

## 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

王林生<sup>1</sup>,叶义平<sup>1</sup>,覃建华<sup>1</sup>,高阳<sup>1</sup>,邓远<sup>1,2</sup>,李映艳<sup>1</sup>,肖佃师<sup>3</sup>

[1. 中国石油新疆油田分公司,新疆克拉玛依 834000; 2. 中国石油新疆油田分公司博士后工作站,新疆克拉玛依 834000;  
3. 中国石油大学(华东)深层油气重点实验室,山东青岛 266580]

**摘要:**针对准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层类型多样和油层甜点预测难度大的问题,开展页岩油孔隙发育影响机制及含油性分级评价研究。在岩心观察的基础上,应用扫描电镜、压汞和核磁共振等手段,研究吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层的微观孔隙结构,揭示孔隙发育及含油性影响机制,建立油层分类评价标准。结果表明:①芦草沟组发育粒间孔型、粒间-溶蚀-晶间孔型、溶蚀孔型、溶蚀-晶间孔型和晶间孔型5类储层,其中粒间孔型和溶蚀孔型物性及可动性最好,晶间孔型最差。②较高的偏粗组分数、适中的白云石含量和低胶结物含量共同决定优质储层形成,优质储层分布受近物源、高能环境及古凹的控制。③源-储互层或一体型配置模式含油性好于邻源厚层型,15 nm和70 nm为芦草沟组能否含油及含油性变好的孔喉半径界限。④以孔喉结构与含油性关系为指导,划分出Ⅰ类油层、Ⅱ类油层和Ⅲ类油层。芦草沟组一段二亚段优质储层发育,源-储配置佳,油层甜点分布规模大。研究成果为芦草沟组页岩油油层分类评价及甜点预测提供了地质依据。

**关键词:**微观孔隙结构;孔隙发育影响机制;油层分类;页岩油储层;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

## 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

Wang Linsheng<sup>1</sup>, Ye Yiping<sup>1</sup>, Qin Jianhua<sup>1</sup>, Gao Yang<sup>1</sup>, Deng Yuan<sup>1,2</sup>, Li Yingyan<sup>1</sup>, Xiao Dianshi<sup>3</sup>

[1. Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. Postdoctoral Programme of Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

3. Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China]

**Abstract:** In view of the diverse types of shale oil reservoirs and great difficulty in sweet-spot prediction in the Lucaogou Formation, analysis on the mechanism influencing shale oil pore development and evaluation on oil-bearing properties, are supposed to be carried out. To this end, this study focuses on the microscopic pore structure of shale oil reservoirs in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, through an integration of core observation, scanning electron microscopy (SEM), mercury intrusion porosimetry (MIP) and nuclear magnetic resonance (NMR), etc. As a result, the influential mechanism is disclosed and classification criteria for reservoir evaluation are set up. The results show that there are five types of reservoirs developed in the Lucaogou Formation: reservoirs of intergranular pore type, of intergranular-dissolved-intercrystalline pore type, of dissolved pore type, of dissolved-intercrystalline pore type and of intercrystalline pore type. Among others, reservoirs of intergranular pore type and dissolved pore type are the best in terms of physical property and mobility, and those of intergranular pore type are the worst. Second, larger amount of coarser grains, proper dolomite content and low level of cement, serve to jointly determine the formation of high-quality reservoirs, the distribution of which is controlled by near distance to provenance, high-energy environment and paleo-sag. Third, the

收稿日期:2021-08-24;修订日期:2021-11-25。

第一作者简介:王林生(1978—),男,高级工程师,油气田开发。E-mail: bkqws@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:邓远(1990—),男,博士,非常规油气地质。E-mail: dengyuan\_geo@163.com。

基金项目:中国石油天然气集团公司重大科技专项(2019E-26,2020F-50);国家自然科学基金项目(41972139)。

oil-bearing property of source-reservoir alternating or integrated source-reservoir configurations is better than that of near-source thick reservoir type, with a pore throat of 15 nm and 70 nm as a boundary to determine whether the Lucaogou Formation contains oil and whether the reservoir has good oil-bearing property, respectively. Fourth, as guided by the correlation between pore throat structure and oil-bearing property, three types of oil layers (i. e., Class I, Class II and Class III) are identified. The second interval of the first member of Lucaogou Formation (Lu 1 Member) is characterized by well-developed reservoirs of high quality, good source-reservoir configuration, and large-scale distribution of sweet spots within. The research results are of a geological basis for the classification, evaluation and prediction of shale oil reservoirs in the Lucaogou Formation.

**Key words:** microscopic pore structure, mechanism affecting pore development, oil layer classification, shale oil reservoir, Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

**引用格式:**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. DOI: 10. 11743/ogg20220112.

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. DOI: 10. 11743/ogg20220112.

吉木萨尔凹陷位于新疆油田准噶尔盆地东缘,为一个东高西低、东陡西缓的单斜,区内断层不发育<sup>[1-2]</sup>。该凹陷内二叠系芦草沟组为一套半深湖相-滨浅湖相夹云泥坪和云砂坪的沉积<sup>[2]</sup>,发育大套泥页岩夹薄层粉砂岩、白云岩及它们之间过渡岩性的组合,在该套泥页岩层系中已钻遇多口高产工业油流井,并实现页岩油的成功商业开发,对中国页岩油的勘探开发具有重要示范作用<sup>[3-4]</sup>。然而,芦草沟组页岩油层系内岩性复杂多样,储层及含油性非均质性强<sup>[5-6]</sup>,这给页岩油分类评价及地质甜点预测带来了极大挑战<sup>[7]</sup>。前人对吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油层系的岩性、沉积、成藏和测井评价等开展了大量研究<sup>[5-7]</sup>,而缺乏从微观尺度上对页岩油层系内物性及含油性的非均质性进行系统表征,没有揭示优质储层的发育影响机制及分布规律。页岩油储层的物性、含油性及可动性均受微观孔隙结构的控制<sup>[8-10]</sup>,因此本研究在岩心观察的基础上,应用扫描电镜、压汞和核磁共振等手段,分析吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层的微观孔隙非均质性,揭示孔隙发育及含油性影响机制,建立油层分类评价标准,以期指导芦草沟组页岩油油层分类评价及甜点预测。

## 1 实验测试手段及样品特征

### 1.1 微观孔隙结构表征手段

微观孔隙结构表征主要研究岩石的孔隙类型、形状、大小分布及连通关系等内容<sup>[11-12]</sup>。对于纳米级孔喉占主导的页岩或致密油气储层,微观孔隙结构表征是评价其储集能力及优质储层成因的关键,其包括直

接法和间接法两类<sup>[11]</sup>。直接法包括扫描电镜和微米CT等手段,可直观观察样品的孔隙类型和大小分布;间接法主要包括低温气体吸附、高压压汞和低场核磁共振3种手段<sup>[10-14]</sup>,各方法均存在一定优缺点,多技术联合是非常规储层孔喉结构表征常用手段<sup>[12-14]</sup>。

前人研究表明,芦草沟组页岩油储层孔隙分布范围大,但微孔(半径<2 nm)含量低<sup>[7]</sup>、比表面积小,所以低温气体吸附不适用,主要优选压汞和核磁共振方法,联合场发射扫描电镜进行页岩油储层的微观孔隙结构表征。其中压汞的最大压力设置为116 MPa,利用Washburn公式计算得到孔喉大小分布<sup>[15]</sup>;测试物性后,进行烘干、饱和水和离心状态下核磁共振测试,参数均选用CPMG脉冲序列,0.1 ms回波间隔及6 s等待时间,离心转速为10 000 r/min。核磁共振测量后,样品进行场发射扫描电镜、铸体薄片和X衍射等实验,分析样品的孔隙类型、岩性及矿物组成等。

### 1.2 样品特征

吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩层系既有细粒机械沉积,又有化学沉积,岩性复杂多变,垂向频繁交互<sup>[16]</sup>。整体上岩性包括泥岩类、粉砂岩类和碳酸盐岩类3种(图1),其中泥岩可细分为粉砂质泥岩、白云质泥岩和炭质泥岩;粉砂岩类可细分为极细粒粉砂岩、泥晶云质粉砂岩、灰质粉砂岩和云屑粉砂岩;碳酸盐岩类可分为泥晶白云岩、粉砂质白云岩和砂屑云岩等。

