河组Ⅰ砂组储层非均质性最弱,下干柴沟组Ⅱ砂组储层非均质性介于两者之间。④富塑性岩屑纹层或富杂基的低渗砂岩为致密储层,方解石胶结和塑性黏土质岩屑变形是致密储层形成的重要原因。

关键词:储层非均质性;微观孔隙结构;低渗透砂岩储层;古近系;马海东地区;柴达木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Micro-pore structure characteristics of the Paleogene sandstone reservoirs and genesis of microscopic tight zones in the Mahaidong area, Qaidam Basin

RUAN Zhuang¹, XU Rui¹, WANG Jie¹, CHANG QiuHong¹, WANG Dahua², WANG Jiandong²,
ZHOU Guangqing², YU Bingsong¹

[1. School of Earth Sciences and Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 2. Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257001, China]

Abstract: Discoveries have been made in the Paleogene hydrocarbon exploration in the Mahaidong area on the northern margin of the Qaidam Basin. However, the current productivity is low primarily due to the limited understanding of the characteristics of micro-pore structures, restricting hydrocarbon exploration and exploitation in the area. To reveal the microscopic characteristics of the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area, we investigate the petrology, physical property characteristics, micro-pore structures, and heterogeneity of low-permeability sandstone reservoirs in the Mahaidong area using techniques such as the micro-petrographic observation, X-ray diffraction (XRD) analysis, and high-pressure mercury injection (MICP) experiments. Additionally, we quantitatively characterize the degree of reservoir heterogeneity using the coefficient of variation. The findings reveal that the Paleogene sandstone reservoirs consist primarily of feldspathic litharenites, with calcite identified as primary interstitial fillings. The porosity of the reservoirs decreases in the order of sandstone member I of the Lulehe Formation, sandstone member II of the Lower Ganchaigou Formation, and sandstone member II of the Lulehe Formation. The reservoir rocks have undergone diagenetic processes such as compaction, cementation, and dissolution. Consequently, the reservoir heterogeneity decreases in the order of sandstone member II of the Lulehe Formation, sandstone member II of the Lower Ganchaigou Formation, and sandstone member I of the Lulehe Formation. Low-permeability sandstones rich in plastic detrital lamina or matrix are identified as tight reservoirs, with calcite cementation and deformation of plastic clayey debris as the predominant factors contributing to reservoir tightness.

收稿日期:2024-01-10;修回日期:2024-05-15。

第一作者简介:阮壮(1983—),男,副教授、硕士生导师,沉积学与储层地质学。E-mail: ruanz0103@cugb.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42272136,42102162);中国石化胜利油田分公司科技攻关项目(30200384-21-ZC0613)。

Key words: reservoir heterogeneity, microscopic pore structure, low-permeability sandstone reservoir, Paleogene, Mahaidong area, Qaidam Basin

引用格式:阮壮,徐睿,王杰,等. 柴达木盆地马海东地区古近系砂岩储层微观孔隙结构特征及微观致密区成因[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1032–1045. DOI:10. 11743/ogg20240410.

RUAN Zhuang, XU Rui, WANG Jie, et al. Micro-pore structure characteristics of the Paleogene sandstone reservoirs and genesis of microscopic tight zones in the Mahaidong area, Qaidam Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1032–1045. DOI:10. 11743/ogg20240410.

致密砂岩储层是地面孔隙度小于10%,覆压基质渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (空气渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),喉道半径一般小于 $1.0 \mu\text{m}$,且只有在实施大规模体积压裂或其他特殊采油/气工艺条件下才能获得工业油气流的储层^[1-3]。作为当今油气勘探的重要对象^[4-8],前人在致密砂岩储层的基本特征^[9-13]、表征方法^[14-19]及储层形成机理方面^[20-23]都积累了大量的研究成果。近年研究发现柴达木盆地具有良好的致密砂岩油气勘探前景,在盆地西部的古近系、东部的石炭系、西南部的新近系以及北缘的侏罗系和古近系中均发现了致密砂岩型的油气聚集区^[24-27]。马海凸起是柴达木盆地北缘地区的二级构造单元,北面以马仙断裂与赛什腾生油凹陷相隔,马海东地区位于马海凸起东北缘^[28],近年来在古近系发现了成藏条件优越的致密砂岩油气田^[29]。目前,一些学者针对马海东地区储层特征及成因开展了研究,如陆国青^[30]通过岩石学统计等手段认为马海东地区基岩储层总体受内部低渗透岩性以及外部构造控制;王海燕等^[31]在岩石学特征分析的基础上结合核磁共振等手段分析了下干柴沟组储层孔隙结构特征及其控制因素。这些成果为全面认识马海东地区储层特征提供了重要的数据及资料基础。然而勘探实践表明,虽然在马海东地区古近系下干柴沟组和路乐河组致密砂岩中有较好的油气显示,但开发阶段注采效率低,这很大程度上是由于对区内致密砂岩储层的微观结构特征刻画不够明晰。因此,明确区内致密砂岩储层的微观结构特征,对比不同层段致密砂岩储层的特征是现阶段亟待开展的工作。

致密砂岩储层的微观结构特征与储层的致密化存在密切联系^[32-35],定量表征储层的微观孔隙结构,研究孔隙结构与储层特征之间的关系,有助于理解砂岩储层致密化过程,并可以指导增产措施的制定,进而提高开发效率。针对以上问题,以柴达木盆地北缘马海东地区古近系的岩心样品为研究对象,基于铸体薄片观察和扫描电镜等手段进行定性分析,在储层岩石学特征和成岩作用研究的基础上结合高压压汞实验等定量数据进行孔隙结构及其分形特征的特征与

研究,明确砂岩储层的微观结构特征,探讨储层微观非均质性的成因,以期为马海东地区的油气勘探和开发提供理论和实践指导。

1 地质背景

研究区位于柴达木盆地北缘,地理上处于青海省海西州德令哈市大柴旦镇境内。地处马北凸起东翼,属绿梁山前带,受构造控制明显并长期处于构造活动频繁区^[36]。2017年以来完钻的山古1、山古101、山3侧和山2井等4口井,获得了较好的工业油流显示(图1a)。

由于马北地区受马仙、赛南-绿南断裂的双向逆冲作用控制,形成了上、中、下3层纵向叠置的复杂地质结构^[37]。①下结构单元的侏罗系沉积体主要形成于深湖-半深湖环境,尤其是下侏罗统发育优质烃源岩,受逆冲叠瓦推覆影响,该段纵向叠加增厚,具有较大资源潜力。②中结构单元包括路乐河组($E_{1-2}l$)、下干柴沟组(E_3xg)和上干柴沟组(N_1sg),发育冲积扇-辫状河-辫状河三角洲-湖泊沉积体系,其中路乐河组和下干柴沟组为主要储集段。路乐河组上部以棕褐色、棕红色泥质细砂岩和泥质粉砂岩为主,夹细砂岩、泥岩;下部以厚层灰褐色、土黄色细砂岩为主,夹棕褐色泥岩薄层,在研究区与下伏大煤沟组平行整合接触(盆地内各地区覆盖层位不同)。下干柴沟组上部以浅灰色泥质粉砂岩、泥质细砂岩为主,夹少量杂色钙质泥岩;下部为浅棕色、灰绿色泥质粉砂岩夹砂质泥岩;底部为一套棕红色砾岩,与路乐河组整合/不整合接触。③上结构单元的上新统和下更新统以细粒沉积为主,构成了良好的区域性盖层(图1b)。在马海东地区,古近系是现今重点研究层位。古近系不整合披覆于下伏地层(元古宇基岩地层)之上,自下而上分为路乐河组($E_{1-2}l$)(自上而下划分为I砂组和II砂组)、下干柴沟组下段(E_3xg^1)(自上而下划分为I砂组和II砂组)和下干柴沟组上段(E_3xg^2)(自上而下划分为6个砂组)。其中路乐河组的I砂组、II砂组和下干柴沟组下段的II砂组在区内最为发育,是主力含油层段。

