

文章编号: 1000-0747(2023)04-0000-13 DOI: 10.11698/PED.20220677

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油富集主控因素与模式

姜福杰^{1,2}, 胡美玲^{1,2}, 胡涛^{1,2}, 吕佳豪^{1,2}, 黄立良³, 刘成林^{1,2},
姜振学^{1,2}, 黄任达^{1,2}, 张晨曦^{1,2}, 吴冠昀^{1,2}, 吴育平^{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)地球科学学院,
北京 102249; 3. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院,新疆克拉玛依 834000)

摘要: 通过岩心观察、实验分析测试、地质剖析和数值分析等多方法相结合,明确玛湖凹陷下二叠统风城组页岩油富集主控因素,进一步建立页岩油富集模式。研究结果表明,玛湖凹陷风城组页岩油的富集受到有机质丰度和类型、储集能力以及运移烃量的联合控制,具体表现为:①高有机质丰度为页岩油的富集提供了物质基础,有机质类型为I型和II型的页岩含油性较好;②储集能力制约页岩油富集,宏孔是风城组页岩油富集的主要空间,孔隙大小和裂缝规模直接控制了页岩油的富集程度;③页岩层系内烃类的短距离运移影响页岩油富集,发生了排烃作用的页岩含油性差,而接受了外来运移烃的页岩含油性显著更好。④岩相能综合反映页岩油的生烃及储集能力,纹层状长英质页岩、纹层状灰云质页岩和厚层状长英质页岩含油性较好,为页岩油富集的有利岩相。受控于以上因素,风城组页岩层系内部存在烃类的相对运移,形成了页岩层系内的源储富集模式,按富集过程可分为原地富集和运移富集两种类型。通过有利岩相与富集主控因素叠合,可以优选出风城组页岩油甜点段,对页岩油勘探开发具有指示意义。

关键词: 准噶尔盆地; 玛湖凹陷; 二叠系风城组; 页岩油; 主控因素; 富集模式

中图分类号: TE122.1 文献标识码: A

Major controlling factors and model of shale oil enrichment in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China

JIANG Fujie^{1,2}, HU Meiling^{1,2}, HU Tao^{1,2}, LYU Jiahao^{1,2}, HUANG Liliang³, LIU Chenglin^{1,2}, JIANG Zhenxue^{1,2},
HUANG Renda^{1,2}, ZHANG Chenxi^{1,2}, WU Guanyun^{1,2}, WU Yuping^{1,2}

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

Abstract: Based on the combination of core observation, experimental analysis and testing, geological analysis and numerical analysis, the main controlling factors of shale oil enrichment in the Lower Permian Fengcheng Formation in the Mahu Sag of the Junggar Basin are clarified, and a shale oil enrichment model is established. The results show that the enrichment of shale oil in the Fengcheng Formation in the Mahu Sag is controlled by the organic abundance, organic type, reservoir capacity and the amount of migration hydrocarbon in shale. The abundance of organic matter provides the material basis for shale oil enrichment, and the shales containing type I and II organic matters have good oil content. The reservoir capacity controls shale oil enrichment. Macropores are the main space for shale oil enrichment in the Fengcheng Formation, and pore size and fracture scale directly control the degree of shale oil enrichment. Short-distance migration of hydrocarbons in shale affects shale oil enrichment. The shale that has expelled hydrocarbons has poor oil content, while the shale that has received hydrocarbons migrated from other strata has good oil content. Lithofacies reflect the hydrocarbon generation and storage capacity comprehensively. The laminated felsic shale, laminated lime-dolomitic shale and thick-layered felsic shale have good oil content, and they are favorable lithofacies for shale oil enrichment. Under the control of these factors, relative migration of hydrocarbons occurred within the Fengcheng shale, forming the model of source-reservoir enrichment in shale. According to the process, the enrichment can be divided into: in-situ enrichment and migration enrichment. By superimposing favorable lithofacies and main controlling factors of enrichment, the sweet spot of shale oil in the Fengcheng Formation can be selected, which has indicative significance for the exploration and development of shale oil.

Key words: Junggar Basin; Mahu Sag; Permian Fengcheng Formation; shale oil; enrichment controlling factors; enrichment model

引用: 姜福杰, 胡美玲, 胡涛, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油富集主控因素与模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 1-13.

JIANG Fujie, HU Meiling, HU Tao, et al. Major controlling factors and model of shale oil enrichment in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 1-13.

0 引言

受美国页岩油革命成功的启示,中国油气行业于2010年前后陆续启动了页岩油勘探开发的探索工作^[1-2]。2017年准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组勘探从“常规油气勘探阶段”进入“全油气系统综合勘探阶段”^[3]。玛湖凹陷风城组沉积于陆相碱湖环境^[4-6],碱湖沉积在全球范围内均有分布,玛湖凹陷风城组页岩可能是迄今为止全球发现的最古老的碱湖优质烃源岩^[6-8],为10亿吨级玛湖砾岩特大油田主要油源^[9-10]。与北美海相页岩相比,风城组页岩层系岩性多样、非均质性强,沉积构造演化稳定性差^[8, 11-14],导致页岩油富集主控因素不易厘定,制约页岩油勘探开发。

陆相页岩油富集规律一直是页岩油领域研究的热点和难点问题,前人开展了一定的探索,提出了岩相、生油条件、储集条件,以及可动性、运移烃量等近十几种控制页岩油富集的主控因素^[15-21],但相关认识尚未统一,存在一定的分歧,究其原因在于页岩油的形成与富集受到多种因素的影响,而不同盆地或凹陷的基础地质条件存在差异,加之不同类型页岩地层岩相

岩性亦存在差异。本次研究选择玛湖凹陷风城组碱湖页岩油为研究对象,以MY1井、FN7井等其他钻遇风城组井位的取心资料及分析化验资料为基础,结合XRD全岩衍射、高压压汞、低温气体吸附和扫描电镜等实验,剖析风城组碱湖页岩油形成的地质条件,针对影响页岩油含油性的因素进行总结分析,以期进一步深化碱湖页岩油富集成藏理论认识,为碱湖页岩油勘探开发提供指导。

1 区域地质背景

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北缘,西邻乌夏—克百断裂带,西南侧与中拐凸起相接,南部为达巴松凸起,东接夏盐凸起和三个泉凸起,东北部为英西凹陷和石英滩凸起(见图1)^[5, 22]。凹陷面积约为5 000 km²,是准噶尔盆地6大生烃凹陷中最富烃的凹陷^[23]。

玛湖凹陷发育在石炭系基底之上,向上依次发育二叠系、三叠系、侏罗系以及白垩系。本次研究的目的层位为下二叠统风城组,凹陷内风城组主体埋深大于4 000 m,厚度为800~1 800 m,西厚东薄,表现为东南倾的平缓单斜^[24]。风城组岩层以暗色细粒沉积为

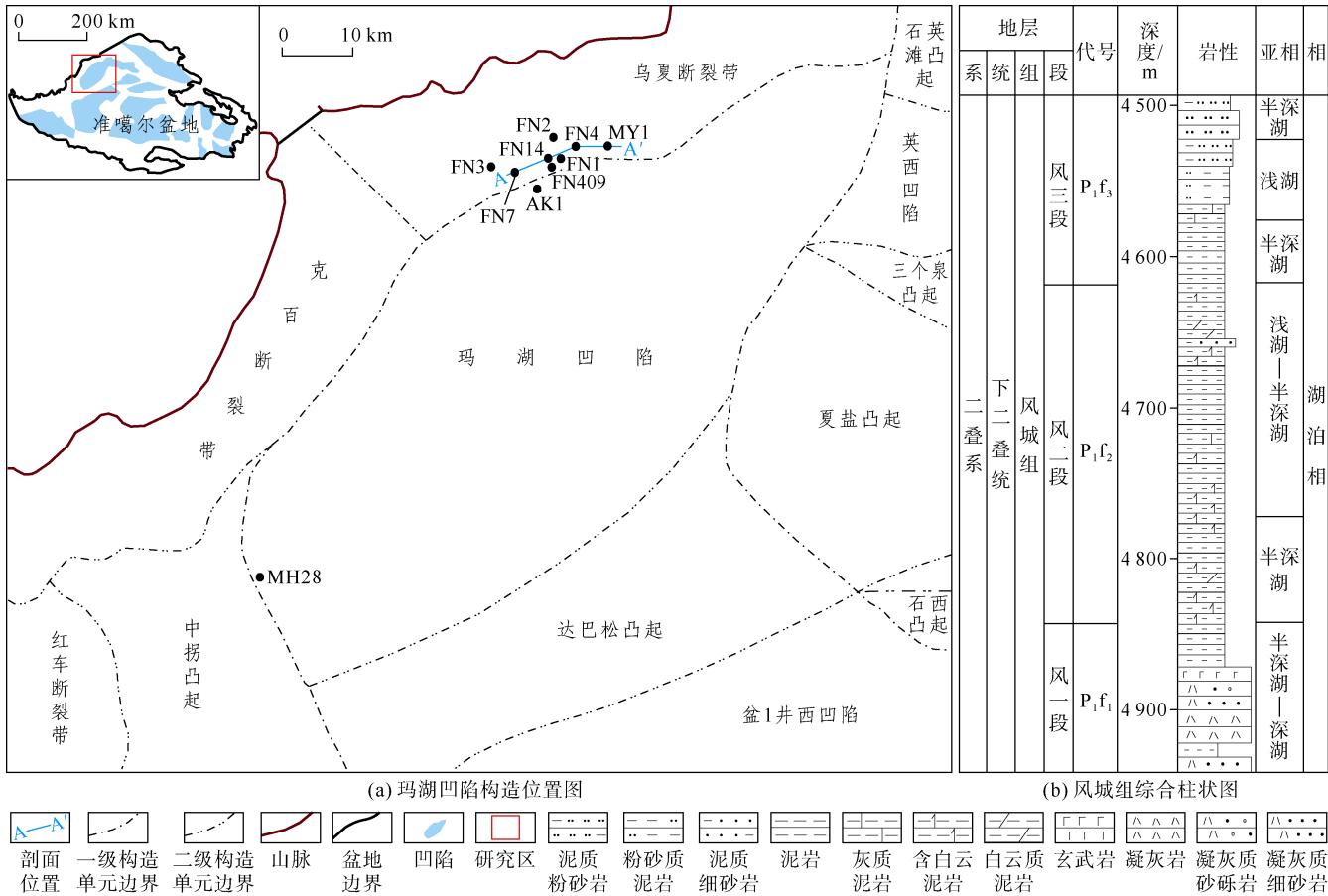


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷构造位置及地层柱状图(据文献[5]修改)

