

准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩储层润湿性及其主控因素

郑国伟^{1,2}, 高之业^{1,2}, 黄立良³, 姜振学^{1,2}, 何文军³, 常佳琦^{1,2}, 段龙飞^{1,2}, 魏维航^{1,2}, 王志伟^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249; 3. 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]

摘要:页岩储层润湿性会对储层相对渗透率、毛细管力产生重要影响,并最终影响页岩油气成藏过程和采收率。以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩为研究对象,综合利用接触角、自发渗吸+微米CT等多种实验手段对页岩储层润湿性特征及其主控因素进行研究。研究结果显示:①玛湖凹陷风城组页岩为偏向亲油的混合润湿,不同岩相的水润湿能力依次为长英质页岩>含灰长英质页岩>含云长英质页岩>含长英云质页岩>粉砂岩。②页岩润湿性受有机质丰度、矿物组分和孔隙结构等多因素共同控制,页岩亲油性与总有机碳含量、白云石含量呈正相关,与石英含量呈负相关,与方解石含量呈分段式相关;宏孔隙体积越大,页岩亲油性越强。③亲油孔隙连通性沿着裂缝和纹层发育的方向会变好;云质团块会形成聚集型的、具有一定连通性的孔隙系统,同页岩基质中连通的小孔隙一起构成云质团块特有的页岩油储集空间和运移通道。④小于1 μm的孔隙连通性较好,为页岩油的主要运移通道;大于1 μm的孔隙连通性差,是页岩油主要的储集空间。⑤依据不同岩相润湿性特征和沉积构造特征初步确定研究区优质储层为发育裂缝、云质团块、纹层构造的粉砂岩和含云长英质页岩。

关键词:微米CT;自发渗吸;接触角;页岩润湿性;孔隙连通性;页岩储层;玛湖凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Wettability of the Permian Fengcheng Formation shale in the Mahu Sag, Junggar Basin, and its main control factors

Zheng Guowei^{1,2}, Gao Zhiye^{1,2}, Huang Liliang³, Jiang Zhenxue^{1,2}, He Wenjun³, Chang Jiaqi^{1,2},
Duan Longfei^{1,2}, Wei Weihang^{1,2}, Wang Zhiwei^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;
2. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of
Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China]

Abstract: Shale wettability is of great significance to relative permeability and capillary force of a reservoir, ultimately affecting the hydrocarbon accumulation process in shale as well as the shale oil/gas recovery rate. This study focuses on the wettability characteristics and main control factors of the Permian Fengcheng Formation shale in the Mahu Sag, Junggar Basin, by means of contact angle measurement and spontaneous imbibition plus micro-CT experiment. The results are shown as follows. First, the Fengcheng Formation shale in the Mahu Sag is of generally mixed wettability while prone to oil-wet, and the affinity of different lithofacies to water is listed out from the top, that is, felsic shale, limy felsic shale, dolomitic felsic shale, felsic dolomitic shale, and siltstone. Second, the shale wettability is jointly controlled by multiple factors including organic matter abundance, mineral composition, and pore structure. The shale hydrophobicity is positively correlated with the TOC, dolomite content, negatively with the quartz content, and in staged correlation with the calcite content; the larger the pore volume occupied by macro-pores, the more oil-wet is the shale sample. Third, the connectivity of oil-wet pores tends to grow better along the direction of crack and lamina development. A pore system of clustered type and certain connectivity is prone to form in dolomitic glomerates, which

收稿日期:2021-09-14;修订日期:2022-07-13。

第一作者简介:郑国伟(1997—),男,硕士研究生,非常规油气储层评价。E-mail: zhengguowei7@163.com。

通讯作者简介:高之业(1987—),男,副研究员、博士生导师,非常规油气地质研究。E-mail: gaoshiye@163.com。

基金项目:中国石油天然气集团有限公司-中国石油大学(北京)战略合作科技专项(ZLZX2020-01-05);国家自然科学基金项目(41972145)。

can form an unique shale oil storage space and migration pathway together with the interconnected small pores in the shale matrix. Fourth, the pores less than 1 μm have better connectivity and act as the main migration pathways for shale oil, while those larger than 1 μm with poor connectivity serve as the main storage space for shale oil. Fifth, it is preliminarily concluded that the high-quality shale oil reservoirs are of siltstone and dolomitic felsic shale with well-developed cracks, dolomitic glomerates and laminar structures in the study area according to the wettability characteristics of different lithofacies and sedimentary structure characteristics.

Key words: micro-CT experiment, spontaneous imbibition, contact angle, shale wettability, pore connectivity, shale reservoir, Mahu Sag, Junggar Basin

引用格式:郑国伟,高之业,黄立良,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩储层润湿性及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1206–1220. DOI: 10. 11743/ogg20220516.

Zheng Guowei, Gao Zhiye, Huang Liliang, et al. Wettability of the Permian Fengcheng Formation shale in the Mahu Sag, Junggar Basin, and its main control factors[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1206–1220. DOI: 10. 11743/ogg20220516.

北美页岩油的成功勘探开发,引起了国内外学者的广泛关注^[1-3]。中国页岩油资源非常丰富,广泛分布在准噶尔盆地二叠系、鄂尔多斯盆地三叠系、江汉盆地古近系、松辽盆地白垩系以及渤海湾盆地^[4-9],具有很大的勘探开发潜力^[10]。准噶尔盆地二叠系风城组具有典型的页岩油成藏特征,是当前中国页岩油勘探的重要层段之一^[11-13]。前人对风城组研究发现,风城组发育于特殊的碱湖沉积环境,是全球最古老的碱湖烃源岩,具有全层系含油、准连续分布的成藏特征^[14-18]。

储层润湿性是指地层流体中的某种流体在岩石表面扩展或者粘附的趋势^[19],它控制着毛细管力、相对渗透率,对油、气、水在岩石孔隙中的微观分布及成藏过程有着重要的影响^[20-23]。目前,页岩润湿性主要从表征方法改进、润湿性定性和定量评价,以及润湿性影响因素这3方面来研究^[23-25]。页岩储层润湿性可通过接触角法、自发渗吸法、核磁共振法等方法测定,不同方法原理不同,应用效果各异^[26-29]。其中,接触角法一直是页岩储层润湿性研究中常用的方法^[30-32]。与其他方法相比,接触角法快速便捷,且可以测量页岩样品不同区域的润湿性特征^[31]。刘向君等^[23]对川南龙马溪组页岩研究认为,页岩表面具有混合润湿性,即“斑状”润湿,主要与岩石组分的非均质性和复杂微纳米孔隙系统有关^[26]。Gao和Hu^[32]对巴奈特(Barnett)页岩润湿性的研究同样认为页岩中亲油有机质和亲水无机矿物导致其具有“斑状”润湿性。前人研究表明影响页岩储层润湿性的因素主要包括矿物组分、有机质含量和孔隙结构,而其他因素,如地层水性质、温度和压力等也会在一定程度上影响润湿性^[33-37],页岩储层润湿性不是受单一因素控制,而是多因素共同控制的结果。玛湖凹陷风城组页岩沉积相变特别快,发育多种沉积微构造,包括水平层理、包卷构造、压坠构造、云质团块

和微裂缝等^[38],特别是云质团块、裂缝和纹层较为发育,影响页岩储层孔隙连通性,进而导致页岩储层润湿性特征复杂、页岩油赋存空间和运移通道不清。然而,目前针对玛湖凹陷二叠系风城组页岩储层润湿性及其控制因素的研究较为薄弱,制约了对玛湖凹陷风城组页岩油赋存机理和富集规律的深入认识,亟需开展相关研究。

本文以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩为研究对象,通过开展总有机碳含量(TOC)、岩石热解和X射线衍射实验明确页岩有机地化和矿物组成特征,通过接触角和自发渗吸实验定量评价页岩储层润湿性,结合 N_2 吸附、高压压汞及微米CT定量表征孔隙结构特征,最终明确TOC、矿物组分和孔隙结构对页岩储层润湿性的影响。

1 地质概况

准噶尔盆地是典型的大型叠合含油气盆地,玛湖凹陷是准噶尔盆地中央坳陷的次一级负向构造单元^[14,39-40]。西侧与乌夏断裂带以及克百断裂带相邻,东南侧与夏盐凸起毗邻,东北侧为石英滩凸起和英西凹陷(图1)。玛湖凹陷是准噶尔盆地油气富集程度最高的生烃凹陷^[14,41],是目前勘探的重点区域之一^[17]。玛湖凹陷自下而上发育的地层有石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系,主力烃源岩为二叠系风城组,其次为乌尔禾组和佳木河组烃源岩^[41-42]。玛湖凹陷X井风城组自下而上可划分为风城组一段(风一段, P_1f^1)、风二段(P_1f^2)、风三段(P_1f^3):风一段主要为白云质泥岩、白云质粉砂岩、泥质白云岩及凝灰岩等细粒混积岩,总厚度为200~450 m;风二段为泥质白云岩等混积岩夹碱矿层,总厚度为250~

