

页岩油储层混合细粒沉积孔喉特征及其对物性的控制作用 ——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例

马 克^{1,2}, 侯加根¹, 董 虎², 吴国强², 闫 林³, 张丽薇²

[1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 数岩科技股份有限公司, 北京 100094;

3. 中国石油 科学技术研究院, 北京 100083]

摘要:准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油勘探近年来取得重大突破,使得这套储层成为陆相页岩油勘探开发的重要目标。综合运用铸体薄片、微量元素、扫描电镜、微米CT、纳米CT及多种压汞实验数据,研究了芦草沟组咸化湖混合细粒沉积复杂岩性内部孔喉结构及其对储层物性的影响。研究表明:芦草沟组白云质粉砂岩、粉砂质白云岩及砂屑白云岩构成了甜点体的优势岩性,微纳米级孔喉系统占据了储集空间主体,孔喉半径在数百微米至数十纳米的区间内连续分布;微米至亚微米级喉道对渗透率贡献最大,主流喉道半径区间为0.25~0.63 μm。微纳米级孔喉结构控制了储层的渗透性及含油性,优势岩性峰值孔喉半径大、分布范围宽,喉道半径分布区间、主流喉道半径及有效喉道体积是控制储层渗透率的关键因素。这些认识为储层油气充注预测及优势沉积相带内井位部署提供了重要的地质支撑。

关键词:孔喉结构;储层质量;混合沉积;陆相页岩油;芦草沟组;吉木萨尔凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Pore throat characteristics of fine-grained mixed deposits in shale oil reservoirs and their control on reservoir physical properties: A case study of the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

Ma Ke^{1,2}, Hou Jiagen¹, Dong Hu², Wu Guoqiang², Yan Lin³, Zhang Liwei²

[1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. IRock Technologies Co., Ltd., Beijing 100094, China; 3. Research Institute of Science and Technology, PetroChina, Beijing 100083, China]

Abstract: Major breakthroughs have been made in recent years in shale oil exploration in the Permian Lucaogou Formation of the Jimsar Sag, Junggar Basin, which has become an important target for the exploration and development of continental shale oil reservoirs. An integration of cast thin sections, trace elements, SEM (scanning electron microscopy), micron and nanometer CT imaging, PMI (pressure-controlled mercury injection) and RMI (rate-controlled mercury injection) was applied to study the pore throat structure of the fine-grained mixed (siliciclastic-carbonate) deposits in the Lucaogou Formation of saline lacustrine basin facies and its control on porosity and permeability of reservoirs. The results suggest that the dolomitic siltstone, silty dolomite and dolomicrite are of the best lithologic types in sweet spots. Micro-/nano-scale pore throat systems take a dominant position in reservoir space, with a pore throat radius ranging from hundreds of micrometers to tens of nanometers. Micro- to sub-micro-scale pore throats make the greatest contribution to permeability with the main throat radius ranging from 0.25 μm to 0.63 μm. The structure of micro- to nano-scale pore throats controls the permeability and oil content. The dominant lithologic types have larger peak values and wider distribution of pore throat radius. Besides, the distribution of throat radius, mainstream throat radius and volume of effective throat volume are the key factors controlling reservoir permeability. These understandings act as important geological supports for reservoir hydrocarbon charging prediction and well deployment in dominant sedimentary facies zones.

收稿日期:2021-12-29;修订日期:2022-07-12。

第一作者简介:马克(1988—),男,博士、工程师,油气田开发地质。E-mail: k.ma@irocktech.com。

通讯作者简介:侯加根(1963—),男,博士生导师、教授,油气田开发地质。E-mail: houjg63@cup.edu.cn。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2015CB250901)。

Key words: pore throat structure, reservoir quality, mixed siliciclastic-carbonate deposits, continental shale oil, Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

引用格式: 马克,侯加根,董虎,等. 页岩油储层混合细粒沉积孔喉特征及其对物性的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1194–1205. DOI: 10. 11743/ogg20220515.

Ma Ke, Hou Jiagen, Dong Hu, et al. Pore throat characteristics of fine-grained mixed deposits in shale oil reservoirs and their control on reservoir physical properties: A case study of the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1194–1205. DOI: 10. 11743/ogg20220515.

非常规油气资源在世界能源领域占有越来越重要的地位,页岩油气和致密油气等已经成为了重要的接替能源。目前中国已在鄂尔多斯盆地上三叠统延长组及松辽盆地扶余油层等取得了陆相页岩油勘探的突破^[1-7]。自2010年以来,随着准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油的勘探开发连续取得重大突破,使得芦草沟组页岩油储层展示出了巨大的勘探开发潜力^[8]。

目前针对非常规油气储层内部结构特征的研究,多以致密砂岩和页岩为对象进行微观孔隙结构、储集性能参数等研究^[9-11]。对于芦草沟组咸化湖相混合沉积形成的复杂岩性储层来说,不同岩性孔喉发育特征及其对甜点体物性控制作用的相关研究还十分薄弱。前人针对芦草沟组开展了关于咸化湖混合沉积模式、复杂岩性分类识别及储层成岩作用类型等研究^[12-17],在源-储配置、聚集机理等方面也取得了一些研究成果^[18-20],而对细粒混积岩、混积层系所形成的复杂岩性内部微纳米级孔喉系统的表征以及微纳米级孔喉系统对储层物性的影响等研究还十分不足。目前的单井生产现状能够反映出储层岩性、物性、含油性空间变化快、配置关系复

杂、不同岩性孔喉结构及物性差异大的特点。因此,综合运用吉木萨尔凹陷典型取心井大量实验数据(微米CT、纳米CT、扫描电镜及高压/恒速压汞等),对混合沉积形成的复杂岩性储层微观孔隙结构及其对物性的影响进行研究,明确了吉木萨尔凹陷陆相页岩油储层优势岩性的微观孔喉系统特征,对中国陆相页岩油复杂岩性储层的勘探开发具有重要的指导意义。

1 地质概况

位于准噶尔盆地东南部的吉木萨尔凹陷被阜康断裂带、沙奇凸起、奇台凸起及三台凸起所环绕,具有较为明显的断裂构造边界特征,整体上表现为一个构造趋势平缓,自西向东逐渐抬升的单斜构造,构造单元面积接近1 300 km²^[13](图1)。

整体上,吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组在凹陷内横向上分布连续性好,厚度分布范围在200~350 m。吉174井全层段连续取心表明芦草沟组在垂向上岩性复杂。在勘探过程中,在位于中二叠统芦草沟组一段(芦一段, P_2^1)和芦二段(P_2^2)的两套页岩油甜点体

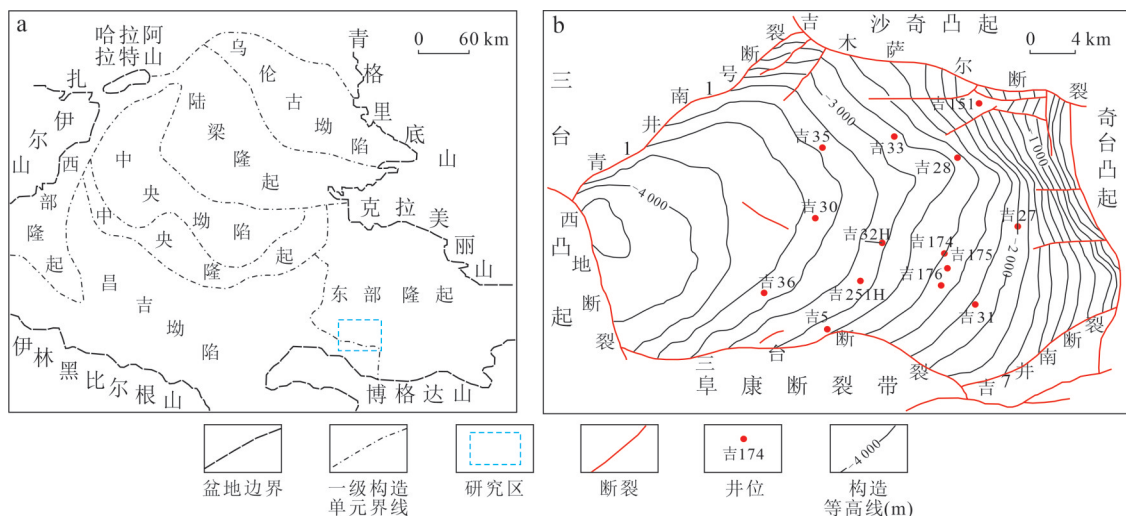


图1 准噶尔盆地区域位置(a)和吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组构造形态(b)^[13]