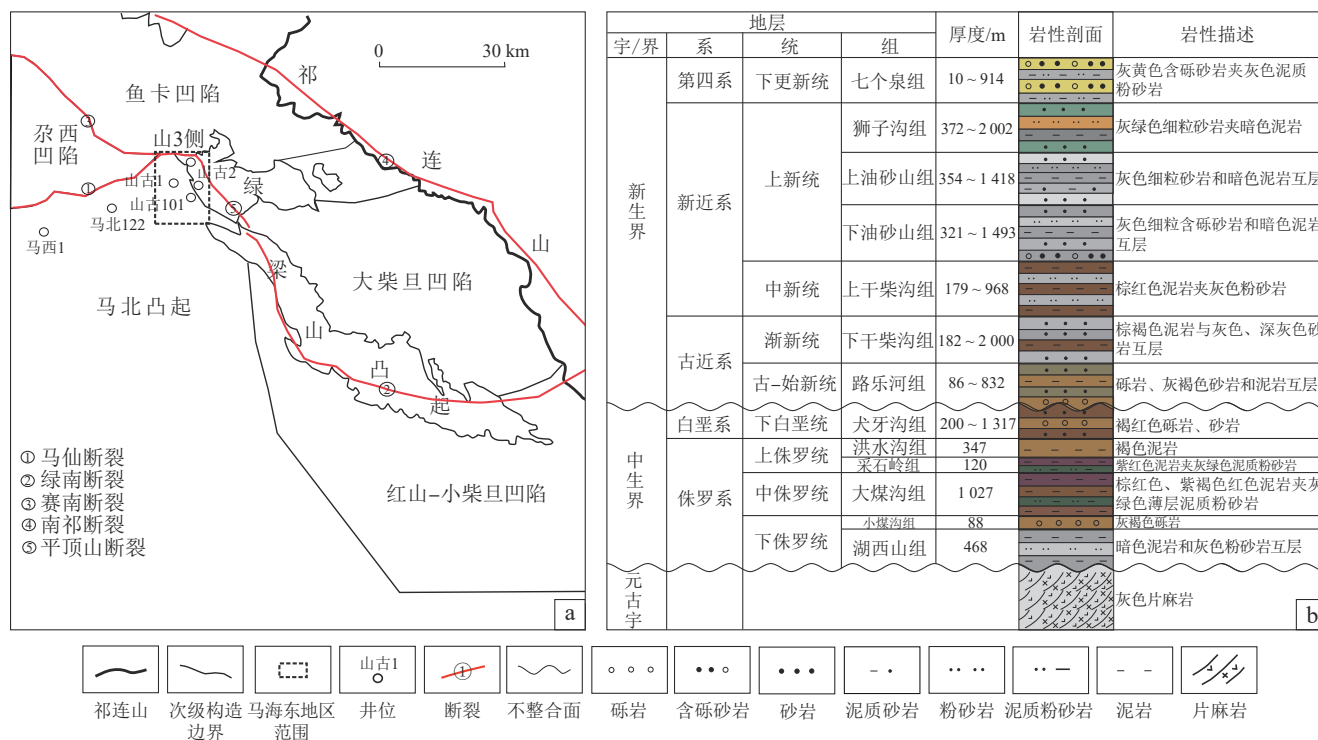


图1 柴达木盆地马海东地区区域位置(a)及地层岩性序列(b)

Fig. 1 Tectonic location (a) and stratigraphic-lithologic sequence (b) of the Mahaidong area, Qaidam Basin

2 数据与方法

受取心深度段限制,本次研究针对路乐河组 I 砂组、II 砂组及下干柴沟组下段 II 砂组砂岩储层开展了采样,并对样品开展岩相学观察及储层物性表征。其中路乐河组 I 砂组的样品取自山古 101 井 1 927.6 ~ 1 928 m 深度处及山古 1 井 1 879.3 ~ 1 882.1 m 深度处;路乐河组 II 砂组的砂岩样品取自山 2 井 1 979.3 ~ 1 994.9 m 深度处及山 3 侧井 2 301.1 ~ 2 305.5 m 深度处;下干柴沟组下段 II 砂组样品取自山古 1 井 1 757.6 ~ 1 769 m 深度处,共采集样品 22 件。

2.1 储层岩石学特征

将采集的砂岩样品制备了 22 个铸体薄片和 5 张探针薄片用于分析岩石矿物学、成岩作用和孔隙特征。用茜素红和铁氰化钾对薄片进行染色,鉴定不同的碳酸盐矿物。在徕卡偏光显微镜(ICC50)下对每个薄片进行 300 个点计数,确定岩石的颗粒大小和结构组分的含量。其中切样和磨片工作在中国地质大学(北京)的薄片制备室完成。

2.2 X 射线衍射(XRD)分析

在开展薄片鉴定的基础上开展了砂岩样品的 X

射线衍射分析,在中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室测定,分析仪器为 BrukerD2 PHASER,测试条件为 Cu 靶,陶瓷 X 光管, $K\alpha$ 辐射,管压 30 kV,管流 10 mA,测试温度为 26 °C,相对湿度为 30 %。

2.3 高压压汞实验

压汞测试实验是目前测定岩石中毛细管压力曲线最主要的方法之一,本次研究利用高压压汞法测定中孔和大孔孔径分布。压汞测试实验在东北石油大学地球科学学院实验室进行,采用 PoreMaster-60 全自动压汞仪,孔径分布测定范围为 0.004 ~ 950 μm 。由于汞对一般固体不润湿,欲使汞进入孔需施加外压,外压越大,汞能进入的孔半径越小,测量不同外压下进入孔隙中汞的量即可知相应孔隙大小的孔体积。同时在外界不同的压力下通过岩石的孔隙系统渗流的过程中,便会发生毛细管现象。该现象会产生一个毛细管压力,其孔喉大小与毛细管压力存在直接关系,压汞毛细管压力曲线测定可以很好反映这种关系。毛细管平衡与外界压力平衡时毛细管压力的大小(p_c , MPa)与喉道半径(R_c , μm)、界面张力(δ , 10^{-5} N/cm)和润湿角 $[\theta, (^{\circ})]$ 有关^[38],通过高压压汞实验控制外界施加的压力,界面张力取 $\delta=0.48 \times 10^{-5}$ N/cm,润湿角取 $\theta=130^{\circ}$,计算可获得不同层位孔径分布曲线:

$$P_c = \frac{2\delta\cos\theta}{R_c} \quad (1)$$

在高压压汞实验中随着外界压力升高/降低,岩石样品中不断发生进汞/退汞过程,残余汞饱和度取决于孔隙结构与初始汞饱和度。汞在压力不断增大仍无法进入孔隙之中时,记录其最大进汞量时的汞饱和度,随后压力便开始降低,随着压力减小孔隙中的汞无法从样品中脱离束缚为止,并记录此时的汞饱和度即剩余汞饱和度,则该退汞过程中的退汞效率为:

$$W = \frac{S_{\max} - S_r}{S_{\max}} \times 100\% \quad (2)$$

式中:W为退汞效率,%; $S_{\max}$ 为最大进汞量时的汞饱和度,%; S_r 为剩余汞饱和度,%。根据不同压力和进汞量之间的关系绘制退汞效率曲线,计算退汞效率。

2.4 迂曲度及其分形维数

除了通过实验测取孔径分布等参数来表征孔隙结构外,迂曲度和分形维数也常被用作孔隙结构表征的重要参数。迂曲度指的是流体(气液)在岩石中流动或扩散轨迹的弯曲程度,通常被定义为^[39-40]:

$$\tau = \frac{L_t}{L_0} \quad (3)$$

式中: τ 为迂曲度,无量纲; L_t 为流体流经的实际路径长度,mm; L_0 为宏观压力梯度方向上起止点的直线长度或宏观长度,mm。根据Yu和Li^[41]提出的关于多孔介质中流动路径迂曲度的几何模型,得到样品平均迂曲度的计算公式:

$$\tau_{av} = \frac{1}{2} \left[1 + \frac{1}{2} \sqrt{1 - \Phi} + \sqrt{1 - \Phi} \sqrt{\left(\frac{1}{\sqrt{1 - \Phi}} \right)^2 + \frac{1}{1 - \sqrt{1 - \Phi}}} \right] \quad (4)$$

式中: τ_{av} 为样品平均迂曲度,无量纲; Φ 为样品孔隙

度,%。当 $\Phi=100\%$ 时,流体在宏观压力梯度下呈直线流动,迂曲度为1;当 $\Phi=0$ 时,无孔隙,迂曲度极限为无穷大,与实际情况相符。

Mandelbrot发现海岸线的长度具有分形特征,Norton和Snow等人证实其分形规律,而迂曲度分形维数便能够反映这种弯曲程度和分形维数之间的关系^[42]。类似岩心这样的天然多孔介质其孔隙结构复杂,流体在其中弯曲的流动路径便类似于海岸线,因此计算迂曲度及其分形维数便能反映一定的孔隙结构特征。依据Yu和Cheng的孔隙直径替代测量尺度模型^[43],复杂孔隙结构下的迂曲度分形维数为:

$$D_T = 1 + \frac{\ln \tau_{av}}{\ln \frac{L_0}{\tau_{av}}} \quad (5)$$

式中: D_T 为迂曲度分形维数,无量纲; L_0 取岩心柱的长度为1 cm。

3 分析测试结果

3.1 储层成分及储集空间特征

通过点计法定量统计了储层的碎屑组分含量,并进行了砂岩成分分类投点,结果发现路乐河组Ⅰ砂组、下干柴沟组下段Ⅱ砂组和路乐河组Ⅱ砂组的岩石类型主要为长石岩屑砂岩,不同砂组的组分含量各有差异(图2)。总体而言,研究区岩屑组分较多,含量处于22.04%~43.31%,平均为32.46%。相比于路乐河组,下干柴沟组下段Ⅱ砂组石英组分含量较高,平均为48.65%;其岩屑组分类型多样,但相对于路乐河组Ⅰ砂组的33.11%和Ⅱ砂组的32.61%,其岩屑组分平均含量较低。在长石的平均含量方面,下干柴沟组下段Ⅱ砂组最高,路乐河组Ⅰ砂组次之,路乐河组Ⅱ砂组最少。

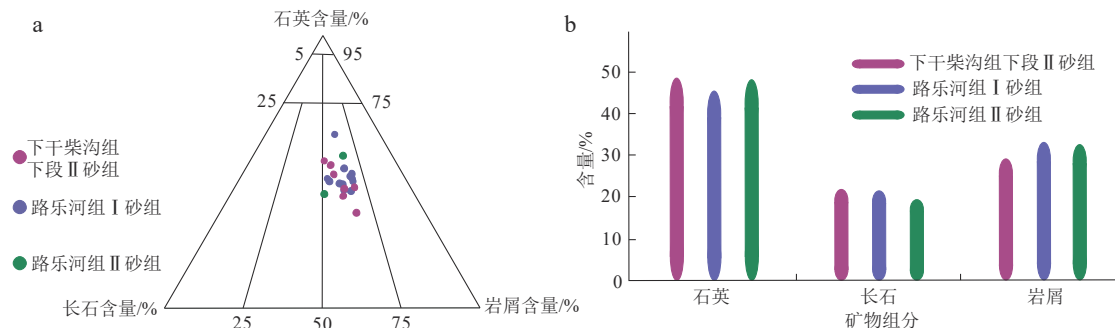


图2 马海东地区各砂组砂岩成分投点三角图(a)及不同砂组组分含量变化(b)

