

吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油 储层特征及含油性

许琳¹,常秋生¹,杨成克²,陶亲娥¹,王仕莉¹,费李莹¹,徐士陆³

(1. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院,新疆克拉玛依 834000; 2. 中国石油新疆油田分公司实验检测研究院,新疆克拉玛依 834000; 3. 河北省煤田地质局物测地质队,河北邢台 054000)

摘要:在岩心观察和薄片鉴定的基础上,结合扫描电镜、物性与地球化学分析等资料,对吉木萨尔凹陷芦草沟组储层特征、控制因素及储层含油性进行了研究。分析认为芦草沟组形成于咸化湖盆的沉积环境,发育一套湖相暗色泥、粉细砂及碳酸盐的细粒混杂沉积,岩性主要由粉细砂、泥及碳酸盐组成的混积岩,且粉细砂、泥及碳酸盐具呈薄层状富集的特征。储集空间类型以粒间溶孔与晶间微孔为主、剩余粒间孔次之、裂缝少量,影响芦草沟组页岩油储层发育的控制因素包括沉积相、岩性、有机碳含量和成岩作用等。吉木萨尔凹陷芦草沟组储层物性对含油性有明显的控制作用,白云质岩中油膜发育;储层的润湿性以中性为主,部分达到亲油,场发射扫描电镜发现了“大孔亲油、含油,小孔亲水、含水”的储层微观润湿性特征,表明吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层具有良好的含油性,这为本地区页岩油的勘探与开发奠定了良好的基础。

关键词:含油性;润湿性;储集空间;储层;页岩油;咸化湖盆;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

Characteristics and oil-bearing capability of shale oil reservoir in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

Xu Lin¹, Chang Qiusheng¹, Yang Chengke², Tao Qin'e¹, Wang Shili¹, Fei Liying¹, Xu Shilu³

(1. Exploration and Development Research Institute of Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;
2. Research Institute of Experiment and Detection, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;
3. Geophysical Prospecting and Surveying Team, Hebei Provincial Bureau of Coal Geology, Xingtai, Hebei 054000, China)

Abstract: The characteristics, controlling factors and oil-bearing capability of the Lucaogou reservoir in Jimusaer sag were studied based on core observation, thin section features, as well as data from scanning electron microscopy (SEM), physical and geochemical analysis. The results indicate that the sedimentary environment of the Lucaogou Formation is of saline lacustrine, in which a set of fine-grained hybrid sedimentation of lacustrine dark mudstone, silty-fine sand and carbonate was developed. Its lithology is mainly diamictite characterized by alternating thin beds of silty-fine sand, clay and carbonate. Reservoir space is dominated by intergranular dissolved pores and intercrystalline micro-pores, with residual intergranular pores ranked second and followed by a few cracks. The controlling factors for the reservoir properties of Lucaogou shale include sedimentary facies, lithology, organic carbon content (TOC) and diagenesis. The reservoir properties of the Lucaogou shale in the study area show a remarkable control on oil-bearing capability, and the oil film was well developed in dolomitic rocks. Reservoir wettability is primarily neutral, followed by localized lipophobicity. In addition, the reservoir micro-wettability change from oil-wet and oil-bearing to hydrophilic and moisture-containing with smaller pore sizes, as showcased by the field emission scanning electron microscopy. It demonstrates that the shale oil reservoir in the Lucaogou Formation, Jimusaer sag, is capable of high saturation oil-bearing, which has laid a sound foundation for the shale oil exploration and development in the region.

Key words: oil-bearing property, wettability, reservoir space, reservoir, shale oil, saline lacustrine basin, Lucaogou Formation, Jimusaer sag, Junggar Basin

收稿日期:2019-02-12;修订日期:2019-03-19。

第一作者简介:许琳(1985—),女,工程师,沉积储层。E-mail: dqxulin@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05046-006-004);中国石油股份有限公司专项(2017E-0402)。

2 储层基本特征

2.1 储层沉积相特征

根据岩石微量元素资料分析(表1),吉木萨尔凹陷芦草沟组沉积时湖水盐度较高,为缺氧的还原环境,有利于有机质富集和准同生白云岩化^[16]。一般来说,淡水沉积物中Sr/Ba值小于1,而盐湖(海相)沉积物中Sr/Ba值大于1^[17];盐湖(海相)沉积物中B/Ga值一般大于4.5,V/(V+Ni)值在(0.6~0.82)为水体分层不强的还原环境,Th/U值在0~2指示缺氧还原环境^[18]。

芦草沟组岩石中存在大量咸化湖泊及缺氧还原环境的标志,指示芦草沟组形成于咸化湖盆的沉积环境及还原的地质背景。J173井芦草沟组发育含石膏假晶的泥晶云岩,后期石膏被硅质交代,残留石膏假晶。

地层中黄铁矿较发育,常可见团块状、斑状、针状、草莓状分布的黄铁矿^[19](图2)。

综上所述,吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组形成于持续沉降的咸化湖盆沉积环境^[20]。岩石粒级普遍较细,发育同生、准同生期云化作用形成的白云石。平面上,受古地貌、湖水盐度、湖水面的变化及湖水深度的影响,岩石中碳酸盐与泥、粉细砂呈此消彼长^[21]。由于受盆地周围河流、波浪、沿岸流等作用,主要发育两大沉积相类型,咸化湖泊相和三角洲相,发育碎屑滩、碳酸盐岩颗粒滩、混合滩、坝及三角洲前缘水下分流河道、远砂坝、席状砂等沉积微相类型^[22]。

2.2 储层岩石学特征

吉木萨尔二叠系芦草沟组主要发育一套暗色含云质的细粒沉积岩,为沉积于咸化湖泊中,受机械沉积作用、化学沉积作用等控制的粉细砂、泥、碳酸盐的混积岩^[23],岩石类型主要包括灰色泥岩、岩屑长石粉细砂

表1 吉木萨尔凹陷芦草沟组微量元素含量比值
Table 1 Ratios of trace element the Lucaogou Formation,Jimusaer sag

微量元素含量比	Sr/Ba	B/Ga	V/Ni	V/(V+Ni)	V/Cr	Th / U
变化范围	0.24~6.26	1.53~18.79	1.02~22.81	0.5~0.96	1.08~4.33	0.21~4.76
平均值	1.43	7.75	3.66	0.75	2.36	1.61

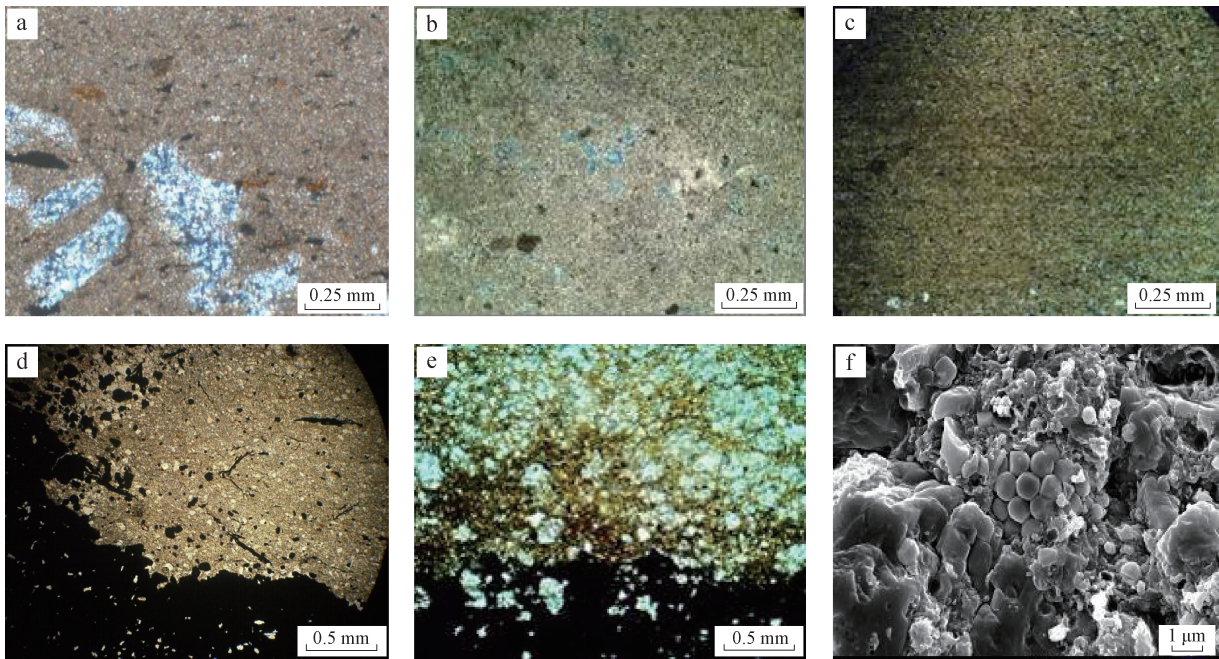


图2 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组咸化湖盆环境沉积特征

Fig.2 Sedimentary characteristics of saline lacustrine basins in the Permian Lucaogou Formation,Jimusaer sag

a. 含石膏假晶泥晶云岩,J173井,埋深3 082.76 m,岩石薄片(+);b.微泥晶云岩,发育白云石晶间溶孔 J174井,埋深3 119.23 m,岩石薄片;c.含粉砂质微泥晶云岩,J36井,埋深4 212.7 m,岩石薄片(-);d.含黄铁矿含粉砂质泥岩,发育斑状及针状黄铁矿,J174井,埋深3 227.98 m,岩石薄片(-);e.含粉砂质云质泥岩,含黄铁矿,J174井,埋深3 327.64 m,岩石薄片(-);f.草莓状黄铁矿集合体,J174井,埋深3 152.98 m,扫描电镜照片