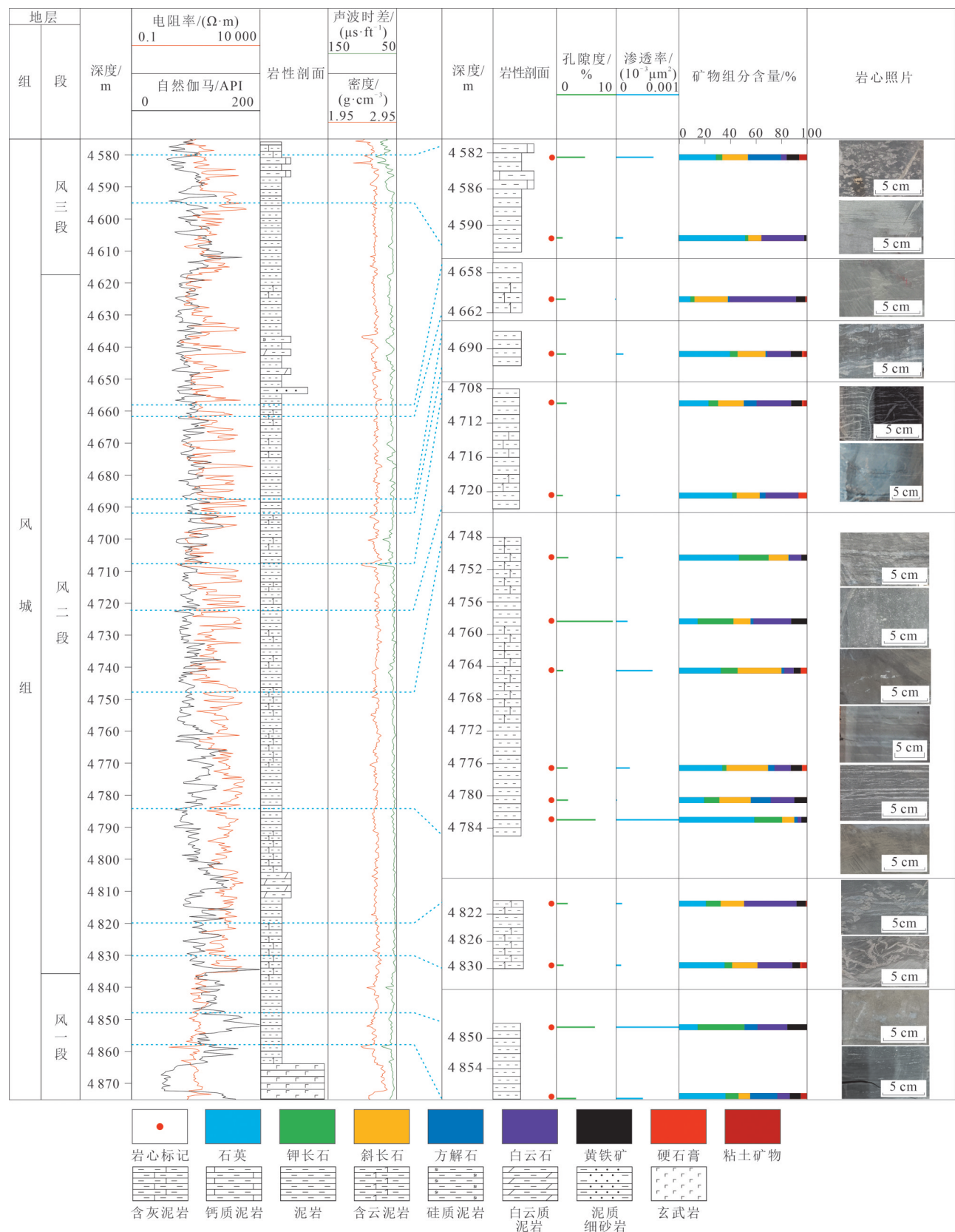


图2 玛湖凹陷X井二叠系风城组综合柱状图

Fig. 2 The composite stratigraphic column of the Permian Fengcheng Formation in Well X, Mahu Sag

湿性汞注入样品内部裂缝和孔隙中,根据 Washburn 方程^[43]计算出不同进汞压力相对应的孔喉直径,并根据不同压力进汞量得到页岩样品的孔喉分布和孔体积分布等参数。

2.2.3 氮气吸附实验

氮气(N_2)吸附实验采用Micromeritics ASAP 仪器对粒径为60~80目的页岩颗粒样品展开分析,在低温($-196\text{ }^{\circ}\text{C}$)、97.3~127.0 KPa 压力条件下以高纯度的 N_2 为吸附质,当分子动力学直径为0.364 nm的 N_2 分子进入待测样品孔隙中会被吸附在孔隙表面,并发生微孔填充和毛细管凝聚现象,最后获得不同压力下样品对 N_2 的吸附量,并通过BET(Brunauer-Emmet-Teller)多分子层吸附理论和BJH(Barrett-Joyner-Halenda)理论等获得页岩样品比表面积、孔径分布和孔体积等信息。

2.2.4 接触角测定

接触角实验采用光学接触角/界面张力仪JY-82C在室温条件下测定气-液-岩石体系接触角。此仪器配备有高精度镜头的高速相机,通过高速相机记录不同滴定液体在页岩表面的动态展布运动过程,最终通过系统软件实现对岩石接触角的计算。实验用水为去离子水,实验用油为正癸烷,去离子水和正癸烷的性质如表1所示。实验所用样品为边长1 cm的立方体页岩样品。每个页岩样品选取顶、底面分别平行和垂直于页岩层理方向的样品开展水、油接触角实验。

2.2.5 自发渗吸实验

自发渗吸实验采用边长1 cm的立方体页岩样品,在所有的侧面(除了顶部和底部)涂上快速固化透明的环氧树脂。考虑到页岩样品的层理发育特征,在平行和垂直于页岩层理方向分别开展水、油自发渗吸实验。在进行自吸实验前,所有样品均在 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 烘箱中干燥48 h以上,以获得恒定的初始含水饱和度,同时又不会对页岩孔隙结构造成严重破坏^[44]。Hu和Gao给出了详细的实验步骤和数据处理方法^[28,45]。

2.2.6 微米CT实验

本次研究对完成自发渗吸实验后的样品FC5,FC8和FC11的页岩开展微米CT扫描精细表征孔隙结构,

以更为直观地揭示孔隙结构对页岩自发渗吸行为的影响。

微米CT实验采用蔡司公司的ZEISS VersaXRM500型射线显微镜,分辨率为 $1\text{ }\mu\text{m}$ 。微米CT实验通过扫描获得沿Z轴方向的2D平面成像(约1 024张),依次叠加构成一个3D立体数据体。最后用Avizo软件进行三维数据体重构与分析。具体实验过程分为4个步骤:①将样品切割为直径2.5 mm,高4.0 mm的柱样;②将样品固定在载物台上;③开启X射线源,X射线源被样品吸收衰减后被探测器检测;④仪器软件自动储存探测器接收到的信号,随着样品夹持器旋转,软件累计储存不同角度接收到的信号,直到夹持器旋转 360° 后结束扫描。

3 实验结果

3.1 风城组页岩有机地化特征

研究区页岩样品有机地化信息如表2所示,页岩样品的TOC介于0.11%~1.42%,平均为0.72%,表明研究区页岩样品为中等-好烃源岩。XRD全岩分析结果见图2,研究区页岩样品主要以石英、长石和碳酸盐矿物为主,其中石英含量在9.00%~58.70%,平均为31.65%;长石含量在12.80%~47.40%,平均为30.33%;碳酸盐岩含量在9.80%~53.20%,平均为27.80%;粘土矿物含量在0~6.30%,平均为1.40%。高长英质、低粘土说明风城组风化作用以物理风化为主,化学风化作用不明显;黄铁矿含量在0~12.50%,平均为7.90%,指示风城组页岩沉积环境主要为还原环境^[46]。页岩岩相划分方案以“沉积构造+矿物组分”为基础、参照赵贤正等岩相划分方案^[6],结果如表2所示,其中纹层状、层状和块状是根据沉积构造厚度来划分的,将沉积构造厚度小于1 cm的定义为纹层状,沉积构造厚度介于1~10 cm的定义为层状,沉积构造厚度大于10 cm的定义为块状。

3.2 接触角

玛湖凹陷风城组页岩水接触角测定结果如表3所示。在测定过程中发现,去离子水接触角均呈稳定的半球状,而正癸烷会在岩石表面瞬间铺展,测试结果均为 0° 。因页岩非均质性较强,所以每一块样品都在不同位置进行了3次实验,可以看出,常温下水接触角介于 63.73° ~ 113.00° ,平均为 83.28° ,说明其具有一定的亲水性,但油接触角均为 0° ,说明其具有强亲油性。

表1 玛湖凹陷X井页岩样品接触角实验相关流体物理性质

Table 1 The physical properties of fluids used in contact angle experiment with shale sampled from Well X, Mahu Sag

流体	密度/($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	粘度/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	界面张力/($\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$)
空气	—	0.018	—
去离子水	1.00	1.002	72.0
正癸烷	0.73	0.840	23.9

注:“—”表示未测得数据。

表2 玛湖凹陷X井页岩样品矿物组成和有机地化特征

Table 2 Mineral compositions and organic geochemical characteristics of the Fengcheng Formation shale samples from Well X, Mahu Sag