主, 岩性较为复杂, 由多端元(陆源碎屑、火山物质和碳酸盐组分等)以不同方式和比例混积形成^[6, 10]。

2 风城组页岩地质特征

2.1 岩矿特征

2.1.1 矿物组成

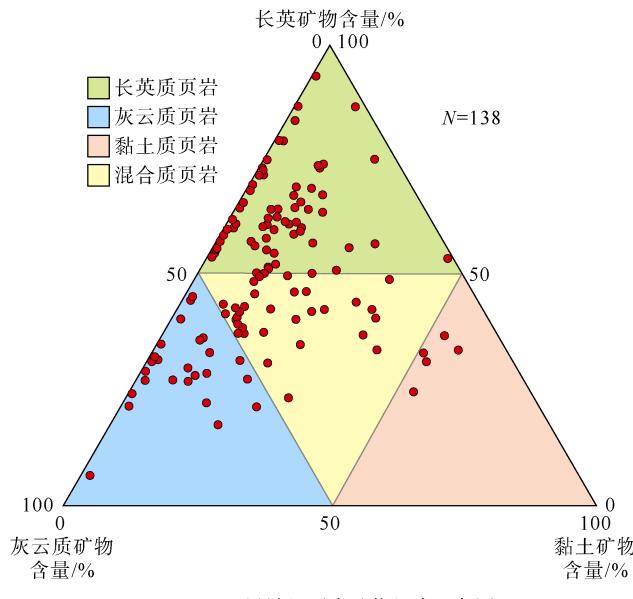
XRD全岩衍射实验结果显示, 玛湖凹陷风城组页岩以长英质矿物和碳酸盐矿物为主, 其中长英质矿物含量为6.6%~89.1%, 均值为45.6%; 碳酸盐矿物含量为1.8%~93.3%, 均值为35.6%; 黏土矿物含量相对较低, 介于0~55.4%, 均值为11.0%; 黄铁矿和其他矿物少量发育, 均值分别为4.7%和3.3%; 此外, 还观察到了集中发育的苏打石和硅硼钠石等碱性矿物。

2.1.2 岩相划分

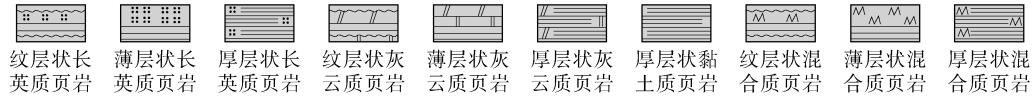
根据矿物组成特征, 以长英质矿物、灰云质矿物及黏土矿物含量为三端元, 50%为界限^[25], 可以将风

城组页岩岩性划分为长英质页岩、灰云质页岩、黏土质页岩和混合质页岩4类(见图2)。受物源供应和沉积作用的影响, 长英质矿物与灰云质矿物含量在纵向上呈现出不断变化的特征。岩心观察结果显示, 风城组页岩纹层发育, 主要矿物存在差别, 根据成层厚度, 可以将沉积结构划分为纹层状(小于5 mm)、薄层状(5~20 mm)和厚层状(大于20 mm)^[26-27]3类(见图2)。

玛湖凹陷风城组页岩具有岩性变化快、沉积构造多变的特征, 因此本文在进行岩相划分时采用“矿物组成-沉积构造”二分方案。在4种岩石类型及3种沉积构造的基础上, 理论上可以划分得到12类岩相。实际根据样品XRD全岩衍射数据、岩心观察结果以及MY1井单井综合结构分析, 玛湖凹陷风城组发育的主要岩相类型($n > 10$)有6种, 分别为纹层状长英质、薄层状长英质、厚层状长英质、纹层状灰云质、厚层状灰云质及纹层状混合质页岩相(见图2)。



(a) 风城组页岩矿物组成三角图



(b) 风城组页岩岩相划分

图2 MY1井风城组矿物组成(岩相组成中宽度表示相应岩相样品数在样品总数中所占比例, N 为样品总数, n 为各岩相样品数)

2.2 地球化学特征

2.2.1 有机质丰度

风城组页岩TOC值为0.08%~2.33%, 平均为0.77%; 氯仿沥青“A”含量为0.03%~0.50%, 平均为0.26%; 氢指数(HI)为5.08~1 279.58 mg/g; 生烃潜量(S_1+S_2)为0.12~13.97 mg/g, 平均含量为3.47 mg/g(见图3)。从有机质丰度来看, 研究区风城组为较好的生油岩, 其中纹层状页岩相普遍显示出较高的TOC

含量和生烃潜量, 具有更高的有机质丰度。

2.2.2 有机质类型

玛湖凹陷风城组页岩有机质类型以II₁型和II₂型为主, I型和III型少量发育。荧光薄片镜下观察到有机组分主要为藻类体, 偶见镜质体。生物标志物参数显示, 玛湖凹陷风城组有机质主要为混合来源(见图4)。整体来看, 玛湖凹陷风城组页岩有机质生物来源复杂且不同岩相岩相页岩生物来源相似, 主要为浮游