为系统揭示芦草沟组页岩油储层微观孔隙结构及含油性影响因素,在收集前期岩性、物性和含油性(岩心含油饱和度检测)等测试资料基础上,优选岩心样品

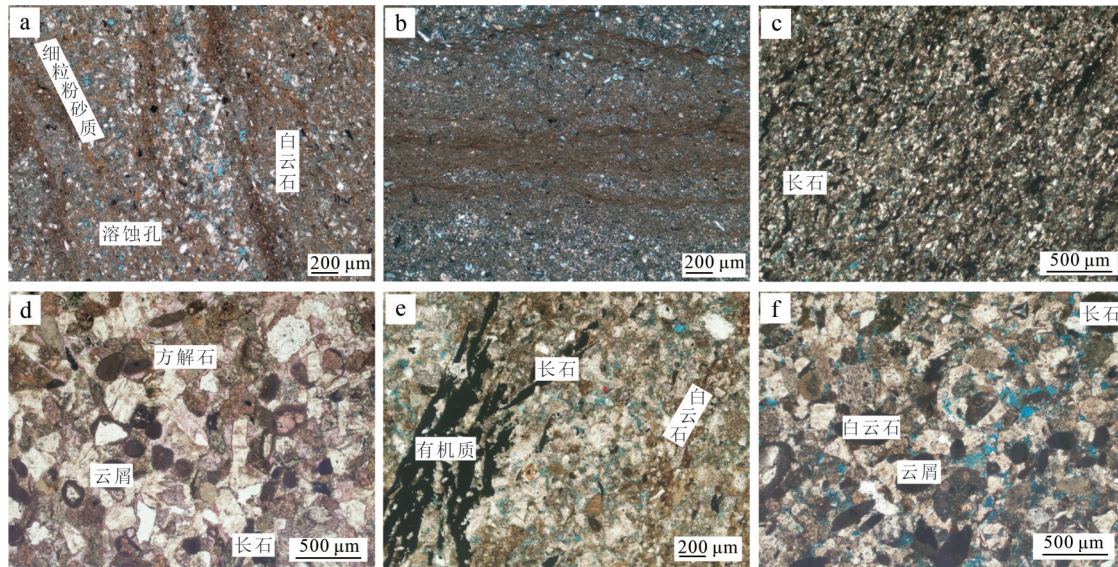


图1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组典型岩性铸体薄片照片

Fig. 1 Micrographs showing casting thin sections of typical lithologies in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

a. 含粉砂质白云岩, 39号样品, 埋深2 715.15 m, Ji31井, 铸体薄片(-); b. 白云质泥岩, 3号样品, 埋深3 044.97 m, Ji176井, 铸体薄片(-); c. 细粒粉砂岩, 32号样品, 埋深3 570.47 m, Ji32井, 铸体薄片(-); d. 灰质粉砂岩, J43-95号样品, 埋深2 967.59 m, Ji43井, 铸体薄片(+); e. 白云质粉砂岩, 34号样品, 埋深3 725.38 m, Ji34井, 铸体薄片(+); f. 云屑粉砂岩, 9-H号样品, 埋深3 315.20 m, J10016井, 铸体薄片(+)

32个, 覆盖主要岩性及含油性, 部分样品信息见表1。样品平行于层理面钻取, 避免岩性非均质性对测量结果的影响, 在二氯甲烷溶剂中洗油20 d, 再分别进行物性、XRD、扫描电镜、压汞和核磁共振测试, 系统研究页岩油储层的孔隙结构特征及发育机制。孔隙度和渗透率利用PoroPDP-200覆压孔渗测量仪测量, 相对误差控制在0.5%~20.0%, 测试结果与前期变化范围基

本一致<sup>[5,17-19]</sup>, 芦草沟组页岩油储层整体属于低孔-特低渗类储层<sup>[17]</sup>, 孔隙度分布范围为0.8%~16.1%, 均值为8.5%, 渗透率主要小于 $0.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  (表1), 均值为 $0.032 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 孔隙度和渗透率间呈现较弱的正相关, 主要与复杂的孔隙结构有关。岩石矿物组分多样(表1), 以长石、石英和白云石为主, 其次为粘土矿物和方解石, 黄铁矿和萤石等含量较低。页岩油储

表1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层样品信息

Table 1 Data of shale oil samples from the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

| 样品编号   | 含油级别 | 薄片鉴定岩性  | 孔隙度/% | 渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$ | 孔喉组合类型 | 全岩矿物含量/% |      |      |      |      | 可动饱和度/% |
|--------|------|---------|-------|--------------------------------|--------|----------|------|------|------|------|---------|
|        |      |         |       |                                |        | 石英       | 长石   | 白云石  | 方解石  | 粘土   |         |
| 5-H    | 荧光   | 泥岩      | 5.5   | 0.577 0                        | E      | 28.6     | 53.5 | 1.5  | 1.2  | 15.2 | 20.50   |
| 13-H   | 荧光   | 白云质泥岩   | 6.9   | 0.055 9                        | E      | —        | —    | —    | —    | —    | 13.83   |
| 17-H   | 荧光   | 白云质泥岩   | 6.1   | 0.009 4                        | E      | 20.6     | 32.7 | 40.8 | 0    | 5.7  | 17.54   |
| 3      | 荧光   | 泥晶白云岩   | 4.3   | 0.003 0                        | E      | 29.3     | 43.3 | 12.9 | 4.7  | 7.6  | 44.13   |
| J43-95 | 油迹   | 灰质粉砂岩   | 5.6   | 0.008 5                        | D      | 9.4      | 49.7 | 1.5  | 36.3 | 3.1  | 22.69   |
| 13     | 油迹   | 含灰粉砂岩   | 5.1   | 0.011 9                        | D      | 14.1     | 53.2 | 6.5  | 21.2 | 3.3  | 36.89   |
| 10     | 油斑   | 泥岩      | 11.9  | 0.027 7                        | D      | 40.2     | 35.7 | 11.1 | 0    | 13.0 | 38.60   |
| 24     | 油斑   | 泥质粉砂岩   | 8.9   | 0.139 5                        | D      | 16.3     | 51.1 | 7.8  | 10.1 | 12.3 | 42.56   |
| 3-H    | 油斑   | 粉砂质泥岩   | 14.7  | 0.061 8                        | C      | 37.5     | 48.0 | 2.6  | 3.8  | 5.2  | 37.90   |
| 39     | 油浸   | 粉砂质白云岩  | 14.9  | 0.046 9                        | B      | 6.4      | 5.3  | 88.3 | 0    | 0    | 54.80   |
| 2-H    | 油浸   | 细粒粉砂岩   | 14.3  | 0.083 3                        | A      | 28.5     | 67.0 | 0    | 0    | 3.7  | 59.89   |
| 15-H   | 油浸   | 含灰泥质粉砂岩 | 9.4   | 0.019 7                        | B      | 21.0     | 56.7 | 0    | 18.7 | 3.1  | 43.24   |
| 9-H    | 富含油  | 云屑砂岩    | 14.0  | 0.289 0                        | A      | 12.0     | 74.2 | 2.4  | 9.8  | 1.6  | 70.20   |
| 32     | 富含油  | 细粒粉砂岩   | 15.6  | 0.107 5                        | C      | 22.1     | 59.2 | 5.1  | 0    | 6.4  | 69.80   |
| 10-H   | 富含油  | 云屑砂岩    | 13.7  | 0.275 0                        | A      | 12.0     | 73.2 | 2.4  | 9.8  | 1.6  | 69.15   |
| 12-H   | 富含油  | 砂屑云岩    | 14.6  | 1.320 0                        | A      | 4.5      | 29.2 | 40.4 | 24.2 | 1.7  | 77.32   |

注: A, B, C, D和E分别代表粒间孔型、粒间-溶蚀-晶间孔型、溶蚀孔型、溶蚀-晶间孔型和晶间孔型组合类型。



层中普遍含有机质,总有机碳(*TOC*)含量均值为3.57%,属于好-最好烃源岩范畴,但成熟度较低<sup>[6]</sup>;受源-储紧邻及生烃增压的影响,页岩油储层普遍表现出较高含油饱和度(均值达70%),岩心观察含油级别明显受物性控制<sup>[17]</sup>,荧光显示样品的孔隙度通常低于5%,油迹或油斑样品通常低于12%,而油浸或富含油样品的物性最好,孔隙度通常大于12%(表1)。