Fig. 2 Ternary diagram showing the sandstone components (a) and diagram illustrating the changes in the component contents (b) of various sandstone members in the Mahaidong area

路乐河组 I 砂组中以长石岩屑砂岩为主,其次为岩屑砂岩,主要矿物成分有单晶石英、长石和云母,岩屑类型多样,可见塑性凝灰岩岩屑、泥岩岩屑、砂岩岩屑、千枚岩岩屑及石英云母片岩岩屑等,其中方解石胶结物含量较低。路乐河组 II 砂组在山 2 井为极细粒长石岩屑砂岩,细粒长石岩屑砂岩,含细砾中粒长石岩屑砂岩和中粒长石岩屑砂岩等,粒度较 I 砂组粗,矿物种类及岩屑类型与 I 砂组一致,其中塑性岩屑含量降低,方解石胶结程度大幅增加。下干柴沟组下段 II 砂组以极细粒长石岩屑砂岩为主,中-细粒长石岩屑砂岩次之,少量为粗粒长石岩屑砂岩,粒径主体在 0.125~0.500 mm,磨圆分选较差,胶结物以方解石胶结为主,少量石英次生

加大胶结(图 3a—f)。

根据铸体薄片镜下观察,挑选并统计不同层位砂岩储层的面孔率、平面配位数、塑性岩屑和胶结物含量以及孔隙类型等特征(表 1)。统计结果显示,少部分样品致密胶结未见孔隙,其余样品可见粒间溶孔与粒内溶孔,孔径较小、面孔率较低、连通性中等。主要胶结物均为方解石,且胶结物占比较高,尤其在路乐河组 II 砂组中方解石胶结物平均值最高。塑性岩屑占比不低,多在 10% 左右。研究区砂岩孔隙类型丰富,原生孔隙、次生孔隙及裂缝均有发育。总体上泥质等塑性碎屑组分含量高的砂岩孔隙度低于塑性碎屑含量低的砂岩。次生孔隙主要为粒内溶孔(岩浆岩

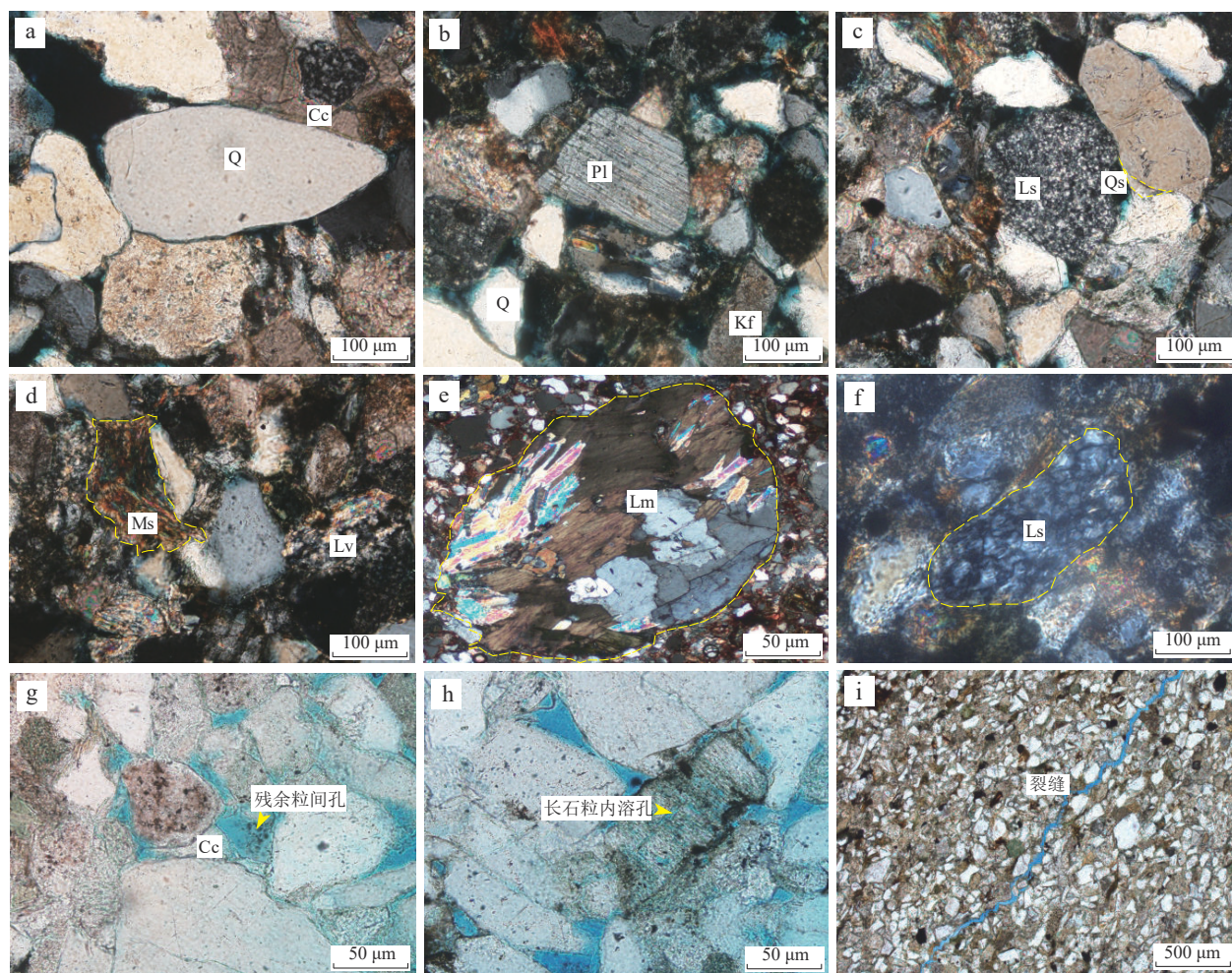


图3 马海东地区各砂组砂岩储层组分与储集空间镜下特征照片

Fig. 3 Micrographs showing the components and storage space characteristics of the reservoirs of various sandstone members in the Mahaidong area

a. 中-细砂结构及方解石胶结,山古 101 井,埋深 1 927.8 m,路乐河组 I 砂组,正交光;b. 细砂结构及主要碎屑矿物,山古 1 井,埋深 1 879.3 m,路乐河组 I 砂组,正交光;c. 燧石岩屑及硅质胶结,山古 1 井,埋深 1 880.5 m,路乐河组 I 砂组,正交光;d. 黑云母及岩浆岩岩屑,山 2 井,埋深 1 980.4 m,路乐河组 II 砂组,正交光;e. 石英云母片岩岩屑,山古 1 井,埋深 1 761.2 m,下干柴沟组下段 II 砂组,正交光;f. 砂岩岩屑,山 2 井,埋深 1 985.2 m,路乐河组 II 砂组,正交光;g. 残余粒间孔,山 3 侧井,埋深 2 302.2 m,路乐河组 II 砂组,单偏光;h. 长石粒内溶孔,山 2 井,埋深 1 991.9 m,路乐河组 II 砂组,单偏光;i. 裂缝,山 3 侧井,埋深 2 304.5 m,路乐河组 II 砂组,单偏光

Q. 石英;Pl. 斜长石;Kf. 钾长石;Ms. 黑云母;Cc. 方解石胶结;Qs. 硅质胶结;Lv. 岩浆岩岩屑;Ls. 沉积岩岩屑;Lm. 变质岩岩屑

表 1 马海东地区古近系砂岩储层孔隙结构及填隙物观察统计

Table 1 Statistics of pore structures and interstitial fillings in the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area based on thin section observation

样品编号	孔隙类型	孔隙直径/mm	面孔率/%	配位数	胶结物含量/%	塑性岩屑含量/%	砂组
1-Z1b	未见孔隙	—	—	—	16	10.9	下干柴沟组Ⅱ砂组
1-Z2a	粒内溶孔	0.02	0.5	3	13	—	下干柴沟组Ⅱ砂组
1-S2	未见孔隙	—	—	—	23	7.0	下干柴沟组Ⅱ砂组
101-S2	粒间溶孔	0.03~0.05	5.0	4	15	8.0	路乐河组Ⅰ砂组
1-S3	粒间溶孔、粒内溶孔	0.02~0.04	0.5	3	21	11.1	路乐河组Ⅰ砂组
1-Z7c	粒间溶孔	0.02~0.06	2.0	4	14	15.7	路乐河组Ⅰ砂组
1-S5	粒间溶孔、粒内溶孔	0.02	1.0	3	8	6.1	路乐河组Ⅰ砂组
2-Z5b	粒间溶孔、粒内溶孔	0.02~0.07	6.0	5	20	9.4	路乐河组Ⅱ砂组
2-S14	粒间溶孔	0.06~0.12	10.0	6	10	10.0	路乐河组Ⅱ砂组
2-S15	未见孔隙	—	—	—	20	8.9	路乐河组Ⅱ砂组
3侧-Z1a	粒间溶孔、粒内溶孔	0.02~0.08	3.0	4	11	10.7	路乐河组Ⅱ砂组
3侧-Z3c	未见孔隙	—	—	—	41	3.4	路乐河组Ⅱ砂组