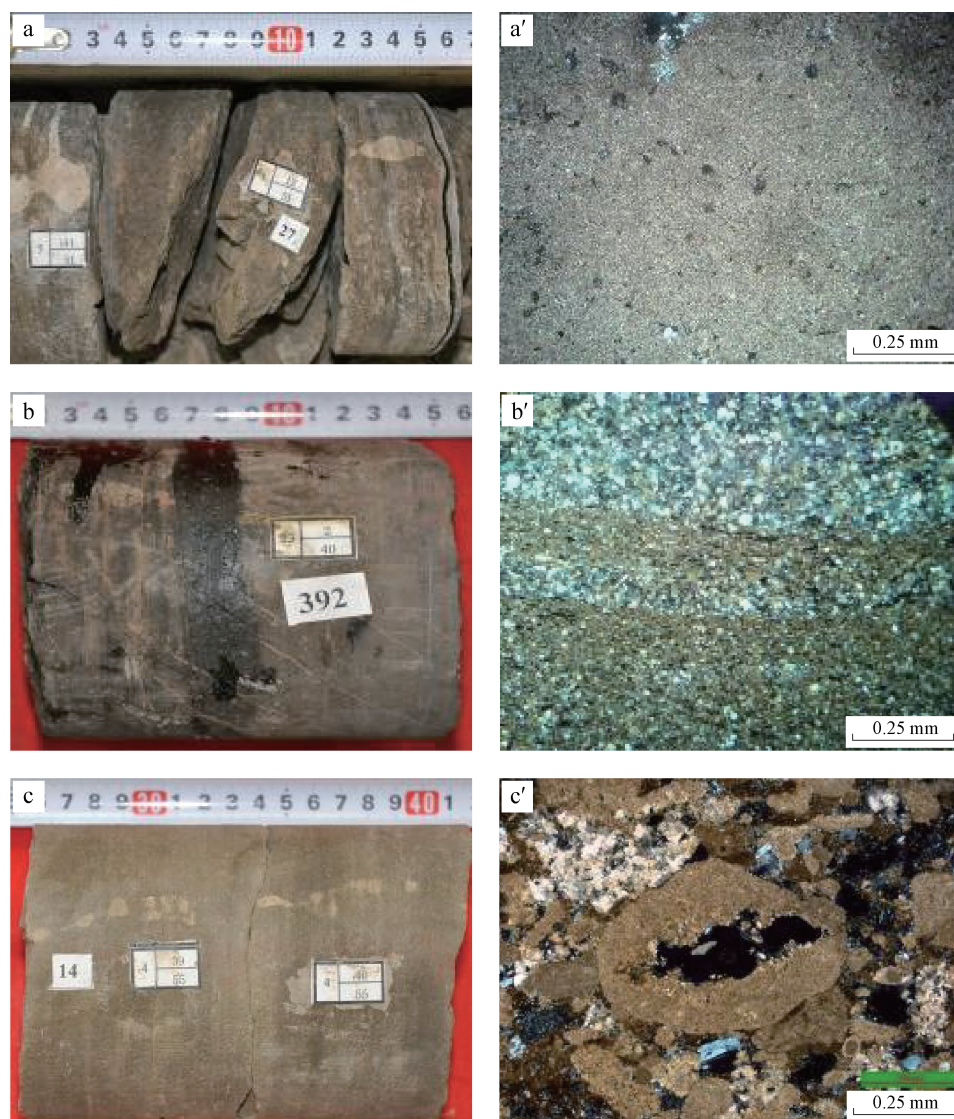


图3 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组主要岩石类型

Fig. 3 The main rock types of the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

a. 含粉砂质泥晶云岩, J174 井, 埋深 3 119.12 ~ 3 119.44 m, 岩心照片; a'. 为 a 的岩石薄片 (+); b. 含泥云质粉砂岩, J174 井, 埋深 264.55 ~ 3 264.70 m, 岩心照片; b'. 为 b 的岩石薄片 (+); c. 砂屑云岩, J174 井, 埋深 3 114.8 m, 岩心照片; c'. 为 c 的岩石薄片 (+)

岩、云屑砂岩、砂屑云岩、粉砂质白云岩、泥晶白云岩及(含)云质粉细砂岩(图3), 其中粉细砂岩、砂屑云岩与白云质粉砂岩为最主要的储集岩。由于受准同生及调整白云石化等作用, 岩石中普遍发育泥晶、微晶白云石, 岩石中碎屑粒径普遍较细, 粉细砂、泥质及云质等混积特征明显, 富集层多呈互层状分布, 为一套典型的源储一体的页岩油储层^[24]。

根据岩石薄片及扫描电镜鉴定结果统计, 该区岩石中矿物成分可达 12 种, 各种组分在垂向上变化较大, 粘土矿物含量较低, 普遍含碳酸盐, 矿物类型主要为白云石、石英和斜长石, 含量为 20% ~ 25%, 主要以泥微晶白云石、云灰屑、方解石、白云石胶结物及交代产物形式产出。碎屑颗粒磨圆度主要为次棱角状, 分

选较差, 以颗粒支撑为主, 接触方式主要为线-点状、点-线状接触。胶结类型以压嵌式-孔隙式为主, 压嵌式次之。

2.3 储层物性特征

根据岩心覆压孔渗分析数据, 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组上储层段覆压孔隙度为 5.27% ~ 19.84%, 平均 10.84%, 覆压渗透率为 $0.0004 \times 10^{-3} \sim 1.950 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $0.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 芦草沟组下储层段覆压孔隙度为 5.64% ~ 20.72%, 平均 11.2%, 覆压渗透率为 $0.002 \times 10^{-3} \sim 2.764 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $0.009 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 2)。说明芦草沟组岩石物性差, 储层非常致密。

表2 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组孔隙度与渗透率

Table 2 Statistics of porosity and permeability in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

层位	覆压孔隙度/%			覆压渗透率/(10 ⁻³ μm ²)		
	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值
上储层段	19.84	5.27	10.84	1.950	0.000 4	0.014
下储层段	20.72	5.64	11.20	2.764	0.002 0	0.009

2.4 储集空间类型及特征

根据岩石薄片、铸体薄片与扫描电镜等分析研究,吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组储层孔隙可分为原生孔隙、次生孔隙及裂缝三大类,以粒间溶孔与晶间微孔(包括晶间孔及晶间溶孔)为主、剩余粒间孔次之、裂缝少量。

2.4.1 原生孔隙

剩余粒间孔:是在沉积作用之后经过机械压实、各种胶结作用后残余的粒间孔隙^[25],孔隙边缘清楚,颗粒轮廓清晰,颗粒表面没有受到明显的溶蚀且粒间干净,粒间胶结物晶体的外边缘平整清晰^[26],残余的原生粒间孔,是比较理想的储集空间,多呈三角、四边形,大小和分布较均匀^[27](图4a,b),主要发育在粉细砂岩、云屑(云质)粉细砂岩及泥质粉砂岩中,砂屑云岩中也可见到,通常被自生矿物部分充填,是储层中重要的孔隙类型之一。

生物格架孔:主要来源于硅藻化石,包括圆筛状和鞭状两种硅藻化石^[28],其圆孔状和微缝状的孔隙与其他类型的孔、缝有效连通,成为储集空间的一部分(图4d)。

2.4.2 次生孔隙

颗粒溶孔:据镜下观察,颗粒溶孔分为粒内溶孔和铸膜孔两类,主要为砂屑、砾屑、鲕粒、长石碎屑、岩屑、生物体腔等发生部分或整个溶蚀,孔隙形态不规则,大小、分布不均匀,普遍发育在储层中的大部分岩性中,是储层中最主要的孔隙类型,在微晶云岩、云质粉细砂岩中较常见(图4a,b,c,e)。

晶间孔:矿物晶体在沉淀及重结晶等作用过程中形成的晶体之间的孔隙,芦草沟组晶间孔种类较多,常见的有白云石晶间孔、钠长石晶间孔、方解石晶间孔及黄铁矿晶间孔等(图4f,g,h,i),其孔径一般较小,多为纳米级微孔;芦草沟组页岩油储层中白云石晶间孔较发育,白云石晶粒间孔隙,主要是准同生期后泥晶灰质向微晶、细晶转化的过程中体积逐渐减小而形成的孔

隙^[29],主要发育在泥粉晶云岩、微晶云岩、云质粉细砂岩等细粒岩石中,是储层中云质岩的主要孔隙类型之一。

基质溶孔:主要是粉、细砂岩粒间杂基被部分溶蚀形成,分布在下储层段储层中。

2.4.3 裂缝

吉木萨尔凹陷芦草沟组裂缝包括成岩压裂缝和构造缝两种类型,前者形状一般不规则,且多为碳酸盐矿物充填,受成岩压溶作用的影响形成的压溶缝(缝合线)^[30],主要发育在泥晶云岩中;而后者一般较为平直,少有自生矿物的充填,部分后期被充填、半充填,或被部分溶蚀(图4j,k,l),砂质泥岩、云质泥岩中较发育,部分为高角度缝。