## 2 微观孔隙结构表征及储层分类

### 2.1 孔隙类型

基于铸体薄片和场发射扫描电镜(图1,图2),在吉木萨尔凹陷芦草沟组储层中识别出残留粒间孔、晶间孔、溶蚀孔(包括粒间溶蚀孔和粒内溶蚀孔)和有机孔等多种类型孔隙,其中粒内溶蚀孔、粒间溶蚀孔和晶间孔最发育。残留粒间孔为原始粒间孔的残余部分,通常半径大于1  $\mu\text{m}$ (图1f,图2a,b),但数量少、分布分散,主要发育在粉砂或云屑等粗粒含量较多的页岩油储层

中(图1a,f),残留粒间孔越发育,说明岩石抗压实能力越强<sup>[20]</sup>。溶蚀孔是不稳定组分(长石、白云石和岩屑等)遇到酸性流体后发生溶蚀形成<sup>[20]</sup>,芦草沟组长石和白云石含量高,溶蚀孔非常发育(图1e,图2),是该区页岩油储层最主要的孔隙类型,其中粒内溶蚀孔是长石颗粒内部产生溶蚀,孔隙呈蜂窝状密集分布,单个溶蚀孔通常半径小于1  $\mu\text{m}$ (图2c,d);粒间溶蚀孔是从颗粒间开始溶蚀,延伸至颗粒内部,呈不规则港湾状(图2a,c),通常与残留粒间孔相伴生。晶间孔为岩石中晶体(石英、白云石和粘土)之间的孔隙,也是页岩油储层较重要的一种孔隙类型;单个晶间孔较小,但通常连片密集分布(图2f,g)。另外,芦草沟组页岩油储层中*TOC*含量较高,但蜂窝状有机孔不发育,零星可见较大的有机孔和边缘收缩缝(图2h),这与芦草沟组成熟度偏低(大部分样品镜质体反射率 $R_o < 1.0\%$ )有关<sup>[17]</sup>,蜂窝状有机孔在 $R_o$ 大于1.5%后才开始大量出现<sup>[21]</sup>。微裂缝也局部可见,单个延伸长度可达几百个微米(图2i),对页岩油储集空间贡献有限,但极大提高渗透性。

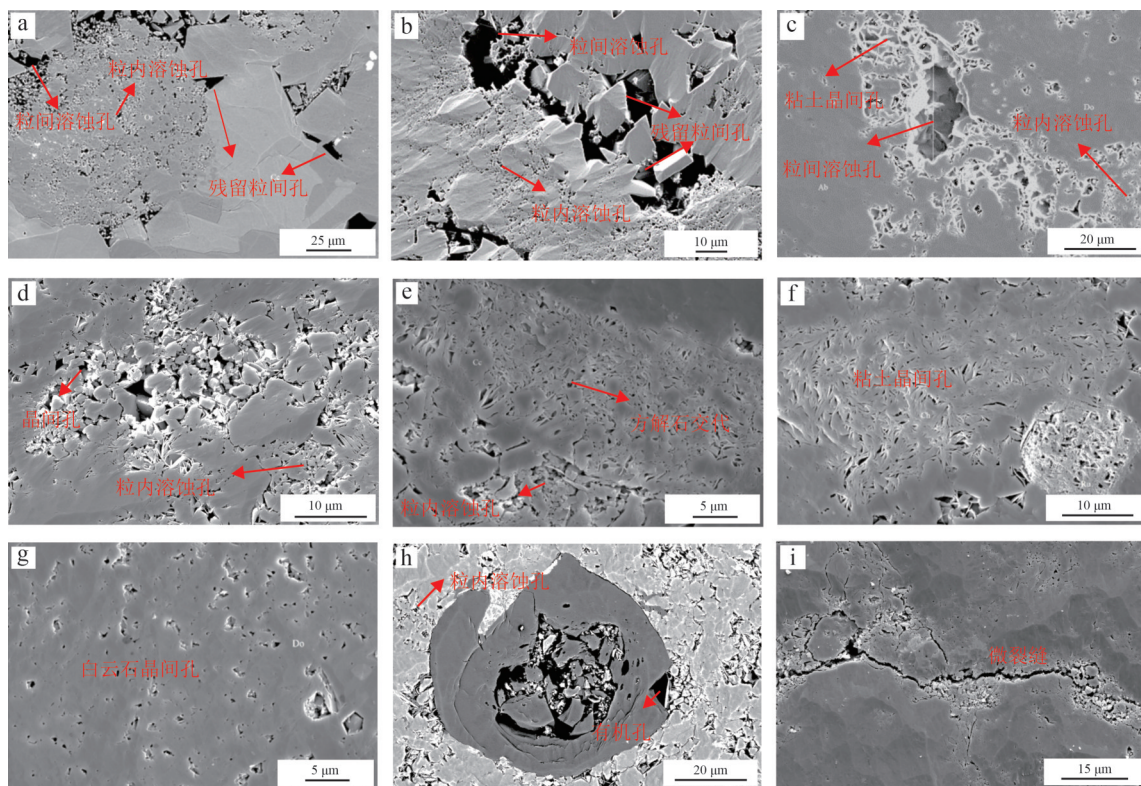


图2 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层孔隙扫描电镜特征

Fig. 2 Pore characteristics of shale oil reservoirs of the Permian Lucaogou Formation under SEM, Jimsar Sag, Junggar Basin

a. 残留粒间孔和粒内溶蚀孔发育,12-H号样品,砂屑白云石,埋深3 317.50 m,J10016井;b. 残留粒间孔、粒间溶蚀孔和粒内溶蚀孔并存,39号样品,粉砂质白云岩,埋深2 715.15 m,Ji31井;c. 溶蚀孔和粘土晶间孔,30-H号样品,云质粉砂岩,埋深3 469.90 m,J10022井;d. 溶蚀孔和晶间孔,9号样品,粉砂质泥岩,埋深2 844.56 m,Ji37井;e. 长石粒内溶蚀孔及方解石交代,J43-95号样品,灰质粉砂岩,埋深2 967.59 m,Ji43井;f. 粘土晶间孔,30-H号样品,云质粉砂岩,埋深3 469.90 m,J10022井;g. 白云石晶间孔,11号样品,泥晶白云岩,埋深2 856.41 m,Ji37井;h. 有机孔和粒内溶蚀孔,3-H号样品,粉砂质泥岩,埋深3 296.40 m,J10016井;i. 微裂缝和粒内溶蚀孔,24号样品,泥质粉砂岩,埋深3 756.38 m,Ji251井



芦草沟组页岩油层系内岩性复杂,孔隙发育类型差异较大。细粒粉砂岩以残留粒间孔和溶蚀孔为主(图1c),与粉砂颗粒发育和长石含量高密切相关;灰质粉砂岩以晶间孔和溶蚀孔为主(图2e);在碳酸盐岩类储层中,砂屑白云岩孔隙以残留粒间孔和溶蚀孔为主(图2a),而泥晶白云岩以白云石晶间孔为主(图2g),局部可见溶蚀成因缝;在泥岩中,残留粒间孔零星可见,长石溶蚀孔、粘土和白云石晶间孔为主要孔隙类型(图2d,h);云质粉砂岩储层孔隙类型相对单一(图2c,f),以溶蚀孔为主,当白云石含量增多,晶间孔也逐渐发育;粉砂质白云岩储层中不同类型孔隙均发育(图2b),单一类型孔隙分布呈条带状(图1a)。

## 2.2 基于压汞法的孔喉结构表征及分类

图3展示了芦草沟组样品压汞曲线,样品间孔喉大小及连通性差异明显。样品的排驱压力变化范围大,从0.7~30.0 MPa均有分布,说明孔喉变化范围大。样品的最大进汞饱和度差异较小,分布范围为55%~95%,平均值为80%,说明大部分页岩油储层的储集空间均被半径大于6 nm孔喉沟通。

孔喉结构与孔隙类型发育程度密切相关,因此基于孔喉结构可指导储层分类。结合压汞形态和镜下孔隙类型识别结果,可将芦草沟组页岩储层的孔喉组合类型划分为5种:粒间孔型、溶蚀孔型、晶间孔型、粒间-溶蚀-晶间孔型和溶蚀-晶间孔型。粒间孔型(图3),如9-H号样品和12-H号样品等,残留粒间孔和粒间溶蚀孔发育(图1f,图2a),压汞曲线呈下凹形,在较