注:“—”表示未测得数据。

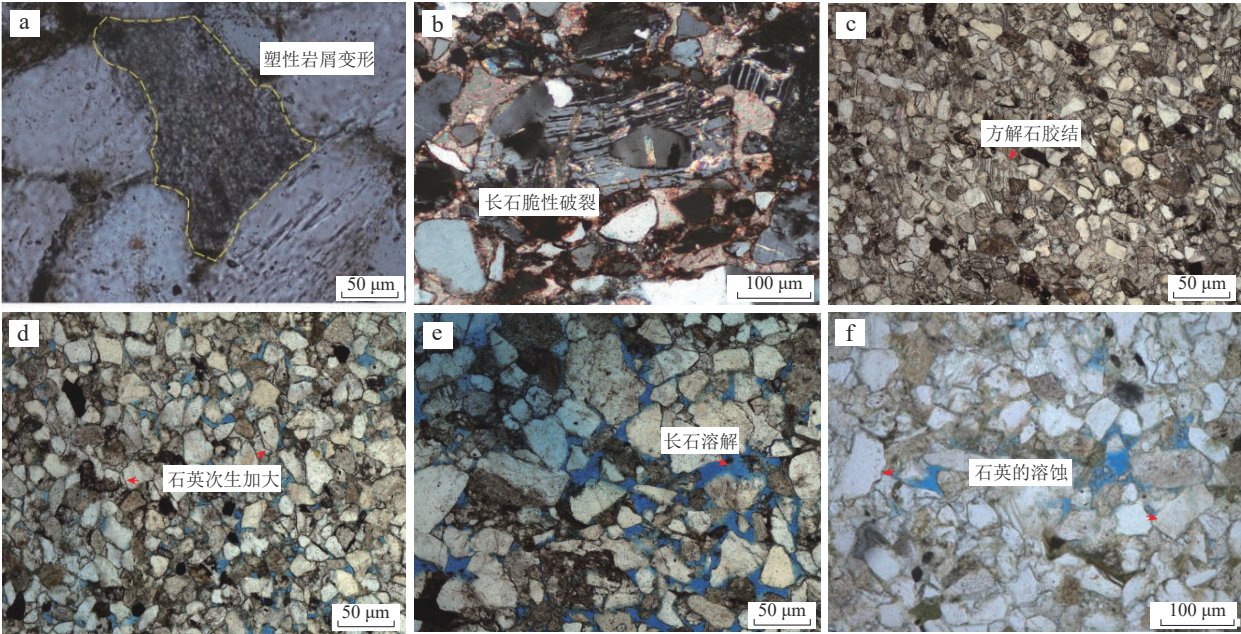


图 4 马海东地区古近系砂岩储层主要成岩作用类型显微照片

Fig. 4 Micrographs showing major diagenesis types of sandstone reservoirs in the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area

a. 塑性岩屑的变形,山古 101 井,埋深 1 927.8 m,路乐河组Ⅰ砂组,正交光;b. 长石的脆性破裂,山古 1 井,埋深 1 757.6 m,下干柴沟组下段Ⅱ砂组,正交光;c. 方解石连晶胶结,山古 1 井,埋深 1 759.2 m,下干柴沟组下段Ⅱ砂组,正交光;d. 石英次生加大,山 3 侧井,埋深 2 301.1 m,路乐河组Ⅱ砂组,单偏光;e. 长石溶蚀,山 2 井,埋深 1 994.0 m,路乐河组Ⅱ砂组,单偏光;f. 石英溶蚀,山古 1 井,埋深 1 881.0 m,路乐河组Ⅰ砂组,单偏光

岩屑、泥岩岩屑和长石)和粒间溶孔(石英溶解和岩屑溶解)等(图 3g,i)。

3.2 储层成岩作用类型

3.2.1 压实作用

研究区储层碎屑岩成分成熟度和结构成熟度均较低,应多属近源快速沉积而成;矿物及岩屑塑性变形普遍,整体经历的压实作用较强烈。在路乐河组Ⅱ砂组

中方解石胶结物含量较高,岩石抗压实能力较强,颗粒以点-线接触为主;在路乐河组Ⅱ砂组和下干柴沟组下段Ⅱ砂组中,塑性岩屑含量较高,抗压实能力较弱,颗粒以线接触为主,可见泥岩岩屑和千枚岩岩屑等塑性岩屑受压后产生的变形(图 4a)以及长石等脆性矿物的压裂破碎现象(图 4b)。

3.2.2 胶结作用

研究区储层普遍发育胶结作用,主要包括碳酸盐

胶结以及硅质胶结。碳酸盐胶结物以方解石为主,含量在5.4%~40.6%,胶结类型多为孔隙式胶结。方解石胶结(图4c)常形成于碱性成岩环境,伴生的有石英颗粒及石英胶结物的溶蚀,可以认为两者是一期碱性流体环境的产物。硅质胶结发育程度较低,局部可见石英的次生加大边(图4d)。方解石胶结与硅质胶结在造成减孔的同时,提高了岩石抵抗压实作用的能力。

3.2.3 溶蚀作用

溶蚀作用是成岩阶段中重要的成岩作用,其对物性改善具有建设性作用。研究区储层溶蚀作用可分为酸性溶蚀作用和碱性溶蚀作用,酸性溶蚀作用表现为长石、岩屑等的溶蚀以及碳酸盐胶结物的溶蚀,溶蚀孔呈港湾状、蜂窝状(图4e);碱性溶蚀作用主要为石英颗粒及其次生加大边的溶蚀(图4f)。

3.3 XRD矿物组成

根据XRD分析结果,研究区砂岩储层主要由石英、长石、方解石及黏土矿物构成。石英含量介于34%~65%,大部分样品的含量在55%~63%。方解石在不同样品中的含量变化较大,最低仅占5%,最高可达41%。黏土矿物含量介于10%~28%,平均值为17%(图5)。

3.4 高压压汞特征

对不同层位砂岩储层的面孔率、平面配位数、塑性岩屑、胶结物含量和孔隙类型等特征进行统计,挑选不同砂组的样品进行高压压汞测试。在测试实验中发生进汞、退汞过程,根据不同压力和进/退汞量之间的关系可以获得进汞-退汞曲线(图6),并计算退汞效率。本次测定样品表现为4类曲线形态。样品3侧-Z3c和2-S14在压汞初期进汞量不高,加压至4.0 MPa后曲线才趋于平缓且汞开始大量进入相对较大的孔隙之中,表明样品起始压力梯度下的流动阻力较大,大孔孔径相对较小。随着压力升高,汞逐步进入小孔隙。样品1-S2和1-S3早期仍需要较高的进汞压力,在压力达到1.0 MPa左右进汞曲线变平缓,进汞量增大。样品1-Z2a的曲线轨迹具有较大斜率,表明其孔径在大、中、小孔均有分布。样品1-S5, 1-Z1b, 1-Z7c, 2-S15, 2-Z5b, 101-S2和3侧-Z1a的退汞效率曲线相对一致且曲线趋于平缓的进汞压力值较低(0.4 MPa)(图6)。

将压汞测试结果处理后得到了样品的孔隙度及渗透率参数(表2),结果显示研究区储层的孔隙度分布于3.60%~15.99%,平均孔隙度为10.67%;渗透率为 $(0.260 \sim 4.500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率为 $2.198 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔-特低渗储层。不同砂组的平均孔

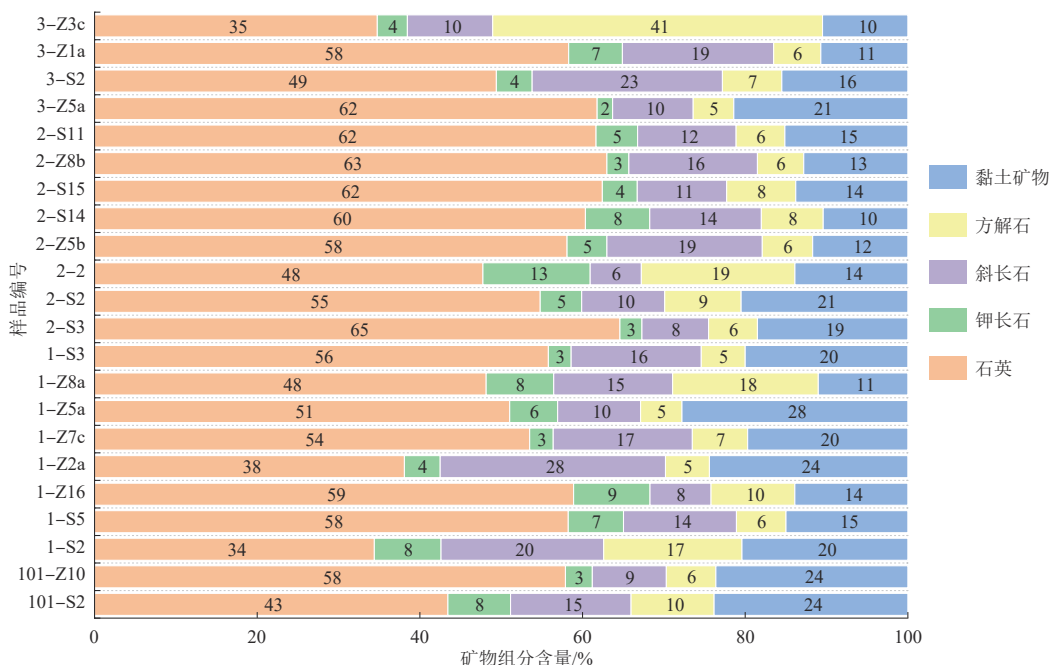


图5 马海东地区古近系砂岩储层XRD测定矿物组成及组分含量

Fig. 5 Compositions and contents of minerals in the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area determined by XRD

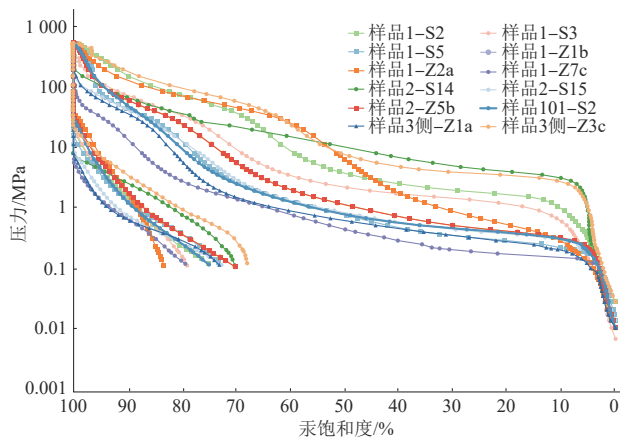


图6 马海东地区古近系砂岩储层进汞-退汞曲线

Fig. 6 Mercury injection and withdrawal curve in the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area