Fig. 1 Map showing the location of the Junggar Basin (a) and the structural map of the Permian Lucaogou Formation in the Jimsar Sag (b)^[13]

内均见到了明显的荧光显示(图2),并获得了工业油流,说明甜点体是芦草沟组页岩油最重要的研究目标与开发对象。本次研究重点围绕上、下甜点体不同类型岩性选取代表性样品进行孔喉结构多尺度解剖。

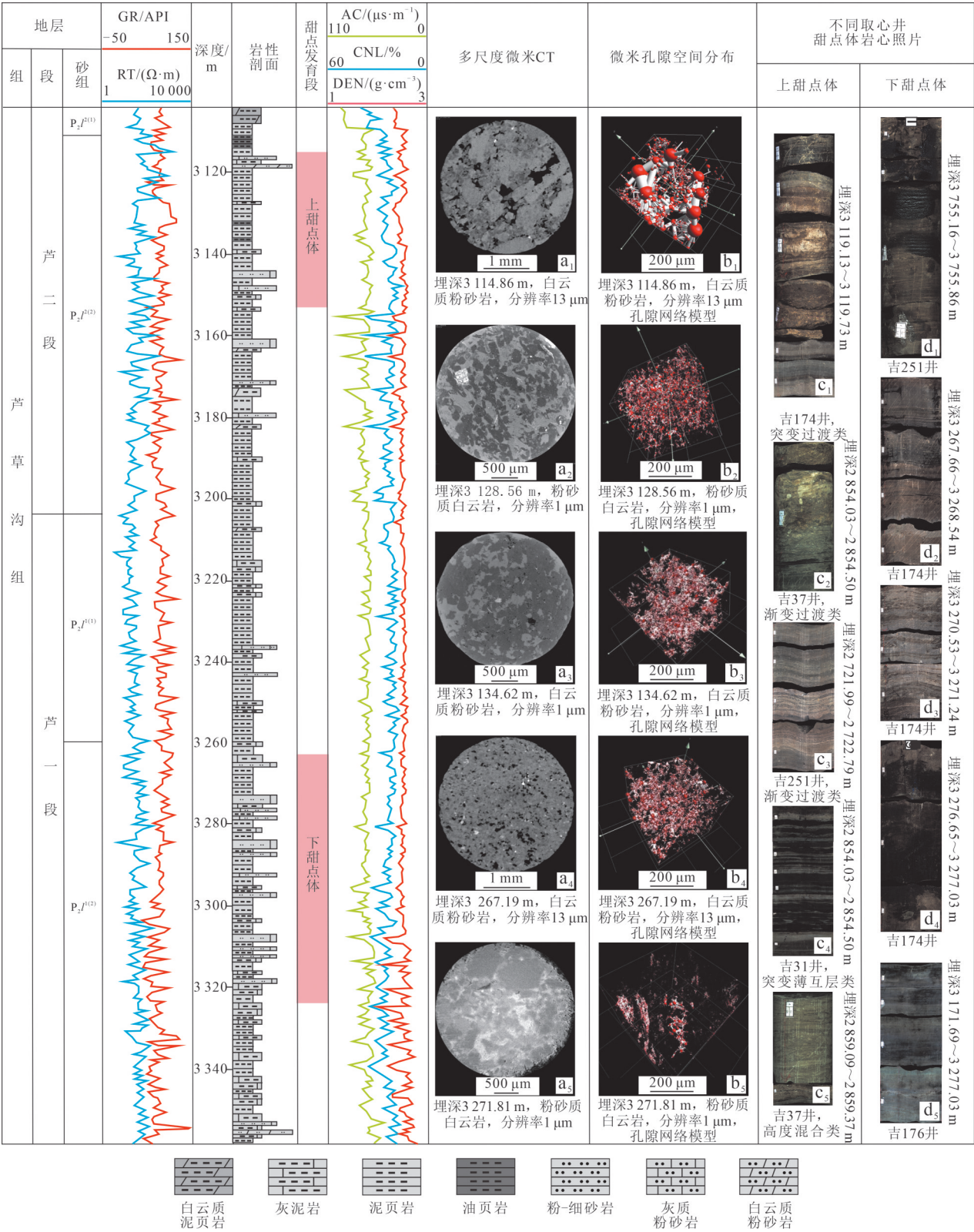


图2 吉木萨尔凹陷吉174井芦草沟组页岩油储层综合柱状图及不同取心井甜点体岩心照片
Fig. 2 Composite stratigraphic column of shale oil reservoir in the Lucaogou Formation in Well J174, and images showing sweet spot cores from wells, Jimsar Sag

2 实验样品和分析方法

本次研究在前期研究的基础上收集了大量的相关实验数据,共涉及14口取心井岩心相关测试数据,具体包括孔隙度和渗透率测试数据点1 530个,用于分析岩性和矿物组分特征的岩石薄片和铸体薄片共计415块,自然断面扫描电镜照片达1 500余张,用于分析孔喉系统内充填矿物特征及孔喉成因类型、包裹体均一温度、微量元素、同位素测试数据等数百个。

此外,以物性和岩性为约束,优选了白云质粉砂岩、粉砂质白云岩及砂屑白云岩等共13块岩心柱塞样品开展了高压压汞、恒速压汞、微米CT和纳米CT扫描实验。实验过程中,将同一岩心柱塞样品按实验需求分割为三部分,其中第一部分制作岩石薄片和铸体薄片;第二部分用于高压压汞或恒速压汞,高压压汞测试设备为美国麦克 AutoPore IV 9520 高压压汞仪,压力范围0.001 4~413.000 0 MPa,测试精度范围3.6 μm ~1 mm。恒速压汞测试采用 POREMASTER GT60 压汞仪,测试最大压力6.2 MPa,进汞速度 5×10^{-5} mL/min,测试过程均遵循《GB/T 29171—2012》石油天然气行业标准;第三部分进行不同精度下的微米CT、纳米CT扫描。应用16.89 μm 分辨率针对标准岩心柱塞(直径25 mm)进行扫描,针对矿物和孔隙集中发育区,应用1.00 μm 分辨率进行一级子样扫描(直径2 mm)。最后,针对一级子样孔隙发育区制备二级子样(直径65 μm),应用65 nm分辨率进行二级子样扫描,扫描过程均遵循《GB/T 38351—2020》和《SY/T 7410.1—2018》相关标准。

3 甜点体岩性特征及组合样式

芦苇沟组甜点体的优势岩性可分为两大类:碎屑

岩类和碳酸盐岩类^[14]。湖泊水介质条件对混合沉积控制作用明显^[21],即咸化湖混积成因储层形成过程中水体盐度是重要的影响因素。此外,湖平面变化、气候及沉积物源等均能够对芦苇沟组上、下甜点体岩性分布与接触关系产生影响,使得上、下甜点体主要发育区沉积微相类型、岩性组合及接触关系存在一定的差异。

3.1 上甜点体岩性特征

位于芦二段二砂组($P_2l^{(2)}$)的上甜点体厚度在40~50 m,岩性主要为粉砂质(或砂屑)白云岩、岩屑长石粉细砂岩和白云质粉砂岩^[22]。上甜点体优势岩性的孔隙度分布范围在3.37%~16.45%,平均孔隙度为9.68%;而平均渗透率仅为 $0.096 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中粉砂质白云岩物性最好,平均孔隙度为10.23%,其次为岩屑长石粉-细砂岩的9.21%和白云质粉砂岩的9.04%(表1),相应的平均渗透率分别为 0.067×10^{-3} 、 0.081×10^{-3} 和 $0.126 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,上甜点体优势岩性间的物性分布特征体现出了较为明显的孔隙度差异小、渗透率差异大的特征。