3 储层控制因素

通过对各种资料综合分析,认为芦草沟组页岩油储层发育主要受沉积相、岩性、有机碳含量及成岩作用等多重因素的影响。

3.1 沉积环境与沉积相对储层物性的影响

芦草沟组沉积时期,气候干旱炎热,湖盆水体较深,水动力较弱,盐度高,水体咸化,湖盆底部为一个还原环境^[31-32],有利于有机质富集和准同生白云岩化,沉积类型控制砂体的发育、展布及储层物性的变化^[33]。

吉木萨尔凹陷芦草沟组发育上下两套储层段(表3),芦草沟组上段沉积相类型主要为浅湖相、滨浅湖相、滨湖相夹云泥坪相(图5a),平面上依次向东展布,主要岩性为内碎屑沉积的砂屑云岩、岩屑长石粉砂岩、云屑砂岩;中部主要为滨浅湖相沉积,储层岩性以云质粉砂岩为主,夹薄层状砂屑云岩,西部J30井附近发育浅湖沉积,主要储层岩性为云质粉砂岩,其中白云石含量较少,砂体单层厚度较薄。储层累计厚度13.4~43.0 m,平均为33 m。

芦草沟组下段沉积相类型主要为三角洲前缘、浅湖、浅湖夹半深湖和半深湖沉积(图5b)。岩性主要为三角洲远砂坝与席状砂的云质粉砂岩。凹陷的北部、东部、南部浅湖相云质粉砂岩发育;而凹陷西部半深湖相较为发育,其烃源-储层配置关系较好,有利于烃源岩的发育^[34]。储层累计厚度主要在17.5~67.5 m,平均为42.8 m。总体上,由凹陷边缘向凹陷中部、由凹陷西南部向凹陷东南部储层段发育程度有增厚的趋势。

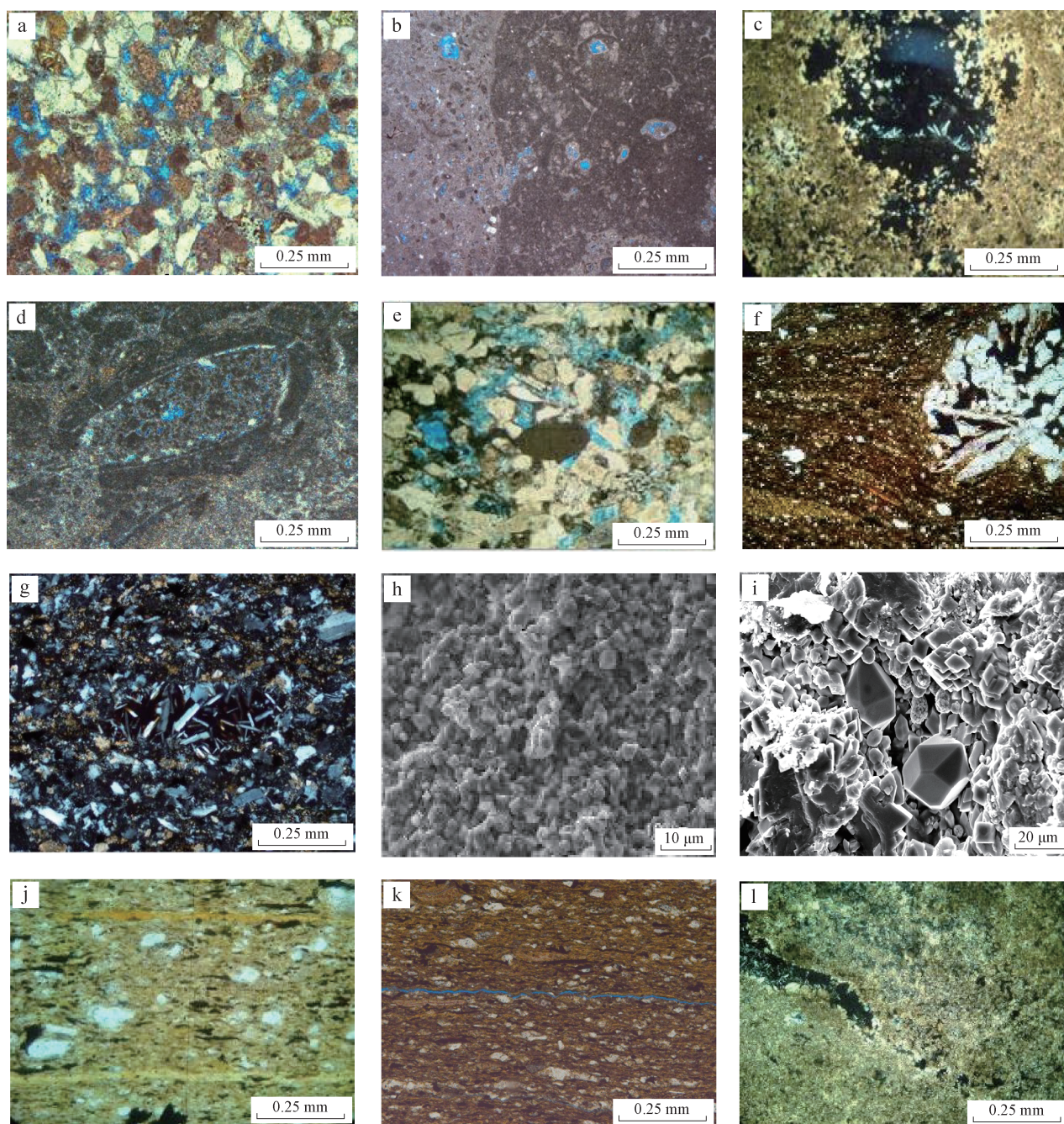


图4 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组主要储集空间类型

Fig. 4 The main reservoir space types of the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

a. 剩余粒间孔及颗粒溶孔较发育,部分长石及泥晶云质砂屑具溶蚀现象,J174井,埋深3 114.86 m,砂质砂屑云岩,(-)蓝色铸体,;b. 剩余粒间孔及粒间溶孔较发育,J174井,埋深3 112.09 m,砂屑云岩,(-)蓝色铸体;c. 溶蚀孔发育,J25井,埋深3 411.05 m,含粉砂质微晶云岩,具示底构造,溶蚀孔中被钠长石、方沸石、方解石半充填,(-)岩石薄片;d. 生物格架孔,J174井,埋深3 177.34 m,灰质粉砂岩,(-)蓝色铸体,;e. 颗粒溶孔即铸模孔较发育,部分长石及泥晶云岩岩屑具溶蚀现象,J174井,埋深3 143.30 m,云屑砂岩,(-)蓝色铸体,;f. 方解石晶间溶孔,方解石斑块中晶间溶孔发育,晶间溶孔中被沥青质充填,J174井,埋深3 320.44 m,纹层状含灰质含粉砂质云质泥岩,(-)岩石薄片,;g. 钠长石晶间孔,有机酸作用形成的溶蚀孔被自生钠长石半充填,发育钠长石晶间孔,J174井,埋深3 121.7 m,含泥质云质粉砂岩,(+)岩石薄片,;h. 白云石晶间孔,泥晶白云石呈自形松散堆积,白云石晶间孔发育,J174井,埋深3 255.1 m,泥晶白云岩,扫描电镜;i. 晶间孔发育,粒状石英与沸石类矿物、球状黄铁矿集合体中晶间孔发育,J174井,埋深3 155.32 m,白云质泥岩,扫描电镜;j. 含粉砂质碳质泥岩,裂缝中见褐黄色原油,J174井,埋深3 152.54 m,岩石薄片(-);k. 含粉砂云质泥岩,发育微裂缝,沿微裂缝具溶蚀现象,发育溶缝,J176井,埋深3 027.29 m,岩石薄片(+);l. 应力作用下产生的微裂缝,沿微裂缝具溶蚀现象,发育溶缝,J174井,埋深3 121.97 m,微晶云岩,岩石薄片(+)

表3 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层各类储集岩孔隙度和渗透率

Table 3 Porosity and permeability of various reservoir rocks in the Lucaogou shale reservoirs, Jimusaer sag

层位	沉积相	岩性	孔隙度/%		渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	
			区间值	平均值	区间值	平均值
P ₂ ^{l2}	浅湖相	云质粉砂岩	1.3 ~ 17.7	5.20	0.012 ~ 27.700	0.204
	滨浅湖相	岩屑长石砂岩/砂屑云岩	0.2 ~ 27.8	7.97	0.01 ~ 26.10	0.124
	滨湖夹云泥坪	白云质粉砂岩/灰质粉细砂岩	0.8 ~ 19.1	5.88	0.017 ~ 11.800	0.078
P ₂ ^{l1}	浅湖相	云质粉砂岩	2.42 ~ 11.60	7.57	0.004 ~ 27.000	0.370
	浅湖-半深湖相	云质粉砂岩/泥质粉砂岩	0.1 ~ 27.4	8.17	0.01 ~ 27.20	0.130
	半深湖相	云质粉砂岩/云质泥岩	1.0 ~ 13.5	7.20	0.012 ~ 2.860	0.049
	三角洲前缘	云质粉砂岩/中细砂岩	7.45 ~ 11.28	9.83	0.289 ~ 3.062	0.558