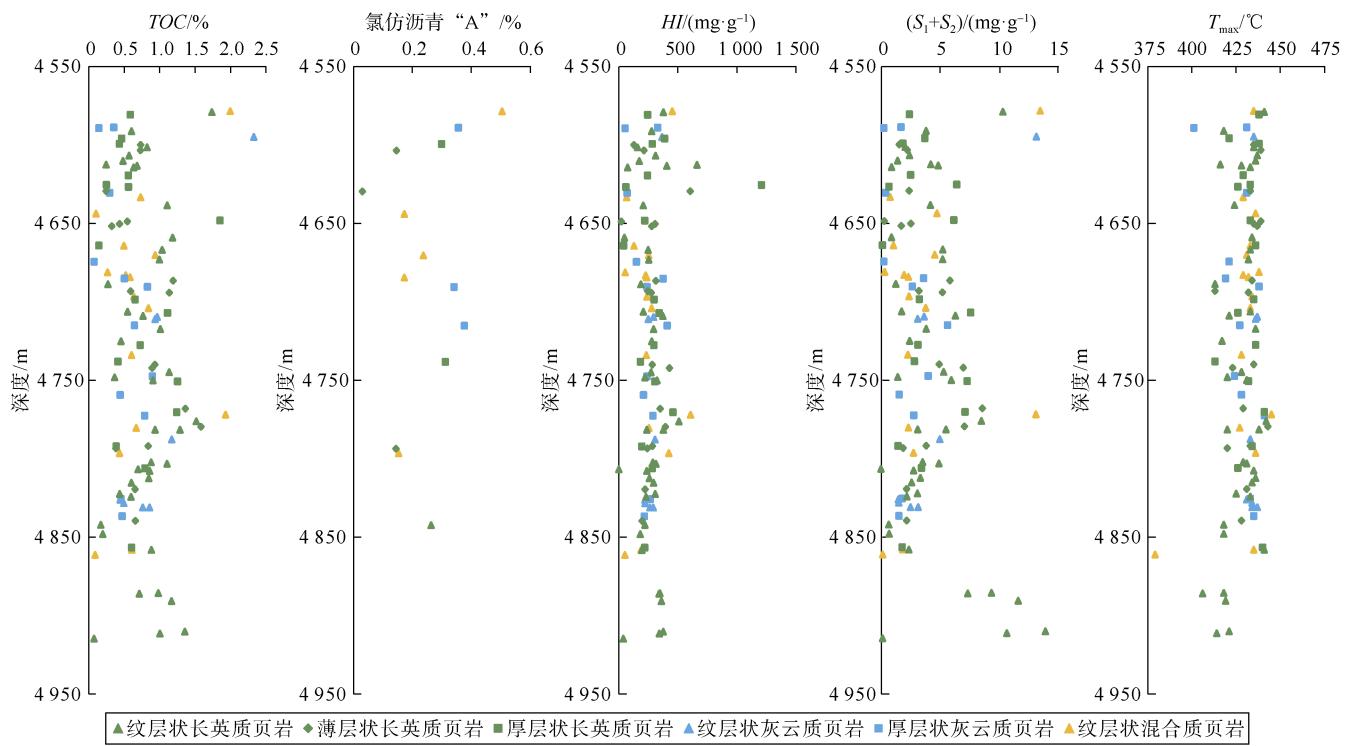


图3 玛湖凹陷风城组 MY1井页岩地球化学条件综合评价图

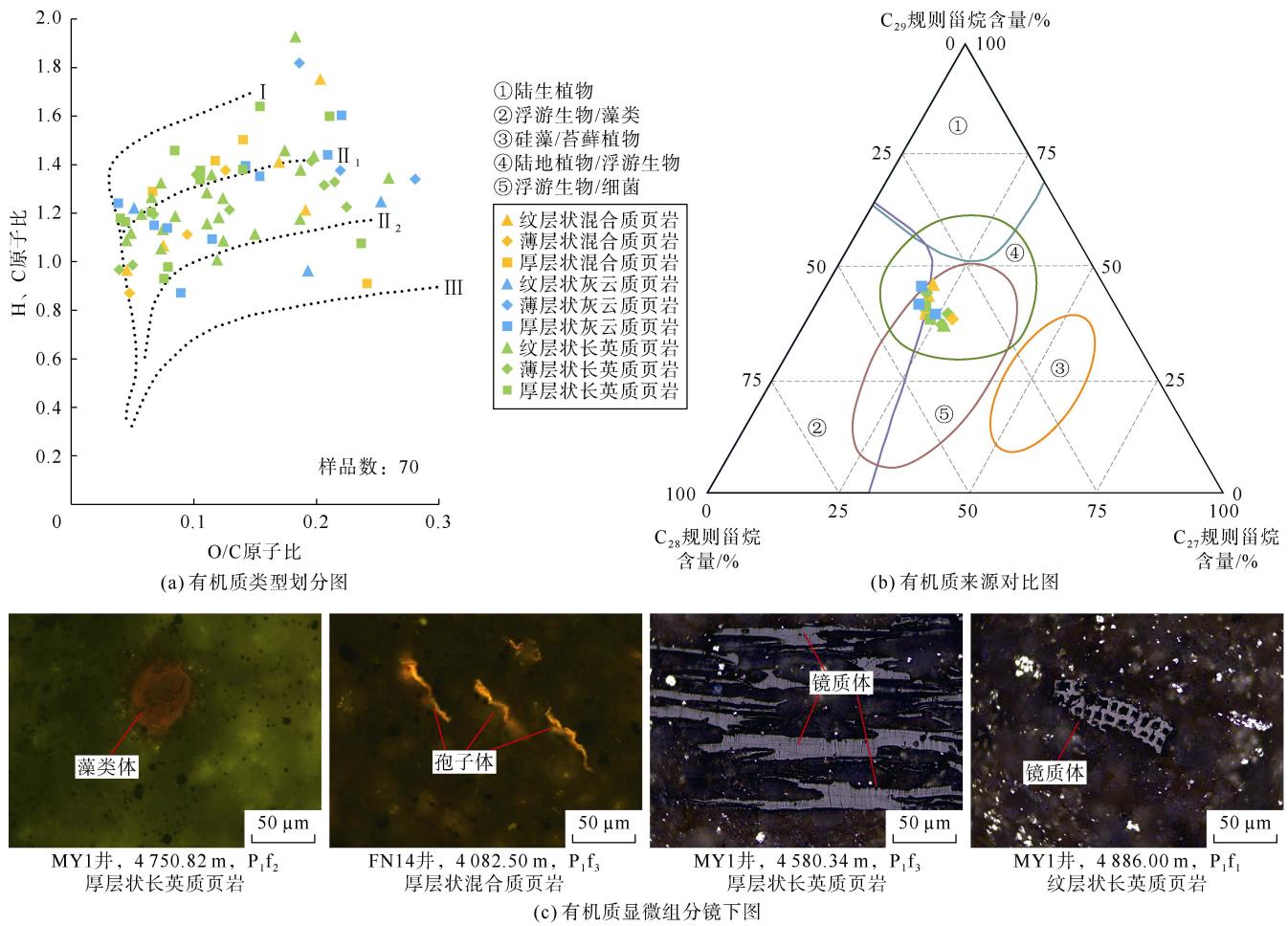


图4 玛湖凹陷风城组页岩有机质类型划分及有机组分来源

生物和陆生植物。

2.2.3 有机质成熟度

风城组页岩的最高热解峰温(T_{max})为430~450℃(见图3),指示页岩处于低成熟—成熟的热演化阶段。但大量的残留烃且TOC值整体偏低会导致 T_{max} 值较实际值更低^[28-29],因此 T_{max} 所反映的演化程度较实际更低。甾烷生物标志化合物分析表明页岩整体处于成熟阶段,芳烃甲基菲指数计算等效镜质体反射率(R_c)为0.88%~1.74%。综合来看,风城组页岩有机质处于成熟—高成熟热演化阶段。

2.3 孔隙特征

2.3.1 孔隙类型

风城组页岩主要发育粒间孔、粒内孔、晶间孔和有机质孔,可见构造缝、矿物收缩缝及纹层层间缝。其中,粒内孔和粒间孔是玛湖凹陷风城组常见的储集空间类型,对孔隙度的贡献最大。粒间孔主要包括原生粒间孔和粒间溶孔,由于玛湖凹陷风城组页岩整体埋深较大,原生粒间孔受到压实作用和胶结作用的影响,保存相对较差^[30-31];而碱性湖泊沉积环境下,风城组页岩碳酸盐矿物和碱性矿物发育,在生烃过程有机酸的充注下,易被溶蚀,形成粒间溶孔^[30-32],孔隙形状不规则。粒内孔主要也是溶蚀形成,呈现出椭圆状和不规则形状。

2.3.2 孔隙大小

风城组页岩孔隙度多为2.0%~4.0%,渗透率多小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表现为低孔低渗的特征。 CO_2 吸附、低温 N_2 吸附和高压压汞联合表征页岩孔径分布(见图5),结果显示风城组页岩孔径分布广,主要为10~100nm,孔径小于2nm的孔隙也较为发育,但对游离油的贡献不大。风城组页岩低温 N_2 吸附-脱附等温曲线均表现为反“S”型,吸附曲线和脱附曲线在压力较高部分不完全重合,大部分样品吸附曲线和脱附曲线近似平行快速下降(见图6),表明孔隙内部形态以平行板状为主;少量样品脱附曲线开始下降缓慢,在分压接近0.5处出现拐点快速下降,说明发育有少量狭缝型孔隙。样品中厚层状页岩中孔和宏孔含量及孔隙连通性均优于纹层状页岩,厚层状长英质页岩显示出最优质的孔隙结构。

2.4 含油性特征

风城组页岩非均质性强,不同岩相均含油(见表1),整体氯仿沥青“A”含量为0.03%~0.54%,均值为0.26%; S_1 值为0.06~8.39 mg/g,平均为1.23 mg/g(见图3)。传统岩石热解实验参数 S_1 表征页岩中的游

离烃量较实际值偏低,为了更准确的表示页岩含油性,优选风城组页岩样品进行多温阶热解实验^[33],结果显示,风城组页岩最大可动油量($S_{1-1}+S_{1-2}$)值为0.03~13.30 mg/g,平均为1.86 mg/g(见图17a);总含油量($S_{1-1}+S_{1-2}+S_{2-1}$)值为0.04~17.04 mg/g,平均为3.35 mg/g(见图7a)。页岩油专探井MY1井(直井)在4579~4852 m井段试油,2.5 mm油嘴最高日产油30.5 t,累产油1948.5 t,所产原油密度为0.84~0.90 g/cm³,50℃黏度为8.86~52.73 mPa·s,油质较轻。综合来

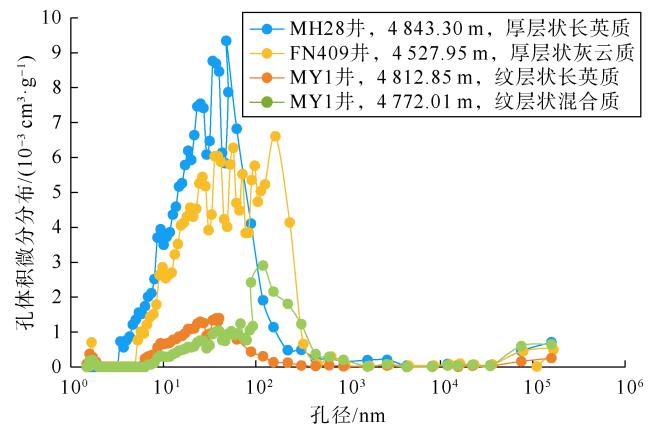


图5 玛湖凹陷风城组部分样品孔径分布图

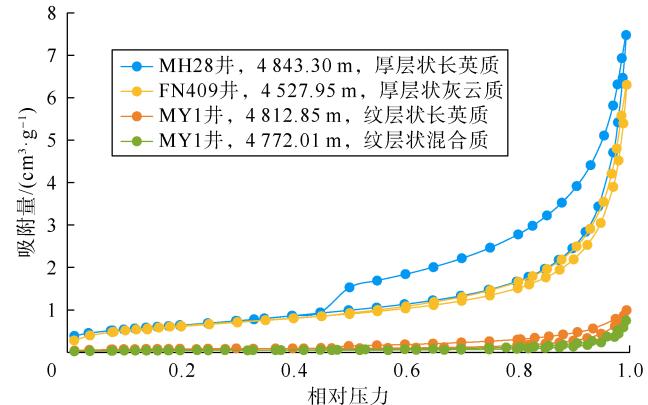


图6 玛湖凹陷风城组部分页岩低温氮气吸附-脱附曲线

表1 玛湖凹陷MY1井风城组主要岩相含油性参数

岩相	可动油量/(mg·g ⁻¹)	总含油量/(mg·g ⁻¹)	可动油比例/%
厚层状灰云质页岩	0.06~1.75 (0.42)	0.07~3.09 (0.91)	26.51~88.89 (50.17)
厚层状长英质页岩	0.04~3.74 (0.78)	0.13~7.41 (1.81)	26.89~65.66 (45.38)
薄层状长英质页岩	0.05~2.96 (0.58)	0.06~5.08 (1.33)	27.97~92.73 (44.34)
纹层状灰云质页岩	0.03~2.67 (0.71)	0.03~9.71 (2.42)	12.38~81.82 (38.04)
纹层状混合质页岩	0.03~1.51 (0.43)	0.09~2.76 (0.97)	15.63~82.51 (42.94)
纹层状长英质页岩	0.04~4.83 (0.84)	0.06~9.33 (1.97)	7.48~80.00 (41.67)