样品 编号	深度/ m	TOC/ %	S_1 / ($\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$)	S_2 / ($\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$)	$T_{\max}$ / °C	矿物组分含量/%							岩相类型
						石英	长石	方解石	白云石	粘土矿物	黄铁矿	其他	
FC1	4 582.6	0.105 6	0.08	0.07	370	28.8	25.0	25.6	4.7	6.3	9.6	0	块状含灰长英质页岩
FC2	4 591.6	0.616 8	1.44	1.53	440	52.0	12.8	0	33.5	0	1.7	0	层状含云长英质页岩
FC3	4 660.7	1.235 0	2.29	5.41	440	9.0	29.2	1.4	51.8	1.2	7.4	0	层状含长英云质页岩
FC4	4 690.8	1.420 0	1.44	6.82	441	39.7	27.9	1.1	18.5	2.3	8.9	1.6	层状长英质页岩
FC5	4 709.6	0.856 2	0.59	2.61	438	22.9	27.5	10.2	27.0	2.4	8.3	1.7	纹层状含云长英质页岩
FC6	4 720.3	0.575 9	2.61	1.41	437	41.6	21.5	4.5	25.7	0	0	6.7	层状含云长英质页岩
FC7	4 750.6	0.812 5	2.97	2.74	432	46.8	38.8	0.7	9.1	0	4.6	0	层状长英质页岩
FC8	4 758.4	0.719 5	4.59	2.28	418	14.5	41.2	2.3	29.5	0	12.5	0	层状含云长英质页岩
FC9	4 764.4	0.579 2	3.76	2.25	416	32.5	47.4	2.2	7.4	0	5.6	4.9	块状粉砂岩
FC10	4 776.6	0.938 3	0.31	3.92	438	33.8	35.8	4.8	12.9	0	8.8	3.9	纹层状长英质页岩
FC11	4 780.5	0.674 2	0.51	1.70	430	19.4	36.5	15.7	18.5	0	9.9	0	纹层状含云长英质页岩
FC12	4 783.1	0.652 3	5.08	2.36	425	58.7	31.3	2.5	3.1	0	4.4	0	块状粉砂岩
FC13	4 820.5	0.414 9	0.15	0.94	440	20.9	29.9	0	41.0	1.1	7.1	0	层状含云长英质页岩
FC14	4 829.1	0.581 3	0.45	1.42	435	35.4	25.8	0	27.2	3.9	6.2	1.5	层状含云长英质页岩
FC15	4 848.6	0.724 6	4.01	1.81	408	14.2	35.4	10.0	22.8	0	15.0	2.6	块状粉砂岩
FC16	4 858.4	0.672 2	0.63	1.47	434	36.2	19.2	21.3	9.8	5.1	8.4	0	纹层状含灰长英质页岩

表3 玛湖凹陷X井风城组页岩接触角测定结果

Table 3 Measured water contact angles of the Fengcheng Formation shale samples from Well X, Mahu Sag

样品 编号	水接触角/(°)			
	实验1	实验2	实验3	平均值
FC1	90.82	74.72	78.51	81.35
FC2	64.67	62.98	80.80	69.48
FC3	80.16	78.78	93.91	84.28
FC4	77.14	45.45	66.49	63.03
FC5	74.65	75.03	59.60	69.76
FC6	67.65	87.02	101.35	85.34
FC7	79.35	85.86	83.83	83.01
FC8	112.33	113.91	102.09	109.44
FC9	112.87	117.47	93.27	107.87
FC10	68.30	78.94	73.74	73.66
FC11	54.66	60.05	84.62	66.44
FC12	119.27	116.08	103.64	113.00
FC13	89.24	63.40	76.47	76.37
FC14	63.62	81.73	85.02	76.79
FC15	113.61	98.50	111.60	107.90
FC16	64.78	63.91	73.74	67.48

3.3 自发渗吸

对平行层理方向和垂直层理方向的页岩样品进行了水相和油相(正癸烷)自发渗吸实验,以评价其孔隙连通性和润湿性。图3展示了部分样品自发渗吸曲线,所

有样品的自吸斜率见表4,结果显示:不同页岩样品自吸斜率差异明显,且同一样品顺层和穿层差异也较显著。如图3a所示,顺层渗吸水的斜率远大于穿层,但穿层渗吸油的斜率远大于顺层,说明顺层方向连通的孔隙更亲水,穿层方向连通的孔隙更亲油,水更易沿着顺层方向流动,而油更容易沿着穿层方向运移。再如图3d所示,顺层和穿层渗吸水的斜率都小于渗吸油的斜率,说明顺层和穿层亲油孔隙连通性均好于亲水孔隙连通性,且该样品润湿性为亲油性,顺层和穿层方向都有利于页岩油的运移。整体来看,玛湖凹陷风城组页岩孔隙连通性较好,且亲油孔隙连通性好于亲水孔隙连通性。

3.4 氮气吸附和高压压汞

N_2 吸附实验的最佳孔径表征范围为2~50 nm的中孔,而高压压汞实验为大于50 nm的宏孔,结合两者可以对页岩样品孔隙结构进行联合表征^[47]。实验结果显示,玛湖凹陷风城组不同岩相页岩之间孔体积分布差异明显,其中含灰长英质页岩、长英质页岩和含长英云质页岩孔隙主要分布在2~50 nm,含云长英质页岩孔隙分布较均匀,各个孔径区间均有分布,粉砂岩孔径大于100 nm的孔隙占比较大。

3.5 微米CT

微米CT图像视域大小为 $500\text{ }\mu\text{m}\times 500\text{ }\mu\text{m}\times 500\text{ }\mu\text{m}$ 的立方体(图4)。样品FC8发育大量浅灰色团块(图

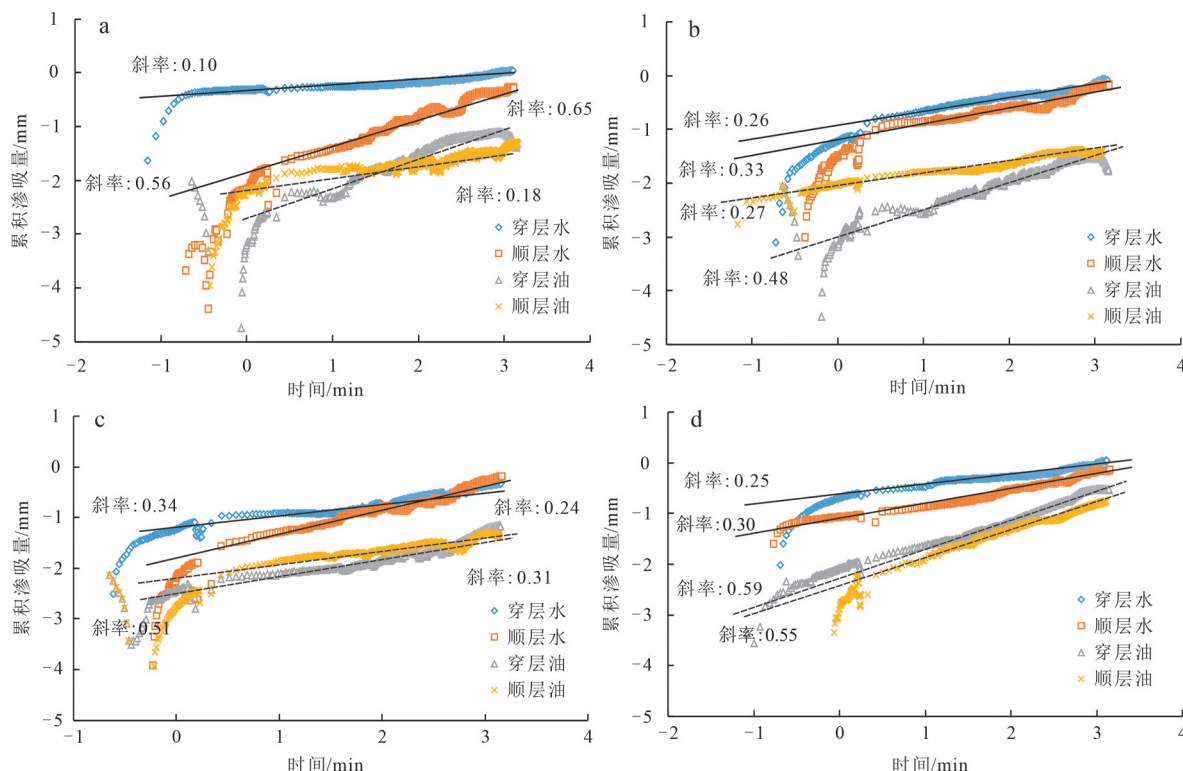


图3 玛湖凹陷X井页岩样品累积渗吸量与时间关系

Fig. 3 Cumulative water imbibition vs. time for the shale samples from Well X, Mahu Sag

a. 样品FC1; b. 样品FC2; c. 样品FC3; d. 样品FC8

表4 玛湖凹陷X井风城组页岩不同流体自发渗吸实验结果

Table 4 The spontaneous imbibition results of the Fengcheng Formation shale samples from Well X, Mahu Sag

