

准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层 储集空间与成岩作用

单祥¹, 何文军², 郭华军¹, 邹志文¹, 陈希光¹, 窦洋¹, 彭博¹

1 中国石油杭州地质研究院; 2 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院

摘要 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖型页岩油资源丰富,是准噶尔盆地非常规油气勘探的重要领域。利用岩心、岩石薄片、X射线衍射、电子探针和扫描电镜等资料,研究了玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层的成岩作用、储集空间特征及其相互关系。结果表明:风城组页岩油储层包括粉砂岩类、泥页岩类、白云岩类等3类岩石;储集空间类型有残余粒间孔、溶蚀孔、晶间孔、泄水缝、层理缝和构造缝;不同类型岩石经受的成岩作用有变化,导致了差异化的储集空间发育特征。认为以微米级残余粒间孔及长石溶孔为主要储集空间的粉砂岩类物性最好,孔隙结构最优,是玛湖凹陷风城组页岩油最重要的“甜点”储层类型。风城组储层中普遍含凝灰质火山物质,火山玻璃的脱玻化与重结晶形成的晶间孔以及构造活动造成的破裂缝在3类岩石中均不同程度地发育,造成研究区页岩油储层常具有孔-缝双重介质特征。

关键词 页岩油; 储集空间; 成岩作用; 风城组; 玛湖凹陷; 准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

0 前言

近年来,页岩油作为非常规油气资源已经成为世界范围内常规油气的重要接替和油气增储上产的重要类型^[1]。中国陆相页岩油资源量丰富,广泛分布在四川盆地侏罗系^[2]、松辽盆地白垩系^[3]、渤海湾盆地古近系^[4]、鄂尔多斯盆地三叠系^[5]、准噶尔盆地二叠系^[6]等层系。其中,准噶尔盆地是中国西部陆相页岩油的重要探区,其二叠系湖相烃源岩厚度大、有机质丰度高,发育细粒湖相混积页岩,平面分布范围广,为页岩油形成提供了有利的地质条件^[7]。

准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组咸化湖盆页岩油勘探已获得巨大成功^[8-9],盆地西部玛湖凹陷下二叠统风城组将是准噶尔盆地页岩油勘探的重要接替层系。风城组发育一套碱湖相混积页岩储层,F3井、FC1井、FN7井等多口井在这套页岩中获得了工业油流,从而引起勘探家们对风城组页岩油的广泛关注,并在风城组油气富集条件^[10-11]、沉积环境^[12-13]、白云质岩成因^[14-16]、优质储层控制因素^[17-21]、烃源岩评价^[22-23]等方面开展了大

量研究工作,取得了比较丰富的地质认识。近期,MY1井在风城组页岩油储层发育段通过直井大段分层压裂,获得最高50.6 m³的日产油,进一步证实了玛湖凹陷风城组页岩油的巨大勘探潜力^[7]。

勘探实践也表明玛湖凹陷风城组页岩油储层岩矿组分复杂,岩石类型和储集空间类型多样,储层受到成岩作用的强烈改造而表现出较强的非均质性^[18,20]。前人已对风城组页岩油储层特征及控制因素方面开展过研究,指出裂缝和溶孔是2类主要的储集空间类型,白云石化作用、溶蚀作用和构造作用是控制“甜点”储层的主要因素^[17-19]。但是,前人将风城组页岩油储层笼统地按“白云质岩类”进行研究,未区分粉砂岩类、泥岩类、白云岩类在成岩作用及其控制孔隙类型发育方面的差异性,导致研究结果对该套页岩油储层的精细评价以及“甜点”储层分布预测的指导性不强。因此,本文综合利用岩心、薄片、X射线衍射、电子探针和扫描电镜等资料,明确准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层的岩石类型、储集空间类型、成岩作用特征,分析不同岩石类型的成岩作用与储集空间之间的关

收稿日期:2022-07-13; 改回日期:2022-08-12

本文受中国石油“十四五”前瞻性基础性重大科技项目“准噶尔盆地全油气系统地质理论与勘探实践”(编号:2021DJ0108)、“深层超深层有效储层形成主控因素与预测技术研究”(编号:2021DJ0202)联合资助

第一作者: 单祥, 硕士, 高级工程师, 主要从事碎屑岩储层地质工作。通信地址: 310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号; E-mail: shanx_hz@petrochina.com.cn

系,以期对玛湖凹陷风城组页岩油储层评价及“甜点”储层分布预测提供地质依据。

1 区域地质背景

准噶尔盆地是晚石炭世发展起来的中国西北部大型含油气盆地之一,其由哈萨克斯坦板块、塔里木板块和西伯利亚板块碰撞拼合而成,经受海西期、印支期、燕山期、喜马拉雅期等多期构造运动的改造^[24]。研究区位于准噶尔盆地玛湖凹陷及其周缘,包括乌夏断裂带及玛湖凹陷西斜坡区(图1a)。早石炭世末期到石炭纪末期,伴随一系列陆块碰撞事件,洋盆关闭,准噶尔盆地周缘山界形成。二叠纪早期,造山带垂直载荷作用造成岩石圈挠曲,西北缘前陆盆地开始形成^[25-26]。区内构造活动剧烈但持续时间短,逆冲断裂和断层相关褶皱发育,且褶皱形态复杂,主要发育一系列北东向、北东东向断裂,为岩浆活动和古流体运移提供了通道。从盆地边缘到玛湖凹陷斜坡区依次为推覆带、断阶带、断

裂前缘带、斜坡带。

本文研究的目的是层下二叠统风城组(P_2f)沉积于前陆背景下,沉积期间伴随有强烈的火山活动。风城组与上覆下二叠统夏子街组(P_2x)、下伏下二叠统佳木河组(P_2j)均呈不整合接触。西北缘由于造山带冲断造成地层强烈抬升剥蚀,为风城组近源沉积提供了物源,在前陆前渊凹陷及斜坡区形成了扇三角洲沉积体系(图1a),凹陷边缘发育厚层的扇三角洲平原和内前缘砂砾岩体,向湖盆区岩性逐渐过渡为扇三角洲外前缘白云质砂岩和湖相白云质泥页岩(图1b)。由盆地边缘到湖盆中心,岩相整体呈现由粗到细的有序变化,油藏也呈现常规油藏一致密油藏—页岩油藏的有序分布特点^[7]。风城组沉积时期气候较干旱,发育白云石、铁白云石和碳酸氢钠石等多种碱类矿物,具有碱湖沉积特征^[13]。

风城组整体呈“西断东超”的特征,自下而上可划分为3个岩性段(图1c),分别为风一段(P_{2f1})、风二段(P_{2f2})和风三段(P_{2f3})。风一段沉积时期受火山