注:括号内为平均值

看, 玛湖凹陷风城组页岩含油性较好, 可动油量高, 可达工业油流产出标准, 其中纹层状长英质页岩、纹层状灰云质页岩和厚层状长英质页岩含油性最好(见表1)。

3 页岩油富集主控因素

“甜点”的评价优选是油气取得高效开发的基础, 页岩油“甜点”通常由地质甜点和工程甜点共同确定。地质甜点的确定聚焦于烃源岩、储集层、天然裂缝等综合评价^[34], 通过建立各地质参数与含油性关系, 分析不同地质因素对风城组页岩油富集影响, 明确页岩油富集主控因素, 能够对页岩油地质甜点进行初步的预测和判断。

3.1 烃源岩品质是页岩油富集的基础

页岩油具有自生自储的特征, 有机质的生烃潜力是决定页岩油富集的重要因素之一^[35]。从有机地球化学角度来看, 有机质丰度高、类型好、成熟度适中的页岩生烃潜力大。有机质是页岩油富集的基础, 高有机质丰度有利于页岩油大量生成。在有机质类型相似的情况下, 风城组页岩含油量随有机质丰度增大而增大(见图7)。不同岩相页岩含油性与有机质丰度呈现出较好的正相关性(见图8), 其中长英质页岩 S_1 值整体较高, 含油性好, 同岩性页岩中纹层状页岩的TOC值最高, 且 S_1 随TOC变化快, 含油性受有机质丰度影响大。整体来看, 纹层状长英质页岩有机质丰度和含油性均为最优。

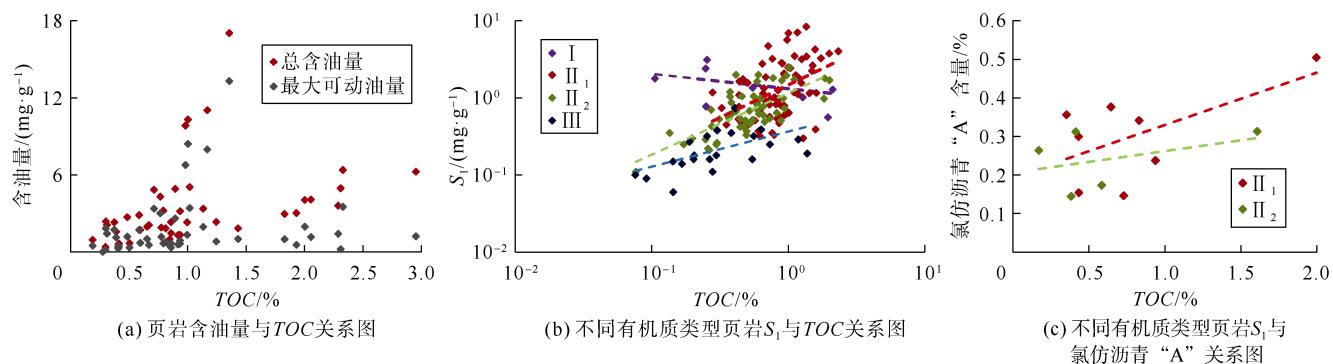


图7 风城组页岩含油性与有机质丰度关系图

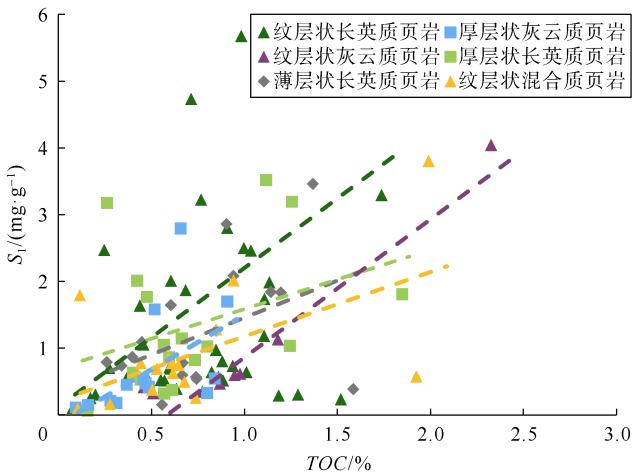


图8 玛湖凹陷风城组不同岩相页岩油 S_1 与TOC相关图

有机质类型不同, 其生油范围以及生油量也存在差异。I型和II型有机质主要来源于藻类等, 相对于III型有机质具有更多的脂肪等直链, 生油能力更强, 更利于页岩油的富集。风城组页岩表现为I型和II₁型有机质样品的 S_1 和OSI显示较高值(见图9), 含油性较好, 具备页岩油富集的有利条件。其中I型干酪根

S_1 值表现出随有机质丰度增大呈现出相对减小的趋势(见图7b、图7c), 且表现出 S_1 值略低于II型干酪根的特征(见图9a), 这可能是因为I型干酪根生油潜力最强, 生油量随TOC升高而增大, 在满足自生储集需要后大量排出, 所以 S_1 呈现出相对稳定或略微减小的趋势^[36]。

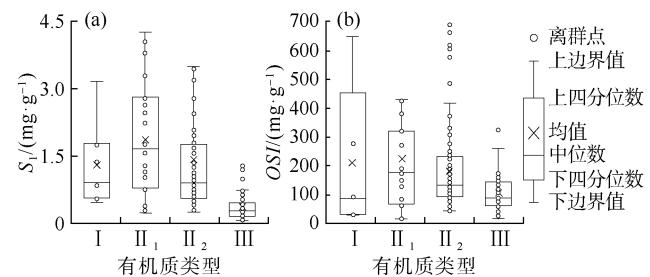


图9 玛湖凹陷风城组不同有机质类型页岩含油性特征

相较于传统湖相烃源岩, 风城组页岩在有机质丰度上并未显示出明显优势。东濮凹陷沙河街组沉积了一套典型的咸化湖相页岩, 其有机质含量高出风城组页岩的1~2倍, 但氯仿沥青“A”的含量较低^[18], 据此推断碱

湖烃源岩的烃转化率相较于普通咸化湖烃源岩更高。碱性环境对生物具有较强的选择性,所保存的生物量以藻类和细菌为主,高等植物输入较少,并且随着碱性的增强,耐盐碱的绿藻竞争力增大,藻菌比呈现升高的趋势^[24, 37-39]。藻类生烃母质含大量的脂肪链,风城组丰富的藻类生烃母质使烃源岩具有生油窗长,持续生烃的特点^[5, 6, 8]。岩心观察显示MY1井4 700~4 750 m为硅硼钠石集中发育的层段,反映了湖盆沉积过程中碱性最强时期^[4],该深度范围内TOC值相对较低,但生烃潜力较高,排烃量较大(见图3),说明硅硼钠石等碱性矿物对有机质高效生烃具有一定的促进作用。玛湖凹陷风城组较好的生烃母质对生烃的促进作用使得页岩相对较低

的有机质丰度也具有较强的资源潜力。

3.2 孔隙尺度和裂缝规模是页岩油富集程度的关键要素

国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)按孔径大小将孔隙分为微孔(小于2 nm)、中孔(2~50 nm)和大孔(大于50 nm)3类,建立风城组页岩不同尺度孔隙与页岩含油性关系,结果显示页岩 S_1 与中孔孔隙尺度呈负相关关系,与宏孔呈正相关关系,且页岩含油性随宏孔孔体积增大显著增加(见图10),表明宏孔是页岩油富集的主要空间,且孔径越大、孔隙度越高,页岩含油性越好。当然,需要注意的是,受取样点数量的影响,含油性与储集能力目前反映的主要是一种趋势,后续会随着测试数据的变化更趋完善。

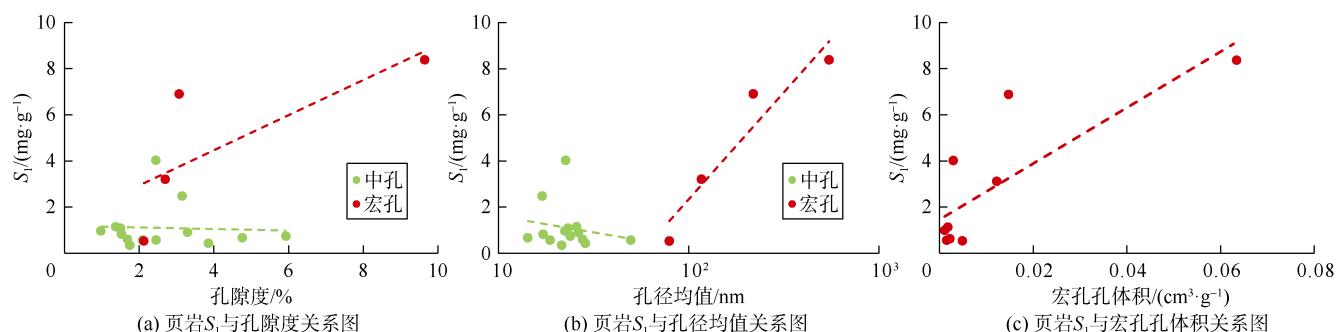


图10 玛湖凹陷风城组页岩含油性与孔隙尺度关系

岩心及镜下观察到玛湖凹陷风城组页岩中裂缝广泛发育,高角度构造缝沟通不同薄层,缝中常见较好的油气显示和沥青残留(见图11a),是页岩油纵向上运移的重要通道;微裂缝中有较好的荧光显示(见图11c、图11d),表明存在烃类残留。裂缝连通了孔隙、改善储集物性,是页岩油良好的储集场所和运移通道。