样品 编号	水相渗吸斜率		油相渗吸斜率	
	顺层(P_1)	穿层(T_1)	顺层(P_2)	穿层(T_2)
FC1	0.558	0.103	0.178	0.645
FC2	0.328	0.255	0.274	0.483
FC3	0.513	0.338	0.238	0.307
FC4	0.126	0.22	0.345	0.249
FC5	0.228	0.167	0.360	0.220
FC6	0.160	0.090	0.624	0.198
FC7	0.273	0.694	0.700	0.425
FC8	0.296	0.253	0.548	0.588
FC9	0.243	0.434	0.424	0.994
FC10	0.326	0.525	0.540	0.384
FC11	0.351	0.378	0.680	0.380
FC12	0.543	0.188	0.320	0.363
FC13	0.160	0.331	0.271	0.380
FC14	0.392	0.209	0.477	0.125
FC15	0.392	0.386	0.365	0.493
FC16	0.380	0.376	0.714	0.526

注: P_1 为顺层渗吸水的斜率; P_2 为顺层渗吸正癸烷的斜率; T_1 为穿层渗吸水的斜率; T_2 为穿层渗吸正癸烷的斜率。

4b, j), XRD 结果显示, 该样品碳酸盐矿物含量为 31.8% (其中白云石含量为 29.5%, 方解石含量为 2.3%), 岩心上也观察到大量的团块, 为云质团块; 样品 FC5 发育沿层理方向的微裂缝, 如图 4e 和 f 红色箭头所示; 样品 FC11 矿物分布呈纹层状 (图 4h, i), 为碳酸盐纹层。

采用最大球算法建立孔隙-喉道球棍模型, 黄色球体为孔隙, 红色柱体为喉道。样品 FC8 孔隙多为聚集团块状, 对应为云质团块 (图 4j); 样品 FC5 发育微裂缝, 存在大量连通的孔隙和喉道 (图 4k)。为了研究其内部裂缝的发育情况, 采用连续切片对微裂缝进行了详细的观察, 微裂缝宽度约为 5~36 μm , 长度约为 165~500 μm (图 4m—o), 与外表面观察到的微裂缝相比 (图 4e), 裂缝可延伸至页岩内部。而样品 FC11 孔隙呈条带状分布 (图 4l)。

对页岩孔隙直径和孔隙配位数进行了定量统计, 结果如图 5 所示。3 块页岩样品中孔隙配位数为 0 的孔隙占比均大于 50%, 孔隙配位数为 1 的孔隙占比介于 20%~30% (图 5a—c)。不发育裂缝的样品 FC8 和 FC11 孔隙直径偏小, 主要分布在 5~20 μm (图 5d, f); 发育裂缝的样品 FC5 孔隙直径偏大, 主要分布在 5~45 μm , 孔隙直径介于 20~45 μm 的占比超过 30% (图 5e)。

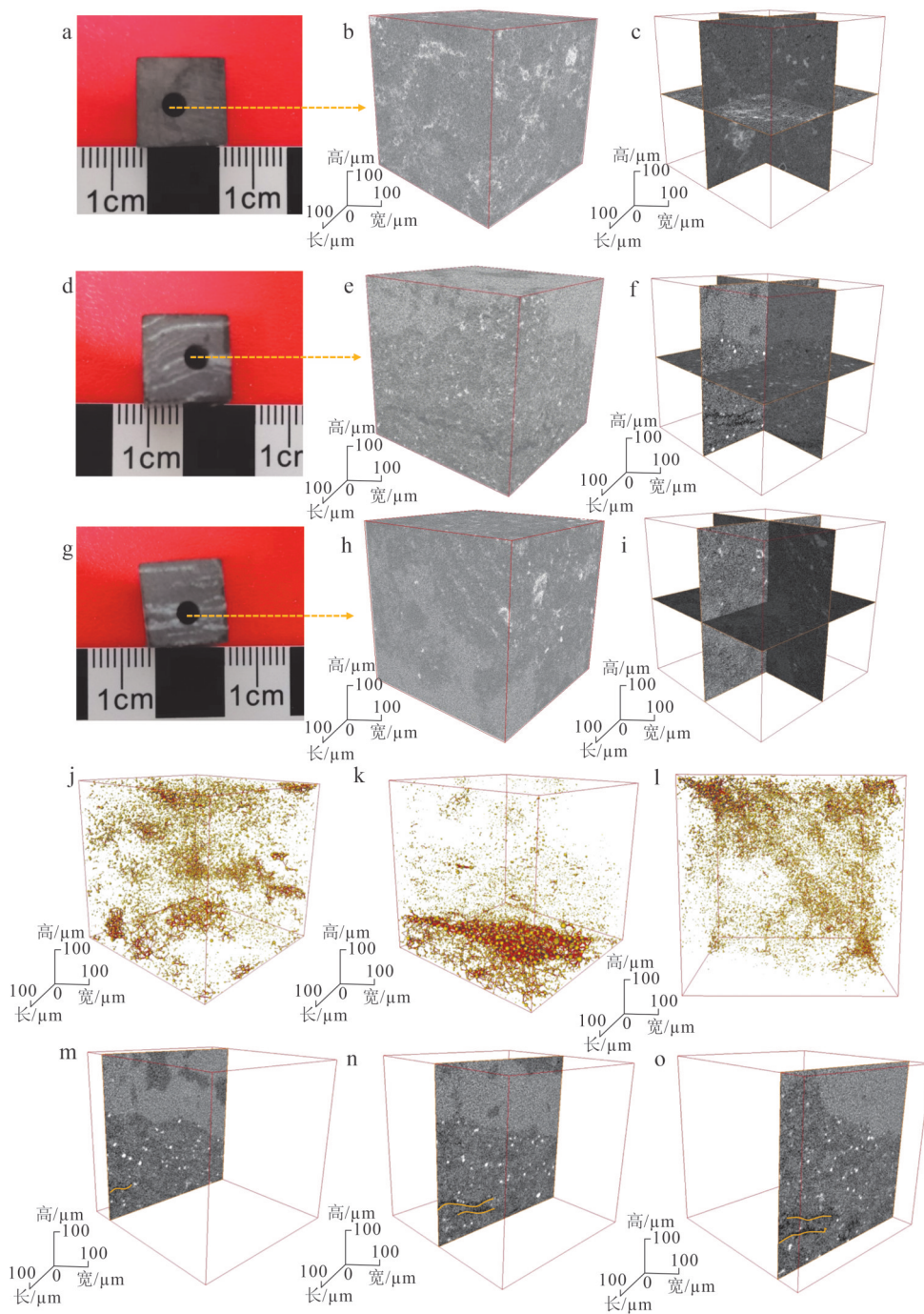


图4 玛湖凹陷X井二叠系风二段微米CT数字岩心图

Fig. 4 Micro-CT digital core images of the second member of the Permian Fengcheng Formation in Well X, Mahu Sag

a—c. 分别为样品FC8岩心照片和微米CT数字岩心图,埋深4 758.4 m; d—f. 分别为样品FC5岩心照片和微米CT数字岩心图,埋深4 709.6 m; g—i. 分别为样品FC11岩心照片和微米CT数字岩心图,埋深4 780.5 m; j—l. 分别为样品FC8, FC5, FC11孔隙-喉道球棍模型; m—o. 分别为样品FC5微米CT裂缝切片

4 讨论

4.1 风城组页岩储层润湿性特征

玛湖凹陷风城组页岩水接触角介于 $63.03^{\circ} \sim$

113.00° , 平均为 83.28° , 正癸烷接触角均为瞬间铺展, 说明页岩表面既表现为弱亲水, 又表现为亲油, 且页岩表面亲油性明显好于亲水性, 所以综合认为玛湖凹陷风城组页岩储层润湿性为偏向亲油的混合润湿。取3次水接触角测量平均值, 分析认为不同岩相水润湿能力由强到弱依次为: 长英质页岩 > 含灰长英质页岩 > 含

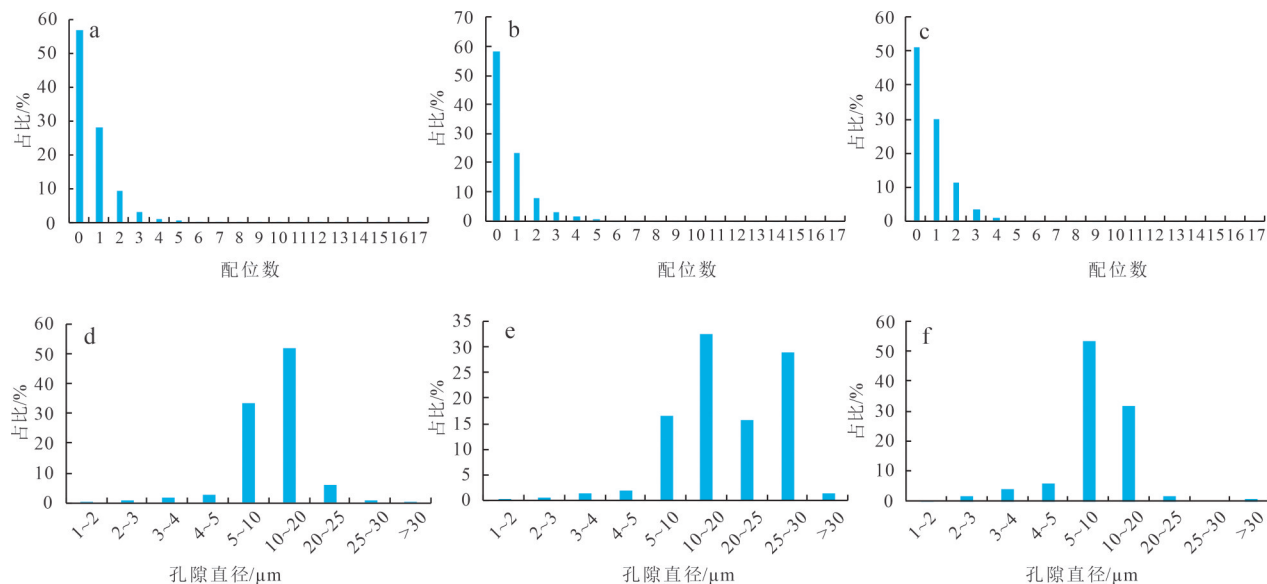


图5 玛湖凹陷X井风城组页岩配位数和孔隙直径分布

Fig. 5 Histograms of coordination number and pore diameter of the Fengcheng Formation shale samples from Well X, Mahu Sag