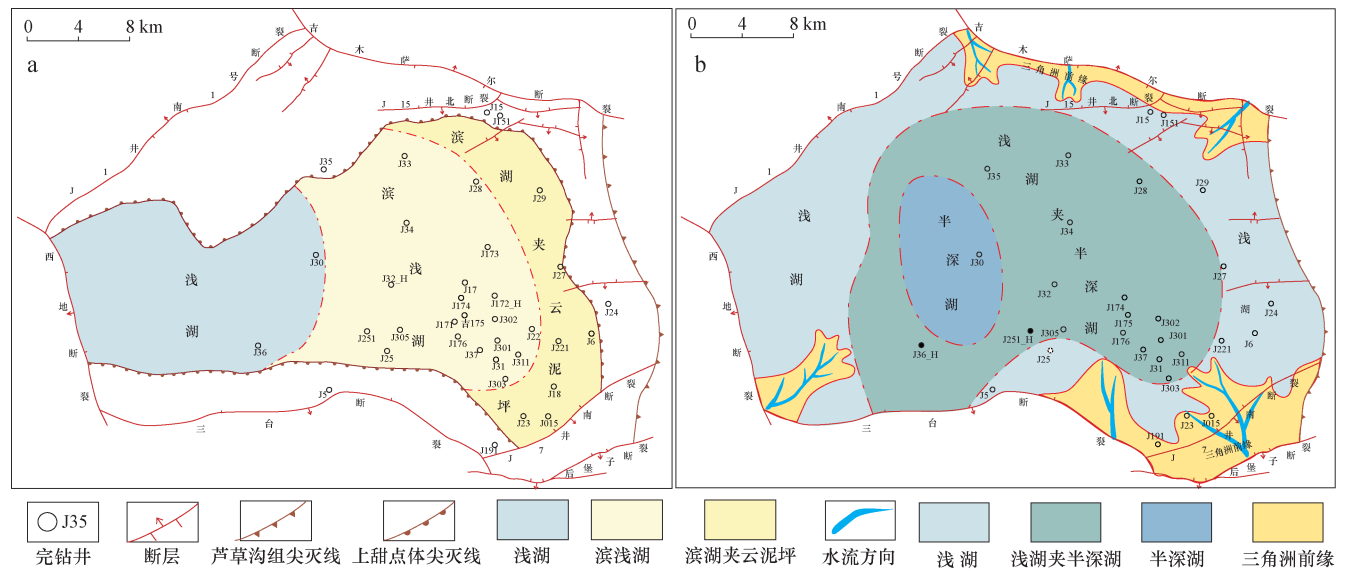


图5 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组沉积相

Fig.5 Sedimentary facies of the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

a. 二叠系芦草沟组上储层段(P₂^{l2}); b. 二叠系芦草沟组下储层段(P₂^{l1})

3.2 岩性对储层物性的影响

物源是形成储层最基本的物质基础,对储层储集性有直接影响^[35]。研究表明,吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层物源主要来自周边的古隆起,由于成岩演化过程中受咸化湖水及烃源岩演化的影响,成岩作用十分复杂,造成芦草沟组岩性变化较大^[36],组成岩石的矿物成分较多。不同岩性储集性能不同,分析吉木萨尔凹陷目的层15口取心井1023块岩心常规孔渗数据,表明粉细砂岩、云质粉砂岩及砂屑云岩储集性能相对较好(图6),孔隙度多大于10%,为主要的甜点储集岩类型。统计岩石薄片、X-衍射等资料,发现岩石中矿物成分普遍含有白云石,白云石含量与储层物性呈正相关关系。岩石中较高的白云石含量,可提高岩石的脆性,有利于进行大规模储层改造^[37]。

3.3 有机碳含量对储层物性的影响

吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层中部分层段含有大量泥岩,泥岩有机质丰度也是影响储层物性的影响因素之一。有机碳含量对储层物性的影响主要体现在有机质的分布状态^[38],孔隙度同TOC呈正相关关系(图7),有机碳含量越高,储层孔隙度越高,页岩油储层孔隙度与TOC大部分均在10%的范围内。通过对吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层岩心、铸体薄片和扫描电镜观察,储层中有机质含量较高的一般是纹层状灰岩、灰质泥岩及块状泥岩,其有机质演化孔也较为发育,在储层中有机质内部及边缘发育少量微裂缝,这既可能是由于干酪根生烃消耗有机成分而产生的孔缝^[39],也有可能是生烃消耗水分产生的收缩孔缝^[40],还可能是生烃增压而产生的孔缝等^[41]。另外,有机质与其相邻的矿物之间也

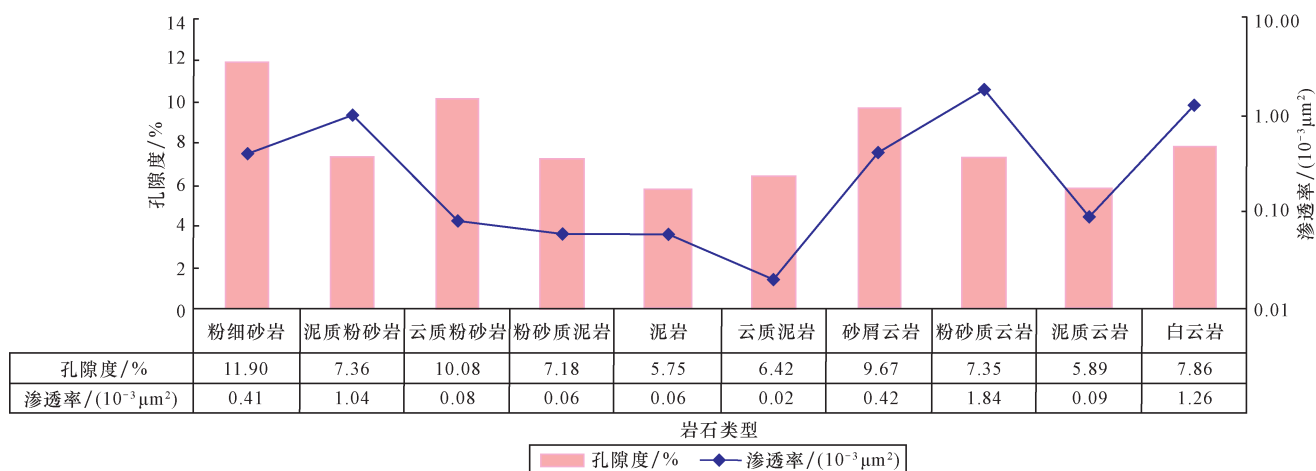


图6 吉木萨尔凹陷芦草沟组各类岩石常规孔隙度与渗透率关系直方图

Fig. 6 A histogram showing the relationship between conventional porosity and permeability in the Lucaogou Formation, Jimusaer sag

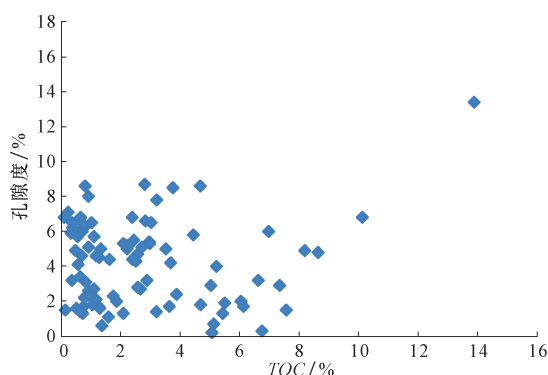


图7 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组孔隙度与 TOC 的关系

Fig. 7 Correlation between porosity and TOC in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

会产生生烃成因的孔缝,其成因可能与有机质收缩或生烃增压作用有关^[42]。

3.4 成岩作用对储层物性的影响

芦草沟组页岩油储层成岩作用复杂、类型多样,其中压实作用、胶结作用和溶蚀作用,对储层物性和孔隙发育影响显著。

压实作用主要发生在成岩早期,中等偏强,芦草沟组深度与孔隙度的关系表明,随着埋藏深度的增加,孔隙度略有减小,说明压实作用对储层物性有一定的破坏作用,溶蚀作用对储层物性有较强的改造作用,在3 400~3 600 m左右,存在次生孔隙发育带(图8)。

芦草沟组储层中胶结物类型丰富,胶结物种类主要包括沸石类、碳酸盐类、硅质类和粘土类等几种类型,含量最多的为方解石、白云石和方沸石等碳酸盐胶结物。胶结物的类型和含量与页岩油储层物性关系比较密切,对储层物性的影响比较大,直接关系到储层形

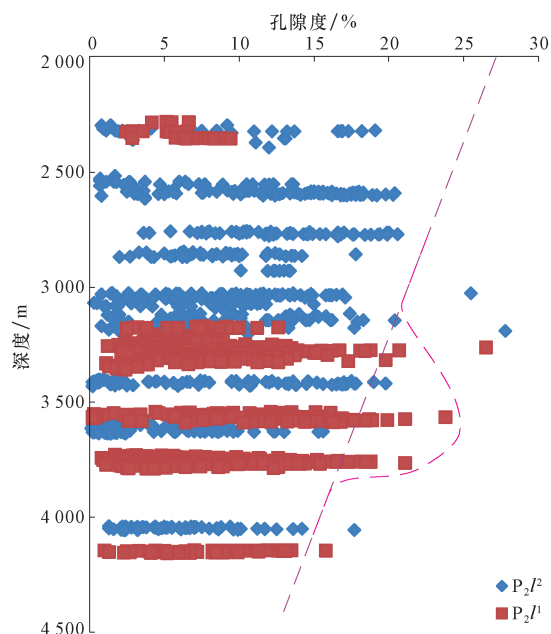


图8 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组孔隙度与埋深的关系

Fig. 8 Porosity vs. burial depth of the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