隙度和孔隙度方差系数显示,路乐河组Ⅰ砂组孔隙度普遍较高且方差小,路乐河组Ⅱ砂组具有较低的平均孔隙度,方差较大。

3.5 迂曲度及其分形维数特征

压汞计算的孔径结果显示,砂岩储层样品孔径主体5~10 000 nm,符合分形维数计算范围^[44],可以进行孔隙迂曲度及其分型维数的计算。计算结果表明砂岩储层平均迂曲度为4.00~14.30,集中在4.00~4.73,平均为6.12,迂曲度整体中等,部分值较大。迂曲度分形维数计算结果在1.24~1.51,符合迂曲度分维在1~2的预期,平均迂曲度分形维数为1.33,迂曲度较大的样品其计算所得迂曲度分形维数也较大(表3)。

4 讨论

4.1 储层微观孔隙结构特征

本次研究通过压汞数据计算了储层的孔径分布。孔径分布曲线表明研究区储层样品的孔径最小为0.005 μm,而最大达100 μm以上(图7)。不同储层段的孔径分布曲线均具有杂乱多峰的特点,一般呈双峰或三峰分布,反映储层内孔隙复杂程度高。下干柴沟组下段Ⅱ砂组孔径分布曲线呈现明显的双峰,小孔径峰值所对应的孔径为0.01 μm,大孔径峰值所对应的孔径为0.90~5.00 μm(图7a)。路乐河组Ⅰ砂组孔径分布双峰不明显,孔隙峰值高,峰值对应的孔径大小集中在1.00~9.00 μm的大孔上,样品间的孔径峰值区间接近(图7b)。路乐河组Ⅱ砂组的孔径分布曲线呈现明显的多峰特点,孔径分布曲线中-小孔径峰值对应的孔径为0.01 μm,大孔径在0.10~8.00 μm均有分布,反映了该段储层中孔径大小的强非均质性(图7c)。

各砂组储层孔隙度、迂曲度及两者方差的对比结果表明,路乐河组Ⅰ砂组孔隙度较高,迂曲度较低,同时孔隙度和迂曲度方差最低(2.88,0.17)。路乐河组Ⅱ砂组储层的孔隙度中等,迂曲度较高,但是两者的方差最高(16.96,17.06)。下干柴沟组Ⅱ砂组储层孔隙度偏低,迂曲度中等,孔隙度及迂曲度方差介于路乐河组Ⅰ砂组和Ⅱ砂组之间(9.60,3.41)(图8)。这反映路乐河组Ⅰ砂组储层非均质性较弱,路乐河组Ⅱ砂组储层非均质性较强。

表2 马海东地区古近系砂岩储层压汞计算孔隙度和渗透率分布

Table 2 Porosity and permeability distributions in the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area calculated using MICP experiments

取样层位	井号	样品编号	样品深度/m	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	平均孔隙度/%	方差
下干柴沟组下段Ⅱ砂组	山古1	1-Z1b	1 757.6	13.70	2.66	9.69	9.65
	山古1	1-Z2a	1 759.0	9.23	0.86		
	山古1	1-S2	1 759.2	6.14	0.43		
路乐河组Ⅰ砂组	山古1	1-S3	1 879.3	11.50	1.53	13.27	2.88
	山古1	1-Z7c	1 880.5	12.27	4.52		
	山古1	1-S5	1 882.1	13.31	3.26		
	山古101	101-S2	1 928.0	15.99	3.98		
路乐河组Ⅱ砂组	山2	2-Z5b	1 981.0	13.70	2.66	9.17	16.96
	山2	2-S14	1 994.0	4.86	0.26		
	山2	2-S15	1 994.9	11.44	2.55		
	山3侧	3侧-Z1a	2 301.1	12.24	3.51		
	山3侧	3侧-Z3c	2 302.6	3.60	0.15		

表3 马海东地区古近系砂岩储层部分样品孔隙结构表征结果

Table 3 Results of pore structure characterization of partial samples from the Paleogene sandstone reservoirs in the

Mahaidong area

样品 编号	孔径期 望值/ μm	孔径峰 值/ μm	孔隙 度/%	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	退汞 效率/%	迂曲度	迂曲度分 形维数
1-Z1b	2.83	2.62	14.00	2.66	30	4.04	1.27
1-Z2a	2.88	0.01	9.23	0.86	17	5.80	1.34
1-S2	1.27	0.72	6.14	0.43	25	8.53	1.41
101-S2	3.05	2.60	15.99	3.98	25	3.52	1.24
1-S3	3.01	0.80	11.50	1.53	21	4.73	1.30
1-Z7c	4.69	7.46	12.27	4.52	21	4.47	1.29
1-S5	3.06	4.55	13.33	3.26	27	4.14	1.27
2-Z5b	2.83	2.62	13.70	2.66	30	4.04	1.27
2-S14	1.64	0.13	4.86	0.26	30	10.67	1.45
2-S15	2.87	3.33	11.44	2.55	27	4.76	1.30
3侧-Z1a	4.25	4.59	12.24	3.51	27	4.47	1.29
3侧-Z3c	0.90	0.36	3.60	0.15	32	14.27	1.51

4.2 储层微观非均质性特征

为了能够准确地分析储层的非均质性,常用各类变异系数来定量表征储层非均质强弱,渗透率、孔隙度和迂曲度等各孔-渗表征参数均可表征所对应的变异系数。一般认为当变异系数大于0.7时,储层即为强非均质性储层^[45]。本次研究根据上文获得的样品渗透率数据计算了渗透率变异系数为1.148,这表明马海东地区的储层整体上可归属于强非均质性储层。

储层微观非均质性的成因可以通过显微观察进行分析。不同砂岩样品的全薄片扫描对比可以清晰地揭示样品的面孔率差异。从扫描照片观察可以发现样品1-S2几乎不发育孔隙(图9a),而样品2-S14面孔率明显较高(图9c),样品1-Z7c面孔率则介于上述两者之间(图9b),这种面孔率差异仅仅能反映个体样品间的储层微观结构差异。实际上,这种显微观察方法更为重要的是能成为观察和理解层内微观非均质性的手段。例如在路乐河组I砂组的1-Z7c全薄片,不同位置下可以观察到明显的物性差异。在不具有纹层(或条带状建造)的位置碎屑组分分选较好,杂基含量低,孔隙发育且孔隙间具有良好的连通性(图9d)。而在具有明显纹层(或条带状建造)的位置碎屑组分分选性差,塑性岩屑及杂基含量高,仅见零星散布而不连通的小孔隙(图9e)。这种层内的微观非均质性受控于多种因素,粒度韵律性、层理构造、层内不连续薄泥质夹层的分布频率和孔隙结构等都可以成为微观非均质性的成因。

本次研究通过对薄片中层内微观孔隙发育特征的

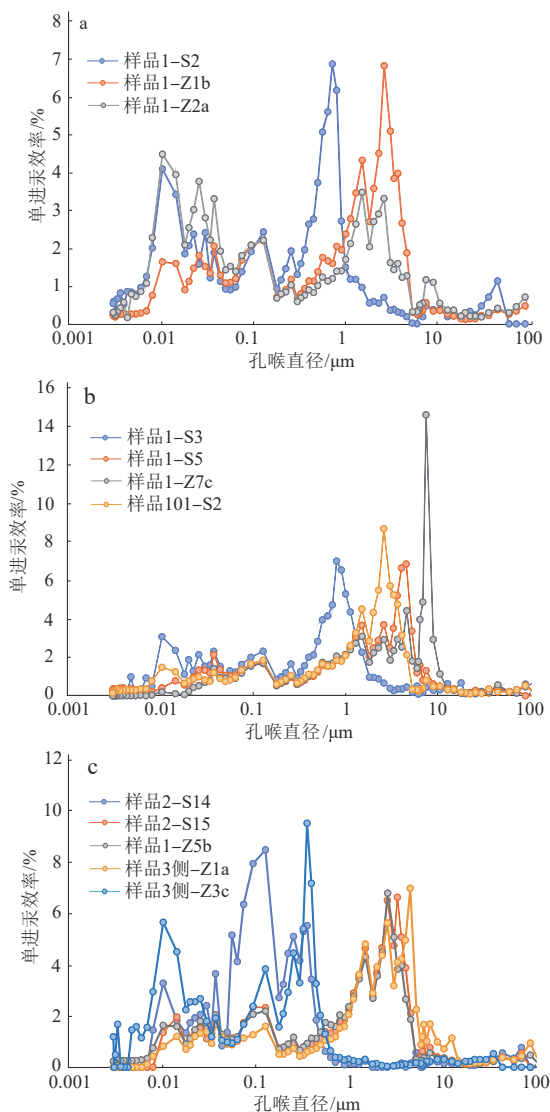


图7 马海东地区古近系砂岩储层各砂组压汞孔径分布曲线

Fig. 7 Pore size distribution curves of various members in the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area under MICP experiments

a. 下干柴沟组II砂组; b. 路乐河组I砂组; c. 路乐河组II砂组

观察和统计,按照其致密程度将储层微观非均质现象划分为致密区、过渡区及孔隙区3种类型。微观形貌学观察可见致密区常表现为两种形式:一种呈现深色平行条带状,其中塑性岩屑及杂基相对富集,造成喉道连通性降低,少见孔隙,从其发育形态上推测可能与纹层相关;另一种致密区以团块状出现,这些团块内富含黏土杂基,充填于孔隙间的杂基阻断了流体的进入及流通。孔隙区内少见纹层,碎屑组分分选及磨圆相对好,塑性岩屑少见。过渡区处于两者之间,有一定孔隙发育,同时存在塑性岩屑充填孔隙的现象,总体孔隙发育程度中等。孔隙区及过渡区中的流体经过致密区时流动受阻(图10)。