3.2 下甜点体岩性特征

位于芦一段二砂组($P_2l^{(1)}$)的下甜点体厚度在10~60 m。与上甜点体相比,岩性相对简单,单一岩性层段厚度更大(图2),灰质含量及陆源碎屑含量较上甜点体更高,最主要的优势岩性为白云质粉砂岩。平均孔隙度为10.55%,略高于上甜点体,平均渗透率为 $0.021 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,略低于上甜点体。

通过盐度指数(Z)计算公式 $[Z = 2.048(\delta^{13}\text{C} + 50) + 0.498(\delta^{18}\text{O} + 50)]$ 对芦苇沟组沉积期湖盆古盐度进行恢复(Z 值越高反映流体盐度越高),基于碳-氧稳定同位素法计算的上、下甜点体与甜点体间的 Z 值结果分别为139.3、141.6和137.2,微量元素法的计算结果表明上、下甜点体与甜点体间的锶/钡元素含量比平

表1 吉木萨尔凹陷芦苇沟组主要岩性典型样品物性及压汞参数统计

Table 1 Statistics of the physical properties and mercury intrusion parameters of typical lithologic types in the Lucaogou Formation, Jimsar Sag

地层	岩性	样品号	孔隙度/%	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	主要矿物含量/%		最大连通孔喉 半径/ μm	中值半径/ μm	排驱压力/ MPa	退汞效率/ %
					白云石	石英+长石				
上甜点体	白云质粉砂岩	DS-1	17.4	1.100	23.7	62.5	0.519	0.112	1.323	30.190
		DS-2	6.9	0.015	18.9	74.8	0.233	0.077	3.822	22.003
	粉砂质白云岩	SD-1	15.1	0.113	71.3	17.6	0.870	0.106	2.104	27.148
		SD-2	12.7	0.023	65.8	22.1	0.359	0.063	2.566	25.332
	砂屑白云岩	D-1	7.1	0.017	89.6	7.8	0.753	0.055	3.771	22.969
下甜点体	白云质粉砂岩	DS-3	8.3	0.011	16.5	67.7	0.464	0.071	3.655	23.010
		DS-4	4.1	0.008	26.9	62.8	0.257	0.051	4.126	20.202

均值分别为4.1、5.3和3.6,两种方法所得出的古盐度变化趋势基本一致,说明下甜点体湖盆盐度更高,湖平面更低,在近陆源物源区则会形成以陆源碎屑组为主、物性相对较好的均匀混合或弱混合白云质粉砂岩。

3.3 甜点体岩性组合样式

芦苇沟组沉积期有3种沉积物源,陆源物源与咸化湖盆内源物源是控制芦苇沟组混合沉积及优势岩性分布最主要的2种物源^[12],直接控制了优势岩性间以及优势岩性与非优势岩性的接触关系,而第3种火山物源供给的凝灰质组分受事件性喷发作用影响,对甜点体内的优势岩性控制作用弱。

上甜点体细粉砂岩、泥质及碳酸盐岩富集层之间的厘米级互层状分布更为明显。根据岩性接触关系及含油性特征,在上甜点体建立了4种岩性组合样式,分别为“突变过渡类”、“渐变过渡类”、“突变薄互层类”及“高度混合类”(图2)。而下甜点体则更多的表现出岩性变化小,矿物含量渐变过渡控制孔喉发育及差异化含油的特征(图2)。上、下甜点体间岩性变化特征同样也反映了孔喉类型及发育特征的变化。在空间上,多种岩性内部发育的孔喉系统共同构成了上、下甜点体的孔喉系统。

3.4 孔隙结构特征

芦苇沟组上、下甜点体各类岩性样品中渗透率小于 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品占比达到90%以上,上甜点体渗透率略好于下甜点体,但平均渗透率仍小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由于甜点区孔喉尺寸分布范围广,单一方法难以准确表征孔喉整体分布。通过高压压汞、恒速压汞、微米CT和纳米CT扫描对芦苇沟组上、下甜点体主要岩性进行系统性表征(图3),结果表明芦苇沟组上、下甜点体储层均以微纳米级孔喉系统为主,平均孔喉半径仅为 $0.06 \mu\text{m}$,孔隙半径位于 $100 \sim 500 \text{ nm}$ 的占24%,半径小于 $0.12 \mu\text{m}$ 的孔喉占据了近50%的储集空间。对于相同岩性中孔隙度和渗透率相近的样品,恒速压汞测得的较大孔隙与主体薄片观察和扫描电镜结果更一致。而上、下甜点体不同岩性在压汞曲线特征及孔喉分布特征方面则表现出了较为明显的差异(图3;表1),特别是最大连通孔喉半径,与渗透率具有一定的相关性。总体来说在芦苇沟组甜点体储层内微纳米孔喉系统是控制储层物性的重要因素。

3.4.1 储集空间类型及特征

通过扫描电镜及铸体薄片观察发现,芦苇沟组甜

点体发育多种孔隙类型。上甜点体白云质粉细砂岩可见由粒间孔-溶蚀孔构成的孔喉系统(图4a),当岩性发生突变时,相应会发生孔喉发育特征的突变,如白云质粉砂岩突变为粉砂质白云岩时,残余粒间孔与溶蚀孔构成的孔喉系统突变为白云石晶间孔及少量溶孔构成的孔喉系统(图4b)。在质纯的粉砂质白云岩中,泥粉晶白云石颗粒与长石颗粒溶蚀孔共同构成了最为重要的孔喉系统(图4c)。在粉砂质白云岩、砂屑白云岩与白云质粉砂岩渐变过渡区内,陆源碎屑颗粒的溶蚀孔往往较为发育(图4c,d),这也是芦苇沟组上甜点体形成较大孔隙的最主要原因。此外,在上甜点体还发育有少量的生物体腔孔和铸模孔等,由于矿物组分变化快,单一岩性层段较薄,难以与上甜点体优势岩性构成连通的大规模孔喉系统。对于下甜点体来说,陆源碎屑组分与碳酸盐组分的混合更为均匀,易溶组分(如长石等)含量较上甜点体更高,溶蚀孔与残余粒间孔构成的孔喉系统发育更为均质,且具有一定的沿颗粒排列方向定向发育的特征(图4e,f)。与鄂尔多斯盆地延长组7段致密砂岩储层相比,芦苇沟组溶蚀孔隙类型更为多样,受易溶组分含量的影响更为明显^[23]。

扫描电镜图像同样能够反映出各类优势岩性孔喉系统在微纳米级尺度下的发育特征。在微纳米级别上,各类岩性的孔隙类型和孔喉系统发育特征与铸体薄片结果基本一致(图4g-j)。这说明晶间孔-溶蚀孔孔喉系统和残余粒间孔-溶蚀孔孔喉系统是上、下甜点体最为重要的储集空间。同时,在白云石含量较高的样品内,局部可见微米级、亚微米-微米级原生天然微裂缝(图4k,l),而在白云质粉砂岩地层中,更多的发育有相对较大的溶蚀孔隙,未见明显的天然微裂缝。储层中微裂缝以构造微缝为主,未被充填的微裂缝能够极大地改善储层渗透性。岩石中所含有的脆性矿物体积分数与形成的微裂缝概率呈正比,因此不同岩性的裂缝发育程度存在较大差异,但整体上研究区裂缝发育程度低。陆源碎屑岩成分成熟度不高,含有较多的岩屑,使得岩屑长石粉-细砂岩等脆性较差,构造裂缝的形成受到抑制。

3.4.2 岩性对孔喉结构的控制

基于微米CT和纳米CT扫描图像建立的孔隙喉道网络模型能够清晰地反映出不同岩性孔喉空间分布特征。在芦苇沟组甜点体优势岩性中(白云质粉砂岩、粉砂质白云岩与砂屑白云岩)均表现出了溶蚀成因的孔喉系统强非均质性特征,相对较大的孔喉发育区主要以溶蚀成因孔隙为主(图5a,b)。不过次生微纳米级溶