a—c. 分别为样品F8, F5, FC11孔隙配位数分布; d—f. 分别为样品F8, F5, FC11孔隙直径分布

云长英质页岩>含长英云质页岩>粉砂岩。

利用公式(1)表征页岩顺层方向的亲油性:

$$P_o = P_2 - P_1 \quad (1)$$

式中: P_o 为页岩顺层方向的亲油性,无量纲; P_2 为页岩顺层渗吸正癸烷的斜率,无量纲; P_1 为页岩顺层渗吸水的斜率,无量纲。 P_o 值越大,顺层方向亲油性越强。

利用公式(2)表征页岩穿层方向的亲油性:

$$T_o = T_2 - T_1 \quad (2)$$

式中: T_o 为页岩穿层方向的亲油性,无量纲; T_2 为页岩穿层渗吸正癸烷的斜率,无量纲; T_1 为页岩穿层渗吸水的斜率,无量纲。 T_o 值越大,穿层方向亲油性越强。

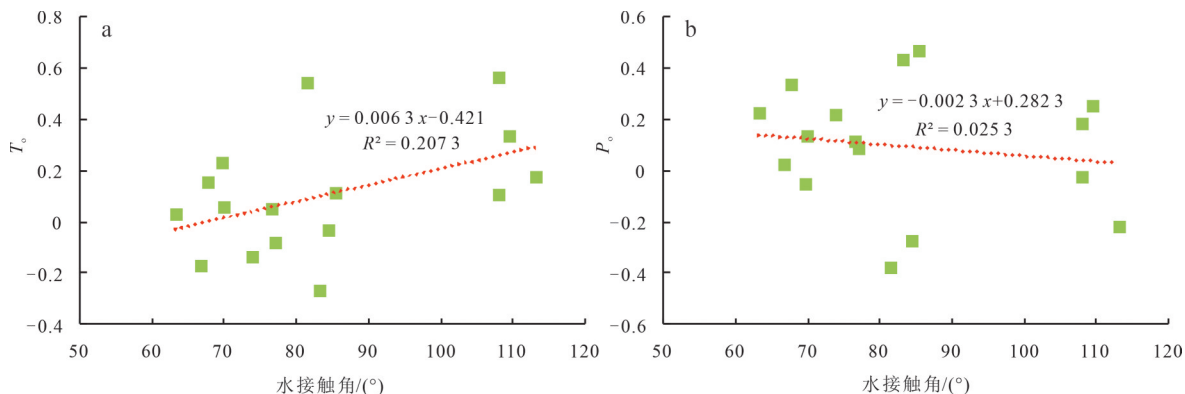
如图6所示,通过 P_o 、 T_o 和水接触角的关系可以看出, T_o 和水接触角具有一定的相关性,但 P_o 和水接触角没有相关性,说明穿层方向自发渗吸实验和水接触

角实验在表征页岩润湿性上具有一致性。

4.2 页岩润湿性主控因素

4.2.1 有机质丰度和矿物组分对页岩润湿性的影响

TOC 越高,水接触角越大,页岩亲油性越强(图7a),由于有机质自身具有亲油特性,因此高有机质含量会导致页岩表面更加疏水。通过水接触角和矿物含量相关性图可以看出,润湿性和矿物含量的相关性较弱,其中水接触角和白云石呈弱正相关,水接触角与石英含量呈弱负相关,水接触角与黄铁矿、长石含量没有明显的相关性(图7b—e)。纯净的矿物(石英、方解石、白云石、长石和黄铁矿)通常呈现亲水性,但会受油组分、卤水类型等因素的影响而发生变化^[48]。白云石

图6 玛湖凹陷X井风城组页岩 T_o 、 P_o 与水接触角相关性Fig. 6 Cross-plots of T_o and P_o vs. water contact angle of the Fengcheng Formation shale samples from Well X, Mahu Saga. T_o 和水接触角关系; b. P_o 和水接触角关系

晶体在水溶液中具有很强的极性,容易吸附原油中的极性物质,因而白云石与原油接触后整体表现出亲油的润湿特征。当石英与地层水接触时,石英中极性较强的Si-O共价键和水分子作用形成硅烷醇基(Si-OH),硅烷醇基(Si-OH)可再与水分子形成氢键,正是由于石英表面断裂键与水之间的结构力,导致石英呈现出亲水性^[49]。水接触角与方解石含量的关系较为复杂,呈现出先下降后上升的关系。当方解石含量小于15%的时候,即岩相为含云长英质页岩的时候,随着方解石含量增加,水接触角减小,页岩更加亲水;当方解石含量大于15%的时候,岩相转变为含灰长英质

页岩,随着方解石含量增加,水接触角呈现逐渐增大的趋势,表明方解石含量高的页岩可能更加亲油(图7f);分析认为当方解石含量较高时,部分方解石与有机酸等流体发生反应,或者矿物表面与烃类流体接触,使得这部分方解石从亲水性逐渐转变为亲油性,且方解石含量越高,此现象越明显。综合分析认为,由于页岩组分的强非均质性,矿物组分对润湿性的控制作用较为复杂,多种矿物共同影响页岩润湿性。

4.2.2 孔隙结构对页岩润湿性的影响

接触角实验反映的是页岩表面的润湿性,难以对

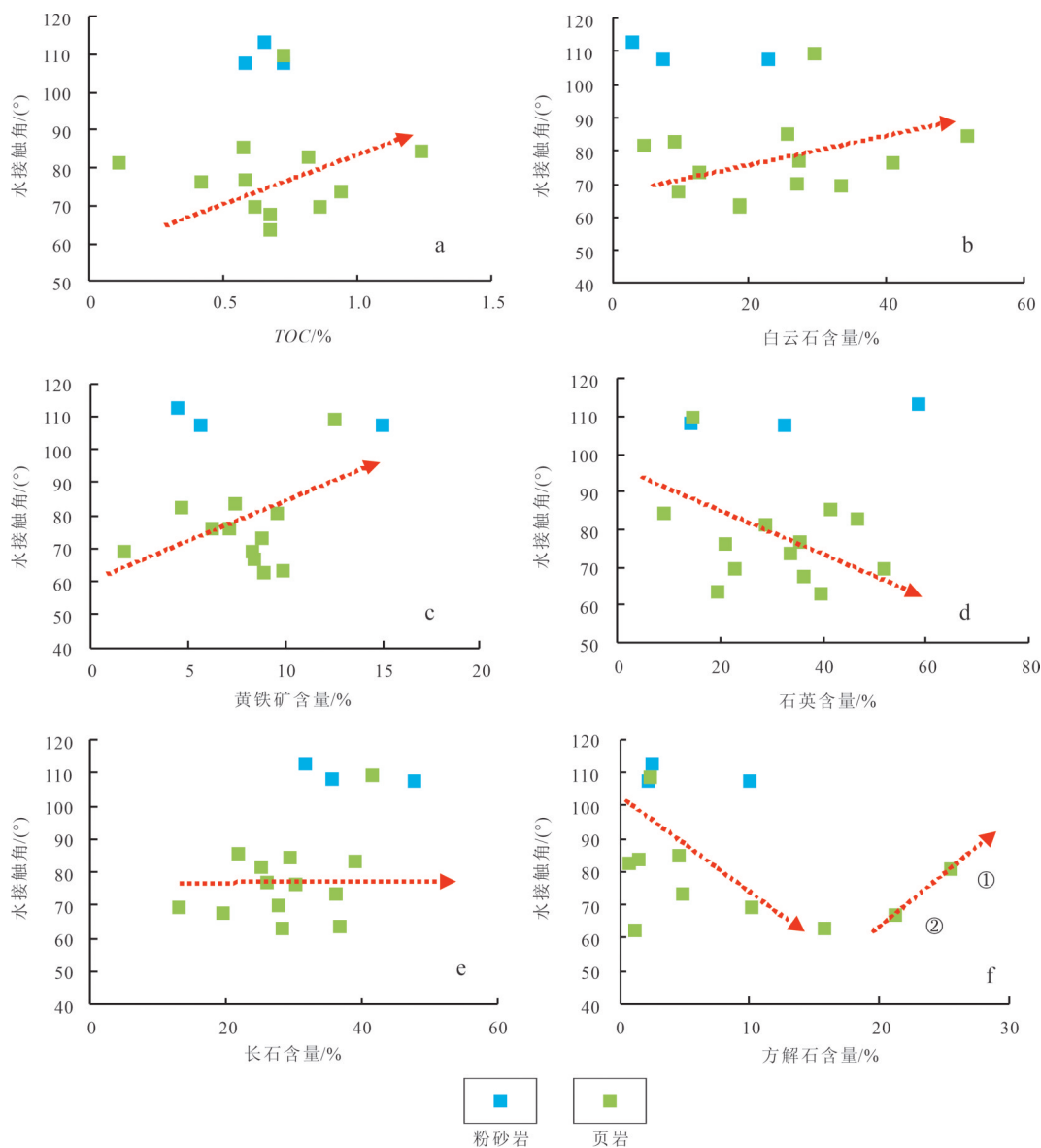


图7 玛湖凹陷X井风城组页岩水接触角与TOC、矿物组分含量相关性

Fig. 7 Cross-plots of shale-water contact angle vs. TOC content and different mineral contents of the Fengcheng Formation shale samples from Well X, Mahu Sag