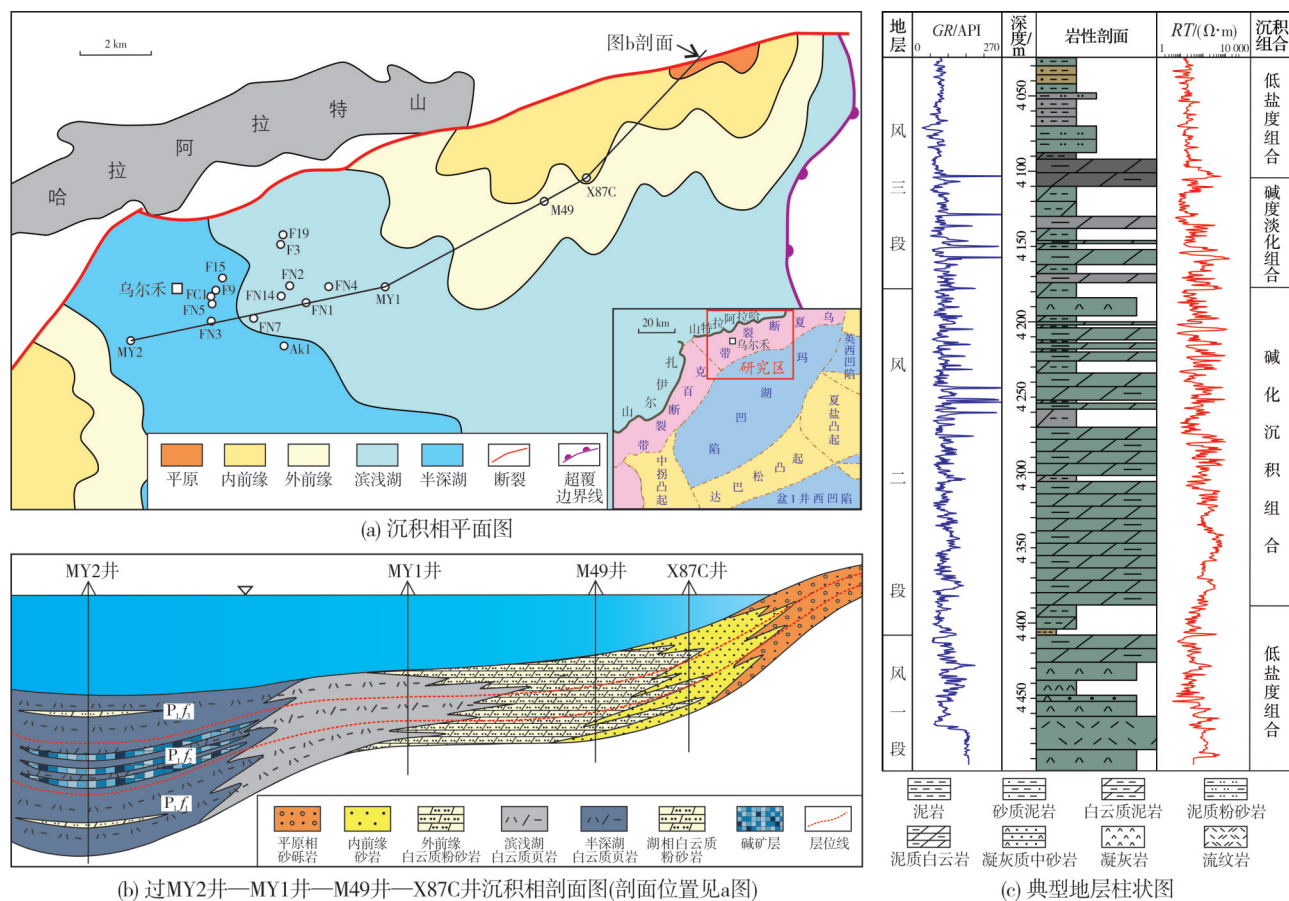


图1 研究区风城组沉积相平面图、连井沉积相对比剖面及地层柱状图

Fig. 1 Sedimentary facies plan, inter-well sedimentary facies correlation section and lithologic column of Fengcheng Formation in study area

作用影响明显,岩性主要为深灰色白云质泥岩和灰黑色泥质白云岩互层,局部发育火山岩和火山碎屑岩;风二段水体盐度最高,岩性主要为深灰色—灰黑色泥质白云岩与白云质泥岩薄互层,含碳酸钠钙石等大量碱性矿物;风三段水体盐度降低,岩性组合主要为深灰色泥质白云岩与白云质泥岩,向上过渡到深灰色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩互层。

2 风城组页岩油储层特征

2.1 岩石类型及矿物组成

风城组是在碱湖背景下受邻近物源、火山活动共同影响沉积的一套细粒岩地层,岩矿组分复杂。分析结果表明,风城组岩石矿物成分有3种来源:第

1种是与陆源碎屑有关的矿物成分,主要为火山岩岩屑、长石、石英碎屑颗粒(图2a),长石的含量远高于石英,有少量黏土矿物,黏土矿物含量通常低于10%。第2种是与火山沉积作用有关的矿物成分,主要为微细火山尘(图2b),成分为长英质火山颗粒和火山玻璃,其次为砂级斜长石、钾长石等火山灰晶屑(图2c)。第3种是与内源化学沉淀相关的矿物,有方解石、白云石等碳酸盐矿物,以白云石为主并有3种类型,即同生—准同生成因的泥晶白云石(图2d)、交代或重结晶成因的自形一半自形白云石(图2e)、裂缝充填的白云石(图2f);其次为碳钠钙石(图2g)、硅硼钠石(图2h)、苏打石、氯碳钠镁石等盐类矿物,偶见硬石膏(图2i)等硫酸盐矿物。