低压力范围内有大量进汞,指示大孔-细喉孔喉连通模式<sup>[11]</sup>;溶蚀孔型,如30-H号样品和34号样品,以溶蚀孔最发育(图1f,图2c),压汞曲线呈斜率较缓的直线形,排驱压力中等,在较窄压力区间内发生大量进汞,孔喉分选最好,这与蜂窝状溶蚀孔发育相关,表现为短导管状连通模式<sup>[22]</sup>;晶间孔型(图3),如11号样品和5-H号样品等,以晶间孔最发育(图2g),压汞曲线为上凸形,具有最大的排驱压力,孔喉分选最差,无明显孔喉区分<sup>[11]</sup>。粒间-溶蚀-晶间孔型(图3),如15-H号样品和39号样品等,为上述3类的混合,压汞曲线为斜率较陡的直线形,排驱压力小,但孔喉分选差,不同类型孔喉组合均发育,多分布在纹层发育的页岩油储层中,比如粉砂质白云岩(图1a,图2b);溶蚀-晶间孔型,如9号样品和J43-95号样品,溶蚀孔和晶间孔较发育(图1d,图2d,图2e),压汞形态与粒间-溶蚀-晶间孔型或溶蚀孔型相似(图3a),但排驱压力明显增大。从退汞效率来看,粒间孔型最高,其次为溶蚀孔型,粒间-溶蚀-晶间孔型次之,晶间孔型最小(图3a),指示孔喉连通性逐渐变差。

不同类型储层孔喉分布也呈现规律性变化(图3b)。随储层类型变差,孔喉分布逐渐变小,粒间孔型储层孔喉半径主峰多位于0.100~1.000  $\mu\text{m}$ ,溶蚀孔型主峰位于0.050~0.070  $\mu\text{m}$ ,晶间孔主峰小于0.010  $\mu\text{m}$ ,溶蚀-晶间孔型多呈单峰分布,主峰位于0.020~0.040  $\mu\text{m}$ ,粒间-溶蚀-晶间孔型多呈双峰分布,主峰分别位于0.025  $\mu\text{m}$ 和0.200  $\mu\text{m}$ ,分别与溶蚀-晶间孔型和粒间孔型主峰重叠。结合储层类型和

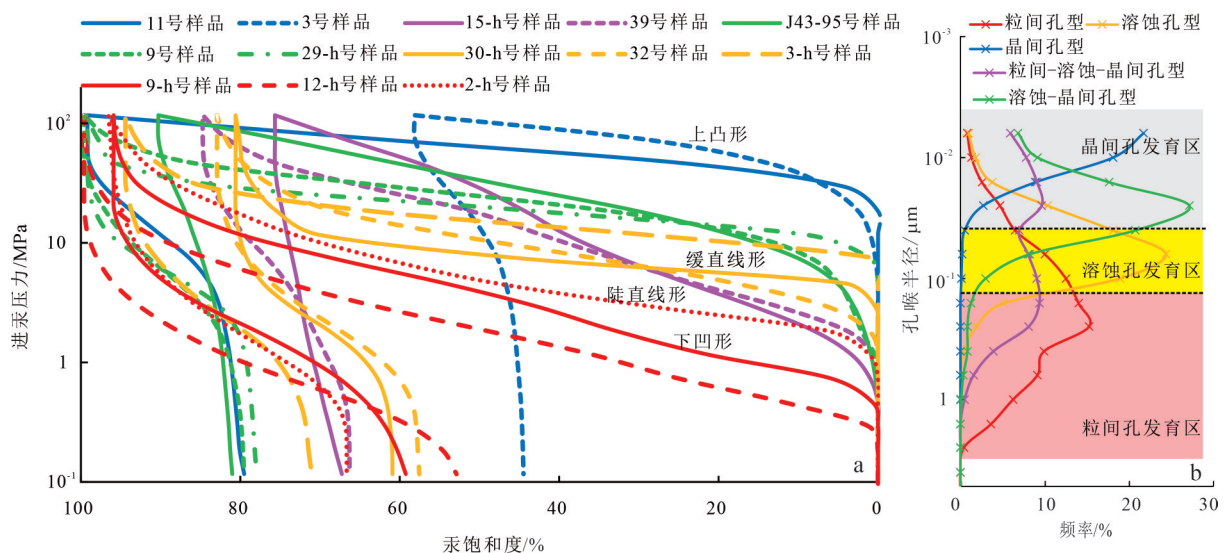


图3 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组不同类型页岩油储层压汞曲线特征(a)及孔喉大小分布(b)

Fig. 3 Mercury intrusion curves (a) and pore-throat size distribution (b) of shale oil reservoirs of diverse oil-bearing properties in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

孔喉分布特征,以半径40 nm和150 nm为界,可将孔喉区间大致分为晶间孔发育区、溶蚀孔发育区和粒间孔发育区。半径小于40 nm孔喉区域以晶间孔为主,40~150 nm为溶蚀孔发育区,大于150 nm为粒间孔发育区;整体上孔喉越小,粘土晶间孔越发育,随孔喉增大,溶蚀孔和粒间孔的比例增加。

储层类型与岩性具有较好对应关系(表1),其中粒间孔型主要分布在粉细砂岩、砂屑白云岩和云屑砂岩中,岩石颗粒偏粗,残留粒间孔发育;粒间-溶蚀-晶间孔型储层分布在含灰泥质粉砂岩以及粉砂质白云岩中,主要与不同组分(泥级、粉砂和白云石等)呈块状或纹层状混积有关;溶蚀孔型分布在含云质粉砂岩或粉砂质泥岩中,粒度偏细,但长石含量较高;溶蚀-晶间孔型储层分布在灰质粉砂岩、云质粉砂岩、云质泥岩和含粉砂质白云岩中,通常与方解石和白云石含量增多、长石含量降低有关;晶间孔型储层主要分布在泥质白云岩、灰质粉砂岩和泥岩中。

### 2.3 基于核磁共振的孔隙分布及可动性表征

低场核磁共振通过测量岩石中氢核的弛豫时间( $T_2$ ),揭示流体赋存孔隙的分布及可动性<sup>[12-13]</sup>。芦草沟组样品的 $T_2$ 谱(饱和水状态)具有明显差异(图4),具有单峰或双峰两种形态:单峰态多发育在泥岩或碳酸盐岩类等偏细岩性中(图4;表1),可对应晶间孔型、溶蚀-晶间孔型、溶蚀孔型,以及粒间-溶蚀-晶间孔型4类储层,其中晶间孔型样品(3号样品)的分布范围最窄,主体分布小于1 ms,而溶蚀-晶间孔型(10号样品)的分布范围变宽,主体分布小于10 ms(主峰位于1 ms附近);对于粒间-溶蚀-晶间孔型(39号样品)和溶蚀孔型(30-H号样品)样品, $T_2$ 分布范围进一步变宽,大于10 ms比例增多,峰值通常大于1 ms,整体上随储层类型变好, $T_2$ 分布范围增大,较大孔比例增多,这与扫描电镜及压汞结果一致。双峰态多分布在粉砂或云屑等粗颗粒含量较多岩性中(图4;表1),如(含灰)粉-细砂