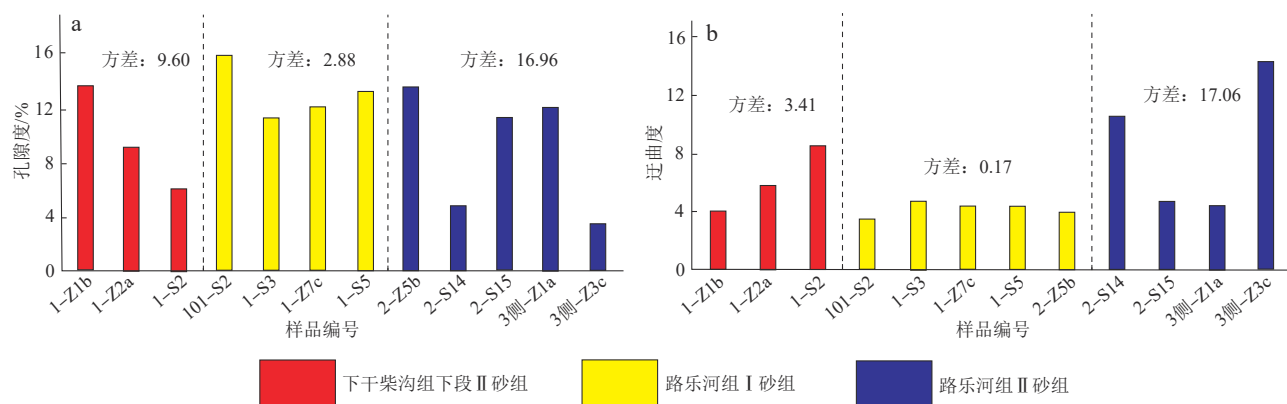


图8 马海东地区古近系砂岩储层各砂组孔隙度及迂曲度分布

Fig. 8 Porosity and tortuosity distributions of various members in the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area

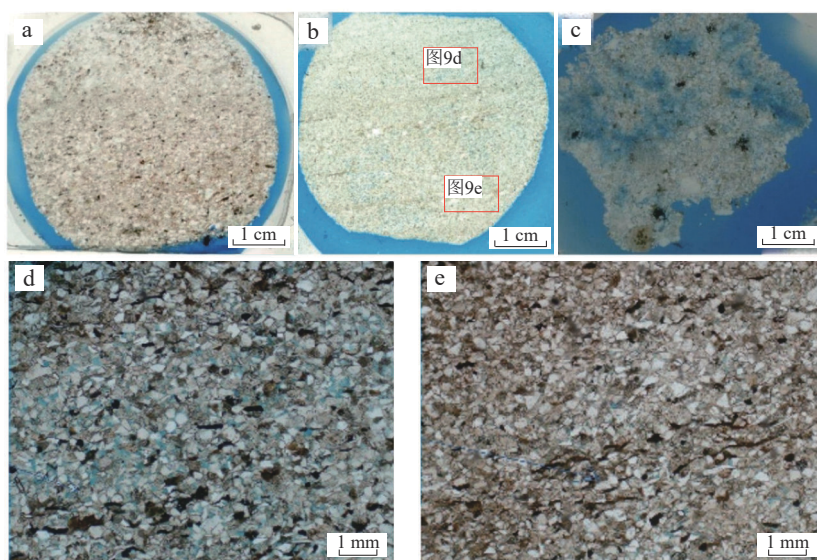


图9 马海东地区古近系砂岩储层微观非均质性特征

Fig. 9 Microscopic heterogeneity characteristics of the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area

a. 样品 1-S2, 低面孔率, 下干柴沟组下段 II 砂组, 埋深 1 759.2 m, 薄片扫描照片; b. 样品 1-Z7c, 中等面孔率, 路乐河组 I 砂组, 埋深 1 880.5 m, 薄片扫描照片; c. 样品 2-S14, 较高面孔率, 路乐河 II 砂组, 埋深 1 994.0 m, 薄片扫描照片; d, e. b 图中红框内放大, 单偏光显微照片

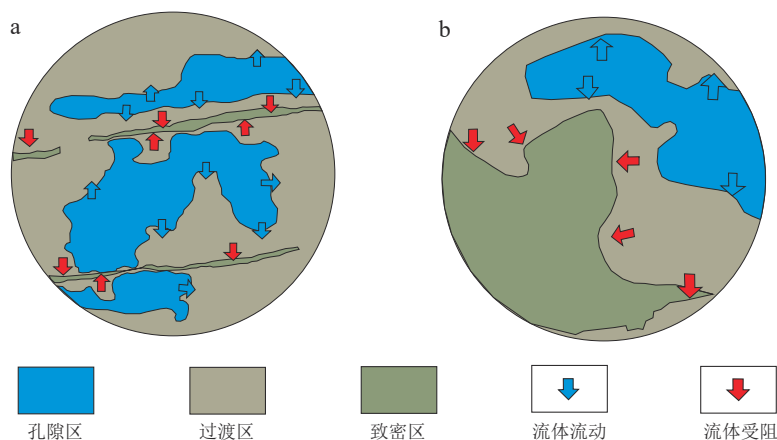


图10 马海东地区古近系砂岩储层非均质性模式

Fig. 10 Models showing the heterogeneity of the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area

a. 富塑性岩屑条带, 样品 1-Z7c; b. 富黏土团块, 样品 3 侧-Z1a

4.3 储层微观致密区成因

研究区古近系砂岩储层中存在大量的微观致密区,这些区域孔隙度低,连通性差。在微观致密区普遍发育的储层中,渗透率明显降低,开展微观致密区成因分析对于理解储层渗透率降低过程具有重要意义。

通过XRD实验获取的黏土矿物含量数据和压汞数据对比分析发现,退汞效率和黏土矿物含量之间呈明显的负相关,即黏土矿物含量越高越难以退汞(图11a),这表明储层中黏土矿物的存在阻碍了流体在孔隙之间的流动。在研究区的储层中,黏土矿物主要以塑形泥质岩屑和黏土杂基两种形式富集存在。通过镜下观察发现研究区存在大量塑性岩屑,这些塑性岩屑在成岩过程中易受压实作用发生形变,进而填充在孔隙之中,不仅降低了储层孔隙度,同时堵塞喉道,形成微观致密区。此外,部分砂岩储层中广泛发育黏土杂基(图4a,图11b),虽然对孔隙度影响不大,但极

大改变了喉道形态。方解石胶结物也在很大程度上控制着微观致密区的形成。通过方解石含量与储层渗透率相关性研究发现,两者间存在明显的负相关关系,这暗示了区内储层在较长的成岩期中处于碱性流体活动背景下,方解石迅速胶结,造成了大范围微观致密区的形成(图11c, d)。

此外,孔隙结构的复杂程度也是微观致密区形成的重要原因。测试及计算结果表明研究区砂岩储层渗透率与迂曲度之间呈现近对数关系的负相关关系(图12a),在迂曲度介于0~5时,渗透率随着迂曲度的增加快速降低,当迂曲度增大至5时,渗透率降低至 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,随后渗透率基本稳定,与迂曲度变化关系不大。迂曲度反映流体流动轨迹的复杂程度,迂曲度较小时流体流动轨迹单一且越接近一条从一端通向另一端的直线段,而当迂曲度增加时,流体流动轨迹会在各个小孔喉中发生弯折从而使流动路径更加复杂。迂曲度分形维数也反映孔喉结构的复杂程度,研究区的储层渗透率

