

文章编号: 1000-0747(2024)01-0114-13 DOI: 10.11698/PED.20230466

# 页岩油微运移识别、评价及其石油地质意义

胡涛<sup>1,2</sup>, 姜福杰<sup>1,2</sup>, 庞雄奇<sup>1,2</sup>, 刘远<sup>1,2</sup>, 吴冠昀<sup>1,2</sup>, 周阔<sup>1,2</sup>, 肖惠译<sup>1,2</sup>,  
姜振学<sup>1,3</sup>, 黎茂稳<sup>4</sup>, 蒋恕<sup>5</sup>, 黄立良<sup>6</sup>, 陈冬霞<sup>1,2</sup>, 孟庆洋<sup>7</sup>

(1. 油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249; 4. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 5. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室, 武汉 430074; 6. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000; 7. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

基金项目: 国家自然科学基金项目(42202133, 42072174, 42130803, 41872148); 中国石油科技创新基金(2023DQ02-0106); 中国石油天然气股份有限公司“十四五”前瞻性基础性科技重大项目(2021DJ0101)

**摘要:** 以准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组页岩为例, 综合岩心观察、测试分析、地质剖析和数值模拟等方法, 识别页岩层系石油微运移现象, 采用自主研发的排烃潜力法定量评价页岩油微运移烃量并进行了可靠性验证, 指出页岩油微运移评价的石油地质意义。研究表明: 页岩层系富有机质纹层和贫有机质纹层之间存在明显的页岩油微运移, 富有机质纹层生烃能力强, 生成烃类的重质组分优先与干酪根溶胀或吸附滞留, 轻组分以游离态运移到与其互层的长英质或碳酸盐贫有机质纹层富集; 玛页1井风城组69%的页岩存在外来运移烃的充注, 31%的页岩发生了排烃作用。综合基于地质色层效应的族组分、二维核磁共振以及无机锰元素在烃类运移过程中的地球化学行为等分析, 验证了微运移评价结果的可靠性; 微运移是连接页岩层系各个油气聚集要素的桥梁, 贯穿页岩油从生成、排出到富集的全过程, 影响页岩油的含量和组分。页岩油微运移识别与评价结果, 将为揭示页岩油动态差异富集机制、建立页岩“多级生油高峰”模式提供新视角。

**关键词:** 页岩油; 微运移识别; 微运移评价; 准噶尔盆地; 玛湖凹陷; 下二叠统; 风城组; 排烃潜力法

中图分类号: TE122.3 文献标识码: A

## Identification and evaluation of shale oil micro-migration and its petroleum geological significance

HU Tao<sup>1,2</sup>, JIANG Fujie<sup>1,2</sup>, PANG Xiongqi<sup>1,2</sup>, LIU Yuan<sup>1,2</sup>, WU Guanyun<sup>1,2</sup>, ZHOU Kuo<sup>1,2</sup>, XIAO Huiyi<sup>1,2</sup>,  
JIANG Zhenxue<sup>1,3</sup>, LI Maowen<sup>4</sup>, JIANG Shu<sup>5</sup>, HUANG Liliang<sup>6</sup>, CHEN Dongxia<sup>1,2</sup>, MENG Qingyang<sup>7</sup>

(1. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 4. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China; 5. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China; 6. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, China; 7. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Taking the Lower Permian Fengcheng Formation shale in Mahu Sag of Junggar Basin as an example, core observation, test analysis, geological analysis and numerical simulation were applied to identify the shale oil micro-migration phenomenon. The hydrocarbon micro-migration in shale oil was quantitatively evaluated and verified by a self-created hydrocarbon expulsion potential method, and the petroleum geological significance of shale oil micro-migration evaluation was determined. Results show that significant micro-migration can be recognized between the organic-rich lamina and organic-poor lamina. The organic-rich lamina has strong hydrocarbon generation ability. The heavy components of hydrocarbon preferentially retained by kerogen swelling or adsorption, while the light components of hydrocarbon were migrated and accumulated to the interbedded felsic or carbonate organic-poor laminae as free oil. 69% of the Fengcheng Formation shale samples in Well MY1 exhibit hydrocarbon charging phenomenon, while 31% of those exhibit hydrocarbon expulsion phenomenon. The reliability of the micro-migration evaluation results was verified by combining the group components based on the geochromatography effect, two-dimension nuclear magnetic resonance analysis, and the geochemical behavior of inorganic manganese elements in the process of hydrocarbon migration. Micro-migration is a bridge connecting the hydrocarbon accumulation elements in shale formations, which reflects the whole process of shale oil generation, expulsion and accumulation, and

controls the content and composition of shale oil. The identification and evaluation of shale oil micro-migration will provide new perspectives for dynamically differential enrichment mechanism of shale oil and establishing a “multi-peak model in oil generation” of shale.