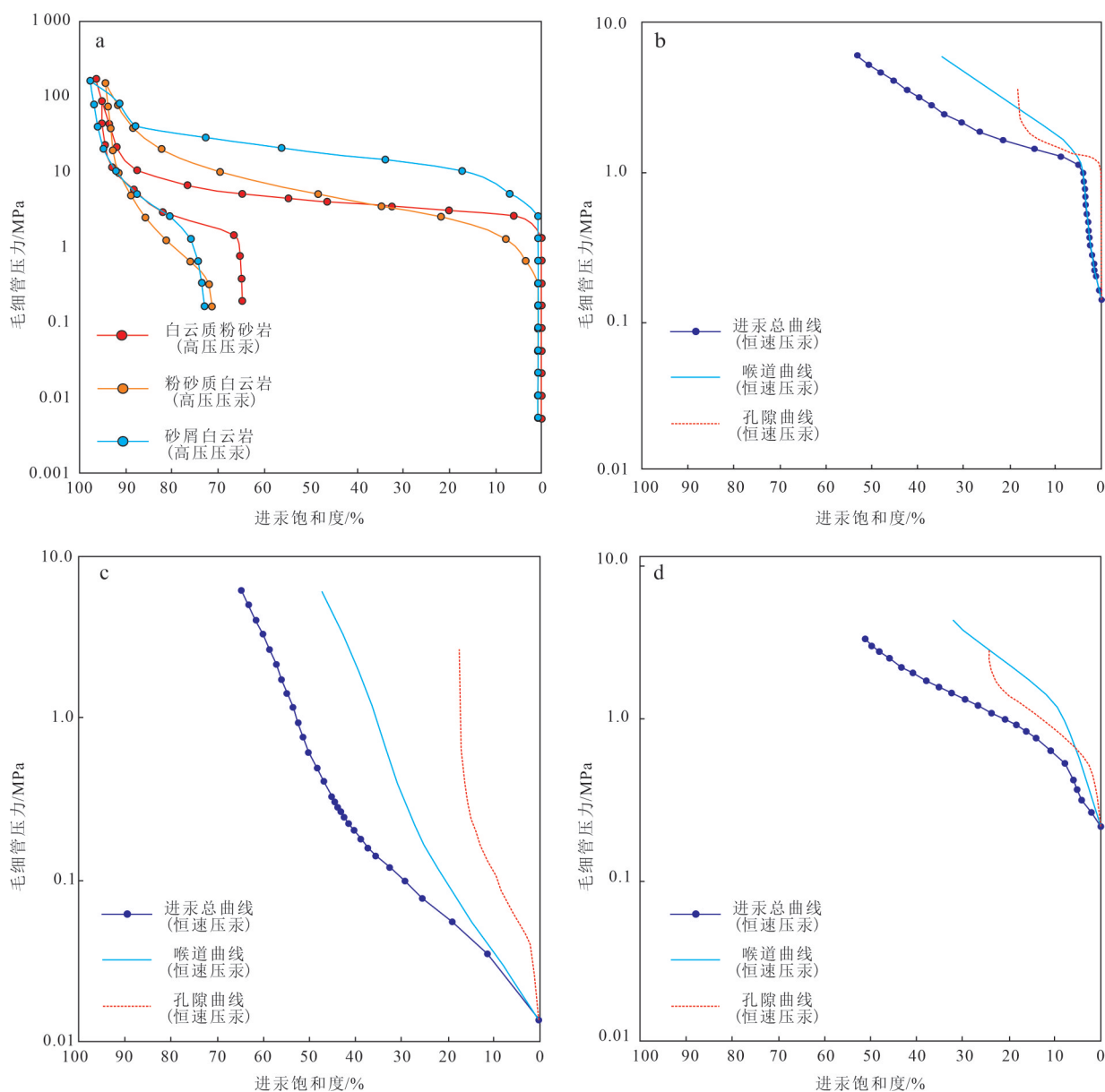


图3 吉木萨尔凹陷芦草沟组白云质粉砂岩、粉砂质白云岩和砂屑白云岩的高压压汞及恒速压汞曲线分布特征

Fig. 3 Distribution characteristics of PMI and RMI curves for the dolomitic siltstone, silty dolomite and dolomiticrite in the Lucaogou Formation, Jimsar Sag

a. 3种岩性的高压压汞曲线,白云质粉砂岩,吉251井,3 609.67m,粉砂质白云岩,吉174井,埋深3 128.81m,砂屑白云岩,吉174井,埋深3 121.77m; b. 白云质粉砂岩恒速压汞曲线,吉31井,埋深2 846.29 m,孔隙度12.28%,渗透率 $0.060 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; c. 粉砂质白云岩恒速压汞曲线,吉31井,埋深2 724.16 m,孔隙度6.59%,渗透率 $26.269 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; d. 砂屑白云岩恒速压汞曲线,吉251井,埋深3 618.88 m,孔隙度8.50%,渗透率 $0.074 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

蚀孔隙的形成随机性很强,无论是二维铸体薄片还是三维CT表征结果,溶蚀孔喉集中发育区都具有一定的孤立性和突变性,即孔喉局部溶蚀区连通性极好,同时与紧邻的孔喉系统在尺寸半径、连通性和微纳米孔喉比例等方面存在突变(图5a,b)。当溶蚀孔隙通过较大的喉道集中连片连通时,则会形成连通性较好的小规模甜点体储层(图5a)。对于白云质粉砂岩和粉砂质白云岩来说,长石含量是溶蚀孔隙形成的重要原因,明显受控于细粒沉积过程中陆源碎屑组分空间分布的影

响,使得孔喉系统空间分布非均质性极强(图5b)。而较纯的砂屑白云岩孔喉系统主要发育相对均质的白云石晶间孔,尺寸和空间分布更为均匀(图5c)。

在芦草沟组上、下甜点体最重要的3种优势岩性中,白云质粉砂岩的渗透率主要由半径 $0.30 \sim 1.30 \mu\text{m}$ 的孔喉贡献,粉砂质白云岩孔喉半径分布区间相对偏小,渗透率主要由半径 $0.05 \sim 0.80 \mu\text{m}$ 的孔喉贡献(图6a,b),砂屑白云岩由于微纳米级晶间孔的发育,孔隙半径尺寸跨度更大,主要由半径 $0.01 \sim 0.65 \mu\text{m}$ 的孔