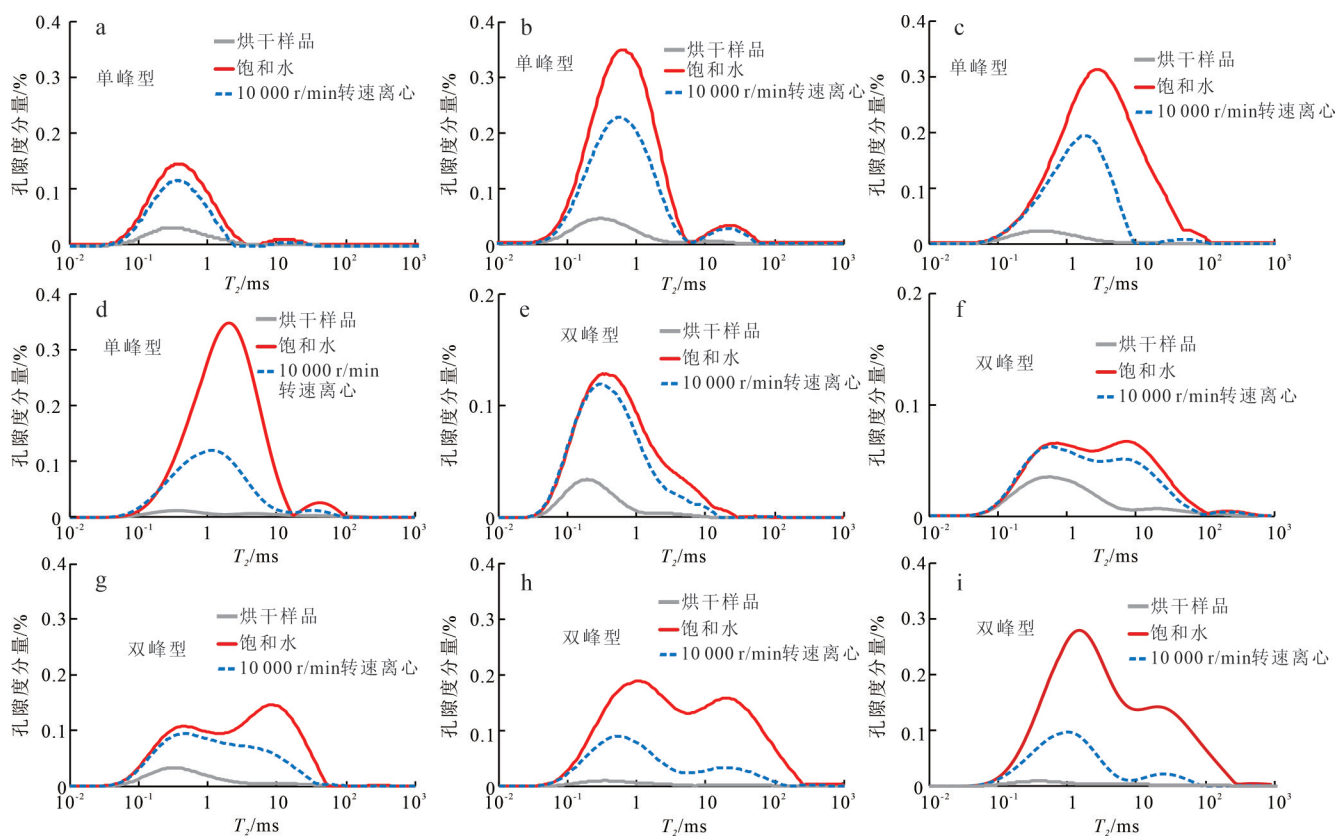


图4 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层 $T_2$ 分布

Fig. 4  $T_2$  spectrum of shale oil reservoirs in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

a. 3号样品,晶间孔型组合,泥晶白云岩,埋深3 044.97 m, Ji176井; b. 10号样品,溶蚀-晶间孔组合,页岩,埋深2 847.16 m, Ji37井; c. 39号样品,粒间-溶蚀-晶间孔型组合,粉砂质白云岩,埋深2 715.15 m, Ji31井; d. 30-H号样品,溶蚀孔型组合,云质粉砂岩,埋深3 469.90 m, J10022井; e. 5-H号样品,晶间孔型,泥岩,埋深3 301.40 m, J10016井; f. J43-95号样品,溶蚀-晶间孔型,灰质粉砂岩,埋深2 967.59 m, Ji43井; g. 15-H号样品,粒间-溶蚀-晶间孔型,含灰质粉砂岩,埋深3 452.20 m, J10016井; h. 9-H号样品,粒间孔型,云屑粉砂岩埋深3 315.20 m, J10016井; i. 12-H号样品,粒间孔型,砂屑白云岩,埋深3 317.50 m, J10016井



岩、云屑粉砂岩和砂屑白云岩等,主要对应粒间孔型、粒间-溶蚀-晶间孔型,以及溶蚀-晶间孔型3类储层, $T_2$ 谱左峰和右峰分离明显,主峰分别位于1 ms和10~100 ms,随储层类型变差,从粒间孔型(图4h)到粒间-溶蚀-晶间孔型(图4g)再到溶蚀-晶间孔型(图4f),右峰(对应较大孔隙)幅度逐渐降低,且主峰向10 ms靠近,揭示较大孔含量降低,这与方解石胶结物破坏粒间孔或交代长石溶蚀孔密切相关<sup>[23-24]</sup>(图1d,图2e)。

本研究选用模拟地层水作为饱和流体,结合离心实验来反映水的可动性及孔隙连通性,在一定程度上也反映原油充注的难易程度及丰度。水的可动性受孔喉组合类型控制(表1;图4),粒间孔型储层可动比例均值约为69%,其次为溶蚀孔型和粒间-溶蚀-晶间孔型储层,均值分别为54%和49%,晶间孔型最差(均值为24%)(表1)。样品的可动流体赋存孔径分布也有差别:粒间孔型和粒间-溶蚀-晶间孔型储层的可动流体主要赋存在较大孔隙中,“大孔优先可动”现象明显(图4g—i),这与大孔-细喉型连通模式有关,与较大喉道沟通的储集空间通常较大,流动性最好。对于溶蚀孔型等其他类型储层,可动流体赋存特征分为两类,一类是在不同孔隙区间内均匀分布,“大孔优先可动”现象不明显(图4a,b,d),主要分布在泥岩和云质细粉砂岩等偏细岩性中,与短导管状孔喉连通模式有关<sup>[22]</sup>;另一类具有“大孔优先可动”现象(图4e,f),主要发育在含灰粉砂岩和泥质粉砂岩等偏粗岩性中。

孔喉组合类型影响页岩油储层的物性和可动性,控制储层品质的优劣。粒间孔型储层物性及可动性最好,是最佳储层类型,其次为溶蚀孔型储层,孔喉分选好,粒间-溶蚀-晶间孔型储层品质也较好,孔喉较大、分选稍差;晶间孔型储层品质最差,孔喉最小。

### 3 页岩油储层孔隙发育影响机制及分布规律

根据粒度和矿物成分等将芦草沟组岩石组别划分为偏粗组分(包括粉砂碎屑和砂屑白云石,粒径>30  $\mu\text{m}$ )、偏泥组分(泥级碎屑为主,成分为石英和长石)、白云石(泥晶)和胶结物(方解石和粘土矿物)4种,组分差异影响成岩作用过程中的孔隙演化,决定孔隙发育类型及储层品质,同时组分差异受沉积环境控制。因此,揭示页岩油储层组分差异对孔隙发育的影响机制,对于优质储层成因认识及分布规律预测非常重要。

#### 3.1 孔隙发育影响机制

芦草沟组页岩油储层孔隙发育受偏粗组分、适量白云石和低胶结物3者含量共同控制,具体表现为:

1) 偏粗组分含量是决定优质储层发育的物质基础。偏粗组分包括粉砂颗粒(粒径>30  $\mu\text{m}$ )和砂屑白云石,岩石中粉砂颗粒越多,长石矿物越高(表1)。长石和白云石在酸性环境下易溶蚀<sup>[5]</sup>,这意味着偏粗组分为溶蚀孔隙发育提供了物质基础;由于颗粒粒度大、抗压保孔能力强<sup>[20]</sup>,在压实过程中残留粒间孔也易于保存,为酸性流体进入及溶蚀产物的及时排出提供良好通道。因此偏粗组分越发育,残留粒间孔及溶蚀孔越发育,孔喉半径越大(图5),储层品质越好。偏粗组分含量与沉积环境密切相关,滨岸砂坝和远砂坝等微相靠近物源,粉砂颗粒等组分含量明显高于席状砂和浅湖等微相,更利于优质储层的形成。

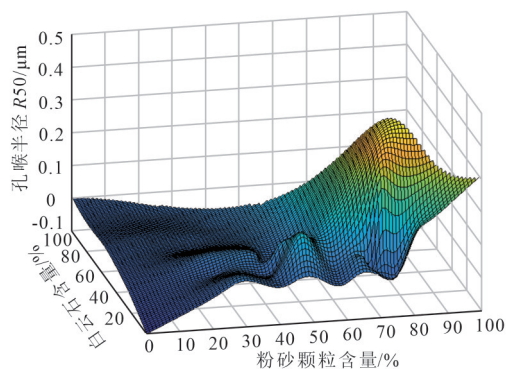


图5 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组粉砂颗粒、白云石含量与孔喉半径关系

Fig. 5 Relationship between silty grain, dolomite content and pore-throat radius in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

2) 适量白云石含量能有效改善储层品质。随泥晶白云石增多,孔隙度外包络呈现“增加—减小—稳定”的变化趋势(图6),白云石含量在7%~20%时对应孔隙度最大,超过40%时,孔隙度趋于稳定。这可能归因于两方面:一是白云石脆性强,适量白云石含量(7%~20%)可增加岩石抗压性<sup>[1]</sup>,有效抑制压实作用对孔隙空间的破坏;二是白云石多形成于较深水环境<sup>[16]</sup>,含适量白云石的储层(如云质粉砂岩)紧邻源岩或一体,容易发生大面积溶蚀<sup>[25-26]</sup>(图1e,图2c),改善储集空间。当白云石含量较低时(<7%),白云石对孔隙空间的改善作用有限,而白云石含量较多时(>