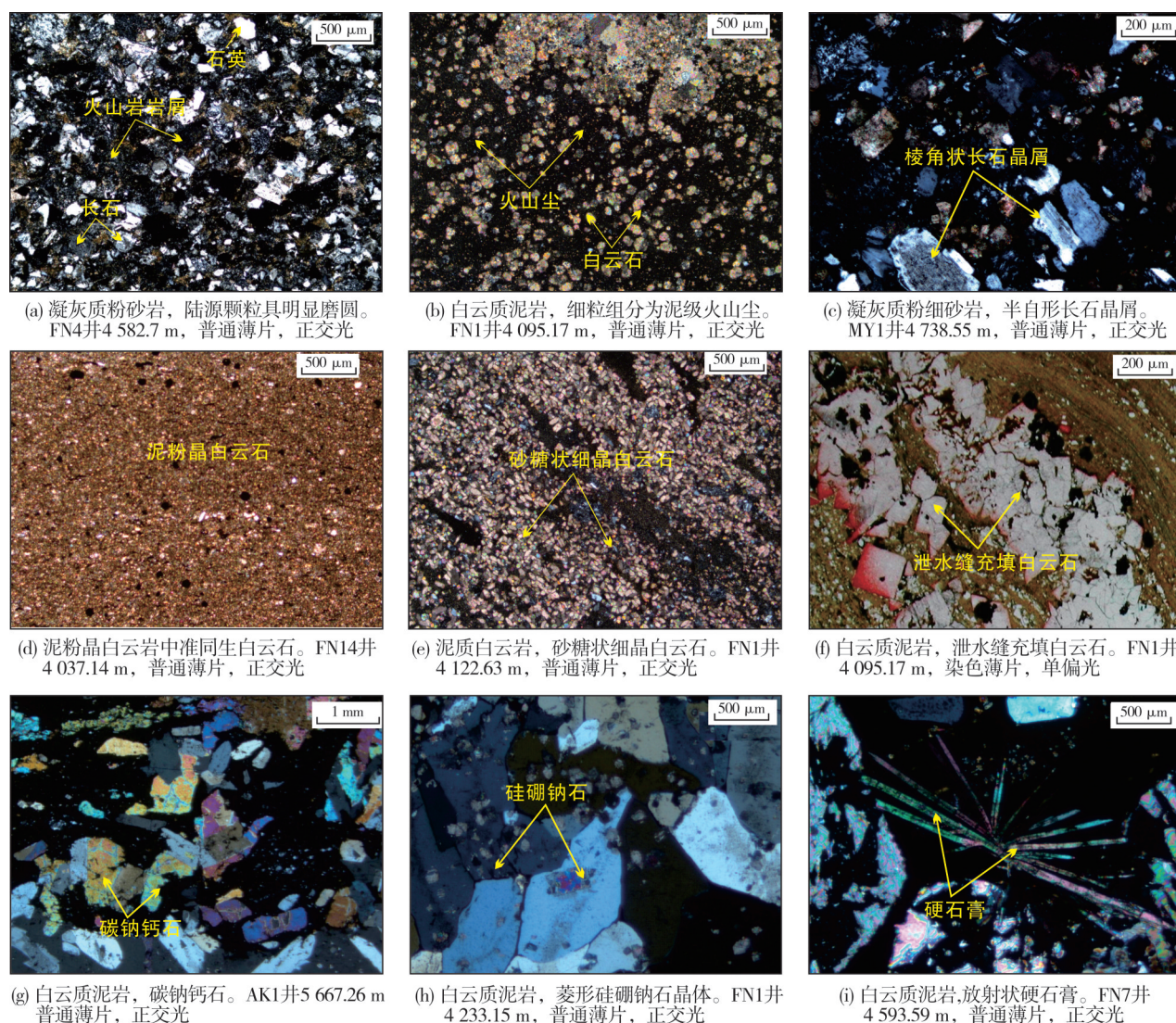


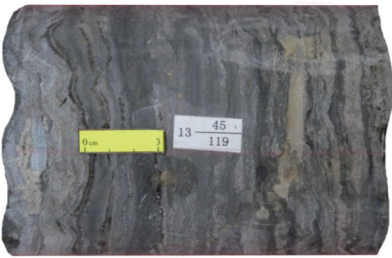
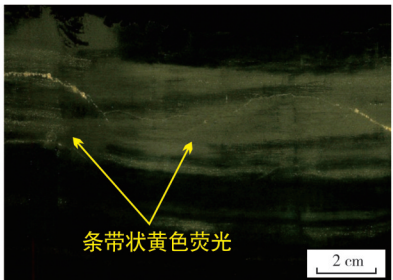
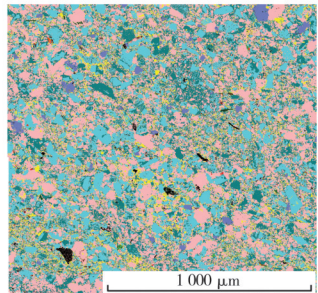
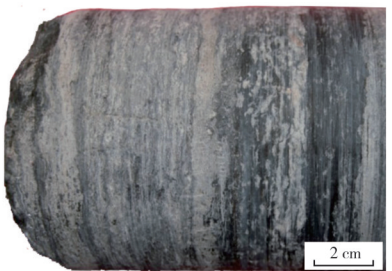
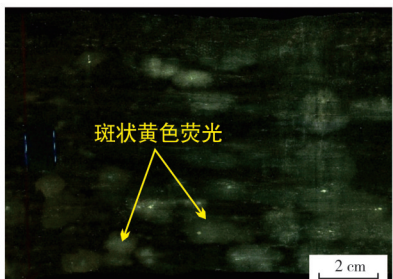
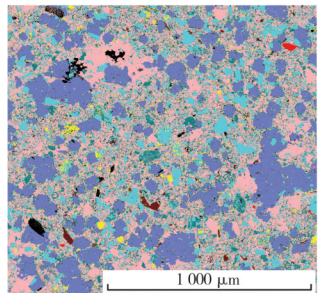
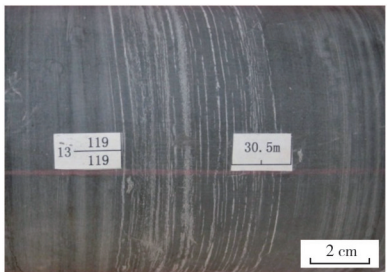
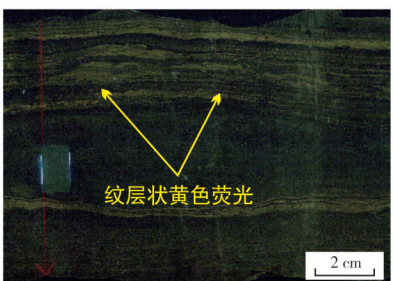
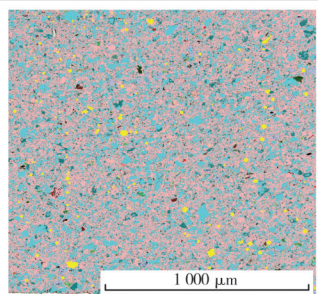
图2 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油储层矿物的微观特征

Fig. 2 Microscopic characteristics of minerals of shale oil reservoir of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin

前人对于细粒岩分类做过大量工作,提出多种分类方案^[27-28]。考虑到风城组发育毫米至厘米级纹层结构、高频岩性叠加,从矿物成因角度的分类方案造成岩性分类结果复杂繁琐,不利于指导生产,因此本文在MY1井、FN3井岩心观察的基础上,通过岩心、薄片、扫描电镜、X衍射等资料分析,基于岩石粒度和矿物组分,将风城组页岩油储层的岩石类型分为粉砂岩类、泥岩类和白云岩类3大类。以MY1井系统取心资料为例,粉砂岩类占比约为32%,泥岩类占比约为55%,白云岩类占比约为13%。

粉砂岩类 包括凝灰质粉砂岩、白云质粉砂岩以及泥质粉砂岩。岩心上常见交错层理、粒序层理

和同生变形构造(图3a),岩心荧光照片常见大面积条带状黄色荧光(图3b)。岩石中的碎屑组分主要为陆源碎屑以及砂级的凝灰质火山晶屑(图2a),其含量在50%~80%之间;其次为细粒的火山尘填隙物和碳酸盐填隙物,两者含量通常小于40%。X衍射结果显示,长英质含量为60%~85%,碳酸盐含量小于30%。QEMSCAN(quantitative evaluation of minerals by scanning electron microscopy,扫描电镜矿物定量评价)图像显示岩石成分主要为石英、钠长石、钾长石、黄铁矿,少量的白云石、伊利石(图3c)。垂向上,主要发育在风三段和风二段中上部水体盐度较低的沉积时期。

岩类	岩心照片	岩心荧光照片	薄片QEMSCAN照片
粉砂岩类	 (a) 白云质粉砂岩, 见低缓波痕层理。 MY1井4 755.3~4 755.4 m	 (b) 条带状黄色荧光, 白云质粉砂岩。 MY1井4 755.3~4 755.4 m	 (c) 白云质粉砂岩。MY1井 4 693.12 m
白云岩类	 (d) 泥质白云岩, 见斑点状盐类矿物。 MY1井4 809.7~4 809.8 m	 (e) 斑状黄色荧光, 凝灰质白云岩。 MY1井4 809.7~4 809.8 m	 (f) 凝灰质白云岩。MY1井 4 591.8 m
泥岩类	 (g) 白云质泥岩, 见水平层理。MY1井 4 776.9~4 777.0 m	 (h) 纹层状黄色荧光, 白云质泥岩。 MY1井4 776.9~4 777.0 m	 (i) 粉砂质泥岩。MY1井 4 706.5 m

注: QEMSCAN为quantitative evaluation of minerals by scanning electron microscopy的缩写, 即为扫描电镜矿物定量评价。

图3 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油3类储层岩心及薄片特征

Fig. 3 Core and thin section characteristics of shale oil reservoir of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin

白云岩类 包括凝灰质白云岩、粉砂质白云岩和泥质白云岩。岩心上多呈块状或具有水平纹层(图3d),岩心荧光照片常见斑块状黄色荧光(图3e)。需要说明的是,本文研究区的白云岩指薄片白云石含量大于50%的一类岩石,风城组很少有白云石含量达到90%以上的纯白云岩,岩石中往往混有陆源粉砂、火山物质以及碳钠钙石、硅硼钠石等盐类矿物。从白云石成因看,研究区的白云岩类既有原始沉积的泥粉晶白云岩(图2d),也有沉火山尘凝灰岩(泥岩)经过成岩交代和重结晶作用而形成的凝灰质白云岩。X衍射结果显示,这类岩石的碳酸盐含量大于40%,长英质含量小于50%。QEMSCAN图像显示岩石成分主要为白云石、石英、钠长石、钾长石,少量黄铁矿、伊利石(图3f)。白云岩类主要发育在风二段中部,对应强烈蒸发、水体盐度较高的沉积演化阶段。

泥岩类 指由粒度小于0.003 9 mm的组分或颗粒组成的岩石,主要包括白云质泥岩、凝灰质泥岩、粉砂质泥岩。岩心上常见纹层、水平层理、泄水构造和同生变形构造(图3g),岩心荧光照片常见平行层面的纹层状黄色荧光(图3h)。岩石主要组分为长英质、方解石、白云石和有机质,黏土矿物含量较低,通常不足10%。研究区泥岩是泥级的火山尘和少量陆源粉砂以及碳酸盐类如白云石等矿物混积而成(图2b),很大一部分的泥岩在成因上属于沉火山尘凝灰岩范畴。X衍射结果显示,长英质含量在50%~60%之间,碳酸盐含量在25%~40%之间。QEMSCAN图像显示岩石成分主要为细粒的石英、钠长石、钾长石,少量的黄铁矿、白云石、伊利石(图3i)。泥岩类作为风城组页岩油的主要岩性在整个层段都有分布,常与粉砂岩类和白云岩类形成互层。

2.2 储集空间类型

根据岩心、薄片、扫描电镜等资料,风城组页岩油储层的储集空间类型有残余粒间孔、溶蚀孔、晶间孔、泄水缝、层理缝和微裂缝等6类。

残余粒间孔 风城组页岩油储层粒度细、埋深大(斜坡区埋深大于4 500 m),岩石整体的压实作用较强,故粒间孔的孔径较小,铸体薄片下一般不易观察到。通过扫描电镜观察发现粒间孔可分为微米级(1~10 μm)(图4a)和纳米级(通常在300~900 nm)

(图4b)2类。微米级残余粒间孔在粉砂岩类中最发育,其次是白云岩类中,而泥岩类通常发育纳米级的残余粒间孔。

溶蚀孔 是风城组重要的孔隙类型。最常见的溶蚀物质为陆源长石碎屑、火山碎屑中的长石晶屑(图4c,4d)以及分散的火山灰。白云石、碳钠钙石等碳酸盐矿物的溶蚀多见于断裂带部位,为大气水淋滤溶蚀的结果。溶蚀孔在粉砂岩类中最发育,其次是白云岩类,泥岩类中不发育。

晶间孔 指白云石、硅硼钠石、硅质矿物等晶体之间的孔隙。风城组页岩油储层普遍含白云石、硅硼钠石、火山玻璃等矿物,在成岩过程中,这些矿物发生重结晶作用,可形成各类晶间孔隙(图4e,4f)。白云石晶间孔的孔径通常小于5 μm ,火山玻璃重结晶产生的晶间孔的孔径在5~10 μm 之间,硅硼钠石的晶间孔的孔径可达50~100 μm 。晶间孔在白云岩类以及泥岩类中较发育。

泄水缝 泄水缝是泥岩中特有的储集空间类型。泄水缝一般垂直于地层的层理方向延伸,呈蛇曲形态(图4g),常被方解石、白云石、碳钠钙石、硅质等矿物充填(图2f),部分未被完全充填的泄水缝可以成为油气赋存的有效空间。泄水缝宽度一般在0.2~2 mm之间,几乎所有的泄水缝都被白云石、碳钠钙石以及硅质矿物充填。部分泄水缝中的硅质矿物及白云石充填物发生重结晶作用而形成晶间孔,碳钠钙石等充填物发生溶蚀作用而形成溶孔,致使泄水缝可以成为油气运聚空间,但通常这类泄水缝占比不到20%。

层理缝 层理是岩石在沉积时形成的力学薄弱面,在沉积和成岩过程中,由于各种地质作用,容易形成沿层理面分布的层理缝。层理缝在岩心上呈顺微层理面分布,可见原油沿层理缝渗出(图3h)。在没有原油渗出的部位,很难识别层理缝。层理缝在风城组泥岩类中比较发育。

构造缝 岩心及成像测井图上均可观察到构造裂缝,岩心上裂缝常伴随着原油的渗出(图4h),薄片下也可以看到与构造缝相关的微裂缝(图4i)。MY1井岩心观察可见,研究区构造裂缝有斜交缝和网状缝,裂缝密度为2~12条/m,裂缝宽度多小于1 mm。构造缝在粉砂岩类以及白云岩类中均较为发育。