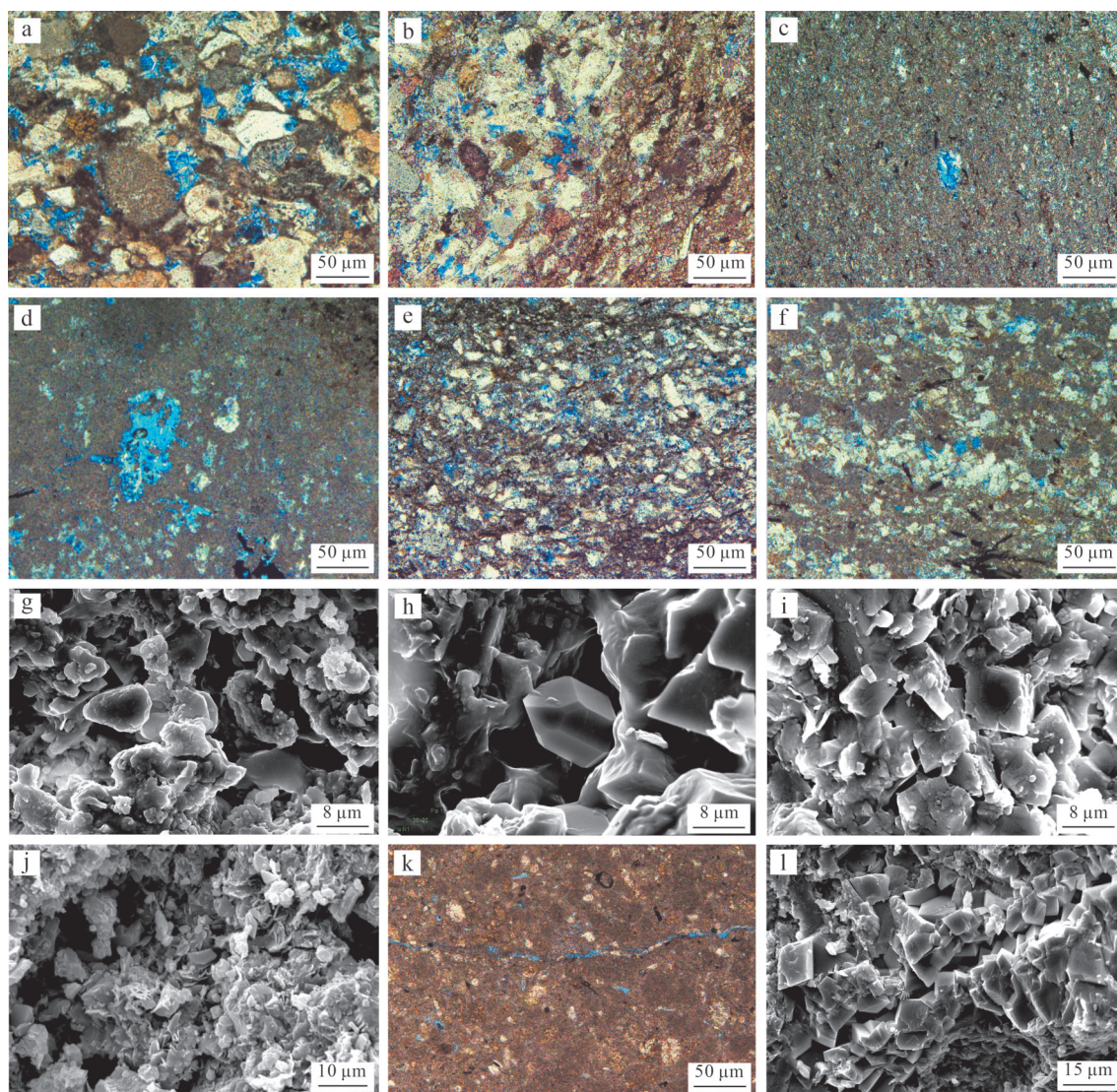


图4 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层孔隙类型微观照片

Fig. 4 Micrographs showing the pore types in shale oil reservoirs of the Lucaogou Formation, Jimsar Sag

a. 白云质粉砂岩, 吉174井, 埋深3 143.30 m, 溶蚀孔及残余粒间孔, 铸体薄片; b. 白云质粉砂岩突变为粉砂质白云岩, 吉174井, 埋深3 143.82 m, 铸体薄片; c. 粉砂质白云岩, 吉174井, 埋深3 121.68 m, 晶间孔与溶蚀孔, 铸体薄片; d. 粉砂质泥晶云岩, 吉174井, 埋深3 149.46 m, 颗粒溶蚀孔, 铸体薄片; e. 粉砂质白云岩, 吉174井, 埋深3 276.61 m, 粒间孔与溶蚀孔, 铸体薄片; f. 白云质粉砂岩, 吉174井, 埋深3 282.14 m, 粒间孔与溶蚀孔, 铸体薄片; g. 白云质粉砂岩, 吉174井, 埋深3 139.70 m, 泥-粉晶白云石颗粒间溶蚀孔隙, 扫描电镜; h. 白云质粉砂岩, 吉174井, 埋深3 161.75 m, 微米级粒间孔与溶蚀孔构成孔喉系统, 扫描电镜, 放大倍数 $\times 1\,950$; i. 泥晶白云岩, 吉174井, 埋深3 177.42 m, 微米级白云石颗粒晶间孔发育, 扫描电镜; j. 粉砂质白云岩, 吉31井, 埋深2 725.54 m, 残余粒间孔与颗粒间溶蚀孔构成复合孔, 扫描电镜; k. 粉砂质白云岩, 吉251井, 埋深3 598.22 m, 未被充填微裂缝, 铸体薄片; l. 粉砂质白云岩, 吉174井, 埋深3 146.54 m, 白云石微米级晶间微裂缝, 扫描电镜

喉贡献(图6c)。在复杂混积岩中,上述3种岩性的孔喉分布更连续,细喉道及微细喉道所占的比例明显更高,在多种孔隙并存和岩性间快速突变的情况下,微纳微米级喉道的分布区间决定了相应岩性所构成的致密储层渗透率的高低,并且从微观孔喉结构角度印证了储层间物性的差异。

白云质粉砂岩和粉砂质白云岩孔、渗更高,并且在剩余粒间孔基础上发育有较多的溶蚀孔隙,砂屑白云岩孔隙更为均质且具有较好的连通性,当不同物源所

沉积的优势岩性形成平面和垂向的组合时,则会在致密储层内部形成物性明显占优的地质“物性甜点”发育区。典型样品微米CT数据分析结果表明,在陆源碎屑组分含量更高的情况下,颗粒完整溶蚀能够形成半径达数十微米的相对大孔隙以及溶蚀成因喉道,在不考虑裂缝的前提下,溶蚀成因的喉道会极大的改善储层的渗透率^[24]。粉砂质白云岩和砂屑白云岩孔喉结构则主要以小孔-微喉型为主,少量颗粒溶蚀孔中以均质发育的晶间孔对储层物性的改善作用最大。

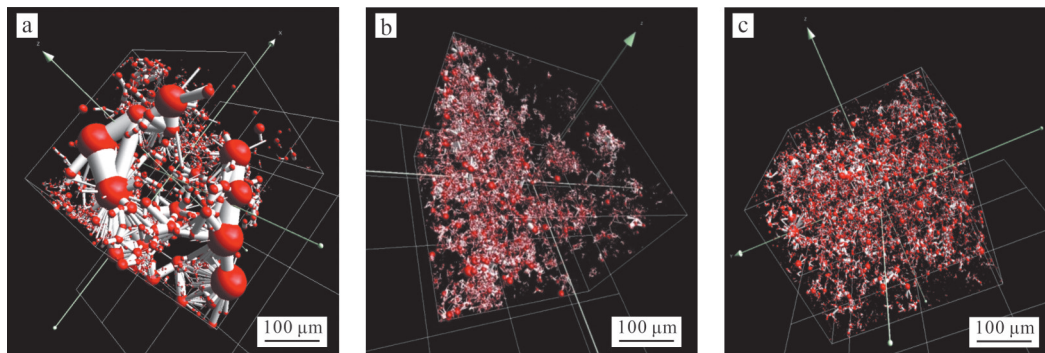


图5 吉木萨尔凹陷吉174井芦草沟组优势岩性孔隙-喉道空间分布特征

Fig. 5 The spatial distribution of pores and throat of dominant lithologic types in the Lucaogou Formation in Well J174, Jimsar Sag

a. 白云质粉砂岩,埋深3 116.86 m,微米CT,分辨率1.06 μm ; b. 粉砂质白云岩,埋深3 143.30 m,微米CT,分辨率1.06 μm ;
c. 砂屑白云岩,埋深3 127.53 m,微米CT,分辨率1.06 μm

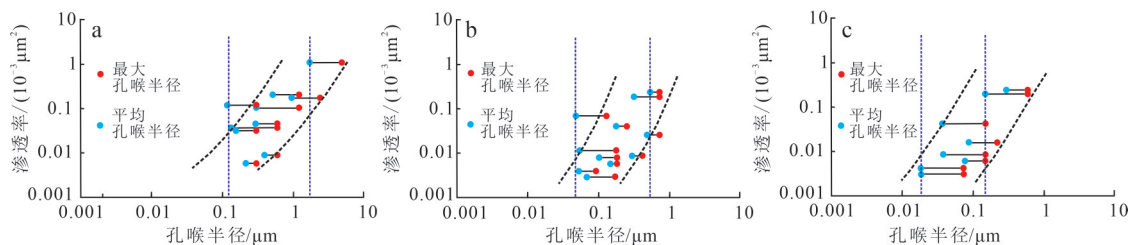


图6 吉木萨尔凹陷芦草沟组优势岩性高压压汞孔喉半径分布区间

Fig. 6 The distribution of pore throat radius for dominant lithologic types under PMI in the Lucaogou Formation, Jimsar Sag

a. 白云质粉砂岩; b. 粉砂质白云岩; c. 砂屑白云岩

总体来说,芦草沟组上、下甜点体内优势岩性仍以陆源碎屑组分为主体,易溶的钠长石颗粒通过溶蚀在增大储层有效孔隙空间的同时也在一定程度上改善了渗透率^[25],与北美巴肯(Bakken)组海相页岩油储层岩性条件具有一定的相似性^[26],芦草沟组优势岩性孔喉结构能够使储层物性达到比较高的数值范围。