a. 水接触角-TOC; b. 水接触角-白云石含量; c. 水接触角与黄铁矿含量; d. 水接触角-石英含量; e. 水接触角-长石含量; f. 水接触角-方解石含量,①和②分别代表方解石含量为25.6%和21.3%的点

页岩内部的润湿性进行表征,而自发渗吸实验反映的是流体在页岩三维孔隙空间中的运移,因此采用自发渗吸实验可以更为准确地分析孔隙结构对润湿性的影响。

1) 孔体积

通过统计 P_o , T_o 与不同孔径范围的孔体积相关性

可以看出(图8),穿层方向页岩润湿性和孔体积具有良好的相关性,顺层方向相关性较差,说明孔体积对页岩润湿性的控制作用主要体现在穿层方向。具体来说,亲油性与中孔孔体积相关性以孔体积 $0.002 \text{ cm}^3/\text{g}$ (图8a③号点)为分界呈先减小后增大的趋势。图8a

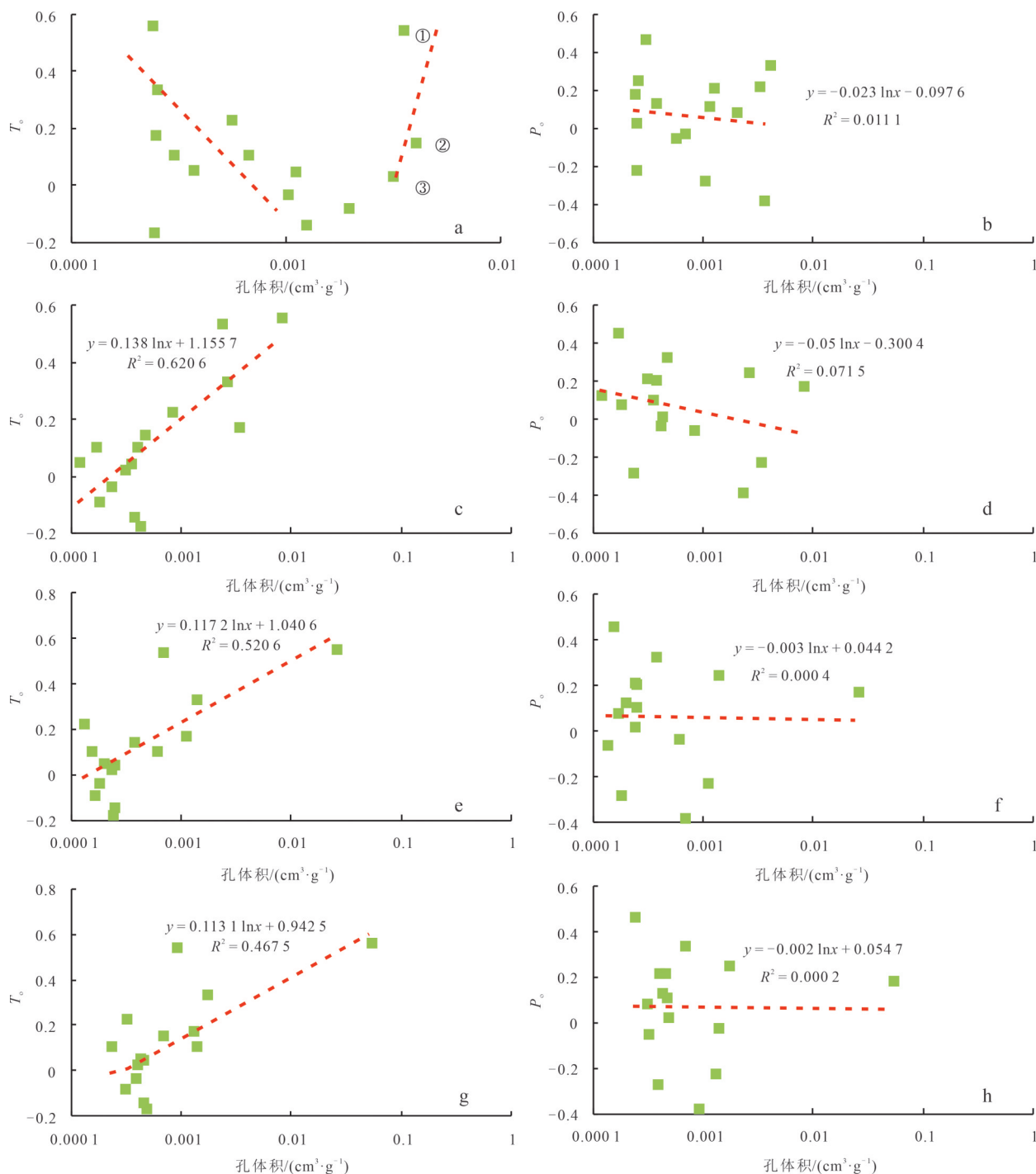


图8 玛湖凹陷X井风城组不同方向亲油性和孔体积对数相关性

Fig. 8 The correlation between oil wetting in different directions and logarithmic pore volume of the Fengcheng Formation shale samples from Well X, Mahu Sag

a, b. 分别为 T_o , P_o 与小于 50 nm 孔隙孔体积关系, ①, ②和③分别代表方解石含量为 25.6%, 21.3% 和 1.1% 的点; c, d. 分别为 T_o , P_o 与 50 ~ 100 nm 孔隙孔体积关系; e, f. 分别为 T_o , P_o 与 100 ~ 1 000 nm 孔隙孔体积关系; g, h. 分别为 T_o , P_o 与大于 1 000 nm 孔隙孔体积关系

中①、②和③号点的方解石含量分别为25.6%、21.3%和1.1%,当方解石含量增大时,页岩亲油性增强,其中①号点、②号点和图7e中的①号点和②号点对应,所以认为中孔孔体积对页岩润湿性的影响出现分段是受方解石含量的影响。当方解石含量超过20.0%时,页岩亲油性随方解石含量的增加而增加,但方解石含量对孔隙结构和润湿性影响的机制有待进一步研究。当孔径大于50 nm时,随着孔体积的增大,页岩的亲油性逐渐增强,即宏孔体积对页岩亲油性具有较强的控制作用。由于油分子大于水分子的直径^[23],所以在毛细管作用下水更容易进入小于50 nm的孔隙中,即中孔孔体积增加可增强页岩的亲水性,而油更容易进入大于50 nm的孔隙中,即宏孔孔体积增加可增强页岩的亲油性。

2) 孔隙连通性

孔隙连通性对页岩润湿性的控制作用主要体现在亲水和亲油孔隙的连通性。自发渗吸实验结果显示玛湖凹陷风城组页岩孔隙连通性较好,且亲油孔隙连通性好于亲水孔隙连通性。孔隙配位数能够反应页岩孔隙的连通程度,配位数越大,内部孔隙连通性越好。通过微米CT实验可以看出,3个样品中孔隙配位数为0的孔隙占比均大于50%,孔隙配位数为1的孔隙占比介于20%~30%,其余配位数孔隙占比都很低,而微米CT主要表征大于1 μm 的孔隙空间,说明孔隙直径大于1 μm 的孔隙连通性很差。

结合自发渗吸和微米CT实验结果对样品FC5、FC8和FC11进行对比分析(表4;图4,图5)。

①样品FC5:微米CT结果显示沿层理方向发育一条微裂缝,球棍模型可以看出裂缝连通性较好,基质的孔隙连通性很差,所以配位数结果显示整体连通性较差;自发渗吸实验结果显示顺层方向渗吸水和正癸烷的速率均高于穿层方向,且顺层方向渗吸正癸烷的速率明显高于穿层方向,说明沿裂缝发育的方向孔隙连通性有所增强,且亲油孔隙连通性增强更为显著,同时说明裂缝是页岩油重要的运移通道和储集空间。