综合来看,储集空间的类型和规模决定了页岩油能

否有效聚集并获得良好的产能,大孔和裂缝对风城组页岩油的储集和运移起最主要的作用,孔与裂缝的发育程度和配置关系影响孔隙的有效性^[30],进而控制了页岩油的富集。

3.3 源内运移出入烃量对页岩含油性影响明显

勘探开发实践表明,页岩层系中除了富有机质层含油之外,贫有机质层段也含油,部分孔隙、裂缝较发

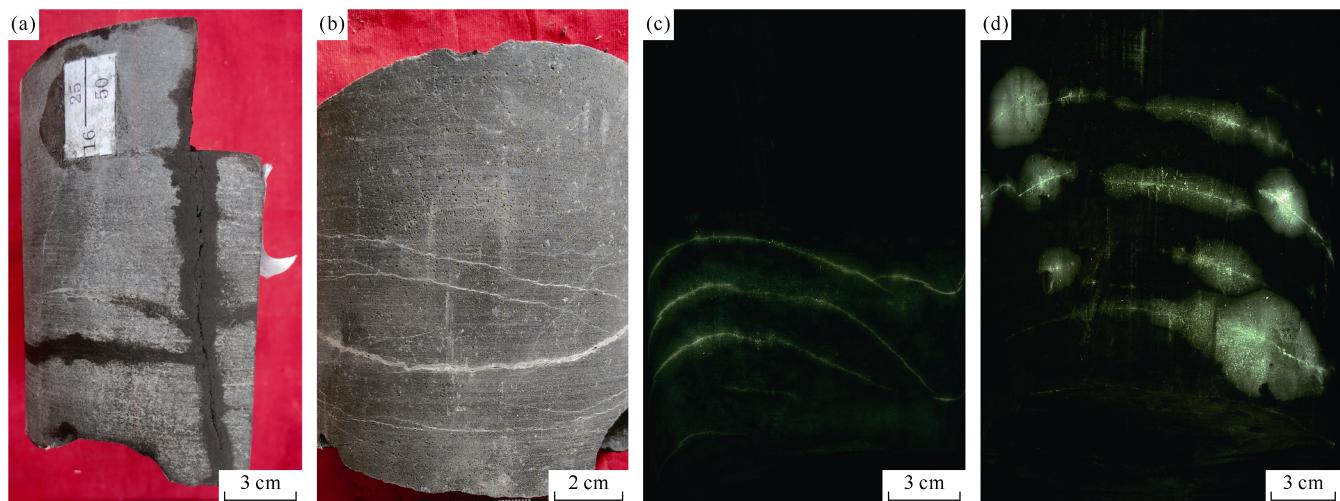


图11 玛湖凹陷MY1井风城组页岩样品裂缝含油情况

育的贫有机质层段甚至较富有机质层段更为富集油，因此页岩油源内短距离运移现象不断被提出^[11, 21, 40-41]。Hu 等提出了一种基于物质平衡原理定量评价页岩层系内运移烃量的方法^[19, 42]，本次研究采用该方法评价风城组页岩运移烃特征。

首先，干酪根的生烃动力学可以通过热演化过程的反应路径进行表征，因此可以利用岩石热解及总有机碳数据对页岩原始氢指数进行恢复^[17, 43-44]。建立氢指数 (HI) 和最高热解温度 (T_{max}) 关系如下：

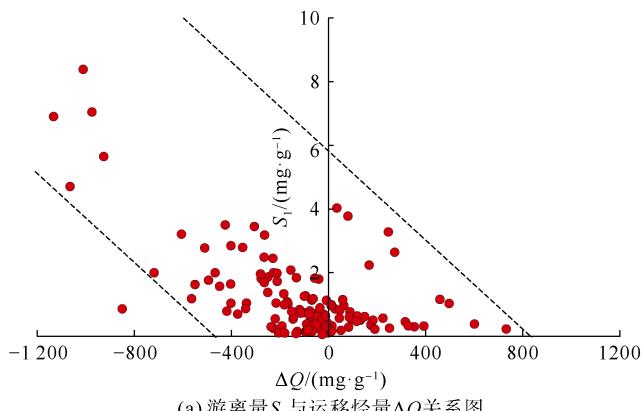
$$HI = HI_o \left\{ 1 - \exp \left[- \left(\frac{T_{max}}{\beta} \right)^\theta \right] \right\} \quad (1)$$

$$T_R = \frac{HI_o - HI_x}{HI_o} \quad (2)$$

(1) 式中， HI 和 T_{max} 通过岩石热解实验测得，

表 2 不同干酪根类型生烃动力学参数拟合值^[42]

干酪根类型	β	θ
I 型	448	-30
II ₁ 型	433	-30
II ₂ 型	435	-42
III型	433	-47



(a) 游离量 S_f 与运移烃量 ΔQ 关系图

HI_o 以及 β 、 θ 均通过热解数据进行非线性拟合得出。

在此基础上，根据 HI 和计算所得不同热解峰温 T_{max} 对应 T_R ，计算得到岩心样品的原始氢指数 HI_s ：

$$HI_s = \frac{HI}{1 - T_R} \quad (3)$$

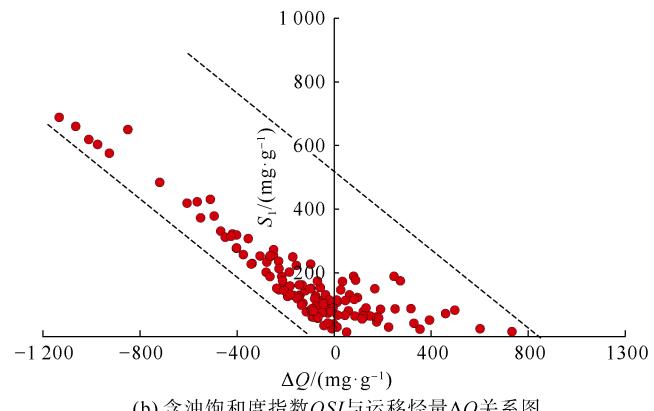
基于物质平衡的原理，即可以计算出泥页岩岩心的运移烃量 Q ：

$$\Delta Q = HI_s - I_{HGP} \quad (4)$$

$$I_{HGP} = \frac{S_1 + S_2}{TOC} \times 100 \quad (5)$$

当 $Q < 0$ mg/g 时，说明页岩中有烃类进入，当 $\Delta Q > 0$ mg/g 时，则说明有烃类排出， ΔQ 的绝对值越大，显示外来充注烃或排出烃的数量越多^[17, 42]。

结果显示，风城组中超过 75% 页岩的 ΔQ 小于 0，表明页岩存在外来运移烃的充注，剩余部分页岩样品的 ΔQ 大于 0，表明这些页岩发生了明显的排烃作用。因此风城组页岩油发生了显著的运移。进一步分析 ΔQ 与含油性指标 S_1 和 OSI 的关系，均显示出了明显的负相关关系（见图 12），表明运移烃量会显著影响页岩的含油性，其中当页岩的外来充注烃量远大时，含油性越好；反之当页岩排出烃量越大时，含油性越差。



(b) 含油饱和度指数 OSI 与运移烃量 ΔQ 关系图

图 12 玛湖凹陷风城组页岩样品含油性随排烃量变化

分析 ΔQ 与有机质丰度、孔隙度关系，结果显示， TOC 与 ΔQ 呈现出正相关关系（见图 13），并且不同有机质类型变化量存在差异，其中 I 型有机质类型的页岩 ΔQ 随 TOC 的变化量最大，其次为 II₁ 型，II₂ 型和 III 变化不明显；孔隙度与 ΔQ 呈反比关系，即随着孔隙度的增大， ΔQ 呈现出减小的趋势。综合来看，页岩油的运移烃量受到生烃潜力和储集物性的共同控制。有机质是页岩油富集的基础，随着 TOC 值的升高，含油量呈现出上升的趋势。但是储集空间对页岩油的赋存具有限制作用，当生成的页岩油超过富集上限后就会排出，而自生烃条件不满足储集空间的页岩层段则

会接受外来烃的充注。

3.4 纹层状长英质页岩等 3 类页岩相含油性最好

不同岩相的在沉积环境、矿物组成等方面存在差异，其生烃潜力、储集能力和运移烃量也表现出不同。从矿物组成来看，长英质页岩的主要孔隙类型为粒间孔，孔隙尺度相对较大，连通性更好，孔隙度、渗透率以及孔隙大小存在明显优势，表现出有大量外来烃进入的特征 ($\Delta Q < 0$ mg/g)（见表 3），含油性最好。不同沉积组构页岩也存在差异，在同等构造应力的作用下，纹层间最容易形成层间缝，连接孔隙和高角度缝，成为油气有效的储集空间和运移通道，利于油气