20%),尽管岩石脆性矿物增多,但偏粗组分(如粉砂颗粒)含量变少,晶间孔比例增多,孔隙空间变小。另外,与粉砂岩相比,(含)云质粉砂岩的方解石含量偏低(表1),在孔隙度和孔喉半径等参数上的变化范围小(表1),非均质性变弱。

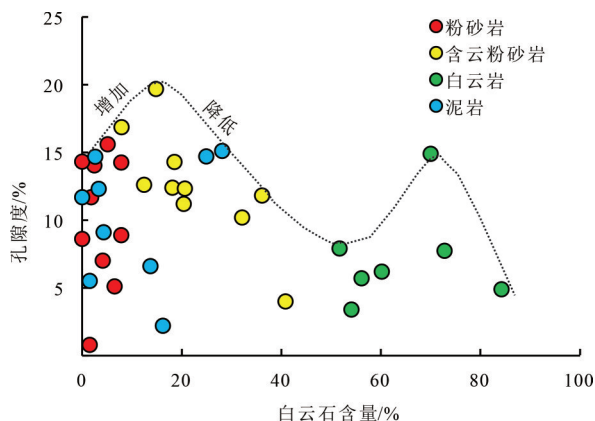


图6 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组白云石含量与孔隙度关系

Fig. 6 Correlation between dolomite content and porosity in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

3) 胶结物含量对页岩油储层品质具有消极作用。胶结物包括方解石和粘土矿物,其中方解石对粉砂岩影响较大,其呈镶嵌状充填在颗粒间(图1d)或交代长石矿物(图2e),降低孔隙空间<sup>[23]</sup>;粘土矿物的影响体现在两方面:一是其与偏泥组分呈正相关,泥岩类粘土含量最高(表1),物性最差;二是粘土胶结多呈发丝状分布在孔隙或喉道内(图2c,f),分割孔隙或堵塞喉道<sup>[27]</sup>,导致物性变差。

### 3.2 优质储层空间分布规律

沉积环境决定了芦草沟组岩石组分的分布,控制优质储层的发育规律。粉砂组分主要来自陆源输入,随搬运距离增加,粒度减小,长石含量降低(表1),因此“近物源”是粉砂颗粒发育的关键,比如远砂坝和滨岸砂坝等微相均利于优质储层的发育<sup>[2]</sup>。“高能环境”也是优质储层发育的重要因素,水动力增强,可改善粉砂颗粒的分选性,将泥级组分搬运至更远处沉积,也可使之前未固结的白云岩搬运后再沉积(比如形成砂屑白云岩)<sup>[2]</sup>,因此云砂坪等微相也利于形成优质储层;同时,“古凹”控制优质储层的发育规模,在整体咸湖背景下,古凹水深相对大,形成适量白云石<sup>[16]</sup>,减小方解石胶结,还为有机质富集提供场所,形成良好源-储配置,利于溶蚀孔隙形成,改善储层品质。因此,“近物源、高能环境及古凹背景”共同控制优质储层的展布。

芦草沟组优质储层均紧邻物源发育,随物源距离增加,储层类型变差(图7);与芦草沟组二段(芦二段)二亚段相比,芦草沟组一段(芦一段)二亚段沉积时期古凹范围更广,粒间孔型储层更发育。

## 4 含油性影响因素及分级评价

### 4.1 含油性影响因素

芦草沟组页岩油含油性受源-储配置关系的影响。根据烃源岩和储层评价结果,将源-储组合划分为3类:邻源-厚储型、源-储互层型和源-储一体型,其中邻源厚储型是指大套储层段(厚度>3 m)内不发育有效烃源岩<sup>[6]</sup>,主要靠邻源供烃,含油性受源岩品质、储层物性和厚度的共同影响。该类型主要发育在芦二段二亚段2号层中,储层类型以粒间孔型和粒间-溶蚀-晶间孔型为主,物性较好,但含油性丰度变化快;源-储互层型指薄储层与有效源岩互层发育,自生烃为辅、邻源供烃为主,含油性主要受储层物性影响,含油性非均质性弱,该类型主要发育在芦一段二亚段1—3号层中,储层以溶蚀孔型为主,其次为粒间孔型;源-储一体型主要针对纯泥岩类或泥晶白云岩类,含油性较好,但储层类型以溶蚀-晶间孔型和晶间孔型为主,物性及孔喉最差。图8展示了不同组合模式下含油性与物性间关系,随物性增加,岩心含油饱和度整体呈增大趋势,但分布分散。尤其是邻源-厚储组合,在较高物性时,含油性也表现出较强非均质性。在相同物性条件下,邻源-厚储组合的含油丰度明显低于其他组合(图8)。

在相同源-储组合模式下,页岩储层含油性受孔喉结构的控制。统计源-储互层或一体组合下不同含油级别样品孔喉频率分布(图9),富含油和油浸级别的样品,对应最大的孔喉分布,孔喉分布范围宽,粒间孔和溶蚀孔发育比例超60%,孔喉连通性好,岩石中水可动性好,在较低压差下即可被油替换,含油丰度高;而随含油级别降低(油斑或油迹),孔喉明显变小,分布范围变窄,溶蚀孔和晶间孔为主,含油丰度中等;对于荧光样品,孔喉分布最小,分选差,以粘土和白云石晶间孔及少量溶蚀孔组成,溶蚀孔占比低于10%,原油充注难度加大,含油丰度低。因此,孔喉分布明显决定着页岩油储层的含油丰度(图9),确定孔喉半径15 nm和70 nm为荧光、油迹/油斑、油浸/富含油样品的分界线,表明地下原油能充注到孔喉半径大于15 nm的空间中,当孔喉半径大于70 nm