**Key words:** shale oil; micro-migration identification; micro-migration evaluation; Junggar Basin; Mahu Sag; Lower Permian; Fengcheng Formation; hydrocarbon expulsion potential method

引用：胡涛, 姜福杰, 庞雄奇, 等. 页岩油微运移识别、评价及其石油地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 114-126. HU Tao, JIANG Fujie, PANG Xiongqi, et al. Identification and evaluation of shale oil micro-migration and its petroleum geological significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 114-126.

## 0 引言

中国陆相页岩油资源丰富, 但非均质性强, 面临页岩油含量变化快、组分差异大的现实问题, 导致“含油富集”、“流动性好”甜点的预测难度大。陆相页岩油含量、组分的影响因素已初步明确, 但已有研究大多为各个成藏要素相互独立的定性分析。页岩层系内石油运移是连接各个要素的桥梁, 反映了石油从生成、排出到富集全过程, “运移烃”含量和组分即为各要素耦合作用结果, 控制了页岩层系内最终富集石油的含量和组分, 进而影响了页岩油的含量、可动性。

长期以来, “源储一体”被概括为页岩油成藏基本特征, 页岩油微运移是个争议较多的问题。但越来越多勘探实践表明微运移的客观存在<sup>[1]</sup>, 比如贫有机质页岩层段往往较富有机质页岩层段更为富集可动油, 页岩油微运移现象不断被提出<sup>[2-6]</sup>。微运移系指页岩层系内具有不同的生烃和储集能力的纹层或薄夹层之间的烃类运移, 是页岩层系内源-储结构背景下的烃类差异富集响应<sup>[1, 7]</sup>。前人针对页岩油微运移已开展卓有成效的研究, 但大多聚焦于烃类组分和生标参数的表征, 如何定量评价页岩油微运移量为页岩油差异富集研究的重要科学问题之一<sup>[1]</sup>。

开展页岩油微运移定量评价有两点必要性: ①为含油性定量评价提供新思路。页岩既可作为烃源岩, 又可作为储集层, 基于物质平衡原理, 含油性直接受控于微运移, 微运移包括两部分: 作为源岩, 生成油气排出了多少; 作为储集层, 接收了多少外来油气充注<sup>[8-9]</sup>。②为页岩油流动性评价提供新视角。页岩油微运移发生时, 由于地质色层效应, 轻分子量烃的迁移率普遍高于重分子量烃<sup>[10]</sup>, 因此, 接受了更多运移烃贡献的页岩油轻组分含量相对更高, 流动性更好。

以准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组页岩为研究对象, 联合地球化学参数和镜下观察等方法识别微运移现象, 采用排烃潜力法定量评价微运移烃量并验证结果可靠性, 以期明确页岩油微运移研究在石油地质研究中的实际意义。

## 1 区域地质概况

玛湖凹陷为准噶尔盆地西北缘的次级负向构造单元(见图1), 西北侧被乌夏—克百断裂带所限, 东侧和南侧分别与英西凹陷、夏盐凸起、达巴松凸起和中拐凸起相邻, 整体为东南倾的平缓单斜, 具有西陡东缓、西厚东薄特征, 面积约5 000 km<sup>2</sup>。

玛湖凹陷风城组页岩生油能力强, 为准噶尔盆地克百—乌夏、玛湖西斜坡两个“百里大油区”的主力烃源岩<sup>[11]</sup>。风城组为典型的碱湖暗色细粒沉积, 主要由陆源碎屑和内源化学沉积矿物混积形成, 岩性复杂, 纵向变化快, 自下而上分别为风一段( $P_{1f_1}$ )、风二段( $P_{1f_2}$ )和风三段( $P_{1f_3}$ ), 厚度为800~1 800 m, 主体埋深大于4 000 m, 为全球最古老的碱湖烃源岩。风一段主要发育泥岩与火山岩互层, 具有明显的气孔、杏仁构造; 风二段以泥岩、白云质泥岩和灰质泥岩为主, 微裂缝和基质富集石油; 风三段以泥岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩为主, 裂缝发育, 但多被方解石填充, 含油性较好。2019年钻探的玛页1井采用直井大段分层压裂试油, 自喷最高日产油50.6 m<sup>3</sup>, 平均日产油22.5 m<sup>3</sup>, 实现了风城组页岩油工业突破, 风城组页岩油具有巨大的勘探潜力<sup>[9, 11]</sup>。