4 孔喉结构对储层物性的影响

芦草沟组复杂的沉积条件增大了岩性的复杂程度,进而控制了陆相页岩油储层的分布。储层物性受埋深控制不明显,与岩性的分布具有明显的相关性,说明岩性间孔喉结构的差异是造成芦草沟组地层物性差异的根本原因^[27-29]。

4.1 喉道结构及喉道分布区间

影响低渗透储层内流体渗流特性最主要的因素是喉道半径、分布及其几何形状^[30]。各岩性间喉道半径与喉道分布区间差异较大,芦草沟组优势岩性的最大喉道区间和平均喉道区间均能够达到亚微米级-微米级(图6),纳米CT三维孔喉结构表征定量评价同样证明了这一点。渗透率相同时,优势岩性的平均喉道

半径更大,与渗透率的相关性更好(图7a),即相对粗喉道占比高,所连接的孔隙更大,相对较大的溶蚀孔隙与粗喉道分布更为集中,更易形成中/小孔-细喉/微细喉配置关系,而其他岩性平均喉道分布范围更小更窄,新疆油田针对上甜点体内不同岩性单层试油的结果也同样说明了喉道分布区间对储层渗流能力具有明显的影响。

此外,不同渗透率区间条件下的白云质粉砂岩和粉砂质白云岩样品还表现出了明显的喉道半径分布差异,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品其喉道半径普遍呈单峰状分布(图7b),渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品则普遍呈双峰状分布,即亚微米级至微米级的喉道为渗透率做出了主要贡献(图7b)。高压压汞测试结果同样印证了孔喉半径对渗透率的重要影响,不同物性条件的白云质粉砂岩和粉砂质白云岩样品主要的渗透率贡献孔喉半径区间均是 $0.25 \sim 0.63 \mu\text{m}$ (图7c—e),说明亚微米至微米级孔喉系统是影响芦草沟组甜点体储层渗透率最重要的因素。

4.2 主流喉道

不同尺度的喉道对渗透率影响不一^[27],芦草沟页岩油储层不同岩性样品喉道半径既有单峰态分布,也有

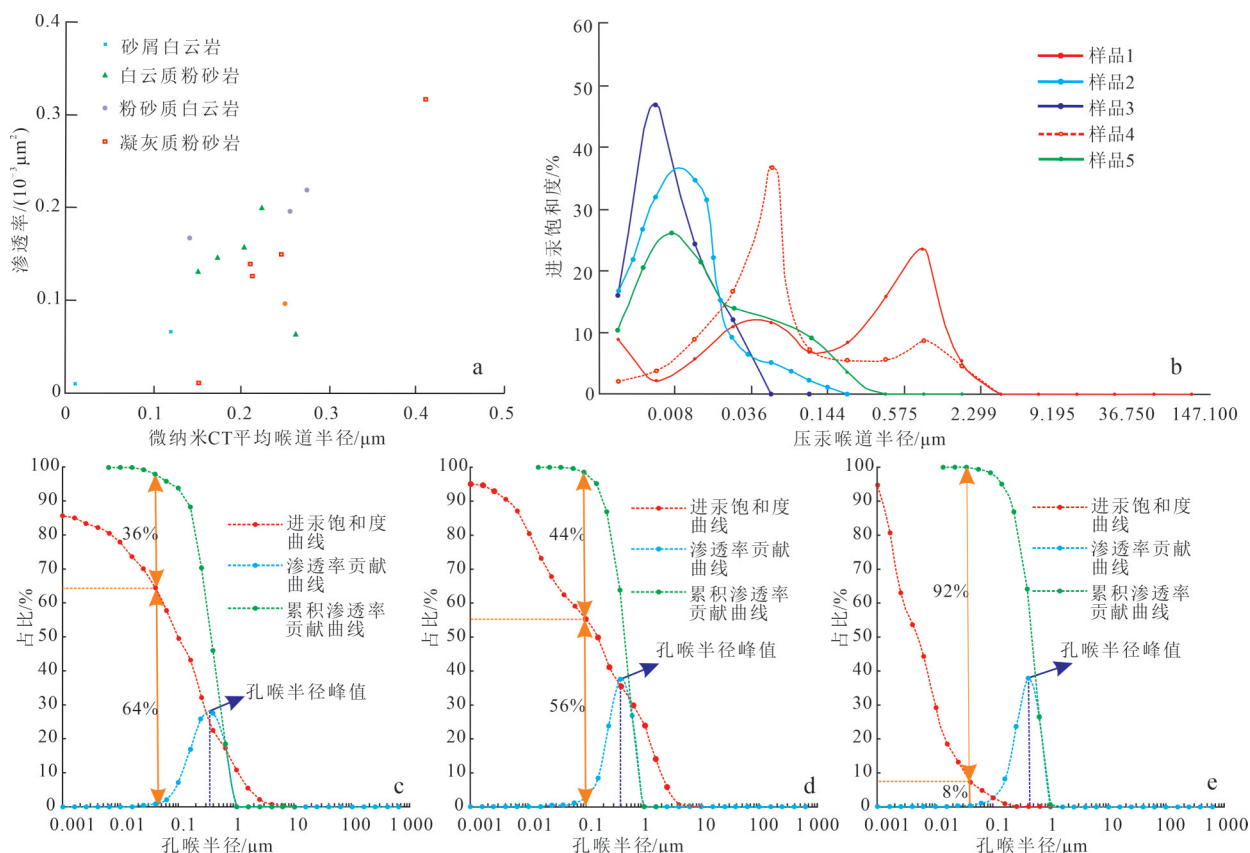


图7 吉木萨尔凹陷芦草沟组孔喉结构与储层物性关系

Fig. 7 The correlation between pore throat structure and reservoir physical properties in the Lucaogou Formation, Jimsar Sag

a. 纳米CT平均喉道半径与渗透率交会图; b. 不同岩性样品喉道分布, 样品1白云质粉砂岩, 孔隙度为17.400%, 渗透率为 $1.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 样品2白云质粉砂岩, 孔隙度为6.900%, 渗透率为 $0.015 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 样品3白云质粉砂岩, 孔隙度4.100%, 渗透率小于 $0.010 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 样品4粉砂质白云岩, 孔隙度15.100%, 渗透率 $0.133 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 样品5砂屑白云岩, 孔隙度12.700%, 渗透率 $0.022 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; c. 白云质粉砂岩孔喉渗透率贡献曲线, 吉37井, 埋深2 843.65 m, 孔隙度12.281%, 渗透率 $0.060 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; d. 白云质粉砂岩孔喉渗透率贡献曲线, 吉32井, 埋深3 567.31 m, 孔隙度12.600%, 渗透率 $0.168 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; e. 粉砂质白云岩孔喉渗透率贡献曲线, 吉31井, 埋深2 896.65 m, 孔隙度5.420%, 渗透率 $0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

双峰态分布, 渗透率较好样品主要呈双峰态分布(图6b)。呈双峰态分布的喉道半径分布范围广, 说明渗透率较高的样品中, 不同规模的喉道均能够对渗透率产生明显影响。进汞饱和度峰值能够在一定程度上反映出对渗透率贡献最大的主流喉道半径, 也能够体现出不同岩性间主流喉道的差异。芦草沟组地层中, 与云岩类样品相比, 以陆源碎屑为主的白云质粉砂岩进汞饱和度峰值所对应的喉道半径区间更宽, 而云岩类小喉道的含量更高, 储层渗流能力较差。在多种岩性孔隙度相差不大的情况下, 白云质粉砂岩与粉砂质白云岩主流喉道半径更大, 渗透率也更高。在相同的渗流条件下, 甜点体内不同岩性的主流喉道是控制储层渗透率的关键因素。