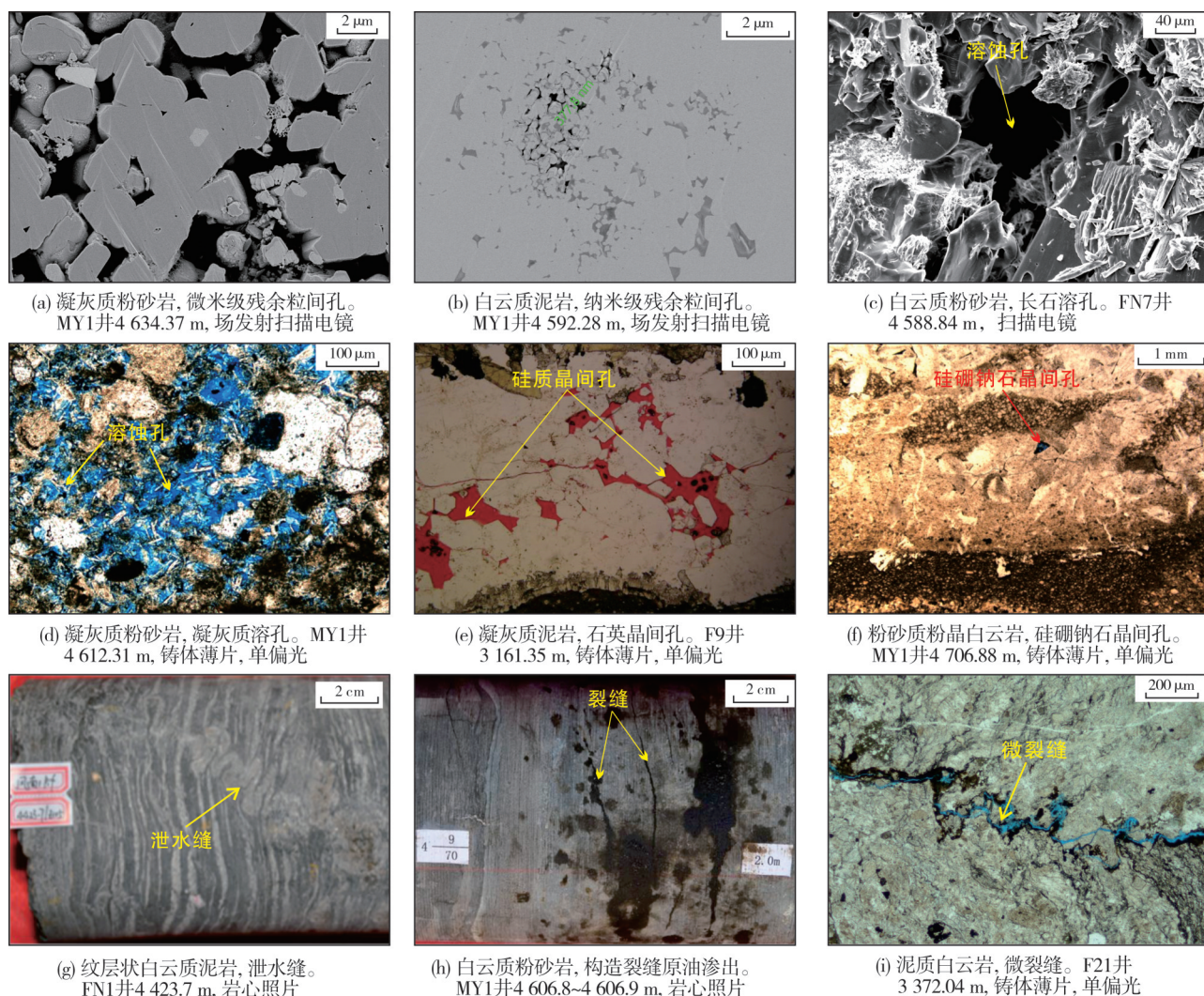


图4 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油储集空间类型

Fig. 4 Space types of shale oil reservoir of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin

2.3 储层物性及孔隙结构

风城组页岩油储层物性总体较差,以FN1井和FN4井为例,剔除孔隙度小于2%的非储层样品,孔隙度大于5%的储层样品只占总样品数的13.1%。根据岩心观察,除裂缝发育的层段外,储层孔隙度小于5%的岩石含油性一般较差。在孔隙度大于5%的样品中,平均孔隙度约为6.6%。从不同岩性的物性统计结果来看(表1):粉砂岩类平均孔隙度最高,为5.2%,平均渗透率为 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;白云岩类平均孔隙度为3.4%,平均渗透率 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;泥岩类平均孔隙度只有2.1%,平均渗透率 $0.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

通过高压压汞实验对不同岩性的孔隙结构进行了表征(图5,表1):粉砂岩类储层排驱压力低于

5 MPa,进汞饱和度峰值大于90%(图5a),最大孔喉半径可达540 nm,平均孔喉半径分布在210~240 nm之间,孔喉半径中值为240~280 nm(图5b),渗透率分布峰值对应的孔喉半径约250 nm(图5c),孔隙结构最好。白云岩类储层排驱压力为5~30 MPa,进汞饱和度峰值在56%~72%之间(图5d),最大孔喉半径可达134 nm,平均孔喉半径分布在11~32 nm范围,孔喉半径中值为6~15 nm(图5e),渗透率分布峰值对应的孔喉半径约25 nm(图5f),孔隙结构中等。泥岩类储层排驱压力大于45 MPa,进汞饱和度峰值在35%~45%之间(图5g),最大孔喉半径为15 nm,平均孔喉半径分布范围为5~6 nm(图5h),渗透率分布峰值对应的孔喉半径在6~10 nm之间(图5i),孔隙结构最差。

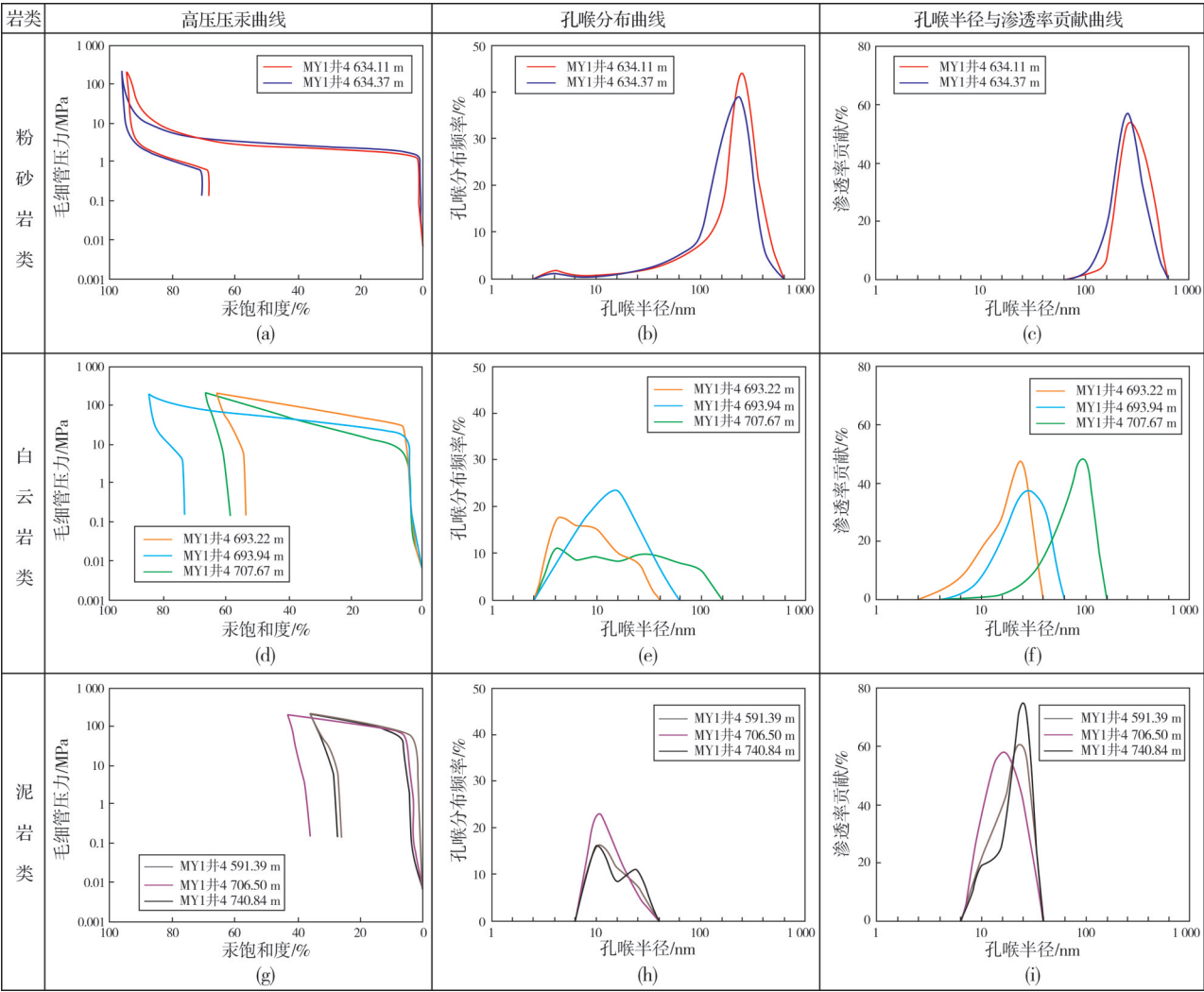


图5 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油储层高压压汞孔隙结构特征

Fig. 5 Pore structure characteristics of high pressure mercury injection of shale oil reservoir of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin

表1 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油3类储层特征
Table 1 Parameters of shale oil reservoir of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin

岩类	主要储集空间	物性		孔隙结构		含油岩心面积百分比/%
		孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	排驱压力/MPa	平均孔喉半径/nm	
粉砂岩类	微米级残余粒间孔、长石和凝灰质溶孔、构造缝	5.2	0.35	<5	210~240	>30
白云岩类	微米级残余粒间孔、晶间孔、构造缝	3.4	0.25	5~30	11~32	10~30
泥岩类	纳米级残余粒间孔、晶间孔、泄水缝、层理缝	2.1	0.21	>45	5~6	<10

以上研究表明,不同岩石类型发育不同的储集空间,继而导致了储层物性和孔隙结构的差异性。粉砂岩类储层储集空间主要为微米级残余粒间孔、长石和凝灰质溶孔以及构造缝,储层物性及孔隙结构最优,岩心观察的含油岩心面积百分比一般在30%以上。白云岩类储层储集空间主要为微米级残余粒间孔、晶间孔以及构造缝,储层物性及孔隙结构中等,含油岩心面积百分比一般在10%~30%。泥岩类储层储集空间以晶间孔、泄水缝和层理缝为主,物性和孔隙结构较差,含油岩心面积百分比一般小于10%。

3 风城组页岩油储层成岩作用

对玛湖凹陷风城组页岩油储层储集空间形成

与演化最重要的成岩作用有压实作用、溶蚀作用、脱玻化与重结晶作用以及构造破裂作用。不同岩类经历的成岩作用类型和过程存在差异,导致孔隙类型的差异。

3.1 压实作用

由于风城组页岩油储层岩性细,所以各类岩石的压实作用整体较强,是影响粒间孔和晶间孔发育的主要成岩作用。压实越强,粒间孔和晶间孔保存越少,孔隙半径越小,但不同岩石类型的压实程度有差异。相对而言,粉砂岩类压实作用中等,扫描电镜下可见细小的碎屑石英和长石颗粒之间残留微米级的粒间孔隙(图4a)。白云岩类中的泥粉晶白云石的压实较强,常见强压实压溶作用形成的缝合线。随着白云岩中凝灰质晶屑和陆源长英质碎屑含量的增加,岩石抗压能力变强,压实作用逐渐变弱。泥岩类压实作用最强,局部粒间见百纳米级的孔隙(图4b),并常发育泄水缝。随着上覆地层压力不断增加,在欠压实作用下流体不能有效排出,导致局部产生高孔隙流体压力,流体外溢撕裂沉积物并向上运移,产生裂缝作为泄水通道^[29],即为泄水缝(图4g)。

3.2 溶蚀作用

溶蚀作用是风城组页岩油“甜点”储层形成的重要因素,包括陆源碎屑长石颗粒、凝灰质火山物质中的长石晶屑与基质以及碳酸盐组分的溶蚀。根据溶蚀物质、溶孔发育位置并结合地质背景综合分析^[19-20],认为研究区的溶蚀作用主要有2种类型:一种为大气淡水溶蚀,主要为沉积间断期间或构造抬升期的大气淡水淋滤溶蚀;另一种为有机酸溶蚀,主要为埋藏成岩期烃源岩中有机质成熟生烃伴随的有机酸溶蚀控制。

淡水淋滤溶蚀主要发育在西北缘的断裂构造带。由于断裂的发育和构造抬升,造成地层剥蚀和缺失,从而沟通了地下水与大气降水,使得不同层位的地下水、大气水发生循环,对经过地区的岩石进行溶蚀,而且由于断裂造成的破碎和裂缝加快了溶蚀作用的进程,增强了溶蚀作用的效果。在岩心和成像测井图上均可见淡水淋滤溶蚀作用形成的碳酸盐的溶蚀现象。埋藏溶蚀主要发育在斜坡

区,这与距离优质烃源岩分布区较近有关,溶蚀物质主要为陆源及火山碎屑中的长石晶屑以及分散状的火山基质(图4c,4d)。

不同岩性之间的溶蚀作用也有差异。粉砂岩类的溶蚀作用较强,陆源碎屑组分中的长石、凝灰质火山碎屑中的长石晶屑以及分散的火山玻璃在有机酸、CO₂等酸性流体作用下均可以发生溶蚀,长石颗粒溶蚀形成港湾状孔隙,火山碎屑的溶蚀则呈现不规则状,部分长石强烈溶蚀可形成铸模孔。在粉砂岩类中,长石溶孔面孔率占总孔隙的35%~60%。白云岩类的溶蚀作用受构造位置的控制:在斜坡区,受成岩流体高二氧化碳分压对溶蚀作用的抑制^[30],白云石一般不易发生溶蚀;而在断裂带,受不整合面大气水淋滤的影响,碳酸盐矿物溶蚀较发育。泥岩类压实作用整体较强,岩石具有纹层状结构,溶蚀作用较弱。

3.3 脱玻化及重结晶作用

风城组沉积时期火山活动活跃,造成储层中广泛分布火山碎屑。火山玻璃在温度和压力增高过程中逐渐转化为稳定的结晶物质,火山玻璃的脱玻化作用可以形成丰富的钠长石及硅质晶间孔(图4e),形成有效的储集空间。由于风城组富含火山碎屑,大量中基性火山物质水解为白云石化作用提供了丰富的Ca²⁺、Mg²⁺等离子,而白云石重结晶作用形成微米级、亚微米级的晶间孔,有时形成毫米至厘米级的白云岩薄层。此外可见硅硼钠石、水硅硼钠石等盐类矿物重结晶为直径可达数毫米的晶粒(图4f),这些重结晶作用有利于晶间孔的形成以及使得先存的晶间孔隙变大。根据王俊怀等^[16]和田孝茹等^[31]的研究结果,风城组硅硼钠石的形成温度介于95~110℃,白云石的形成温度介于75~113℃,形成于中晚成岩期,处于风城组烃源岩的生油窗内,而风城组油气充注主要发生在早三叠世,地温在100~110℃范围内,和白云石以及硅硼钠石晶体的形成以及重结晶具有很好的匹配关系,因此重结晶形成的晶间孔可以成为油气聚集的有效空间。白云石和硅硼钠石的重结晶作用常见于白云岩类以及白云质泥岩中。

3.4 破裂作用

早二叠世海西运动末期,准噶尔—吐鲁番板块

向哈萨克斯坦板块俯冲、消减以致发生碰撞,使西北缘地区成为碰撞隆起带以及与隆起带相邻的碰撞前陆型沉积区,剧烈的构造运动造成西北缘发育大型逆冲断裂以及相关的复杂褶皱,同时伴随着广泛的火山活动;后期印支运动和燕山运动导致的推覆构造活动又不同程度地改造了海西期的断裂分布,造就了现今的断裂和裂缝发育格局^[24-26]。潘晓添等^[17]对研究区FN4井4 577.3 m、F15井3 464.83 m风城组储层样品进行的非定向声发射实验分析表明:研究区构造裂缝主要有3个发育期,即印支期、燕山期和喜马拉雅期,其中印支运动和燕山运动对裂缝发育期起到决定性作用。从裂缝中常见原油外渗现象(图4h),表明研究区裂缝的开启程度高。对风城组页岩油储层而言,各种构造裂缝的存在无疑是形成“甜点”储层的重要因素。