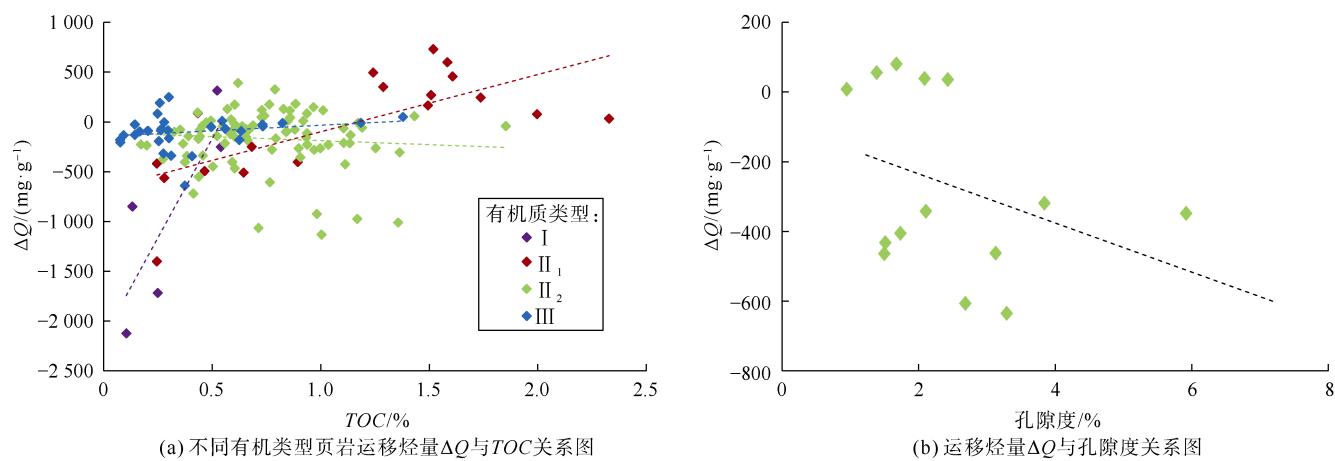


图 13 玛湖凹陷风城组页岩样品充注-运移烃量与有机质丰度、孔隙度关系

表 3 玛湖凹陷 MY1 井风城组主要岩相页岩实验参数

岩相 矿物组成 沉积组构	TOC/%	S_I /(mg·g ⁻¹)	ΔQ /(mg·g ⁻¹)	渗透率/10 ⁻³ μm ²	孔隙度/%	孔径/μm
长英质	纹层状	0.08~1.74 (0.80)	0.10~8.39 (1.84)	-1 408.83~732.05 (-246.85)	0.011~0.047 (0.070)	0.10~9.65 (3.72)
	薄层状	0.25~1.58 (0.78)	0.16~3.45 (1.26)	-418.19~600.52 (-121.81)		
	厚层状	0.14~1.85 (0.71)	0.06~3.50 (1.37)	-1 726.73~497.89 (-205.66)		
灰云质	纹层状	0.44~2.33 (0.99)	0.33~4.03 (0.99)	-72.99~176.67 (62.34)	0.012~0.019 (0.014)	1.37~4.76 (2.46)
	厚层状	0.08~0.90 (0.47)	0.11~2.78 (0.73)	-505.54~329.21 (-116.48)		
混合质	纹层状	0.09~2.00 (0.72)	0.09~3.78 (0.95)	-2 138.22~224.79 (-182.46)	0.011~0.015 (0.013)	1.75~3.15 (2.45)

注:括号内为平均值

富集^[1]。受控于以上因素,不同岩相含油性存在差异,对比风城组各岩相页岩样品的含油性特征,优选出纹层状长英质页岩、纹层状灰云质页岩和厚层状长英质页岩为有利岩相。

其中,纹层状长英质页岩主要发育粒间孔和粒内溶孔,孔径较大,主要为10~100 nm,部分可达微米级,孔隙形态好,主要为狭缝型和墨水瓶状,为页岩油的富集提供了良好的空间基础(见图14);多温阶热解结果显示,纹层状长英质页岩含油量较高,可动油比例高(见表1),是玛湖凹陷风城组页岩油富集最主要的有利岩相。纹层状灰云质页岩主要矿物为碳酸盐矿物,有机质含量中等,类型较好,具有良好的生烃条件;孔隙类型以粒内溶孔为主,宏孔含量低于纹层状长英质页岩,连通性较差(见图14);该岩相页岩总含油量高,但可动油占比较低,最大可动油量低于纹层状长英质页岩(见表1)。厚层状长英质页岩有机质含量相对低,生烃潜力较小,但孔喉发育且连通性较好,高外来充注烃量(见表3);该类岩相的总含油量在3种有利岩相中为最低,但具有可动油含量较高、占比大的特征(见表1)。

综合以上分析,生烃能力和储集能力是页岩油富集的基础,运移烃量受页岩生储能力的共同控制影响页岩含油性,而岩相则是生烃能力和储集能力的综合反映。所以,在优选页岩油甜点段时,可以首先聚焦

优势岩相发育段。

4 页岩油富集模式

4.1 页岩油富集模式

综合分析玛湖凹陷风城组页岩油富集条件,建立风城组页岩油富集模式(见图15)。页岩油具有源内自生自储的特征,页岩层系内的微小单元间存在页岩油的相对运移。具体表现为页岩层系内有机质丰度高、生烃潜力较强的层段生成的原油首先在原地聚集,满足自身吸附和储集作用后,随生烃量的增加,多余的原油在地层超压的驱动下通过微裂缝和层理缝等优势运移通道排出,在层系内经短距离运移至邻近位置储集能力较好的页岩中,以游离态赋存,形成了页岩层系内部源储富集模式(见图15),根据其聚集过程可以划分为原地富集(M1)和运移富集(M2)两种类型。

原地富集型页岩既是良好的生油岩,也有较好的页岩油储集能力,具有有机质丰度高且储集孔隙空间好的特征(见图15),以纹层状长英质页岩和纹层状灰云质页岩为主。该类页岩内部富有机质泥质纹层具有较高的生烃潜能,长英质和灰云质薄夹层矿物粒度相对较大,发育大量粒间孔和粒内溶孔,为富有机质纹层生成页岩油的赋存提供了场所,整体表现出较好的含油性,是目前页岩油开发的首要目标。