4.3 不同岩性有效孔隙和喉道对物性的影响

微米CT和纳米CT扫描表明, 芦草沟组甜点体主要岩性中粉砂岩类有效孔隙和喉道数量平均值为12 651个/ mm^3 和13 045个/ mm^3 , 有效孔隙体积和喉道体

积均值分别为 $15 \times 10^6 \mu\text{m}^3$ 和 $2.1 \times 10^6 \mu\text{m}^3$; 尽管云岩类均值与粉砂岩类相差不大, 但粉砂岩类的孔隙、喉道各项相关参数略好于白云岩类(表2)。尽管含凝灰质岩类溶蚀较为强烈, 是孔喉系统发育最好的岩性, 但该岩性受火山喷发等事件性沉积影响, 火山碎屑组分的空间分布非均质性强, 厚度薄, 空间分布及预测难度较大, 难以构成连续的优势储层^[31]。

在优势岩性中, 粉砂岩类和白云岩类的孔隙数量与孔隙度之间、喉道数量与渗透率之间都具有一定的正相关关系, 而前者的相关性略好于后者(图8a, b)。单位体积岩石样品内孔隙数量与渗透率的相关性极差(图8c), 而有效喉道体积则与渗透率具有相对较好的相关关系(图8d), 说明有效喉道体积同样是控制储层渗流能力的关键因素, 有效喉道体积的增加也能够说明喉道所连接的孔隙体积相应增大。在芦草沟组致密储层甜点体内部, 优势岩性单层之间的渗流差异受有效喉道体积影响更为明显。

表2 吉木萨尔凹陷不同岩性微纳米孔喉结构特征参数统计

Table 2 Statistics of the micro- to nano-scale pore throat structural parameters of different lithologic types in the Jimsar Sag

岩性	孔隙数量/个			孔隙体积/(10 ⁶ μm ³)			喉道数量/个			喉道体积/(10 ⁶ μm ³)		
	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
粉砂岩类	21 214	3 146	12 651	28.0	1.2	15.1	21 187	9 181	13 045	2.77	0.62	2.10
白云岩类	16 394	7 130	11 762	9.8	4.6	7.2	17 606	8 368	12 987	3.08	0.64	1.86

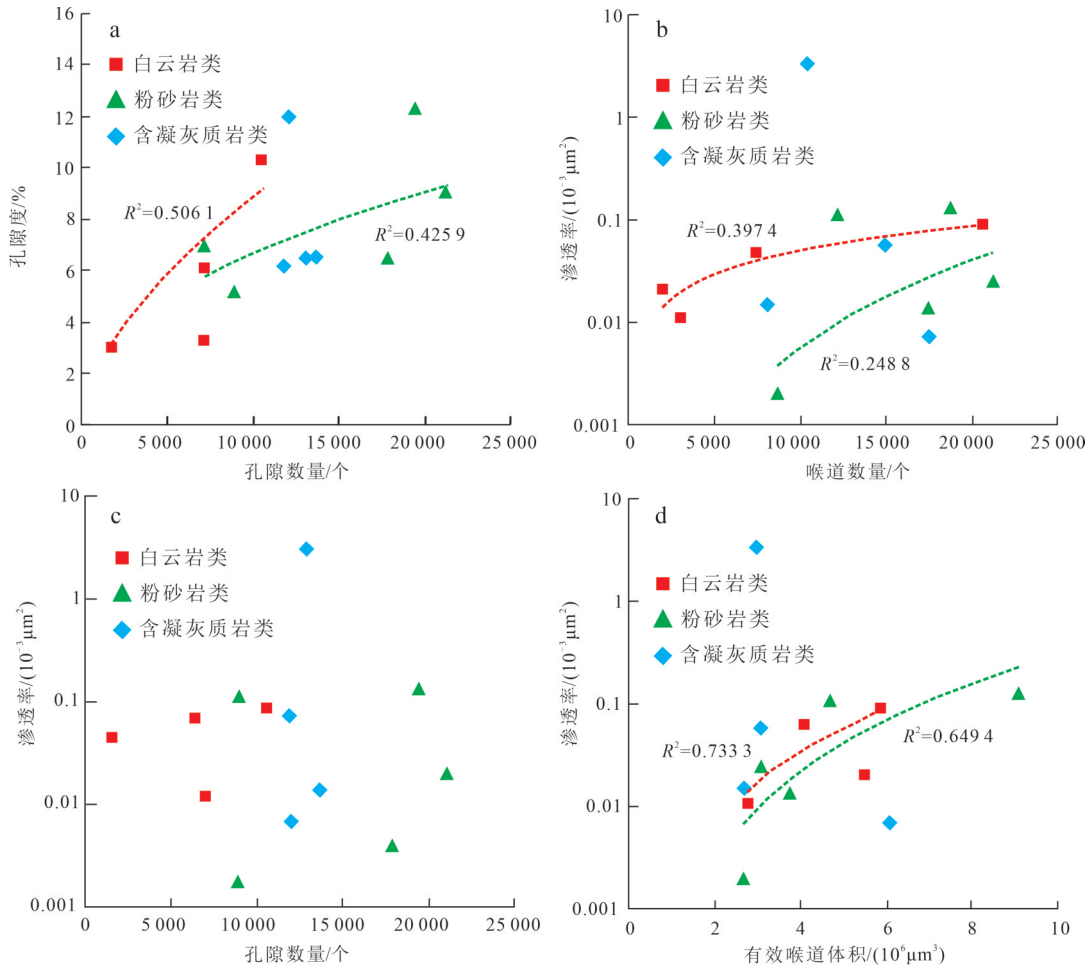


图8 吉木萨尔凹陷芦草沟组单位体积(mm³)内孔隙数量、喉道数量、有效喉道体积与物性关系

Fig. 8 The correlation of the physical properties with the number of pores, the number of throats, the effective volume of throats in per unit rock volume (mm³) in the Lucaogou Formation, Jimsar Sag

a. 孔隙数量-孔隙度; b. 喉道数量-渗透率; c. 孔隙数量-渗透率; d. 有效喉道体积-渗透率

5 结论

1) 芦草沟组沉积期具有明显的混合沉积特征,其中陆源物源、盐度和湖平面变化是细粒沉积的主控因素。芦草沟组下甜点体沉积水体盐度最高,其次为上甜点体。云砂坪与砂质滩坝微相内陆源碎屑组分含量最高,在混积层系内更易形成厚度大的单一岩性层。

2) 白云质粉砂岩、粉砂质白云岩及砂屑白云岩是芦草沟组物性最好的优势岩性,晶间孔-溶蚀孔孔喉

系统和残余粒间孔-溶蚀孔孔喉系统是最主要的储集空间。

3) 甜点体储集空间整体处于微纳米尺度,微纳米级孔喉系统是控制甜点体储层物性的重要因素。不同岩性间微纳米级孔喉系统分布差异明显,是导致不同岩性渗透率差异的关键原因。

4) 甜点体优势岩性中微米至亚微米级喉道对渗透率贡献最大,最主要的喉道半径区间为0.25~0.63 μm。喉道分布区间、主流喉道半径以及有效喉道体积则是控制甜点体储层渗透性的最关键因素。