4 成岩作用与储集空间的关系

不同岩类的储集空间类型及储集性质不同,这既和岩石组分有关,又与经受的成岩作用改造相关。对于粉砂岩类,一方面该类储层的先天条件好,较粗的长英质颗粒具有较好的抗压实能力,这使该类储层的压实作用最弱,残余粒间孔隙最发育且孔隙半径较大(图4a);同时有机酸优先进入粉砂岩类储层中,导致粉砂岩类溶蚀作用强,形成大量的长石溶孔(图4c)。白云岩类形成于较高盐度的沉积环境,常发育各种盐类矿物,白云石和硅硼钠石等矿物的重结晶可以形成晶间孔隙(图4f),成为有效储集空间。泥岩类储层由于粒度细,并富含有机质,故压实作用较强,只发育纳米级的残余粒间孔隙(图4b),但是该类岩石发育快速压实背景下的泄水缝,部分未被完全充填的泄水缝可以成为油气运聚的有效空间。由于风城组页岩油储层中普遍含有凝灰质火山物质,火山玻璃的脱玻化及重结晶作用形成的晶间孔在3类岩石中均不同程度地发育(图4e)。X衍射结果显示风城组页岩油储层高含长英质和白云石等脆性矿物,黏土矿物含量通常低于10%(图6),岩石脆性指数在70~100之间,不同岩性之间的脆性相差不大,总体上都有利于裂缝的产生,因而各类型的储层常表现出孔-缝双重介质特征。

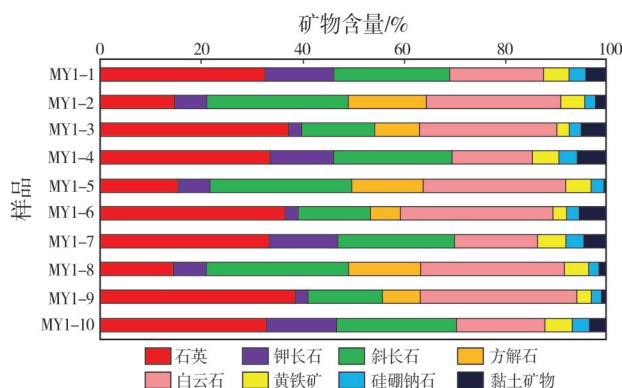


图6 准噶尔盆地玛湖凹陷MY1井风城组页岩油储层矿物含量条形图

Fig. 6 Mineral content bar chart of shale oil reservoir of Fengcheng Formation of Well MY1 in Mahu Sag, Junggar Basin

5 结论

(1)风城组页岩油储层是一套成分复杂的岩石,按照粒度、成分可分为粉砂岩类、白云岩类、泥岩类3大岩类;储集空间类型多,发育粒间孔、溶蚀孔、晶间孔、泄水缝、构造缝、层理缝等6种孔隙类型,其中残余粒间孔、溶蚀孔和裂缝是最重要的储集空间类型,裂缝是较高产量的必要条件;以微米级残余粒间孔及长石溶孔为主要储集空间的粉砂岩类物性最好,孔隙结构最优,是玛湖凹陷风城组页岩油最重要的“甜点”储层类型。

(2)风城组页岩油储层储集空间发育程度受控于或形成于成岩作用,成岩作用是导致风城组不同岩性储层储集空间差异性以及储层强非均质性的重要原因。压实作用是影响粒间孔发育的主要成岩作用,溶蚀作用和破裂作用是页岩油“甜点”储层形成的重要因素。风城组储层中火山玻璃的脱玻化及重结晶形成晶间孔,以及构造活动引起的破裂作用形成裂缝,造成了研究区页岩油储层常具有孔-缝双重介质特征。

致谢: 中国石油杭州地质研究院寿建峰教授对本文提出了宝贵意见,在此表示最诚挚的谢意!

参考文献

- [1] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta petrolei sinica, 2020, 41

- (1): 1-12.
- [2] 杨跃明, 黄东. 四川盆地侏罗系湖相页岩油气地质特征及勘探开发新认识[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 22-33.
YANG Yueming, HUANG Dong. Geological characteristics and new understandings of exploration and development of Jurassic lacustrine shale oil and gas in the Sichuan Basin [J]. Natural gas industry, 2019, 39(6): 22-33.
- [3] 吴河勇, 林铁锋, 白云凤, 等. 松辽盆地北部泥(页)岩油勘探潜力分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 78-86.
WU Heyong, LIN Tiefeng, BAI Yunfeng, et al. Analyses of the mudstone (shale) oil exploration potential in North Songliao Basin [J]. Petroleum geology & oilfield development in Daqing, 2019, 38(5): 78-86.
- [4] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景: 以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. 石油学报, 2021, 42(2): 143-162.
ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: a case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2021, 42(2): 143-162.
- [5] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 1-11.
YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2013, 34(1): 1-11.
- [6] 匡立春, 王霞田, 郭旭光, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油地质特征与勘探实践[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(6): 629-634.
KUANG Lichun, WANG Xiatian, GUO Xuguang, et al. Geological characteristics and exploration practice of tight oil of Lucaogou Formation in Jimsar Sag [J]. Xinjiang petroleum geology, 2015, 36(6): 629-634.
- [7] 支东明, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规-非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 38-51.
ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Petroleum exploration and development, 2021, 48(1): 38-51.
- [8] 王小军, 杨智峰, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油勘探实践与展望[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(4): 402-413.
WANG Xiaojun, YANG Zhifeng, GUO Xuguang, et al. Practices and prospects of shale oil exploration in Jimsar Sag of Junggar Basin [J]. Xinjiang petroleum geology, 2019, 40(4): 402-413.
- [9] 吴宝成, 李建民, 邬元月, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油上甜点地质工程一体化开发实践[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 679-690.
WU Baocheng, LI Jianmin, WU Yuanyue, et al. Development practices of geology-engineering integration on upper sweet spots of Lucaogou Formation shale oil in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. China petroleum exploration, 2019, 24(5): 679-690.
- [10] 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.
- [11] 支东明, 唐勇, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油藏地质特征与成藏控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 615-623.
ZHI Dongming, TANG Yong, ZHENG Menglin, et al. Geological characteristics and accumulation controlling factors of shale reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. China petroleum exploration, 2019, 24(5): 615-623.
- [12] 秦志军, 陈丽华, 李玉文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组碱湖古沉积背景[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(1): 1-6.
QIN Zhijun, CHEN Lihua, LI Yuwen, et al. Paleo-sedimentary setting of the Lower Permian Fengcheng alkali lake in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang petroleum geology, 2016, 37(1): 1-6.
- [13] 张志杰, 袁选俊, 汪梦诗, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖沉积特征与古环境演化[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 972-984.
ZHANG Zhijie, YUAN Xuanjun, WANG Mengshi, et al. Alkaline-lacustrine deposition and paleoenvironmental evolution in Permian Fengcheng Formation at the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum exploration and development, 2018, 45(6): 972-984.
- [14] 冯有良, 张义杰, 王瑞菊, 等. 准噶尔盆地西北缘风城组白云岩成因及油气富集因素[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 685-692.
FENG Youliang, ZHANG Yijie, WANG Ruiju, et al. Dolomites genesis and hydrocarbon enrichment of the Fengcheng Formation in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Petroleum exploration and development, 2011, 38(6): 685-692.
- [15] 薛晶晶, 孙靖, 朱筱敏, 等. 准噶尔盆地二叠系风城组白云岩储层特征及成因机理分析[J]. 现代地质, 2012, 26(4): 755-761.
XUE Jingjing, SUN Jing, ZHU Xiaomin, et al. Characteristics