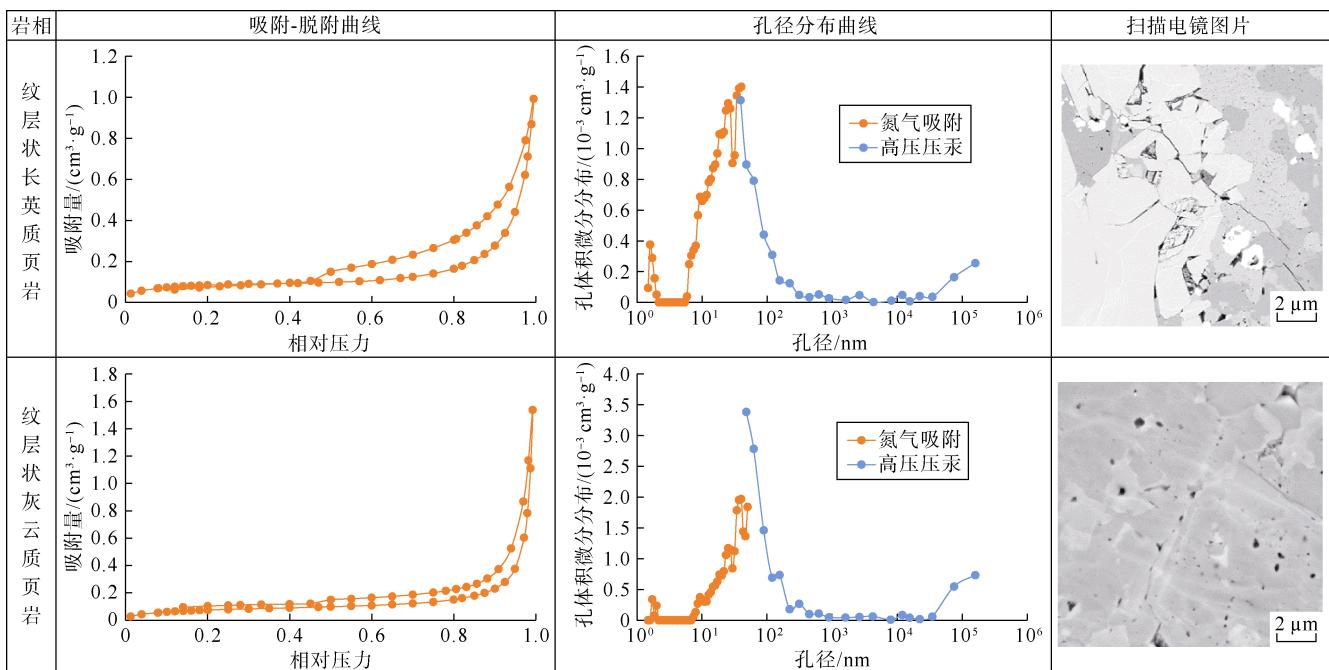


图 14 玛湖凹陷风城组优势岩相孔隙发育特征

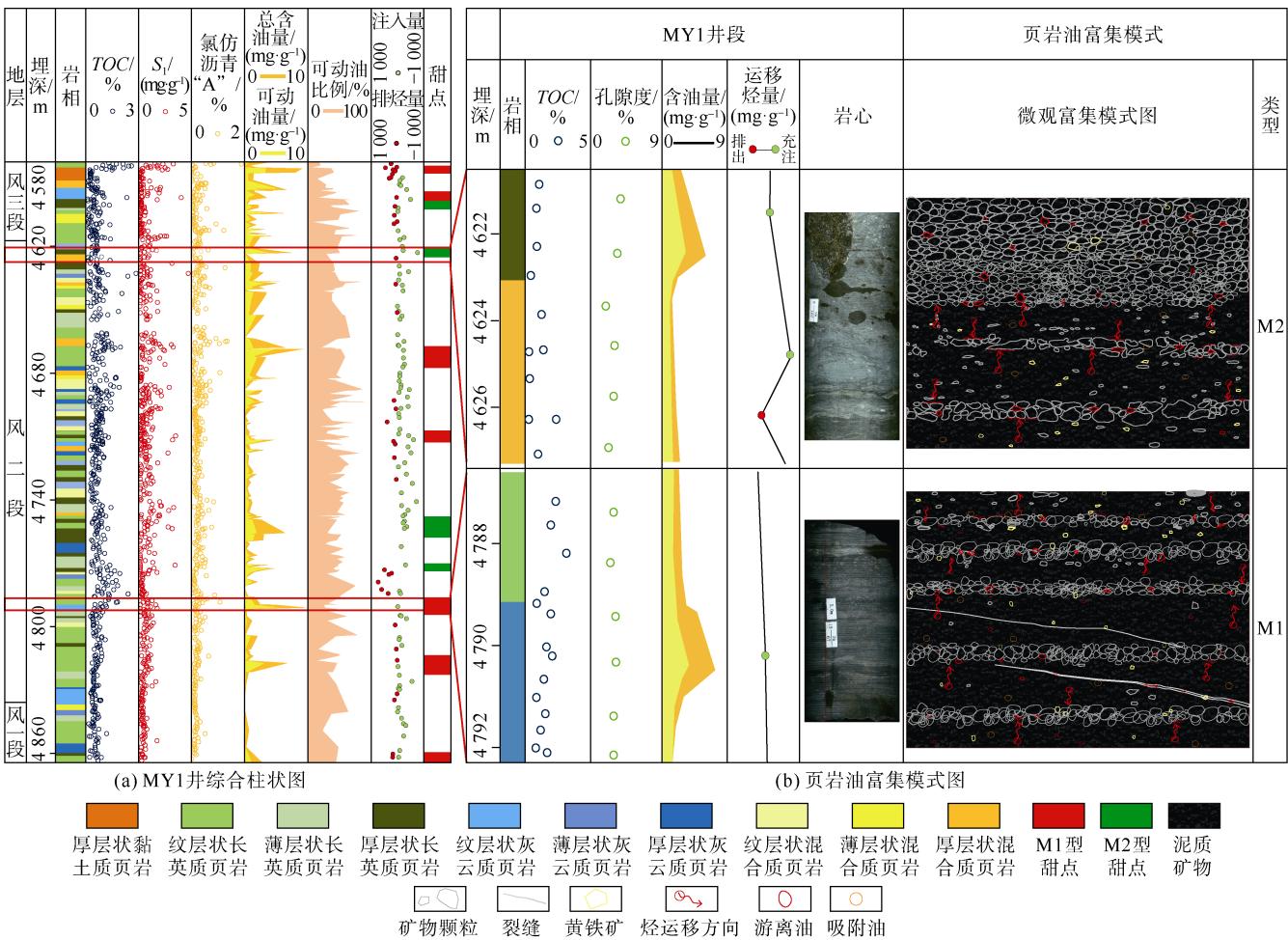


图 15 风城组页岩油富集模式

运移富集型页岩生烃能力相对较弱，储集能力较强，具有低有机质丰度、高孔隙度的特征（见图 15），

以厚层状长英质为主。该类型自身生烃不足、含油性较差，但其以周围高有机质丰度岩层排出烃作为烃类

来源，经运移充注后含油性得到改善，成为良好的页岩油富集层段，为夹层型页岩油的主要开发目标。

4.2 页岩油有利富集层段

综合研究区页岩的发育特征及富集主控因素，基于测井数据，在FN4井、FN14井和FN7井纵向上选取优势岩相，结合有机质丰度和孔隙度、渗透率等控

制页岩油富集的地质条件参数及油气显示特征优选出各井地质甜点段。综合以上各井位与MY1井甜点段综合建立玛湖凹陷风城组页岩油甜点剖面（见图16），横向向上共优选出6个地质甜点段贯穿整个剖面，纵向上分布于风三段底部、风二段和风一段顶部，其中风二段为风城组页岩油富集的主要层段。

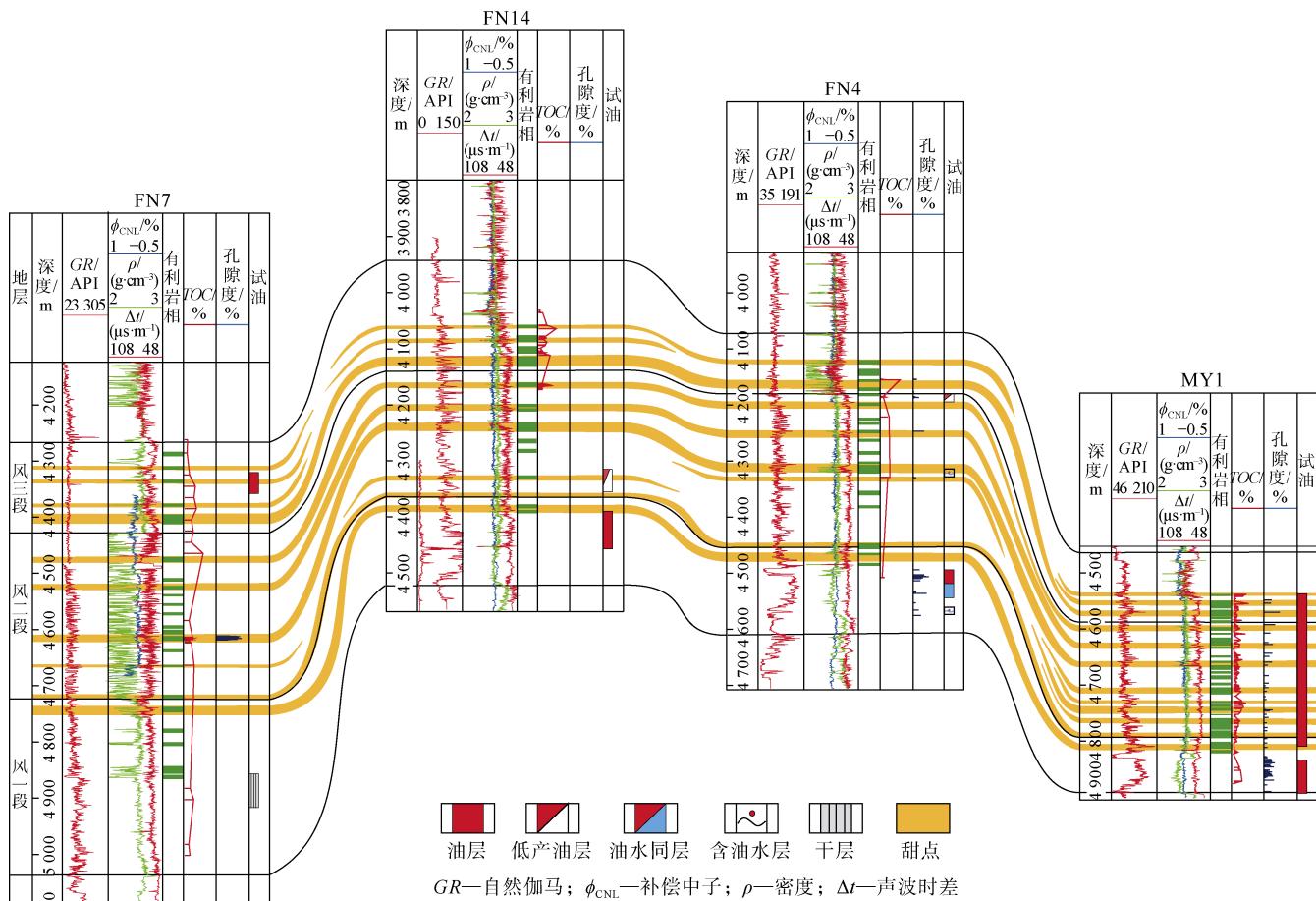


图16 玛湖凹陷风城组甜点发育段预测图（剖面位置见图1）

5 结论

玛湖凹陷风城组页岩岩石组分以长英质矿物和碳酸盐矿物为主，黏土矿物含量较低，是一套生烃条件较好，孔渗条件较优且微裂缝发育的混积型陆相湖泊页岩，具有丰富页岩油资源潜力。

风城组页岩油的富集主控因素包括有机质丰度和类型、储集物性、运移烃量及岩相。其中，有机质是页岩油富集的基础；宏孔是页岩油富集的主要空间，裂缝是页岩油良好的运移通道和储集空间；生烃潜力与储集能力控制运移烃量，影响页岩油的富集，有外来烃注入的页岩含油性好；岩相是生烃能力和储集能力的综合反映，含油性存在差异，玛湖凹陷风城组页

岩油富集的有利岩相为纹层状长英质页岩、纹层状云质页岩和厚层状长英质页岩。

风城组页岩层系内微小单元存在页岩油的相对运移，形成了页岩层系内部源储富集模式，根据其富集过程可以将其划分为原地富集型和运移富集型两种。在明确有利岩相的基础上，综合其他页岩油富集主控因素，可以优选出风城组页岩油富集的甜点层段，主要集中在风二段。

符号注释：

GR——自然伽马，API——氢指数，mg/g； HI_o ——泥页岩原始氢指数，mg/g； HI_s ——岩石样品原始氢指数，mg/g； HI_x ——不同热解温度对应模拟氢指数，mg/g； I_{HGP} ——现生烃潜力，mg/g； OSI ——含油饱和度指数，mg/g；