成过程中孔隙度大小和数量状况^[43]。胶结作用往往是破坏性成岩作用,但是早期胶结作用为后期储层物性的改善提供了物质基础。此外,这些胶结物在埋藏达到一定深度后,在合适的孔隙流体、环境介质及成岩温度作用下,将发生溶蚀作用,使得储层的次生孔缝增加,提高了岩石的孔渗条件^[44]。但是也有部分储集岩中碳酸盐胶结物含量较高,充填了大量粒间孔隙,造成储层物性急剧变差^[45]。

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储集层中的溶蚀作用比较发育。对所研究的样本进行镜下观察和扫描电镜分析发现,大量的溶蚀孔隙在溶蚀过程中出现,该储

层的储集性能被大大提高。储层中发生溶蚀作用和溶蚀孔隙的物质种类较多,包括以石英、长石颗粒等为主的碎屑颗粒发生溶蚀分解,以沸石、方解石、白云石为主的胶结物发生溶蚀分解,形成大量微、纳米级晶间孔;另有少量的云母溶孔、方解石溶孔的生成,以及微、泥晶的白云石、硅质、钠长石对剩余粒间孔及早期溶孔进行充填、分割,将造成孔隙吼道的堵塞^[46],使微、毫米级孔隙孔径大大缩小,对储集层物性产生不利影响。

3.5 裂缝发育程度

裂缝的发育程度对储层储渗性能有重要的影响:一方面可沟通裂缝周围各种孔隙,为溶孔、溶洞的发育提供通道条件,提高储集性能,另一方面,可改善储层渗流能力,有效提高油气产能^[47]。通过对吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层岩心观察、铸体薄片观察和成像测井观察,发现构造缝相对较少发育,只有在J34井和J174井构造缝密度相对较大,大于0.7条/m,其他井位构造缝较少发育,裂缝密度小于0.5条/m;天然裂缝也不发育,两向应力差大,不利于形成复杂缝网。

4 储层含油特征

4.1 原油赋存特征

研究表明,芦草沟组优质成熟烃源岩与致密储层成互层状直接接触,源储紧邻,含油性受源岩与云质岩分布控制,具有纵向上整体含油、平面上大面积连续分布的特点^[48]。实钻证实,芦草沟组岩性为黑灰色泥岩与细粒沉积物互层,油气显示极其丰富,岩屑见大段连续荧光,取心普遍见原油外渗。J174井芦草沟组钻井取心32筒,进尺246.01 m,心长245.41 m,收获率99.8%,油迹以上含油级别心长52.19 m,占岩心总长度的21.3%(表4),其余具连续、大段荧光显示,揭示了芦草沟组良好的含油性。芦草沟组储层含油性受岩性和物性的影响明显,芦草沟组储层含油性相对较好的岩性是白云岩、白云质粉砂岩、砂屑白云岩和粉砂岩等,相对较差的一般为泥岩。此外,物性好的储层含油性好于物性差的储层^[49]。

图9为J176井和J34井49个密闭取心样品分析得到的孔隙度与含油饱和度交会图,含油饱和度和孔隙度呈半对数相关关系,孔隙度越大,含油饱和度越高,物性对含油性有明显的控制作用。

表4 芦草沟组不同含油级别的岩心长度及比例

Table 4 The length and recovery ratios of cores at various oil-bearing levels in the Lucaogou Formation

含油级别	含油	油浸	油斑	油迹	荧光
岩心长度/m	6.62	7.28	14.55	23.74	193.22
占总岩心长度比例/%	2.70	2.97	5.93	9.67	78.73

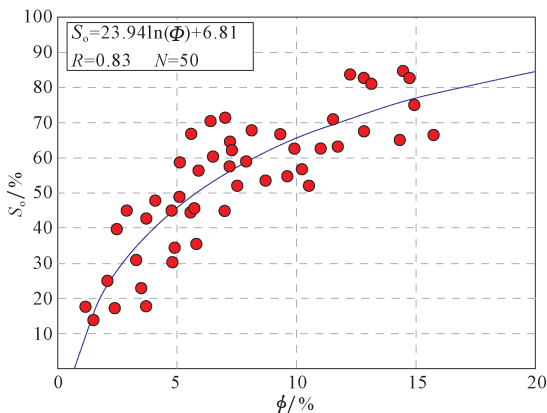


图9 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组孔隙度(Φ)与含油饱和度(S_o)的关系

Fig. 9 Correlation of porosity(Φ) and oil saturation(S_o) in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

通过岩心观察、岩石薄片、扫描电镜与含油饱和度联测分析,发现页岩油储层主要存在的赋存形态为油膜(图10),岩心普遍含油,具明显油浸特征,含油量较大,油膜赋存于被敲开的新鲜粒间孔中,呈不规则粘连长条状;微观上,云质岩岩样新鲜断面扫描电镜观察,岩石中发育大量的微晶状钠长石、石英、白云石等矿物晶间孔,晶间孔多被油膜包裹;通过间断性观察,发现晶间孔中被油膜充填及包裹的现象随着时间的延长有增加的趋势,被油膜包裹及充填的孔隙比例增加,早期充填和包裹的油膜主要发育在纳米级晶间孔,随着时间的推移,微米级的孔隙也逐渐被充填。

为了进一步了解油膜的特征,通过场发射扫描电镜分析发现油膜主要赋存于粒间孔和微裂缝,赋存空间相对较大,粒间孔平面尺寸主要为 $(0.18 \sim 0.8 \mu\text{m}) \times (0.18 \sim 0.8 \mu\text{m})$,油膜形状不规则,粒间孔或微裂缝的形状控制了油膜的赋存规模,油膜主要呈浸染粘连状形态赋存于粒间孔或微裂缝中^[50](图11a,b);由于扫描电镜受放大倍数的限制,油膜厚度无法测量,可观察到油膜厚度较均匀,在部分矿物晶体表面断续分布,并有脱落和叠置的现象。不同的矿物晶体及同一矿物不同的晶面,粘附油膜的能力存在差异^[51]。

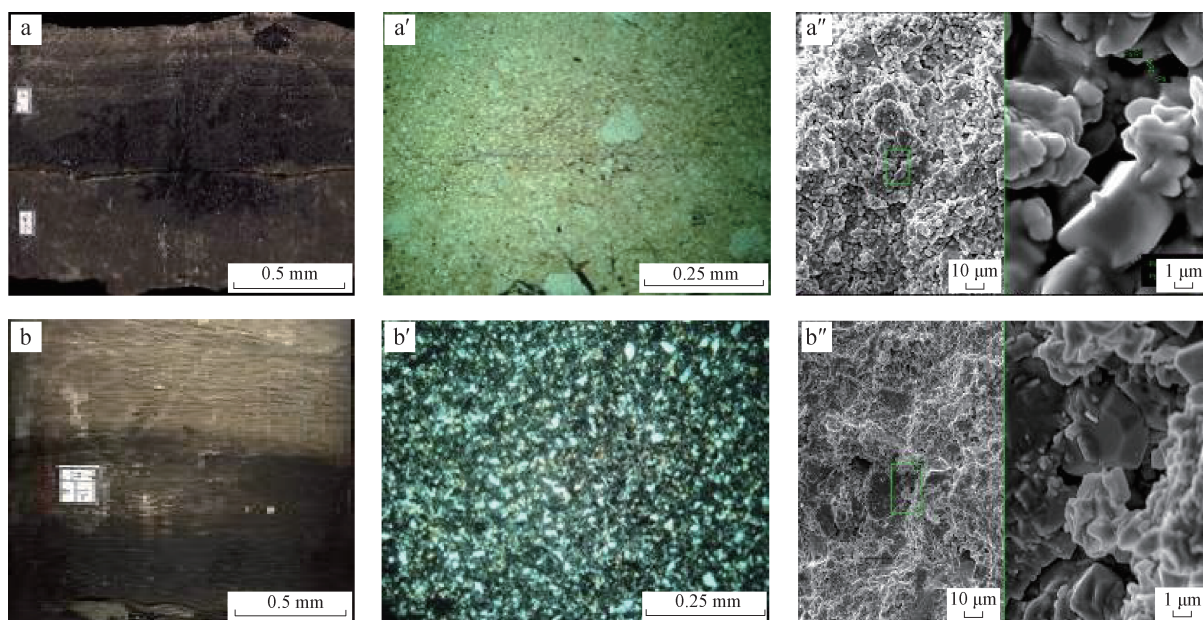


图10 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层油膜特征

Fig. 10 Characteristics of oil film in shale oil reservoirs in the Lucaogou Formation, Jimusaer sag

a - a". J174 井, 埋深 3 274.15 m, 含云质含泥质极细粒粉砂岩, 纳米级微孔中充填有油膜, 扫描电镜;