- and formation mechanism for dolomite reservoir of Permian Fengcheng Formation in Junggar Basin [J]. *Geoscience*, 2012, 26(4): 755-761.
- [16] 王俊怀, 刘英辉, 万策, 等. 准噶尔盆地乌—夏地区二叠系风城组云质岩特征及成因[J]. *古地学报*, 2014, 16(2): 157-168.
- WANG Junhuai, LIU Yinghui, WAN Ce, et al. Characteristics and origin of dolomitic tuff in the Permian Fengcheng Formation in Wu-Xia area of Junggar Basin [J]. *Journal of palaeogeography*, 2014, 16(2): 157-168.
- [17] 潘晓添, 郑荣才, 文华国, 等. 准噶尔盆地乌尔禾地区风城组云质致密油储层特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2013, 40(3): 315-325.
- PAN Xiaotian, ZHENG Rongcai, WEN Huaguo, et al. Tight oil reservoir of Permian Fengcheng Formation in Urho area, Junggar Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (science & technology edition)*, 2013, 40(3): 315-325.
- [18] 陈磊, 丁靖, 潘伟卿, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡二叠系风城组云质岩优质储层特征及控制因素[J]. *中国石油勘探*, 2012, 17(3): 8-11.
- CHEN Lei, DING Jing, PAN Weiqing, et al. Characteristics and controlling factors of high-quality dolomite reservoir in Permian Fengcheng Formation in west slope of Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *China petroleum exploration*, 2012, 17(3): 8-11.
- [19] 许琳, 常秋生, 冯玲丽, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层特征及控制因素[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 649-660.
- XU Lin, CHANG Qiusheng, FENG Lingli, et al. The reservoir characteristics and control factors of shale oil in Permian Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *China petroleum exploration*, 2019, 24(5): 649-660.
- [20] YU Kuanhong, CAO Yingchang, QIU Longwei, et al. Unconformity-controlled dissolution contributes to reservoirs in the carbonate-rich Permian Fengcheng Formation, northwestern Junggar Basin, China [J]. *Carbonates and evaporites*, 2020, 35(1): 1-32.
- [21] 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.
- [22] 曹剑, 雷德文, 李玉文, 等. 古老碱湖优质烃源岩: 准噶尔盆地二叠统风城组[J]. *石油学报*, 2015, 36(7): 781-790.
- CAO Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, et al. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin [J]. *Acta petrolei sinica*, 2015, 36(7): 781-790.
- [23] 支东明, 曹剑, 向宝力, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. *新疆石油地质*, 2016, 37(5): 499-506.
- ZHI Dongming, CAO Jian, XIANG Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu Sag in Junggar Basin: hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation [J]. *Xinjiang petroleum geology*, 2016, 37(5): 499-506.
- [24] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(5): 845-861.
- HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin [J]. *Oil & gas geology*, 2018, 39(5): 845-861.
- [25] 吴孔友, 查明, 王绪龙, 等. 准噶尔盆地构造演化与动力学背景再认识[J]. *地球学报*, 2005, 26(3): 217-222.
- WU Kongyou, ZHA Ming, WANG Xulong, et al. Further researches on the tectonic evolution and dynamic setting of the Junggar Basin [J]. *Acta geoscientica sinica*, 2005, 26(3): 217-222.
- [26] 何登发, 尹成, 杜社宽, 等. 前陆冲断带构造分段特征: 以准噶尔盆地西北缘断裂构造带为例[J]. *地学前缘*, 2004, 11(3): 91-101.
- HE Dengfa, YIN Cheng, DU Shekuan, et al. Characteristics of structural segmentation of foreland thrust belts: a case study of the fault belts in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. *Earth science frontiers*, 2004, 11(3): 91-101.
- [27] 张少敏, 操应长, 朱如凯, 等. 湖相细粒混合沉积岩岩石类型划分: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *地学前缘*, 2018, 25(4): 198-209.
- ZHANG Shaomin, CAO Yingchang, ZHU Rukai, et al. Lithofacies classification of fine-grained mixed sedimentary rocks in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Earth science frontiers*, 2018, 25(4): 198-209.
- [28] 扈克来, 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.
- [29] 马存飞, 董春梅, 栾国强, 等. 泥页岩自然流体压力缝类型、特征及其作用: 以中国东部古近系为例[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(4): 580-589.
- MA Cunfei, DONG Chunmei, LUAN Guoqiang, et al. Types, characteristics and effects of natural fluid pressure fractures in shale: a case study of the Paleogene strata in Eastern China [J]. *Petroleum exploration and development*, 2016, 43(4): 580-589.

- 580–589.
- [30] 远光辉, 操应长, 杨田, 等. 论碎屑岩储层成岩过程中有机酸的溶蚀增孔能力[J]. 地学前缘, 2013, 20(5): 207–219.
- YUAN Guanghui, CAO Yingchang, YANG Tian, et al. Porosity enhancement potential through mineral dissolution by organic acids in the diagenetic process of elastic reservoir[J]. Earth science frontiers, 2013, 20(5): 207–219.
- [31] 田孝茹, 张元元, 卓勤功, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组致密油充注特征: 碱性矿物中的流体包裹体证据[J]. 石油学报, 2019, 40(6): 646–659.
- TIAN Xiaoru, ZHANG Yuanyuan, ZHUO Qingong, et al. Tight oil charging characteristics of the Lower Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin: evidence from fluid inclusions in alkaline minerals[J]. Acta petrolei sinica, 2019, 40(6): 646–659.

编辑: 黄革萍

Pore space characteristics and diagenesis of shale oil reservoir of the Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin

SHAN Xiang, HE Wenjun, GUO Huajun, ZOU Zhiwen, CHEN Xiguang, DOU Yang, PENG Bo

Abstract: Because of the abundance of the alkaline lake shale oil resources of the Permian Fengcheng Formation in the Mahu Sag of Junggar Basin, it is an important replacement field for unconventional oil and gas exploration in Junggar Basin. The reservoir pore space characteristics, diagenesis and their relationship of the shale oil reservoir of Fengcheng Formation in the Mahu Sag of Junggar Basin are studied by using the data of core, petrographic thin section, X-ray diffraction, electron probe and SEM. The results show that: (1) The shale oil reservoir of Fengcheng Formation develops three types of rocks, including siltstone, shale and dolomite; the pore types of shale oil reservoir include residual intergranular pores, dissolution pores, intercrystalline pores, drainage fractures, bedding fractures and structural fractures. (2) Siltstone is moderately compacted, and feldspar of terrigenous clasts and tuffaceous volcanic clasts are dissolved, and the pore types are dominated by feldspar dissolution pores and micron-scale residual intergranular pores. (3) Dolomite is moderately compacted, and carbonate mineral recrystallization and dissolution are developed. The pore types are dominated by micron-scale residual intergranular pores, intercrystalline pores and dissolution pores. (4) Shale is strongly compacted, and the drainage structure caused by rapid compaction is common. Mineral dissolution is not developed, and the pore types are mainly composed of nanometer-scale residual intergranular pores, semi-filled drainage fractures and bedding fractures. (5) Volcanic materials are generally developed in Fengcheng Formation, and intercrystalline pores formed through the devitrification and recrystallization of volcanic glass are common. (6) The fractures caused by tectonic activities are developed in the three types of rocks, resulting in dual media characteristics of Fengcheng shale oil reservoir in the study area. It is considered that siltstone developed micron-scale residual intergranular pores and feldspar dissolution pores has the best physical properties and pore structure, and is the most important “sweet” reservoir type of Fengcheng shale oil in the Mahu Sag of Junggar Basin.

Key words: shale oil; pore space; diagenesis; Fengcheng Formation; Mahu Sag; Junggar Basin

SHAN Xiang, First author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in reservoir geology of clastic rock. Add: PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, No. 920 Xixi Rd., Xihu District, Hangzhou, Zhejiang 310023, China