R_c ——等效镜质体反射率, %; S_1 ——游离烃含量, mg/g; S_2 ——热解烃含量, mg/g; S_{1-1} ——轻质烃含量, mg/g; S_{1-2} ——轻中质烃含量, mg/g; S_{2-1} ——重质烃含量, mg/g; T_{max} ——最高热解温度, °C; TOC ——总有机碳含量, %; T_R ——干酪根转化率, %; β , θ ——动力学参数, 无因次; ϕ_{CNL} ——补偿中子孔隙度, %; ρ ——密度, g/cm³; ΔQ ——运移烃差值, mg/g; Δt ——声波时差, μs · m。

参考文献:

- [1] 黎茂稳, 金之钧, 董明哲, 等. 陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 489-505.
LI Maowen, JIN Zhijun, DONG Mingzhe, et al. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(4): 489-505.
- [2] 贾承造. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 1-11.
JIA Chengzao. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geological theory[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 1-11.
- [3] 何文军, 钱永新, 赵毅, 等. 玛湖凹陷风城组全油气系统勘探启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 641-655.
HE Wenjun, QIAN Yongxin, ZHAO Yi, et al. Exploration implications of total petroleum system in Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 641-655.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] DYNI J R. Geology and resources of some world oil-shale deposits[J]. Oil Shale, 2003, 20(3): 193-252.
- [8] CAO J, XIA L W, WANG T T, et al. An alkaline lake in the Late Paleozoic Ice Age (LPIA): A review and new insights into paleoenvironment and petroleum geology[J]. Earth-Science Reviews, 2020, 202: 103091.
- [9] 支东明, 唐勇, 郑孟林, 等. 玛湖凹陷源上砾岩大油区形成分布与勘探实践[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 1-8.
ZHI Dongming, TANG Yong, ZHENG Menglin, et al. Discovery, distribution and exploration practice of large oil provinces of above-source conglomerate in Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 1-8.
- [10] 支东明, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔盆地中一下二叠统页岩油地层特征、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.
- [11] 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 821-835.
JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [12] 黎茂稳, 马晓潇, 金之钧, 等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 1-25.
LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIN Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 1-25.
- [13] 李梦莹, 朱如凯, 胡素云. 海外陆相页岩油地质特征与资源潜力[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(1): 163-174.
LI Mengying, ZHU Rukai, HU Suyun. Geological characteristics and resource potential of overseas terrestrial shale oil[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(1): 163-174.
- [14] 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1276-1287.
JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1276-1287.
- [15] 宁方兴. 济阳坳陷页岩油富集机理[J]. 特种油气藏, 2015, 22(3): 27-30.
NING Fangxing. Mechanism of shale oil enrichment in Jiyang Depression[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 27-30.
- [16] 柳波, 吕延防, 赵荣, 等. 三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组泥页岩系统地层超压与页岩油富集机理[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 699-705.
LIU Bo, LYU Yanfang, ZHAO Rong, et al. Formation overpressure and shale oil enrichment in the shale system of Lucaogou Formation, Malang Sag, Santanghu Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 699-705.
- [17] HU T, PANG X Q, JIANG F J, et al. Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: Methods and a novel quantitative evaluation model[J]. Earth-Science Reviews, 2021, 214: 103545.
- [18] HU T, PANG X Q, JIANG F J, et al. Key factors controlling shale oil enrichment in saline lacustrine rift basin: Implications from two shale oil wells in Dongpu Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Science, 2021, 18(3): 687-711.
- [19] HU T, PANG X Q, JIANG S, et al. Oil content evaluation of lacustrine organic-rich shale with strong heterogeneity: A case study of the Middle Permian Lucaogou Formation in Jimusaer Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Fuel, 2018, 221: 196-205.
- [20] 王民, 马睿, 李进步, 等. 济阳坳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.
- [21] HU S Z, LI S F, XIA L W, et al. On the internal oil migration in shale systems and implications for shale oil accumulation: A combined petrological and geochemical investigation in the Eocene Nanxiang Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 184: 106493.
- [22] 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.
- [23] 雷德文, 阿布力米提, 唐勇, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组油气高产区控制因素与分布预测[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(5):

- 495-499.
- LEI Dewen, ABULIMITI, TANG Yong, et al. Controlling factors and occurrence prediction of high oil-gas production zones in Lower Triassic Baikouquan Formation of Mahu Sag in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5): 495-499.
- [24] 王小军, 王婷婷, 曹剑. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩基本特征及其高效生烃[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 9-15.
- WANG Xiaojun, WANG Tingting, CAO Jian. Basic characteristics and highly efficient hydrocarbon generation of alkaline-lacustrine source rocks in Fengcheng Formation of Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 9-15.
- [25] 姜福杰, 黄任达, 胡涛, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油地质特征与分级评价[J]. 石油学报, 2022, 43(7): 899-911.
- JIANG Fujie, HUANG Renda, HU Tao, et al. Geological characteristics and classification evaluation of shale oil in Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(7): 899-911.
- [26] 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件: 以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 828-838.
- LIU Bo, SHI Jiaxin, FU Xiaofei, et al. Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: A case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulang Sag, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 828-838.
- [27] 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, LYU 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.
- [28] 张振苓, 邬立言, 脱奇, 等. 烃源岩热解分析参数 T_{max} 异常值的还原[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(5): 580-584.
- ZHANG Zhenling, WU Liyan, TUO Qi, et al. Abnormal value recovery of maturity parameter T_{max} for rock-eval[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(5): 580-584.
- [29] 尤新才, 高岗, 吴俊, 等. 准噶尔盆地玛南地区风城组烃源岩地球化学特征及有效性差异[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(11): 1697-1708.
- YOU Xincai, GAO Gang, WU Jun, et al. Differences of effectiveness and geochemical characteristics of the Fengcheng Formation source rock in Ma'nan area of the Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(11): 1697-1708.
- [30] 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.
- [31] 杨帆, 孟鑫, 王先虎, 等. 玛页 1 井风城组页岩微观孔隙特征及其影响因素[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(1): 1-10.
- YANG Fan, MENG Xin, WANG Xianhu, et al. Micro-pore characteristics and influencing factors of Fengcheng Formation shale in Well Maye-1[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(1): 1-10.
- [32] 雷海艳, 郭佩, 孟颖, 等. 玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层孔隙结构及分类评价[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(3): 142-153.
- LEI Haiyan, GUO Pei, MENG Ying, et al. Pore structure and classification evaluation of shale oil reservoirs of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(3): 142-153.
- [33] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(6): 842-849.
- JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2016, 38(6): 842-849.
- [34] 杨智, 侯连华, 陶士振, 等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(05): 555-565.
- YANG Zhi, HOU Lianhua, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(05): 555-565.
- [35] 李士祥, 牛小兵, 柳广弟, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段页岩油形成富集机理[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(04): 719-729.
- LI Shixiang, NIU Xiaobing, LIU Guangdi, et al. Formation and accumulation mechanism of shale oil in the 7th member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(04): 719-729.
- [36] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(02): 249-256.
- LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, CHEN Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(02): 249-256.
- [37] 夏刘文, 曹剑, 边立曾, 等. 准噶尔盆地玛湖大油区二叠纪碱湖生物-环境协同演化及油源差异性[J]. 中国科学: 地球科学, 2022, 52(4): 732-746.
- XIA Liuwen, CAO Jian, BIAN Lizeng, et al. Co-evolution of paleo-environment and bio-precursors in a Permian alkaline lake, Mahu mega-oil province, Junggar Basin: Implications for oil sources[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2022, 65(3): 462-476.
- [38] JONES B E, GRANT W D, DUCKWORTH A W, et al. Microbial diversity of soda lakes[J]. Extremophiles, 1998, 2(3): 191-200.
- [39] XIA L W, CAO J, HU W X, et al. Coupling of paleoenvironment and biogeochemistry of deep-time alkaline lakes: A lipid biomarker perspective[J]. Earth-Science Reviews, 2021, 213: 103499.
- [40] MA X X, LI M W, PANG X Q, et al. Paradox in bulk and molecular geochemical data and implications for hydrocarbon migration in the inter-salt lacustrine shale oil reservoir, Qianjiang Formation, Jianghan Basin, central China[J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 209: 72-88.
- [41] ZHANG T W, FU Q L, SUN X, et al. Meter-scale lithofacies cycle and controls on variations in oil saturation, Wolfcamp A, Delaware and Midland basins[J]. AAPG Bulletin, 2021, 105(9): 1821-1846.
- [42] 胡涛, 姜福杰, 庞雄奇, 等. 一种泥页岩排出烃以及外来充注烃量的评价方法及装置: CN202110966591.8[P]. 2021-11-26.
- HU Tao, JIANG Fujie, PANG Xiongqi, et al. A method and device for evaluating the amount of hydrocarbons discharged from mud shale and the amount of externally charged hydrocarbons: CN202110966591.8[P]. 2021-11-26.
- [43] CHEN Z H, JIANG C Q. A data driven model for studying kerogen kinetics with application examples from Canadian sedimentary basins[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 67: 795-803.
- [44] CHEN J Q, PANG X Q, PANG H, et al. Hydrocarbon evaporative loss evaluation of lacustrine shale oil based on mass balance method: Permian Lucaogou Formation in Jimusaer Depression, Junggar Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91: 422-431.

第一作者简介: 姜福杰 (1979-), 男, 黑龙江兰西人, 博士, 中国石油大学 (北京) 教授, 主要从事油气成藏机理与分布规律方面的研究。地址: 北京市昌平区府学路 18 号, 中国石油大学 (北京) 地球科学学院, 邮政编码: 102249。E-mail: jiangfj@cup.edu.cn

收稿日期: 2022-10-07 修回日期: 2023-03-22

(编辑 魏玮)