b - b". J174 井, 埋深 3 285.90 m, 含云质含泥质粉粒极细砂岩, 纳米级微孔中充填有油膜, 扫描电镜

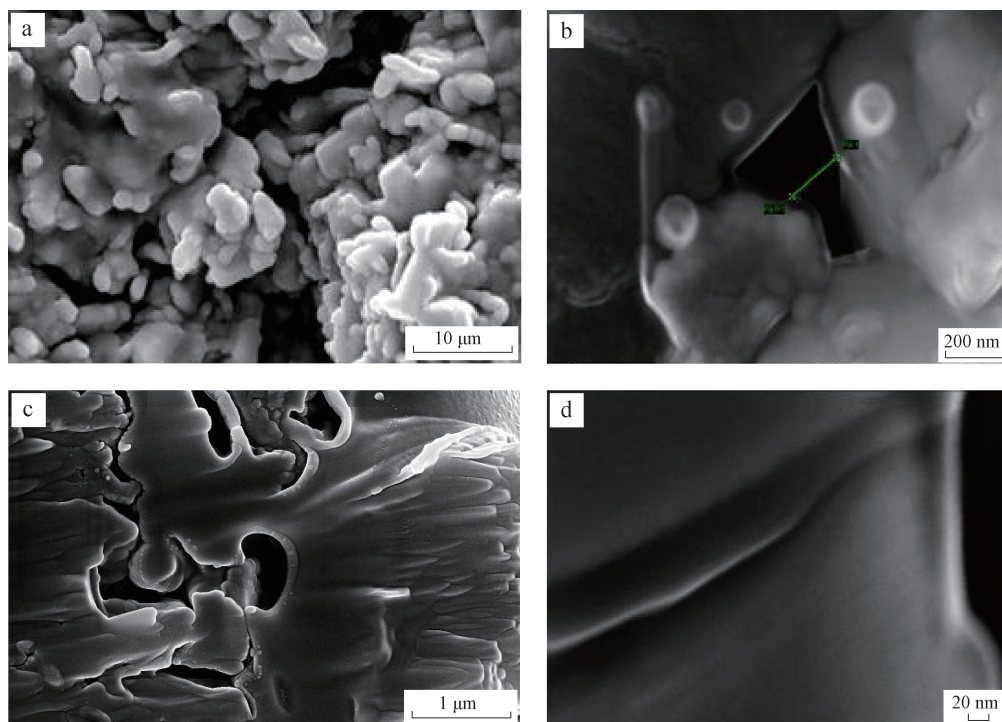


图11 吉木萨尔凹陷芦草沟组纳米级微孔中油膜特征

Fig. 11 Oil film characteristics of nano-scale micro-pores in the Lucaogou Formation, Jimusaer sag

a. 含泥质含云质极细粒粉砂岩, 岩石中除发育微米级剩余粒间孔及粒间溶孔外, 见大量纳米级微粒石英及钠长石晶间孔及晶间溶孔, 纳米级微孔被油膜充填包裹, J174 井, 埋深 3 274.15 m, 场发射扫描电镜; b. 灰质粉砂岩, 纳米级晶内溶孔表面吸附有油膜, J30 井, 埋深 4 043.35 m, 场发射扫描电镜; c. 含云质极细粒粉砂岩, 纳米级微孔较发育, 微孔中被油膜充填包裹, J174 井, 埋深 3 274.0 m, 氩离子抛光场发射扫描电镜; d. 含泥质粉砂质云岩, 纳米级微孔中的油膜, J31 井, 埋深 2 897.90 m, 氩离子抛光场发射扫描电镜

利用氩离子抛光场发射扫描电镜分析发现,低真空条件下,随着时间的延长和温度的升高,油分子扩散的能力增强,纳米孔中油膜的厚度在均匀增厚,当油膜厚度增加到约 35 nm 以后,不同部位油膜厚度开始变化,油膜的厚度有受重力、表面张力等影响的迹象;很有可能纳米孔中的油膜,在一定条件下,随着油膜厚度的增加,吸附油可转化为游离油^[52],之间界限大约油膜厚度在 35 nm 左右(图 11c,d);在一定温度和压力差条件下,芦草沟组云质岩页岩油中吸附油可转化为游离油,场发射扫描电镜分析表明,可流动的游离油要求的喉道半径下限至少为 35 nm。

综上所述,样品的宏观观察和微观扫描电镜图片以及含油饱和度分析均表明吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层具有良好的含油性,这为本地区页岩油的勘探与开发奠定了良好的基础。

4.2 润湿性

润湿作用支配着油、气、水在地层岩石孔隙中的微观分布,岩石润湿现象指当不相混合的两相流体(如油、水)与岩石相接触时,其中的一相沿着岩石表面铺开^[53],能沿岩石表面铺开的一相称为润湿相。

选取了 J31 井和 J174 井共 7 块样品,采用 Amott 自吸实验法进行润湿性测量,测量结果如表 5 所示。7 块样品实验结果润湿性指数在 -1~0.074,根据判别标准吉木萨尔芦草沟组储层的润湿性以中性为主,部分达到亲油。

进一步分析发现,页岩油储层岩心的亲油特性表现为白云岩>泥岩>粉细砂岩;实验中还发现:芦草沟组页岩油储层岩心渗吸过程中,毛管压力起支配作用,孔喉越细小,毛管压力渗吸作用则越强^[54]。

为了验证不同含油饱和度条件下储层的润湿性,选择 J31 井不同含油级别的 6 块岩心样品进行了饱和度和润湿性的配套测量。实验结果见表 6,含油性较好的岩心具有中性到弱亲油的润湿性特征,含油性较差的岩心既有亲水的润湿性特征。

储层的润湿性测试结果表明,芦草沟组主要的含油储层润湿性以中性为主,部分弱亲油,且有含油饱和度越高,相对润湿指数越小,亲油性越强的特点^[55]。

为了观察储层的润湿性的微观分布特征,应用场发射扫描电镜技术对储层孔吼表面赋存的流体性质进行了观测。首先,选择保存好的含油性好的样品样品取样。而后,选新鲜的、有代表性的断面进行氩离子抛

表 5 吉木萨尔凹陷芦草沟组储层润湿性测试结果
Table 5 Experimental results of the wettability in the Lucaogou Formation,Jimusaer sag

井号	样品号	自吸水排油量/ ml	水驱油量/ ml	自吸油排水量/ ml	油驱水量/ ml	水润湿指数	油润湿指数	相对润湿指数	润湿性判别
J31	2012-08617	0	0.8	0		0	0	0	中性
J31	2012-08597	0	1.2	0		0	0	0	中性
J31	2012-08599	0	1.6	0		0	0	0	中性
J31	2012-11659	0.02	0.25	0		0.074	0	0.074	中性
J31	2012-11660	0	0.5	0.25	0	0	1	-1	强亲油
J174	2012-00895	0	0.25	0		0	0	0	中性
J174	2012-00921	0	0.3	0		0	0	0	中性

表 6 吉木萨尔凹陷 J31 井芦草沟组样品润湿性测试结果
Table 6 Experimental results showing the wettability of samples from Well J31 in the Lucaogou Formation,Jimusaer sag

样品 编号	深度/m	岩性	吸水排油 量/ml	水驱油 量/ml	吸油排水 量/ml	油驱水 量/ml	水润 指数	油湿 指数	相对润湿 指数	润湿类型
ZM31	2861.23	含油灰色粉砂岩	0.12	0.04	0.07	0.03	0.761 9	0.711 3	0.050 6	中性润湿
ZM07	2 715.00	含油粉砂岩	0.13	0.05	0.11	0.04	0.723 8	0.744 2	-0.020 4	中性润湿
ZM17	2 724.28	含油深灰色粉砂岩	0.28	0.24	0.41	0.14	0.545 5	0.742 1	-0.196 6	弱亲油
ZM33	2 854.08	灰色粉砂岩	0.08	0.03	0.08	0.11	0.711 5	0.414 5	0.297 0	弱亲水
ZM34-1	2718.90	饱含油粉砂岩	0.43	1.31	1.02	1.11	0.247 7	0.479 3	-0.231 6	弱亲油
ZM35	2 715.45	中含油粉砂岩	0.06	0.04	0.08	0.03	0.568 1	0.744 2	-0.176 1	弱亲油

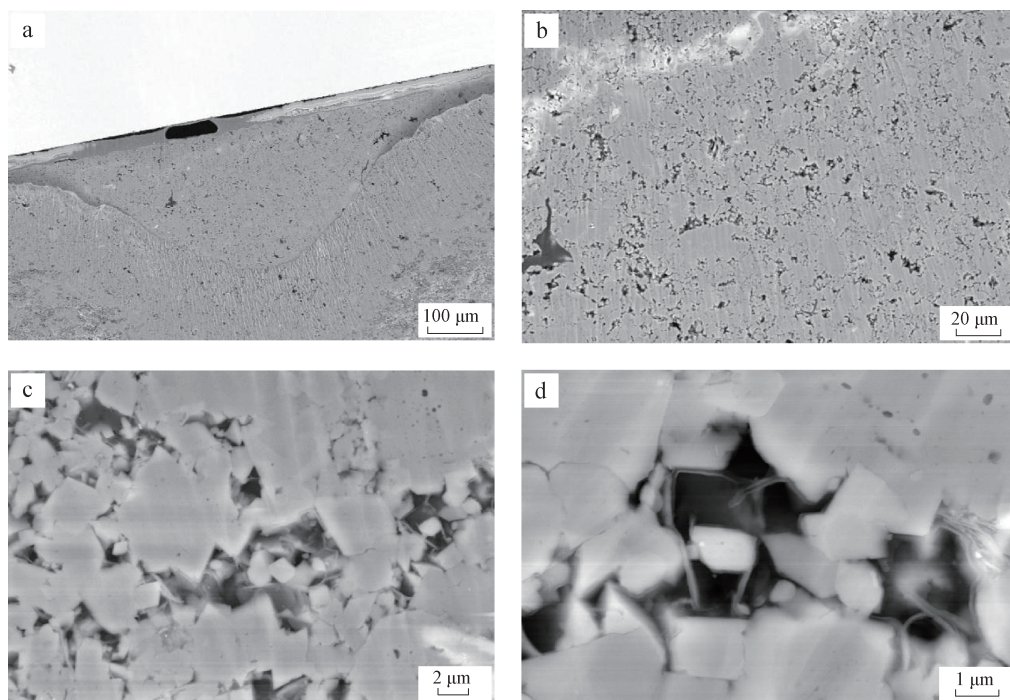


图12 吉木萨尔凹陷J31井芦草沟组储层(埋深2 897.90 m)润湿性微观分布特征

Fig. 12 Micro-scale distribution characteristics of the wettability of the Lucaogou reservoir (depth: 2897.90m) in Well J31, Jimusaer sag