②样品FC8:微米CT结果显示该样品发育大量聚集型孔缝系统,球棍模型可以看出聚集型孔缝系统具有一定的连通性,但其余部分连通性很差;自发渗吸实验显示该样品整体亲油孔隙连通性很好。分析认为云质团块发育大量孔隙直径大于1 μm 孔隙,为页岩油提供了储集空间,但是大于1 μm 的孔隙连通性较差,而小于1 μm 的孔隙连通性好,页岩油通过小孔隙运移到较大的孔缝系统中,小于1 μm 的孔隙为页岩油提供了运移通道。

③样品FC11:微米CT结果显示孔隙具有定向排列性,和碳酸盐纹层的发育有关,配位数显示孔隙连通性较差;自发渗吸实验结果显示顺层方向渗吸正癸烷的速率很高,认为沿着纹层发育的方向孔隙大量分布,其定向排列影响了孔隙连通性,进而影响页岩整体的润湿性。

综合分析认为,玛湖凹陷风城组页岩孔隙直径大于1 μm 的孔隙连通性较差,但裂缝和碳酸盐纹层的发育会导致沿其发育方向的亲油孔隙连通性变好,从而增强页岩亲油性;连通的小孔隙是页岩油的主要运移通道,和云质团块中发育的聚集型的孔隙系统一起构成云质团块特有的页岩油运移通道和储集空间。

4.3 页岩储层优选

不同岩相页岩含油性差异明显(图9),含油性由大到小依次为:粉砂岩>含云长英质页岩>含长英云质页岩>长英质页岩>含灰长英质页岩,优势岩相为粉砂岩和含云长英质页岩。如图10所示,对比含油性和润湿性的关系可以看出,总体上,随着水接触角的增大,页岩亲油性增强,含油性也随之增强,因此,风城组页岩储层润湿性对其含油性具有重要的控制作用,具体可分为3个阶段。①阶段Ⅰ:当页岩水接触角介于60°~80°时,随着水接触角的增大,页岩含油性没有明显变化,均较低;②阶段Ⅱ:当页岩水接触角介于80°~90°时,页岩含油性随着水接触角的增大快速增加;③阶段Ⅲ:当页岩水接触角大于100°时,页岩含油性随着水接触角的增大也呈快速增加的趋势,且此阶段页岩含油性最高。由此说明页岩润湿性对含油性的控制作用主要体现在Ⅱ和Ⅲ阶段。

有机质丰度、矿物组分和孔隙结构等因素通过控制页岩润湿性,进而影响页岩的含油性,而微裂缝、云

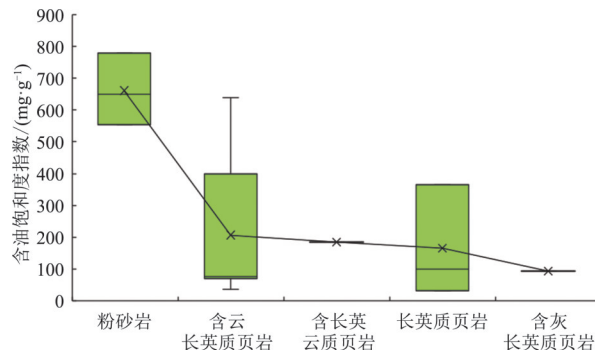


图9 玛湖凹陷X井风城组不同岩相含油性

Fig. 9 Oil saturation indexes of different lithofacies of the Fengcheng Formation in Well X, Mahu Sag

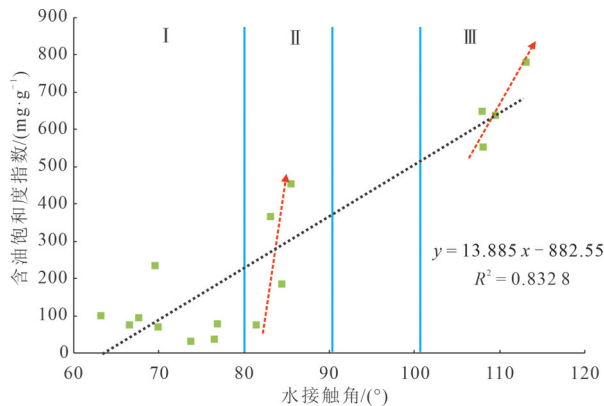


图10 玛湖凹陷X井风城组页岩含油饱和度指数和水接触角相关性

Fig. 10 Cross-plot of oil saturation index vs. water contact angle of the Fengcheng Formation shale samples from Well X, Mahu Sag

质团块和纹层的发育会增强页岩的亲油性,据此初步确定研究区风城组优质储层为发育裂缝、云质团块和纹层构造的粉砂岩和含云长英质页岩。

5 结论

1) 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩储层润湿性为偏向亲油的混合润湿,不同岩相水润湿性由强到弱依次为:长英质页岩>含灰长英质页岩>含云长英质页岩>含长英云质页岩>粉砂岩。

2) 页岩润湿性主要受有机质丰度、矿物组分和孔隙结构等多因素共同控制。*TOC*越高,页岩亲油性越强;矿物组分对润湿性的控制作用较为复杂,单一矿物不是控制页岩润湿性的绝对因素,其中白云石和水接触角呈弱正相关,石英含量与水接触角呈弱负相关,与黄铁矿、长石含量没有明显的相关性。白云石含量越高,水接触角越大,亲油性越强;石英含量越高,水接触角越小,亲水性越强;方解石对润湿性的影响较为复杂,当方解石含量小于15%的时候,随着方解石含量增加,水接触角减小,页岩更加亲水,当方解石含量大于15%的时候,随着方解石含量增加,水接触角呈现逐渐增大的趋势,表明高方解石含量的页岩更加亲油。孔隙结构对润湿性的影响主要体现在亲油和亲水孔隙连通性上,即亲油孔隙连通性越好,页岩亲油性越强,其中宏孔隙所占孔体积越大,页岩亲油性越强,中孔孔体积对页岩亲油性的影响呈先减小后增大的阶段式,这与方解石含量密切相关,而方解石含量对中孔孔隙结构和润湿性的影响机制有待进一步研究。

3) 云质团块、裂缝和碳酸盐纹层会对孔隙连通性产生影响,进而影响页岩的润湿性。具体表现为:亲油

孔隙连通性沿着裂缝、碳酸盐矿物纹层发育的方向会变好,增加页岩的亲油性;云质团块会形成聚集型、具有一定连通性的孔缝系统,并和连通的小孔隙一起构成云质团块特有的页岩油运移通道和储集空间。

4) 综合分析认为风城组页岩小于1 μm的孔隙连通性较好,为页岩油的主要运移通道,大于1 μm的孔隙连通性差,是页岩油主要的储集空间。

5) 页岩储层润湿性对含油性有重要的控制作用,页岩亲油性越强,含油性越好。依据含油性、润湿性、孔隙结构及沉积构造初步确定研究区风城组优质储层为发育裂缝、云质团块、纹层构造的粉砂岩和含云长英质页岩。

参 考 文 献

- [1] 盛湘,陈祥,章新文,等. 中国陆相页岩油开发前景与挑战[J]. 石油实验地质, 2015, 37(3): 267-271.
Sheng Xiang, Chen Xiang, Zhang Xinwen, et al. Prospects and challenges of continental shale oil development in China [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 267-271.
- [2] 卢双舫,薛海涛,王民,等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. 石油学报, 2016, 37(10): 1309-1322.
Lu Shuangfang, Xue Haitao, Wang Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1309-1322.
- [3] 杨智,邹才能. “进源找油”: 源岩油气内涵与前景[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 173-184.
Yang Zhi, Zou Caineng. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Connotation and prospects of source rock oil and gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 173-184.
- [4] 姜在兴,张文昭,梁超,等. 页岩油储层基本特征及评价要素[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 184-196.
Jiang Zaixing, Zhang Wenzhao, Liang Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 184-196.
- [5] 柳波,吕延防,孟元林,等. 湖相纹层状细粒岩特征、成因模式及其页岩油意义——以三塘湖盆地马朗凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 598-607.
Liu Bo, Lu Yanfang, Meng Yuanlin, et al. Petrologic characteristics and genetic model of lacustrine lamellar fine-grained rock and its significance for shale oil exploration: A case study of Permian Lucaogou Formation in Malang Sag, Santanghu Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 598-607.
- [6] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1013-1029.
Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, et al. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: A case study of Member 2 of Kongdian Formation in Candong Sag, Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1013-1029.
- [7] 邹才能,杨智,王红岩,等. “进源找油”: 论四川盆地非常规陆相大型页岩油气田[J]. 地质学报, 2019, 93(7): 1551-1562.