参 考 文 献

- [1] 匡立春,唐勇,雷德文,等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6):657-667.
Kuang Lichun, Tang Yong, Lei Dewen, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 657-667.
- [2] 黎茂稳,马晓潇,金之钧,等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1):1-25.
Li Maowen, Ma Xiaoxiao, Jin Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1):1-25.
- [3] 范柏江,晋月,师良,等. 鄂尔多斯盆地中部三叠系延长组7段湖相页岩油勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1078-1088.
Fan Bojiang, Jin Yue, Shi Liang, et al. Shale oil exploration potential in central Ordos Basin: A case study of Chang 7 lacustrine shale[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5):1078-1088.
- [4] 邓长生,张毅,谢小飞,等. 鄂尔多斯盆地延长油气区延长组长7段陆相页岩含气性分析[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(1):20-25.
Deng Changsheng, Zhang Yi, Xie Xiaofei, et al. Gas bearing analysis of continental shale of Chang 7 Member of Yanchang Formation in Yanchang oil & gas region of Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(1): 20 - 25.
- [5] 赵政璋,杜金虎,邹才能,等. 大油气区地质勘探理论及意义[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 513-522.
Zhao Zhengzhang, Du Jinhui, Zou Caineng, et al. Geological exploration theory for large oil and gas provinces and its significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 513-522.
- [6] 马中振,戴国威,盛晓峰,等. 松辽盆地北部连续型致密砂岩油藏的认识及其地质意义[J]. 中国矿业大学学报, 2013, 42(2): 221-229.
Ma Zhongzhen, Dai Guowei, Sheng Xiaofeng, et al. Tight sand oil reservoir of continuous type in northern Songliao Basin and its geological significance[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2013, 42(2): 221-229.
- [7] 蔡振家,雷裕红,罗晓容,等. 鄂尔多斯盆地东南部延长组7段页岩有机孔发育特征及其影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2):367-379.
Cai Zhenjia, Lei Yuhong, Luo Xiaorong, et al. Characteristics and controlling factors of organic pores in the 7th member of Yanchang formation shale in the Southeastern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2):367-379.
- [8] 王成云,匡立春,高岗,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组泥质岩类生烃潜力差异性分析[J]. 沉积学报, 2014, 32(2):385-390.
Wang Chengyun, Kuang Lichun, Gao Gang, et al. Difference in hydrocarbon generation potential of the shaly source rocks in Jimsar, Permian Lucaogou Formation [J]. Acta Sedimentology Sinca, 2014, 32(2): 385-390.
- [9] Joe H S, Quaker M, Adams A E. Maximizing information from fine-grained sedimentary rocks: An inclusive nomenclature for mud-stones [J]. Journal of Sedimentary research, 2003, 73 (5) : 735-744.
- [10] 邹才能,朱如凯,白斌,等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 1-17.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil [J]. Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 1-17.
- [11] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96 (6) : 1071-1098.
- [12] 马克,侯加根,刘钰铭,等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组咸化湖混合沉积模式[J]. 石油学报, 2017, 38(6): 636-648.
Ma Ke, Hou Jiagen, Liu Yuming, et al. The sedimentary model of saline lacustrine mixed sedimentation in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag [J]. Acta Petroli Sinica, 2017, 38 (6) : 636-648.
- [13] 惠克来,操应长,朱如凯,等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层岩石类型及特征[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1495-1507.
Xi Kelai, Cao Yingchang, Zhu Rukai, et al. Rock types and characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag [J]. Acta Petroli Sinica, 2015, 36(12): 1495-1507.
- [14] 王林生,叶义平,覃建华,等. 陆相页岩油储层微观孔喉结构表征与含油性分级评价——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43 (1) : 149-160.
Wang Linsheng, Ye Yiping, Qin Jianhua, et al. Microscopic pore structure characterization and oil-bearing property evaluation of lacustrine shale reservoir: A case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 149-160.
- [15] 马铨峥,杨胜来,杨龙,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层微观孔隙特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(6):13-20.
Ma Quanzheng, Yang Shenglai, Yang Long, et al. Characteristics of the micro-pore in Lucaogou-Formation tight reservoir of Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(6): 13-20.
- [16] 许琳,常秋生,杨成克,等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层特征及含油性[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 535-549.
Xu Lin, Chang Qiusheng, Yang Chengke, et al. Characteristics and oil-bearing capability of shale oil reservoir in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3):535-549.
- [17] 支东明,唐勇,杨智峰,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40

- (3):524-534.
- Zhi Dongming, Tang Yong, Yang Zhifeng, et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3):524-534.
- [18] 马克,刘钰铭,侯加根,等. 陆相咸化湖混合沉积致密储集层致密化机理——以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(3): 253-261.
- Ma Ke, Liu Yuming, Hou Jiagen, et al. Densification mechanism of tight reservoirs from mixed sedimentation in saline lacustrine environment: A case study of Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(3): 253-261.
- [19] 王森,宋国奇,王学军,等. 东营凹陷咸化湖相纹层状烃源岩初次生排烃流体特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(2):31-41.
- Wang Miao, Song Guoqi, Wang Xuejun, et al. Fluid features during the initial stage of hydrocarbon generation and expulsion in salt-water lacustrine laminated source rocks of Dongying Depression[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(1): 31-41.
- [20] 邱振,施振生,董大忠,等. 致密油源储特征与聚集机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 928-939.
- Qiu Zhen, Shi Zhensheng, Dong Dazhong, et al. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 928-939.
- [21] 刘惠民,杨怀宇,张鹏飞,等. 古湖泊水介质条件对混积岩相组合沉积的控制作用——以渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组三段为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2):297-306.
- Liu Huimin, Yang Huaiyu, Zhang Pengfei, et al. Control effect of paleolacustrine water conditions on mixed lithofacies assemblages: A case study of the Palaeogene Es³, Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2):297-306.
- [22] 肖佃师,高阳,彭寿昌,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷混积岩孔喉系统分类及控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 719-731.
- Xiao Dianshi, Gao Yang, Peng Shouchang, et al. Classification and control factors of pore-throat systems in hybrid sedimentary rocks of Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(4): 719-731.
- [23] 李长志,郭佩,柯先启等. 火山活动影响下的碱湖优质烃源岩成因及其对页岩油气勘探和开发的启示[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6):1423-1434.
- Li Changzhi, Guo Pei, Ke Xianqi, et al. Genesis of high-quality source rocks in volcano-related alkaline lakes and implications for the exploration and development of shale oil and gas [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6):1423-1434.
- [24] 蒋宜勤,柳益群,杨召,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷凝灰岩型页岩油特征与成因[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 741-749.
- Jiang Yiqin, Liu Yiqun, Yang Zhao, et al. Characteristics and origin of tuff-type tight oil in Jimusar Depression, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6):741-749.
- [25] 王剑,袁波,刘金,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组混积岩成因及其孔隙发育特征[J]. 石油实验地质, 2022, 44(3):413-424.
- Wang Jian, Yuan Bo, Liu Jin, et al. Genesis and pore development characteristics of Permian Lucaogou Migmatites, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(3):413-424.
- [26] 黎茂稳,马晓潇,蒋启贵,等. 北美海相页岩油形成条件、富集特征与启示[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1):13-28.
- Li Maowen, Ma Xiaoxiao, Jiang Qigui, et al. Enlightenment from formation conditions and enrichment characteristics of marine shale oil in North America [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1):13-28.
- [27] 刘金,王剑,张晓刚,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组甜点页岩油微观赋存特征及成因机制[J]. 地质论评, 2022, 68(3): 907-920.
- Liu Jin, Wang Jian, Zhang Xiaogang, et al. Microscopic occurrence characteristics and genetic mechanism of shale oil in sweet spot reservoir of the Lucaogou Formation in Jimsar Sag [J]. Geological Review, 2022, 68(3):907-920.
- [28] 彭寿昌,查小军,雷祥辉,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组上“甜点”段页岩油储层演化特征及差异性评价[J]. 特种油气藏, 2021, 28(4):30-38.
- Peng Shouchang, Zha Xiaojun, Lei Xianghui, et al. Evolution characteristics and difference evaluation of shale oil reservoirs in the upper sweet spot interval of Lucaogou Formation in Jimusaer Sag [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(4):30-38.
- [29] 董岩,徐东升,钱根葆,等. 吉木萨尔页岩油“甜点”预测方法[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3):54-59.
- Dong Yan, Xu Dongsheng, Qian Genbao. Shale oil “sweet-spot” prediction in Jimusar Sag [J]. Specail Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3):54-59.
- [30] 慕尚超,郭小波,李钰,等. 三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组泥页岩储层孔隙结构及含油性[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2021, 36(5):1-12.
- Mu Shangchao, Guo Xiaobo, Li Yu, et al. Pore structure and oil-bearing properties of mud shale reservoirs of Lucaogou Formation in Malang Sag, Santanghu Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2021, 36(5):1-12.
- [31] 王圣柱. 博格达山山前带芦草沟组不同岩相储集特征及含油性[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(4):402-413.
- Wang Shengzhu. Reservoir characteristics and oil-bearing properties of different lithofacies of Lucaogou Formation in the piedmont belt of Bogda Mountain [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(4):402-413.

(编辑 梁 慧)