a. 岩样新鲜断面氩离子抛光的环境扫描电镜;b. 环境扫描电镜;c. 部分孔隙油膜发育,环境扫描电镜;
d. 油膜的发育特征,环境扫描电镜

光和镀膜处理,完成样品制备。最后,按照逐步加大放大倍数,实现先整体,后局部的解剖过程,完成孔喉表面流体性质及变化规律的观察,从而评价储层的微观润湿性。图12为J31井2 897.90 m砂屑云岩一组场发射扫描电镜的图片。图12a为氩离子抛光部分岩心样品的场发射扫描电镜图片。图12b为局部放大照片,照片显示粒间孔、粒间溶孔及粒内溶孔发育。其中,粒间溶孔可达几十微米。进一步放大到3 570倍,如图12c,发现较大孔喉的孔壁普遍被油膜覆盖,具有明显的油润湿的特点,相对较小孔喉孔隙壁无油膜发育。进一步放大(图12d)发现,微米级孔隙的孔隙壁普遍具油膜发育,油膜厚度35 nm左右,相对较小的纳米级孔隙油膜发育程度不明显。也就是说,场发射扫描电镜发现了“大孔亲油、含油,小孔亲水、含水”的储层微观润湿性特征。多井、多块样品场发射扫描电镜证实这一微观润湿性现象。综上所述储层岩石的润湿性可以在一定程度上影响储层的含油性。

5 结论

1) 吉木萨尔凹陷芦草沟组总体为一套细粒沉积,其储层岩性主要为粉细砂岩、云屑砂岩、砂屑云岩及(含)云质粉细砂岩;储层物性差,非常致密,具有页岩

油储层特征;储层孔隙类型以粒间溶孔与晶间微孔(包括晶间孔及晶间溶孔)为主、剩余粒间孔次之、裂缝少量。

2) 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层发育主要受沉积相、岩性、有机碳含量及成岩作用等的影响。其中浅湖相与三角洲前缘相储层物性较好;粉细砂岩、云质粉细砂岩及砂屑云岩储集性能相对较好,白云石含量与储层物性呈正相关关系;有机碳含量越高,储层孔隙度越高;成岩作用是影响页岩油储层纳米级微孔发育及储集物性的重要因素。

3) 吉木萨尔凹陷芦草沟组储层物性对含油性有明显的控制作用,云质岩中油膜发育;储层岩石的润湿性可以在一定程度上影响储层的含油性,芦草沟储层的润湿性以中性为主,部分达到亲油;含油性较好的岩心具有中性到弱亲油的润湿性特征,含油性较差的岩心既有亲水的润湿性特征;场发射扫描电镜发现了“大孔亲油、含油,小孔亲水、含水”的储层微观润湿性特征。表明吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层具有良好的含油性,这为本地区页岩油的勘探与开发奠定了良好的基础。

参考文献

[1] 邹才能,陶士振,侯连华,等.非常规油气地质(2版)[M].北京:

- 地质出版社,2013.
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Unconventional oil and gas geology [M]. The second edition, Beijing: Geological Press, 2013.
- [2] 童晓光. 非常规油的成因和分布[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊1): 20-26.
- Tong Xiaoguang. Genesis and distribution of unconventional oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 20-26.
- [3] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 333-350.
- Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 333-350.
- [4] 杨河山, 陈洪, 汴保利. 吉木萨尔凹陷构造演化与油气成藏[J]. 内蒙古石油化工, 2012, 15: 138-140.
- Yang Heshan, Chen Hong, Bian Baoli. Structure modeling and geometry analysis in Jimusar sag[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2012, 15: 138-140.
- [5] 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(06): 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(06): 928-939.
- [6] 蒯克莱, 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): 1496-1507.
- Xi Kelai, Cao Yingchang, Zhu Rukai, et al. Rock types and characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimusar sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1496-1507.
- [7] Bai Hua, Pang Xiongqi, Kuang Lichun, et al. Hydrocarbon expulsion potential of source rocks and its influence on the distribution of lacustrine tight oil reservoir, Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Junggar Basin, Northwest China [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2017, 149: 740-755.
- [8] Zhang Weiwei, Ren Jiangling, Xiang Baoli, et al. Geochemistry characteristics and hydrocarbon-generating potential of lacustrine source rock in Lucaogou Formation of the Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2016, 145: 168-182.
- [9] Niu Zicheng, Liu Guangdi, Cao Zhe, et al. Geological control factors of micro oil distribution in tight reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 77(Supplement C): 1193-1205.
- [10] Hu Tao, Pang Xiongqi, Wang Xulong, et al. Source rock characteristics of Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag, Junggar Basin, northwest China, and its significance on tight oil source and occurrence[J]. Geological Journal, 2016, 52(4): 624-645.
- [11] Jiang Yiqin, Liu Yiqun, Yang Zhao, et al. Characteristics and origin of tuff-type tight oil in Jimusar sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 810-818.
- [12] Zhang Shaomin, Cao Yingchang, Liu Keyu, et al. Characterization of lacustrine mixed fine-grained sedimentary rocks using coupled chemographic-petrographic analysis: A case study from a tight oil reservoir in the Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 99: 453-472.
- [13] Wu Luya, Pang Xiongqi, Zhou Liming, et al. The quality evaluation and hydrocarbon generation and expulsion characteristics of Permian Lucaogou Formation source rocks in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(S1): 283-286.
- [14] 蔡忠贤, 陈发景, 贾振远. 准噶尔盆地的类型和构造演化[J]. 地学前缘, 2000, 7(4): 431-440.
- Cai Zhongxian, Chen Fajing, Jia Zhenyuan. Types and tectonic evolution of Junggar basin [J]. Earth Science Frontiers, 2000, 7(4): 431-440.
- [15] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
- Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongshun. Unconventional hydrocarbon resources in china and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [16] 张帅, 柳益群, 焦鑫, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组云质岩沉积环境及白云石成因探讨[J]. 古地理学报, 2018, 20(1): 33-48.
- Zhang Shuai, Liu Yiqun, Jiao Xin, et al. Sedimentary environment and formation mechanism of dolomitic rocks in the Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusar Depression, Junggar Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2018, 20(1): 33-48.
- [17] 曲长胜, 邱隆伟, 杨勇强, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组碳酸盐岩碳氧同位素特征及其古湖泊学意义[J]. 地质学报, 2017, 91(3): 605-616.
- Qu Changsheng, Qiu Longwei, Yang Yongqiang, et al. Carbon and Oxygen Isotope Compositions of Carbonatic Rock from Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag, NW China and Their Paleolimnological Significance [J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(3): 605-616.
- [18] Wu Haiguang, Hu Wenxuan, Tang Yong, et al. The impact of organic fluids on the carbon isotopic compositions of carbonate-rich reservoirs: Case study of the Lucaogou Formation in the Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 85: 136-150.
- [19] 孔凡军. 三塘湖盆地上二叠统海相化石的发现及环境意义[J]. 新疆石油地质, 1998, 19(6): 480-482.
- Kong Fanjun. Discovery of marine fossil and its indicative significance in Upper Permian, Santanghu basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1998, 19(6): 480-484.
- [20] 张健, 刘楼军, 黄芸, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷中—上二叠统沉积相特征[J]. 新疆地质, 2003, 21(4): 412-414.
- Zhang Jian, Liu Loujun, Huang Yun, et al. Sedimentary characteristics of middle-Upper Permian in Jimusar sag of Junggar basin [J]. Xinjiang Geology, 2003, 21(4): 412-414.
- [21] Zha Ming, Chen Hong, Gao Changhai, et al. Depositional environment and factors controlling β -carotane accumulation: A case study from the Jimusar Sag, Junggar Basin, northwestern China [J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2017, 485: 833-842.
- [22] 张义杰, 齐雪峰, 程显胜, 等. 准噶尔盆地晚石炭和二叠纪沉积环境[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(6): 673-676.