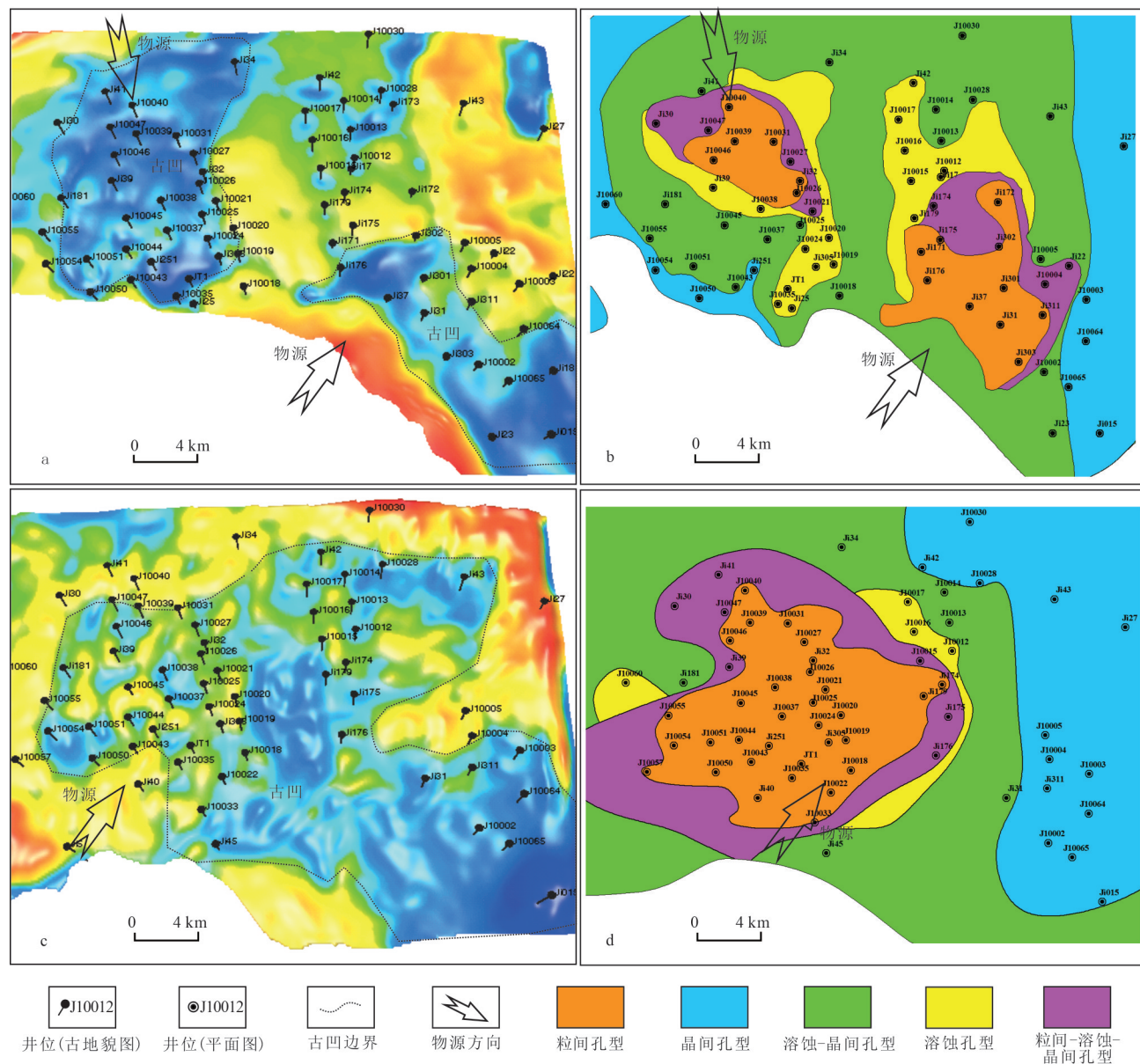


图7 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组物源、古地貌与优质储层空间展布

Fig. 7 Provenance, paleogeomorphology and spatial distribution of high-quality reservoirs of the

Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

a. 芦二段二亚段2号层古地貌; b. 芦二段二亚段2号储层类型展布; c. 芦一段二亚段2号层古地貌; d. 芦一段二亚段2号层储层类型展布

时,页岩油储层的含油丰度明显变好,储层可动性也明显增强(图4)。

#### 4.2 含油性分级评价

页岩油单井试油产能差异较大,试油产能与含油性关系密切,因此急需基于含油性建立页岩油油层分类标准,指导页岩油油层分类及甜点优选。芦草沟组表征含油性的实验数据主要包括荧光薄片(含油级别)、检测含水饱和度和热解等。岩心含油饱和度与含油级别具有明显相关性,含油饱和度越高、含油级别明显变好,说明实验结果较为可靠。因此主

要借助含油级别、检测饱和度实验结果,结合含油性和孔喉半径间关系,进行芦草沟组油层分类评价。根据孔喉半径与含油饱和度间关系(图10a),确定孔喉半径均值15,30和70 nm是含油性明显变化的3个拐点,对应含油饱和度分别为40%,53%和70%。以此为界,在孔隙度和含油饱和度分布图中,确定孔隙度界线分别为11%,6.5%和5%(图10b),进而将油层划分为无效、Ⅲ类、Ⅱ类和Ⅰ类油层,对应含油级别以荧光+无显示、荧光+油迹、油迹+油斑、油浸+富含油为主。

不同类型油层产能及稳产期含水率具有明显差异

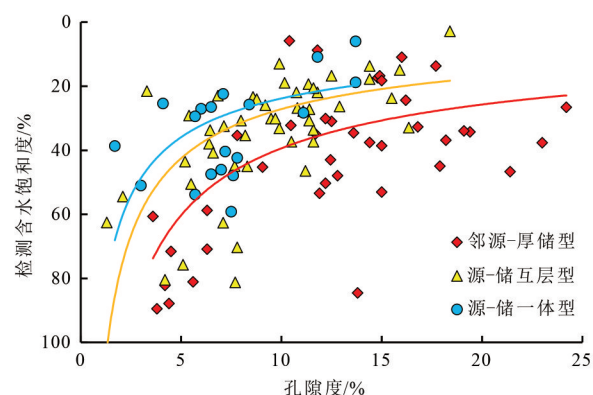


图8 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组不同源-储组合模式下含油性与物性关系

Fig. 8 Correlation between oil-bearing property and physical property under different source-reservoir configurations in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

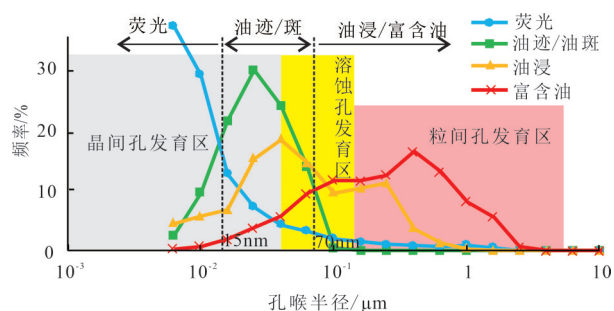


图9 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组不同含油级别样品孔喉半径频率分布

Fig. 9 Distribution frequency of pore throats of samples different in oil-bearing levels in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

(图11),验证了油层分类的合理性。I类油层试油产能均大于 $0.7 \text{ t}/(\text{d}\cdot\text{m})$ ,稳产期含水率多小于30%,开发效果最佳;II类油层产能明显降低,含水率分布在25%~60%;III类油层产能普遍低于 $0.2 \text{ t}/\text{d}$ ,含水率最高(>90%),开发效果最差。

油层甜点与优质储层分布具有较好继承性。I类油层孔喉半径多大于70 nm,以粒间孔型、粒间-溶蚀-晶间孔型储层为主,主要对应粉细砂岩、含云质粉砂岩、粉砂质白云岩和砂屑白云岩等岩性;II类油层孔喉半径均值在30~70 nm,以溶蚀孔型、粒间-溶蚀-晶间孔型储层为主,主要对应白云质粉砂岩、泥质粉砂岩等;III类油层孔喉半径均值在15~30 nm,以溶蚀-晶间孔型储层为主,对应泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、含灰粉砂岩等。芦一段二亚段优质储层发育,源-储互层或一体,储层含油丰度高,油层甜点发育规模大,为该区域页岩油重点开发层系。

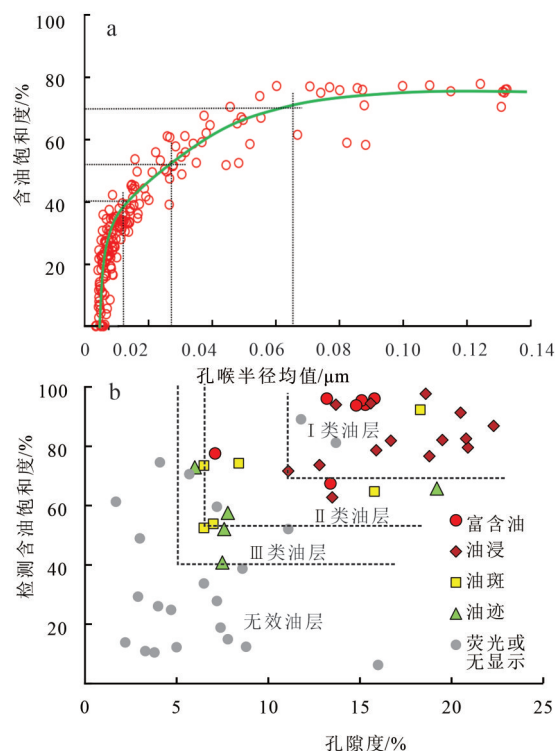


图10 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组孔喉半径与含油饱和度关系(a)及油层分类(b)

Fig. 10 Relationship between pore-throat radius and oil saturation (a), and a chart showing oil layer classification of the Permian Lucaogou Formation (b), Jimsar Sag, Junggar Basin

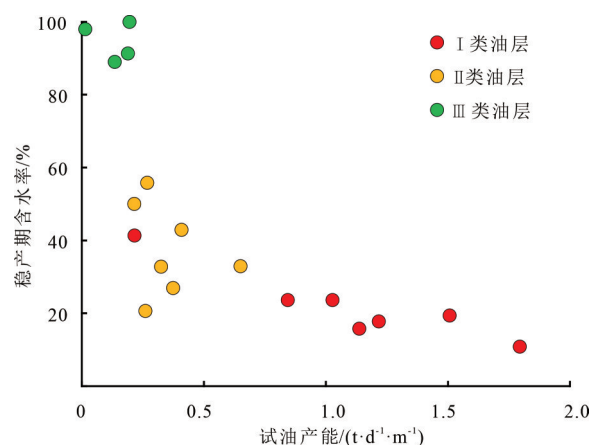


图11 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组不同类型油层产能与含水率关系

Fig. 11 Correlation of productivity and water cut for different types of oil layers in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