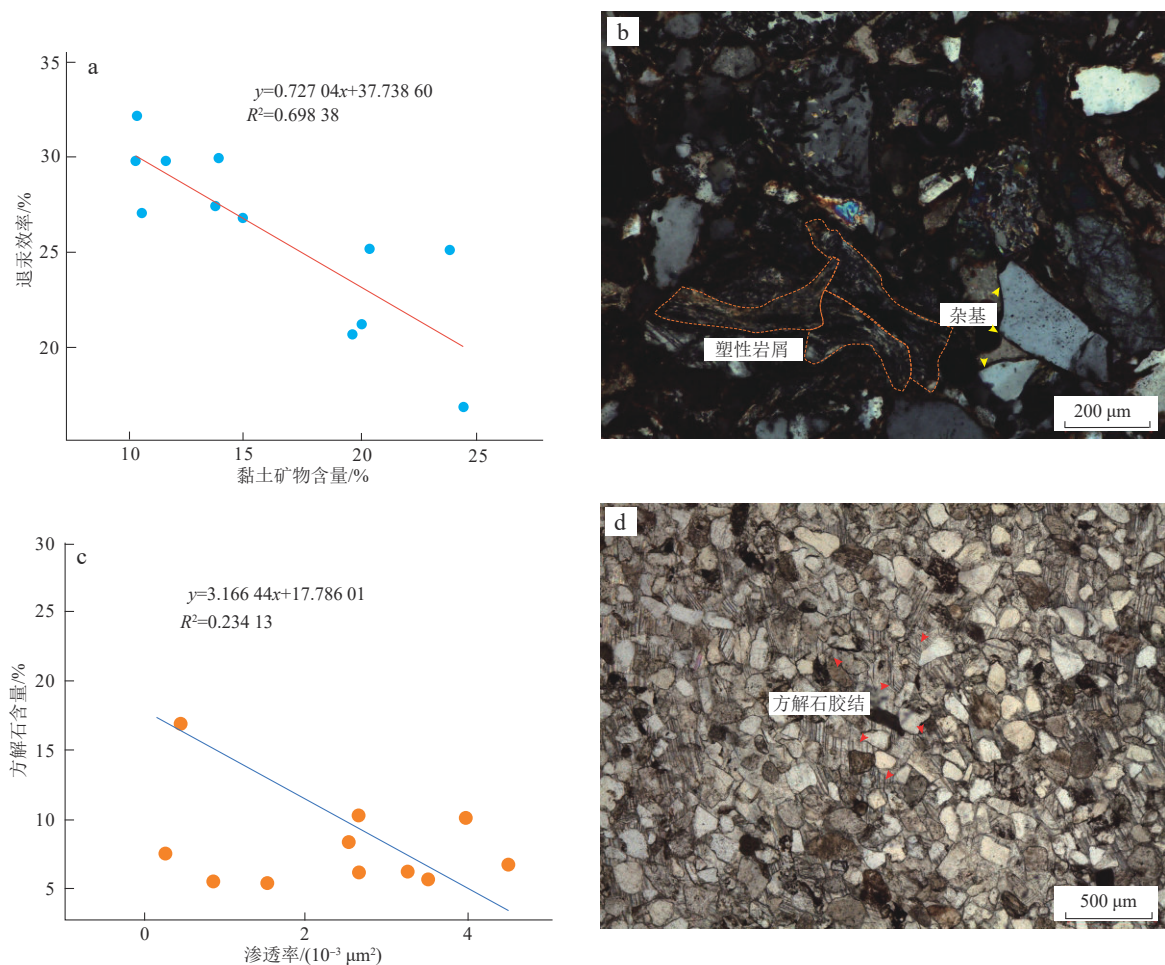


图11 马海东地区古近系砂岩储层黏土矿物及方解石胶结物对微观致密区的影响

Fig. 11 Impacts of clay minerals and calcite cements on microscopic tight zones in the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area
a. 退汞效率与黏土矿物相关性; b. 塑性泥质岩屑及黏土杂基造成的减孔, 山古1井, 埋深1759.0 m, 正交光显微照片; c. 方解石胶结物对渗透率的影响; d. 方解石胶结致密化, 山3侧井, 埋深2302.6 m, 正交光显微照片

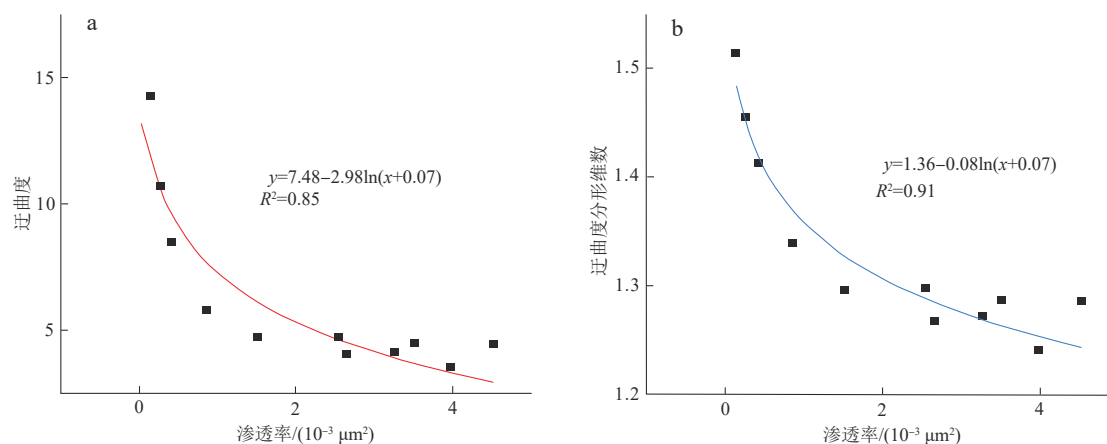


图12 马海东地区古近系砂岩储层孔隙结构与储层物性相关性

Fig. 12 Correlation between pore structures and reservoir physical properties of the Paleogene sandstone reservoirs in the Mahaidong area

a. 渗透率与迂曲度关系; b. 渗透率与迂曲度分形维数关系

与迂曲度分形维数也呈现良好的指数负相关关系(图12b)。简而言之,这反映了在研究区的储层中,其孔喉结构复杂程度越高,越易形成微观致密区,进而造成渗透率降低。可见,孔隙的充填与孔喉结构的复杂化是储层中微观致密区形成的关键原因。

5 结论

1) 孔隙度、孔径、迂曲度及方差等参数统计表明路乐河组I砂组储层物性好,非均质性较弱;路乐河组II砂组储层物性差,非均质性较强;下干柴沟组下段II砂组介于两者之间。

2) 通过显微观察,按照微观致密程度将储层微观非均质现象划分为致密区、过渡区及孔隙区3种类型。致密区常表现为塑性岩屑及杂基相对富集的深色平行条带及富含黏土杂基的团块,致密区阻断了流体的进入及流通。

3) 显微观察结果表明表明方解石胶结和黏土质岩屑的塑性变形会造成储层减孔,迂曲度计算结果指示孔隙结构的复杂化导致储层渗流性变差,两者共同控制了微观致密区的形成。

参 考 文 献

- [1] 赵政璋, 杜金虎. 致密油气[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 50-100.
ZHAO Zhengzhang, DU Jinhui. Tight oil and gas [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 50-100.
- [2] 邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2014: 11-48.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, HOU Lianhua, et al. Unconventional oil and gas geology [M]. Beijing: Geological

Publishing House, 2014: 11-48.

- [3] 国家能源局. 致密油地质评价方法: SY/T 6943-2013[S]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
National Energy Administration. Geological evaluating methods for tight oil: SY/T 6943-2013 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.
- [4] 牛嘉玉, 洪峰. 我国非常规油气资源的勘探远景[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(5): 5-7.
NIU Jiayu, HONG Feng. Exploratory prospects of unconventional oil-gas resources in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 5-7.
- [5] HOLDITCH S A. Tight gas sands [J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86-93.
- [6] 邹才能, 张光亚, 陶士振, 等. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 129-145.
ZOU Caineng, ZHANG Guangya, TAO Shizhen, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 129-145.
- [7] KHLAIFAT A, QUTOB H, BARAKAT N. Tight gas sands development is critical to future world energy resources [C]//SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Muscat, 2011. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE-142049-MS.
- [8] 朱如凯, 邹才能, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1168-1184.
ZHU Rukai, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168-1184.
- [9] 胡素云, 陶士振, 王民, 等. 陆相湖盆致密油充注运聚机理与富集主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 481-490, 529.
HU Suyun, TAO Shizhen, WANG Min, et al. Migration and accumulation mechanisms and main controlling factors of tight oil enrichment in a continental lake basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 481-490, 529.
- [10] AJDUKIEWICZ J M, LANDER R H. Sandstone reservoir quality