- Zhang Yijie, Qi Xuefeng, Cheng Xiansheng, et al. Approach to Sedimentary Environment of Late Carboniferous-Permian in Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(6): 673–676.
- [23] 马克, 侯加根, 刘钰铭, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组成化湖混合沉积模式[J]. 石油学报, 2017, 38(6): 636–648.
- MaKe, 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.
- [24] 胡文瑄, 吴海光, 王小林. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层岩性与孔隙特征[J]. 高校地质学报, 2013, 19(S1): 542–544.
- Hu Wenxuan, Wu Haiguang, Wang Xiaolin. Lithology and pores characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Geological Journal of China Universities, 2013, 19(S1): 542–544.
- [25] 孟元林, 祝恒东, 李新宁, 等. 白云岩溶蚀的热力学分析与次生孔隙带预测—以三塘湖盆地二叠系芦草沟组二段致密凝灰质白云岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 609–696.
- Meng Yuanlin, Zhu Hengdong, Li Xinning, et al. Thermodynamic analyses of dolomite dissolution and prediction of the secondary porosity zones: A case study of tight tuffaceous dolomites of the second member, Permian Lucaogou Formation reservoir, Santanghu Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 609–696.
- [26] 罗蛰潭, 王允诚. 油气储层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1996: 68–139.
- Luo Zhetan, Wang Yuncheng. The pore structure of oil and gas reservoir [M]. Bei Jing, Science press, 1996: 68–139.
- [27] Zhao Peiqiang, Wang Zhenlin, Sun Zhongchun, et al. Investigation on the pore structure and multifractal characteristics of tight oil reservoirs using NMR measurements: Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 86: 1067–1081.
- [28] 王晓琦, 孙亮, 朱如凯, 等. 利用电子束荷电效应评价致密储集层储集空间—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, 2015, 42(4): 516–524.
- Wang Xiaoqi, Sun Liang, Zhu Rukai, et al. Application of charging effects in evaluating storage space of tight reservoirs: A case study from Permian Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Developmen, 2015, 42(4): 516–524.
- [29] 于兴河. 油气储集层地质学基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
- Yu Xinghe. Basis of hydrocarbon reservoir geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [30] 匡立春, 胡文瑄, 王绪龙, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层初步研究: 岩性与孔隙特征分析[J]. 高校地质学报, 2013, 19(3): 529–535.
- Kuang Lichun, Hu Wenxuan, Wang Xulong, et al. Research of the Tight Oil Reservoir in the Lucaogou Formation in Jimusar Sag: Analysis of Lithology and Porosity Characteristics [J]. Geological Journal of China Universities, 2013, 19(3): 529–535.
- [31] Wang Xiaolin, Wu Haiguang, Hu Wenxuan, et al. A unique lacustrine mixed dolomitic-clastic sequence for tight oil reservoir within the middle Permian Lucaogou Formation of the Junggar Basin, NW China: Reservoir characteristics and origin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 76: 115–132.
- [32] Wang Ming, Liu Jinzhong, Xu Hao, et al. Petroleum generation kinetics for Permian lacustrine source rocks in the Junggar Basin, NW China [J]. Organic Geochemistry, 2016, 98: 1–17.
- [33] Ge Xinmin, Fan Yiren, Li Jiangtao, et al. Pore structure characterization and classification using multifractal theory—An application in Santanghu basin of western China [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2015, 127: 297–304.
- [34] Cao Zhe, Liu Guangdi, Kong Yuhua, et al. Lacustrine tight oil accumulation characteristics: Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. International Journal of Coal Geology, 2016, 153(1): 37–51.
- [35] 李红南, 毛新军, 胡广文, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层特征及产能预测研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(10): 40–44.
- LiHongnan, Mao Xinjun, Hu Guangwen, et al. Characteristics and productivity prediction of tight reservoirs in Lucaogou Formation of Jimsar sag in Junggar Basin [J]. Journal of Oil Gas Technology, 2014, 36(10): 40–44.
- [36] Qiu Zhen, Tao Huifei, Zou Caineng, et al. Lithofacies and organic geochemistry of the Middle Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag of the Junggar Basin, NW China [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2016, 140: 97–107.
- [37] 王伟明, 李勇, 汪正江, 等. 致密砂岩储层岩石脆性评价及相关因素分析[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(6): 50–57.
- WangWeiming, Li Yong, Wang Zhengjiang, et al. Evaluation of rock brittleness and analysis of related factors for tight sandstone reservoirs [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(6): 50–57.
- [38] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 致密储集层原油充注物理模拟—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(2): 219–227.
- Zheng Min, Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, et al. Physical modeling of oil charging in tight reservoirs: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Juggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 219–227.
- [39] 刘冬冬, 张晨, 罗群, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层裂缝发育特征及控制因素[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(4): 36–47.
- LiuDongdong, Zhang Chen, Luo Qun, et al. Development characteristics and controlling factors of natural fractures in Permian Lucaogou Formation tight reservoir in Jimsar sag, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(4): 36–47.
- [40] 薛冰, 张金川, 唐玄, 等. 黔西北龙马溪组页岩微观孔隙结构及储气特征[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 138–149.
- Xue Bing, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, et al. Characteristics of microscopic pore and gas accumulation on shale in Longmaxi Formation, northwest Guizhou [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 138–149.
- [41] 杨超, 张金川, 李婉君, 等. 辽河坳陷沙三、沙四段泥页岩微观孔隙特征及其成藏意义[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2):

- 286–294.
- YangChao,Zhang Jinchuan,Li Wanjun,et al. Microscopic pore characteristics of Sha-3 and Sha-4 shale and their accumulation significance in Liaohe depression[J]. Oil & Gas Geology,2014,35(2):286–294.
- [42] 黄磊,申维. 页岩气储层孔隙发育特征及主控因素分析:以上扬子地区龙马溪组为例[J]. 地学前缘,2015,22(1):374–385.
- HuangLei,Shen Wei. Characteristics and controlling factors of the formation of pores of a shale gas reservoir;a case study from Longmaxi Formation of the Upper Yangtze region[J]. Earth Science Frontiers,2015,22(1):374–385.
- [43] K. L. Milliken,R. H. Lander,A. Makowitz. Diagenetic modeling to assess the relative timing of quartz cementation and brittle grain processes during compaction[J]. AAPG Bulletin,2006,90(6):873–885.
- [44] 张国印,王志章,郭旭光,等. 准噶尔盆地乌夏地区风城组云质岩致密油特征及“甜点”预测[J]. 石油与天然气地质,2015,36(2):219–229.
- Zhang Guoyin,Wang Zhizhang,Guo Xuguang,et al. Characteristics and ‘sweet spot’ prediction of dolomitic tight oil reservoirs of the Fengcheng Formation in Wuxia area,Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology,2015,36(2):219–229.
- [45] Wang Yanzhong,Lin Miruo,Xia Kelai,et al. Characteristics and origin of the major authigenic minerals and their impacts on reservoir quality in the Permian Wutonggou Formation of Fukang Sag,Junggar Basin,western China[J]. Marine and Petroleum Geology,2018,97:241–259.
- [46] 陈国俊,杜贵超,张功成,等. 珠江口盆地番禺低隆起第三系储层成岩作用及物性影响因素分析[J]. 天然气地球科学,2009,20(6):854–861.
- Chen Guojun,Du Guichao,Zhang Gongcheng,et al. Diagenesis and main factors controlling the tertiary reservoir properties of the Panyu low-uplift reservoirs,Pearl river mouth basin[J]. Natural Gas Geoscience,2009,20(6):854–861.
- [47] Zhang Chen,Zhu Deyu,Luo Qun,et al. Major factors controlling fracture development in the Middle Permian Lucaogou Formation tight oil reservoir,Junggar Basin,NW China[J]. Journal of Asian Earth Sciences,2017,146(15):279–295.
- [48] 方世虎,宋岩,徐怀民,等. 构造演化与含油气系统的形成—以准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷为例[J]. 石油实验地质,2007,29(2):149–153.
- FangShihu,Song Yan,Xu Huaimin,et al. Relationship between tectonic evolution and petroleum system formation-taking the Jimsar Sag of eastern Junggar Basin as an example[J]. Petroleum Geology & Experiment,2007,29(2):149–153.
- [49] Cao Zhe,Liu Guangdi,Xiang Baoli,et al. Geochemical characteristics of crude oil from a tight oil reservoir in the Lucaogou Formation,Jimsar sag,Junggar Basin[J]. AAPG Bulletin,2017,101(1):39–72.
- [50] 王建功,张道伟,袁剑英,等. 英西湖相碳酸盐岩储层成因与含油性分析[J]. 中国矿业大学学报,2019,48(1):110–119.
- Wang Jiangong,Zhang Daowei,Yuan Jianying,et al. Characteristics of reservoir genesis and oil-gas accumulation in lacustrine carbonate in Yingxi area of Qaidam basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology,2019,48(1):110–119.
- [51] 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,Jimsar sag,southeastern Junggar Basin[J]. Acta Petrologica Sinica,2017,33(4):1159–1170.
- [52] 靳军,杨召,依力哈木·尔西丁,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷致密油储层纳米孔隙特征及其含油性[J]. 地球科学,2018,43(5):1594–1599.
- Jin Jun,Yang Zhao,Yilihamu·Erxiding,et al. Nanopore Characteristics and Oil-Bearing Properties of Tight Oil Reservoirs in Jimsar Sag,Junggar Basin[J]. Earth Science,2018,43(5):1594–1599.
- [53] 杨胜来,魏俊之. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社,2004.
- Yang Shenglai,Wei Junzhi. Reservoir physics[M]. Beijing:Petroleum industry press,2004.
- [54] 常秋生. 影响准噶尔盆地碎屑岩储集层储集性的主要因素[J]. 新疆石油学院学报,2003,15(3):18–21.
- Chang Qiusheng. Analysis in dominant factors affecting the reservoir properties of clastic bed in Junggar Basin[J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute,2003,15(3):18–21.
- [55] 黄振凯,刘全有,黎茂稳,等. 鄂尔多斯盆地长7段泥页岩层系排烃效率及其含油性[J]. 石油与天然气地质,2018,39(3):513–521.
- Huang Zhenkai,Liu Quanyou,Li Maowen,et al. Hydrocarbon expulsion efficiency and oil-bearing property of the shale system in Chang 7 Member, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology,2018,39(3):513–521.

(编辑 董立)