- Zou Caineng, Yang Zhi, Wang Hongyan, et al. "Exploring petroleum inside source kitchen": Jurassic unconventional continental giant shale oil & gas field in Sichuan Basin, China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2019, 93(7):1551-1562.
- [8] 李国欣, 朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(2): 1-13.
- Li Guoxin, Zhu Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 1-13.
- [9] 杨智, 唐振兴, 李国会, 等. 陆相页岩层系石油富集区带优选、甜点区段评价与关键技术应用[J]. *地质学报*, 2021, 95(8): 2257-2272.
- Yang Zhi, Tang Zhenxing, Li Guohui, et al. Optimization of enrichment plays, evaluation of sweet area & section and application of key technologies for the continental shale strata oil in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2021, 95(8): 2257-2272.
- [10] 赵文智, 朱如凯, 胡素云, 等. 陆相富有机质页岩与泥岩的成藏差异及其在页岩油评价中的意义[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(6): 1079-1089.
- Zhao Wenzhi, Zhu Rukai, Hu Suyun, et al. Accumulation contribution differences between lacustrine organic-rich shales and mudstones and their significance in shale oil evaluation [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1079-1089.
- [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] 郑孟林, 樊向东, 何文军, 等. 准噶尔盆地深层地质结构叠加演变与油气赋存[J]. *地质学前沿*, 2019, 26(1): 22-32.
- Zheng Menglin, Fan Xiangdong, He Wenjun, et al. Superposition of deep geological structural evolution and hydrocarbon accumulation in the Junggar Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 22-32.
- [13] 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.
- [14] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组扇控大面积岩性油藏勘探实践[J]. *中国石油勘探*, 2014, 19(6): 14-23.
- Kuang Lichun, Tang Yong, Lei Dewen, et al. Exploration of fan-controlled large-area lithologic oil reservoirs of Triassic Baikouquan Formation in slope zone of Mahu Depression in Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2014, 19(6): 14-23.
- [15] 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.
- [16] 秦志军, 陈丽华, 李玉文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷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.
- [17] 支东明, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔盆地中一下二叠统页岩油地质特征、资源潜力及勘探方向[J]. *新疆石油地质*, 2019, 40(4): 389-401.
- Zhi Dongming, Song Yong, He Wenjun, et al. Geological characteristics, resource potential and exploration direction of shale oil in Middle-Lower Permian, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019, 40(4): 389-401.
- [18] 唐勇, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔叠合盆地复式油气成藏规律[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 132-148.
- Tang Yong, Song Yong, He Wenjun, et al. Characteristics of composite hydrocarbon accumulation in a superimposed basin, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 132-148.
- [19] Anderson W G. Wettability literature survey-part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1986, 38(10): 1125-1144.
- [20] 冯程, 樊海涛, 石玉江, 等. 润湿性影响下低渗透储层地层水矿化度预测——以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长8¹段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(2): 442-448.
- Feng Cheng, Fan Haitao, Shi Yujang, et al. Prediction for the formation water salinity in low-permeability reservoirs with complex wettability: A case study of the Triassic Chang 8¹ Member, Longdong area, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(2): 442-448.
- [21] 王民, 马睿, 李进步, 等. 济阳拗陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(4): 789-802.
- Wang Min, Ma Rui, Li Jinbu, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(4): 789-802.
- [22] 李浩, 王保华, 陆建林, 等. 东濮凹陷古近系页岩油富集地质条件与勘探前景[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2021, 45(3): 33-41.
- Li Hao, Wang Baohua, Lu Jianlin, et al. Geological characteristics and exploration prospects of Paleogene continental shale oil accumulation in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2021, 45(3): 33-41.
- [23] 刘向君, 熊健, 梁利喜, 等. 川南地区龙马溪组页岩润湿性分析及影响讨论[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(10): 1644-1652.
- Liu Xiangjun, Xiong Jian, Liang Lixi, et al. Analysis of the wettability of Longmaxi formation shale in the south region of Sichuan Basin and its influence [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(10): 1644-1652.
- [24] Hu Q H, Ewing R P, Rowe H D. Low nanopore connectivity limits gas production in Barnett Formation: Journal of geophysical research [J]. *Solid Earth*, 2015, 120(12): 8073-8087.
- [25] Liu H H, Lai B T, Chen J H. Unconventional spontaneous imbibition into shale matrix: Theory and a methodology to determine relevant parameters [J]. *Transport in Porous Media*, 2016, 111(1): 41-57.
- [26] Odusina E O, Sondergeld C H, Rai C S. An NMR study of shale

- wettability[C]//Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary: SPE, 2011:147371.
- [27] Sulucarnain I D, Sondergeld C H, Rai C S, et al. An NMR study of shale wettability and effective surface relaxivity [C] //SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary: SPE, 2012:162236.
- [28] Gao Z Y, Hu Q H. Wettability of Mississippian Barnett shale samples at different depths: Investigations from directional spontaneous imbibition [J]. AAPG Bulletin, 2016, 100 (1) : 101-114.
- [29] Xu M, Dehghanpour H. Advances in understanding wettability of gas shales[J]. Energy Fuels, 2014, 28(7): 4362-4375.
- [30] Sharifigaliuk H, Mahmood S M, Padmanabhan E. Evaluation of the wettability variation of shales by drop shape analysis approach [C] // SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference. Brisbane: SPE/AAPG/SEG, 2019: 198277.
- [31] Sharifigaliuk H, Mahmood S M, Al-Bazzaz W, et al. Complexities driving wettability evaluation of shales toward unconventional approaches: A comprehensive review [J]. Energy Fuels, 2021, 35(2):1011-1023.
- [32] Gao Z Y, Hu Q H. Initial water saturation and imbibition fluid affect spontaneous imbibition into Barnett shale samples [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 34: 541-551.
- [33] Clarkson C R, Jensen J L, Pedersen P K, et al. Innovative methods for flow-unit and pore-structure analyses in a tight siltstone and shale gas reservoir [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96 (2): 355 - 374.
- [34] Ruppert L F, Sakurovs R, Blach T P, et al. A USANS/SANS study of the accessibility of pores in the Barnett Shale to methane and water[J]. Energy Fuels, 2013, 27(2) : 772-779.
- [35] Su S Y, Jiang Z X, Shan X L, et al. The wettability of shale by NMR measurements and its controlling factors [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 169: 309-316.
- [36] Siddiqui M A Q, Ali S, Fei H, et al. Current understanding of shale wettability: A review on contact angle measurements [J]. Earth-Science Reviews, 2018, 181: 1-11.
- [37] 郭建春, 陶亮, 陈迟, 等. 川南地区龙马溪组页岩混合润湿性评价新方法[J]. 石油学报, 2020, 41(2): 216-225.
- Guo Jianchun, Tao Liang, Chen Chi, et al. A new method for evaluating the mixed wettability of shale in Longmaxi Formation in the southern Sichuan [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41 (2) : 216-225.
- [38] Tang W B, Zhang Y Y, Georgia P P, et al. Soft-sediment deformation structures in alkaline lake deposits of Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin, NW China: Implications for syn-sedimentary tectonic activity [J]. Sedimentary Geology, 2020, (406):105719.
- [39] 金之钧. 叠合盆地油气成藏体系研究思路与方法——以准噶尔盆地中部地区油气藏为例[J]. 高校地质学报, 2011, 17(2): 161-169.
- Jin Zhijun. Methods in studying petroleum accumulation systems in a superimposed basin: A case study of petroleum reservoirs in the Central Junggar Basin [J]. Geological Journal of China Universities, 2011, 17(2): 161-169.
- [40] 张元元, 李威, 唐文斌. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩发育的构造背景和形成环境[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1):48-54.
- Zhang Yuanyuan, Li Wei, Tang Wenbin. Tectonic setting and environment of alkaline lacustrine source rocks in the Lower Permian Fengcheng Formation of Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1):48-54.
- [41] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统[J]. 地质学报, 2016, 90(3): 421-450.
- Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, et al. Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, Northwest China [J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90 (3) : 421-450.
- [42] 刘得光, 周路, 李世宏, 等. 玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式[J]. 沉积学报, 2020, 38(5): 946-955.
- Liu Deguang, Zhou Lu, Li Shihong, et al. Characteristics of source rocks and hydrocarbon generation models of Fengcheng Formation in Mahu Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(5): 946-955.
- [43] Washburn E W. Note on a method of determining the distribution of pore sizes in a porous material [J]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 1921, 7 (4): 115-116.
- [44] Gao Z Y, Hu Q H. Pore structure and spontaneous imbibition characteristics of marine and continental shales in China [J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(10): 1941-1961.
- [45] Hu M Q, Persoff P, Wang J S Y. Laboratory measurement of water imbibition into low-permeability welded tuff [J]. Journal of Hydrology, 2001, 242(1-2): 64-78.
- [46] 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.
- [47] 姜涛, 金之钧, 刘光祥, 等. 四川盆地元坝地区自流井组页岩储层孔隙结构特征[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 909-918.
- Jiang Tao, Jin Zhijun, Liu Guangxiang, et al. Pore structure characteristics of shale reservoirs in the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42 (4): 909-918.
- [48] 胡钦红, 刘惠民, 黎茂稳, 等. 东营凹陷沙河街组页岩油储集层润湿性、孔隙连通性和流体-示踪剂运移[J]. 石油学报, 2018, 39(3): 278-289.
- Hu Qinhong, Liu Huimin, Li Maowen, et al. Wettability, pore connectivity and fluid-tracer migration in shale oil reservoirs of Paleogene Shehejie Formation in Dongying Sag of Bohai Bay Basin, East China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39 (3) : 278-289.
- [49] Arsalan N, Palayangoda S S, Burnett D J, et al. Surface energy characterization of sandstone rocks [J]. Journal of Physics and Chemistry of Solids, 2013, 74(8): 1069-1077.

(编辑 梁 慧)