- prediction; The state of the art [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94 (8): 1083-1091.
- [11] LANDER R H, WALDERHAUG O. Predicting porosity through simulating sandstone compaction and quartz cementation [J]. AAPG Bulletin, 1999, 83(3): 433-449.
- [12] 邓秀芹, 刘新社, 李士祥. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组超低渗透储层致密史与油藏成藏史[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30 (2): 156-161.
- DENG Xiuqin, LIU Xinshe, LI Shixiang. The relationship between compacting history and hydrocarbon accumulating history of the super-low permeability reservoirs in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30 (2): 156-161.
- [13] LAI Jin, WANG Guiwen, RAN Ye, 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 [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 145: 54-65.
- [14] 蒋裕强, 陈林, 蒋婵, 等. 致密储层孔隙结构表征技术及发展趋势[J]. 地质科技情报, 2014, 33(3): 63-70.
- JIANG Yuqiang, CHEN Lin, JIANG Chan, et al. Characterization techniques and trends of the pore structure of tight reservoirs [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2014, 33(3): 63-70.
- [15] 罗顺社, 魏伟, 魏新善, 等. 致密砂岩储层微观结构表征及发展趋势[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(9): 5-10.
- LUO Shunshu, WEI Wei, WEI Xinshan, et al. Microstructural characterization and development trend of tight sandstone reservoirs [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(9): 5-10.
- [16] 杨正明, 姜汉桥, 李树铁, 等. 低渗气藏微观孔隙结构特征参数研究——以苏里格和迪那低渗气藏为例[J]. 石油天然气学报, 2007, 29(6): 108-110, 119.
- YANG Zhengming, JIANG Hanqiao, LI Shutie, et al. Characteristic parameters of microscopic pore structures of low permeability gas reservoirs——By using Sulige and Dina low permeability gas reservoirs for example [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(6): 108-110, 119.
- [17] 赖锦, 王贵文, 柴毓, 等. 致密砂岩储层孔隙结构成因机理分析及定量评价——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8油层组为例[J]. 地质学报, 2014, 88(11): 2119-2130.
- LAI Jin, WANG Guiwen, CHAI Yu, et al. Mechanism analysis and quantitative assessment of pore structure for tight sandstone reservoirs: An example from Chang 8 oil layer in the Jiyuan area of Ordos Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(11): 2119-2130.
- [18] 钟大康, 祝海华, 孙海涛, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 61-68.
- ZHONG Dakang, ZHU Haihua, SUN Haitao, et al. Diagenesis and porosity evolution of sandstones in Longdong area, Ordos Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 61-68.
- [19] 宋睿, 汪尧, 刘建军. 岩石孔隙结构表征与流体输运可视化研究进展[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 40(6): 85-105.
- SONG Rui, WANG Yao, LIU Jianjun. Microscopic pore structure characterization and fluids transport visualization of reservoir rock [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 40(6): 85-105.
- [20] 郭正权, 齐亚林, 楚美娟, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组储层致密史恢复[J]. 石油实验地质, 2012, 34(6): 594-598, 603.
- GUO Zhengquan, QI Yalin, CHU Meijuan, et al. Recovery of compact history of Yanchang reservoir in Upper Triassic, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2012, 34(6): 594-598, 603.
- [21] 曹江骏, 陈朝兵, 罗静兰, 等. 自生黏土矿物对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部合水地区区长6油层组为例[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(6): 36-49.
- CAO Jiangjun, CHEN Chaobing, LUO Jinglan, et al. Impact of authigenic clay minerals on micro-heterogeneity of deep water tight sandstone reservoirs: A case study of Triassic Chang 6 oil reservoir in Heshui area, southwestern Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(6): 36-49.
- [22] 曹江骏, 陈朝兵, 程皇辉, 等. 成岩作用对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响——以鄂尔多斯盆地合水地区区长7油层组为例[J]. 沉积学报, 2021, 39(4): 1031-1046.
- CAO Jiangjun, CHEN Chaobing, CHENG Huanghui, et al. Effect of diagenesis on microheterogeneity of deepwater tight sandstone reservoirs: A case study from the Triassic Chang 7 oil-bearing formation in Heshui area, Ordos Basin, NW China [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(4): 1031-1046.
- [23] 李军亮, 王鑫, 王伟庆, 等. 致密砂岩-泥结构发育特征及其对储集空间的控制作用——以渤海湾盆地临南洼陷古近系沙河街组三段下亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44 (5): 1173-1187.
- LI Junliang, WANG Xin, WANG Weiqing, et al. Influence of sand-mud assemblages in tight sandstones on reservoir storage spaces: A case study of the lower submember of the 3rd member of the Paleogene Shahejie Formation in the Linnan sub-sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1173-1187.
- [24] 武月荣, 刘永, 王坤. 柴北缘冷湖-冷东地区路乐河组致密砂岩储层低产原因分析[J]. 石油化工应用, 2018, 37(3): 110-115.
- WU Yuerong, LIU Yong, WANG Kun. Reasons of low yield of tight sandstone reservoirs of Lulehe Formation in Lenghu-Lengdong area, northern margin of Qaidam Basin [J]. Petrochemical Industry Application, 2018, 37(3): 110-115.
- [25] 朱柳, 李俊武, 徐珏, 等. 柴西南地区下干柴沟组碳酸盐岩致密油储层特征[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1): 58-63.
- ZHU Liu, LI Junwu, XU Yao, et al. Carbonated tight oil reservoir characterization of the lower Ganchaigou Formation in the southwestern Qaidam Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(1): 58-63.
- [26] 张杰, 夏维民, 徐丽, 等. 柴北缘九龙山地区侏罗系致密砂岩储层成因分析[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(增刊1): 71-78.
- ZHANG Jie, XIA Weimin, XU Li, et al. Genesis of Jurassic tight sandstone reservoirs of Jiulongshan region in the northern Qaidam Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(S1): 71-78.
- [27] 刘占国, 朱超, 李森明, 等. 柴达木盆地西部地区致密油地质特征及勘探领域[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(2): 196-204.
- LIU Zhanguo, ZHU Chao, LI Senming, et al. Geological features and exploration fields of tight oil in the Cenozoic of western Qaidam Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 196-204.

- [28] 邵鹏程, 陈世悦, 李军亮, 等. 马海东构造带下干柴沟组下段高分辨率层序地层和砂体展布特征[J]. 地层学杂志, 2017, 41(1): 83-93.
SHAO Pengcheng, CHEN Shiyue, LI Junliang, et al. High-resolution sequence stratigraphy and sandbody distribution of the Lower Xiaganchaigou Formation (Paleogene) in the eastern Mahai uplift[J]. Journal of Stratigraphy, 2017, 41(1): 83-93.
- [29] 姚贞. 柴达木盆地北缘MB12井区E₃储层地质模型研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2013.
YAO Zhen. Log geological model in the upper of Xiaganchaigou Formation in MB12, northern margin of Qaidam Basin [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2013.
- [30] 陆国青, 杨少春, 张逸帆, 等. 马海东地区下干柴沟组下段砂岩储层孔隙结构特征及控制因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(2): 20-29.
LU Guoqing, YANG Shaochun, ZHANG Yifan, et al. Pore structure characteristics and their controlling factors of sandstone reservoirs in the Lower Xiaganchaigou Formation in Mahaidong area[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(2): 20-29.
- [31] 王海燕, 孙维昭, 张智, 等. 鄂尔多斯盆地临兴地区上石盒子组致密砂岩储层特征及优质储层形成机制[J]. 桂林理工大学学报, 2018, 38(3): 392-400.
WANG Haiyan, SUN Weizhao, ZHANG Zhi, et al. Characteristics of tight sandstone reservoir and formation mechanism of high quality reservoir from the Upper Shihezi Formation in Linxing area, Ordos Basin [J]. Journal of Guilin University of Technology, 2018, 38(3): 392-400.
- [32] 丁晓琪, 张哨楠, 周文, 等. 鄂尔多斯盆地北部上古生界致密砂岩储层特征及其成因探讨[J]. 石油与天然气地, 2007, 28(4): 491-496.
DING Xiaoqi, ZHANG Shaonan, ZHOU Wen, et al. Characteristics and genesis of the Upper Paleozoic tight sandstone reservoirs in the northern Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(4): 491-496.
- [33] 万友利. 低渗透沥青砂岩储层致密化成因分析——以顺托果勒低隆区志留系柯坪塔格组为例[D]. 成都: 成都理工大学, 2014.
WAN Youli. Cause analysis of the densification of ultra-low permeability asphalt sandstone reservoir: An example from the Kepingtage Formation in Silurian Shuntuoguole low-upwelling area, Tarim [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2014.
- [34] 张涵冰. 深埋藏致密砂岩储层成因机理及评价——以塔中地区志留系柯坪塔格组为例[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
ZHANG Hanbing. Genetic mechanism for deep buried tight sandstone reservoir and it's evaluation——A case study of Silurian Kepingtage Formation in Tazhong area [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [35] 马新民, 司丹, 马峰, 等. 柴达木盆地北缘马北地区古今构造与油气藏的耦合[J]. 现代地质, 2014, 28(1): 131-138.
MA Xinmin, SI Dan, MA Feng, et al. Coupling between inchoate-nowadays geological structures and hydrocarbon reservoirs in Mabei area, northern margin of Qaidam Basin [J]. Geoscience, 2014, 28(1): 131-138.
- [36] 柳忠泉, 陈云锋, 张俊锋, 等. 柴北缘马海东地区双向逆冲地质结构及油气地质意义[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(5): 47-54.
LIU Zhongquan, CHEN Yunfeng, ZHANG Junfeng, et al. Two-way-thrusting geological structure and petroleum geological significance in Mahaidong area of northern margin of Qaidam Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(5): 47-54.
- [37] 霍斐斐, 邵瑞琦, 姜南, 等. 柴达木盆地北缘中新世地层的磁组构特征及其沉积—构造学意义[J]. 地球物理学报, 2020, 63(2): 583-596.
HUO Feifei, SHAO Ruiqi, JIANG Nan, et al. Anisotropy of magnetic susceptibility of Mesozoic and Cenozoic sediments in the northern margin of Qaidam Basin and its sedimentary-tectonic significance [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2020, 63(2): 583-596.
- [38] 高辉, 孙卫, 田育红, 等. 核磁共振技术在特低渗砂岩微观孔隙结构评价中的应用[J]. 地球物理学进展, 2011, 26(1): 294-299.
GAO Hui, SUN Wei, TIAN Yuhong, et al. Application of NMR technique in evaluation of micro-pore structure in extra-low permeability sandstone [J]. Progress in Geophysics, 2011, 26(1): 294-299.
- [39] 许璟, 葛云锦, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地延长探区长7油层组泥页岩孔隙结构定量表征与动态演化过程[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 292-307.
XU Jing, GE Yunjin, HE Yonghong, et al. Quantitative characterization and dynamic evolution of pore structure in shale reservoirs of Chang 7 oil layer group in Yanchang area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 292-307.
- [40] YU Boming, LI Jianhua. A geometry model for tortuosity of flow path in porous media [J]. Chinese Physics Letters, 2004, 21(8): 1569-1571.
- [41] MANDELBROT B. How long is the coast of Britain? Statistical self-similarity and fractional dimension [J]. Science, 1967, 156(3775): 636-638.
- [42] YU Boming, CHENG Ping. A fractal permeability model for bi-dispersed porous media [J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2002, 45(14): 2983-2993.
- [43] 赖锦, 王贵文, 郑懿琼, 等. 低渗透碎屑岩储层孔隙结构分形维数计算方法——以川中地区须家河组储层41块岩样为例[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(1): 1-8.
LAI Jin, WANG Guiwen, ZHENG Yiqiong, et al. Method for calculating the fractal dimension of the pore structure of low permeability reservoirs: A case study on the Xujiahe Formation reservoir in central Sichuan Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(1): 1-8.
- [44] 胡越, 孟元林. 储层渗透率变异系数算法研究——以茨榆坨采油厂牛74块为例[J]. 价值工程, 2015, 34(15): 220-222.
HU Yue, MENG Yuanlin. On the permeability variation coefficient arithmetic in reservoir stratum: Taking Ciyutuo oil production plant N74 pieces for example [J]. Value Engineering, 2015, 34(15): 220-222.
- [45] 徐乐, 牟中海, 李积永, 等. 昆北油田切16井区储层非均质性[J]. 地质科技情报, 2014, 33(4): 81-85.
XU Le, MU Zhonghai, LI Jiyong, et al. Study of reservoir heterogeneity in the Q16 block of the Kunbei Oilfield [J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(4): 81-85.

(编辑 刘格云)