## 5 结论

1) 基于孔喉组合类型,将芦草沟组页岩储层划分



为粒间孔型、溶蚀孔型、晶间孔型、粒间-溶蚀-晶间孔型和溶蚀-晶间孔型5类,粒间孔型的物性及可动性最好,分布在粉细砂岩和砂屑白云岩等岩性,其次为溶蚀孔型和粒间-溶蚀-晶间孔型,分布于云质粉砂岩和泥质粉砂岩中,溶蚀-晶间孔型和晶间孔型储层物性及可动型最差,分布于泥岩类、泥质白云岩和灰质粉砂岩中。

2) 较多的偏粗组份、适中白云石含量(5%~20%)和低胶结物含量是芦草沟组优质储层形成的必要条件,优质储层主要发育在近物源和高能沉积环境下,且古凹控制优质储层的发育规模。

3) 芦草沟组页岩油含油性受源-储组合类型控制,源-储互层或一体型含油性明显好于邻源-厚储型;相同源-储组合模式下,孔喉分布决定着页岩油储层的含油丰度及可动性,15 nm可作为页岩油储层充注的孔喉半径下限,当孔喉半径均值大于70 nm时,含油级别以油浸和富含油为主。

4) 基于孔喉结构及含油性关系,建立芦草沟组页岩油油层分类评价标准,与试油结果相关性好;芦一段二亚段优质储层发育规模大,源-储互层或一体型,含油丰度高,I类油层更为发育。

### 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] 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 Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 636-648.
- [3] 金之钧,白振瑞,高波,等. 中国迎来页岩油气革命了吗?[J]. 石油与天然气地质,2019,40(3):451-458.  
Jin Zhijun, Bai Zhenrui, Gao Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution?[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451-458.
- [4] 张方,高阳,彭寿昌,等. 湖相混积岩碳酸盐组分成岩作用及其孔隙结构特征——以新疆吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 断块油气田,2020,27(5):567-572.  
Zhang Fang, Gao Yang, Peng Shouchang, et al. Diagenesis and pore structure characteristics of carbonate component of lacustrine mixed rocks: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Xinjiang[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(5):567-572.
- [5] 宋永,周路,郭旭光,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组湖相云质致密油储层特征与分布规律[J]. 岩石学报,2017,33(4):1159-1170.  
Song Yong, Zhou Lu, Guo Xuguang, et al. Characteristics and occurrence of lacustrine dolomitic tight-oil reservoir in the Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag, southeastern Junggar Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2017, 33(4): 1159-1170.
- [6] 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 Jimusar Sag, Permian Lucaogou Formation [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(2):385-390.
- [7] 王璟明,肖佃师,卢双舫,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩储层物性分级评价[J]. 中国矿业大学学报,2020,49(1):172-183.  
Wang Jingming, Xiao Dianshi, Lu Shuangfang, et al. Classification evaluation of shale oil reservoir physical properties in Lucaogou Formation, Jimsar Sag [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1):172-183.
- [8] 柳波,石佳欣,付晓飞,等. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件——以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J]. 石油勘探与开发,2018,45(5):828-838.  
Liu Bo, Shi Jiaxin, Fu Xiaofei, et al. Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: A case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 828-838.
- [9] 徐雄飞,于祥春,卿忠,等. 三塘湖盆地芦草沟组岩相特征及其与页岩油藏的关系[J]. 新疆石油地质,2020,41(6):677-684.  
Xu Xiongfei, Yu Xiangchun, Qing Zhong, et al. Lithofacies characteristics and its relationship with shale oil reservoirs of Lucaogou Formation in Santanghu Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(6):677-684.
- [10] 王伟,赵延伟,毛锐,等. 页岩油储层核磁有效孔隙度起算时间的确定——以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层为例[J]. 石油与天然气地质,2019,40(3):550-557.  
Wang Wei, Zhao Yanwei, Mao Rui, et al. Determination of the starting time for measurement of NMR effective porosity in shale oil reservoir: A case study of the Permian Lucaogou shale oil reservoir, Jimusar Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 550-557.
- [11] Xiao D S, Jiang S, Thul D, et al. Combining rate-controlled porosimetry and NMR to probe full-range pore throat structures and their evolution features in tight sands: A case study in the Songliao Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 83: 111-123.
- [12] Yao Y B, Liu D M. Comparison of low-field NMR and mercury intrusion porosimetry in characterizing pore size distribution of coals [J]. Fuel, 2012, 95:152-158.
- [13] 闫建平,温丹妮,李尊芝,等. 基于核磁共振测井的低渗透砂岩

- 孔隙结构定量评价方法——以东营凹陷南斜坡沙四段为例[J]. 地球物理学报, 2016, 59(4): 1543–1552.
- Yan Jianping, Wen Danni, Li Zunzhi, et al. The quantitative evaluation method of low permeable sandstone pore structure based on nuclear magnetic resonance (NMR) logging[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2016, 59(4): 1543–1552.
- [14] 韩成, 陈旋, 陈杰, 等. 三塘湖盆地芦草沟组页岩油测井评价技术进展[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(6): 740–747.
- Han Cheng, Chen Xuan, Chen Jie, et al. Progress of well logging evaluation techniques for shale oil of Lucaogou Formation in Santanghu Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(6): 740–747.
- [15] Washburn E W. The dynamic of capillary flow[J]. Physical Review, 1921, 17: 273.
- [16] 李书琴, 印森林, 高阳, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混合细粒岩沉积微相[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(2): 235–249.
- Li Shuqin, Yin Senlin, Gao Yang, et al. Study on sedimentary microfacies of mixed fine-grained rocks in Lucaogou Formation, Jim-sar Sag, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(2): 235–249.
- [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] 马明伟, 祝健, 李嘉成, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储集层渗吸规律[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 702–708.
- Ma Mingwei, Zhu Jian, Li Jiacheng, et al. Imbibition law of shale oil reservoirs in the Lucaogou Formation in Jimsar Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 702–708.
- [19] 王剑, 周路, 靳军, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层孔隙结构、烃类赋存及其与可动性关系[J]. 石油实验地质, 2021, 43(6): 941–948.
- Wang Jian, Zhou Lu, Jin Jun, et al. Pore structure, hydrocarbon occurrence and their relationship with shale oil production in Lucaogou Formation of Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(6): 941–948.
- [20] Zhu R, Zou C, Zhang N, et al. Diagenetic fluids evolution and genetic mechanism of tight sandstone gas reservoirs in Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin, China[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 2008, 51(9): 1340–1353.
- [21] 杨超, 熊永强, 张金川. 中国不同沉积类型页岩生烃有机孔发育差异[J]. 地球化学, 2019, 48(6): 544–554.
- Yang Chao, Xiong Yongqiang, Zhang Jinchuan. Developmental differences of secondary organic pores among marine, lacustrine, and transitional shale in China[J]. Geochimica, 2019, 48(6): 544–554.
- [22] 肖佃师, 卢双舫, 房大志, 等. 海相高成熟页岩气储层孔隙连通关系——以彭水地区龙马溪组为例[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 45–53.
- Xiao Dianshi, Lu Shuangfang, Fang Dazhi, et al. Pore connectivity of marine high-maturity shale gas reservoirs: A case study in Longmaxi Formation, Pengshui area[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 45–53.
- [23] 董岩, 肖佃师, 彭寿昌, 等. 页岩油层系储集层微观孔隙非均质性及控制因素——以吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2021, 40(1): 115–123.
- Dong Yan, Xiao Dianshi, Peng Shouchang, et al. Heterogeneity of microscopic pores in shale oil reservoir and its controlling factors: Taking the Lucaogou Formation in the Jimsar Sag as an example[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2021, 40(1): 115–123.
- [24] 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.
- [25] 蒯克来, 操应长, 朱如凯, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密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 Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1495–1507.
- [26] 曹元婷, 潘晓慧, 李菁, 等. 关于吉木萨尔凹陷页岩油的思考[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(5): 622–630.
- Cao Yuanling, Pan Xiaohui, Li Jing, et al. Discussion on shale oil in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(5): 622–630.
- [27] Wilson L, Wilson M J, Green J, et al. The influence of clay mineralogy on formation damage in north sea reservoir sandstones: A review with illustrative examples[J]. Earth Science Review, 2014, 134: 70–80.

(编辑 梁 慧)