## 2 风城组页岩基本特征

风城组页岩矿物组成复杂, 以石英、白云石、长石和方解石为主, 平均含量分别为31%, 27%, 19%, 11%, 可见少量黄铁矿, 平均含量约5%。矿物三端元图版评价结果显示(见图2a), 风城组主要发育长英质页岩, 占比53.6%; 钙质页岩和混合质页岩较为发育, 均占21.7%; 黏土质泥岩占比低, 仅为3.0%。

### 2.1 有机地球化学特征

①有机质丰度。玛湖凹陷风城组TOC值为0.08%~2.33%, 均值为0.75%, 整体为低—中等, 但由于页岩整体埋深已超4 000 m, 较高成熟度会导致有机碳降低, 本次联合热解 $S_2$ 和( $S_{1c}+S_2$ )评价。页岩 $S_2$ 值主体范围为0.06~8.19 mg/g, 均值为2.37 mg/g; 游离烃

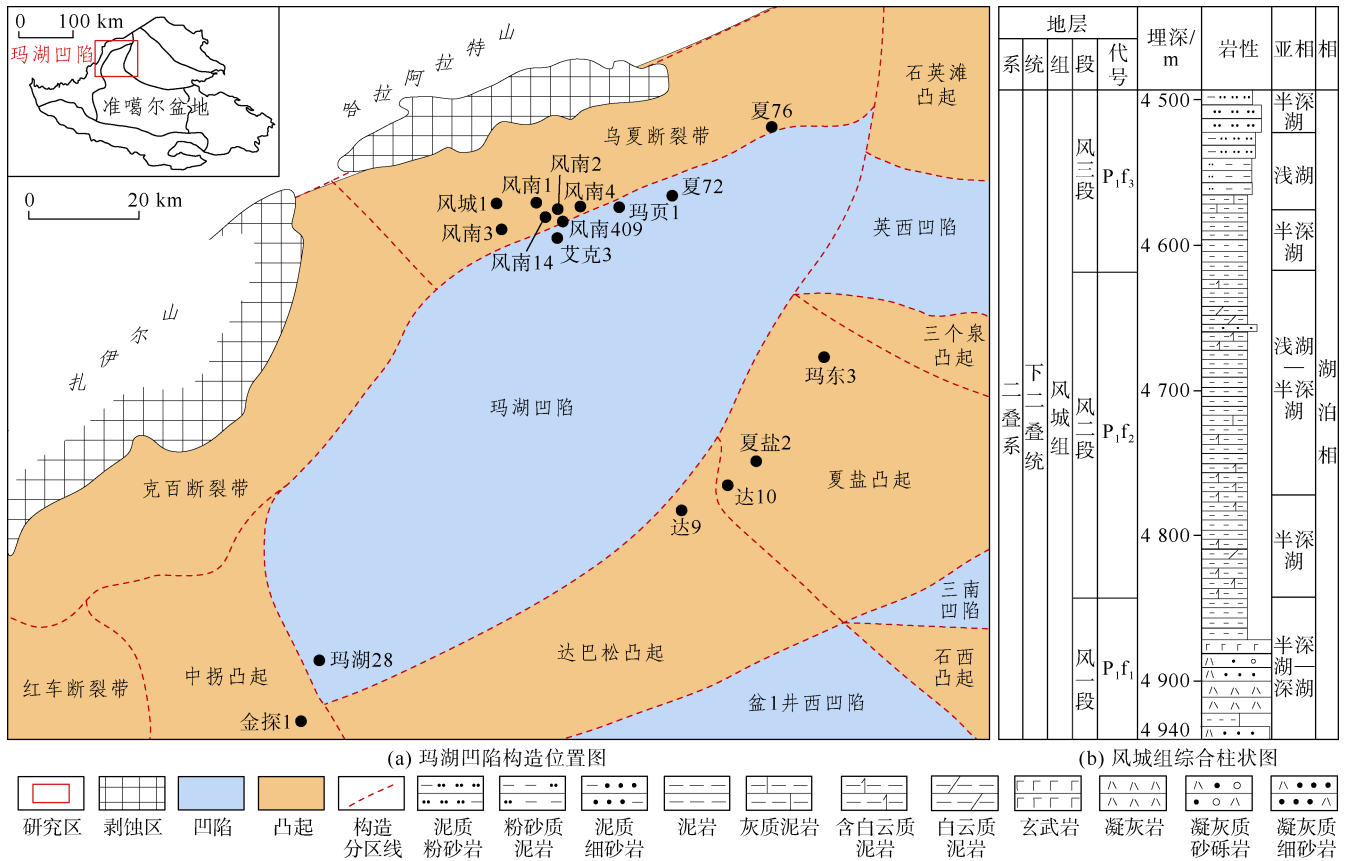
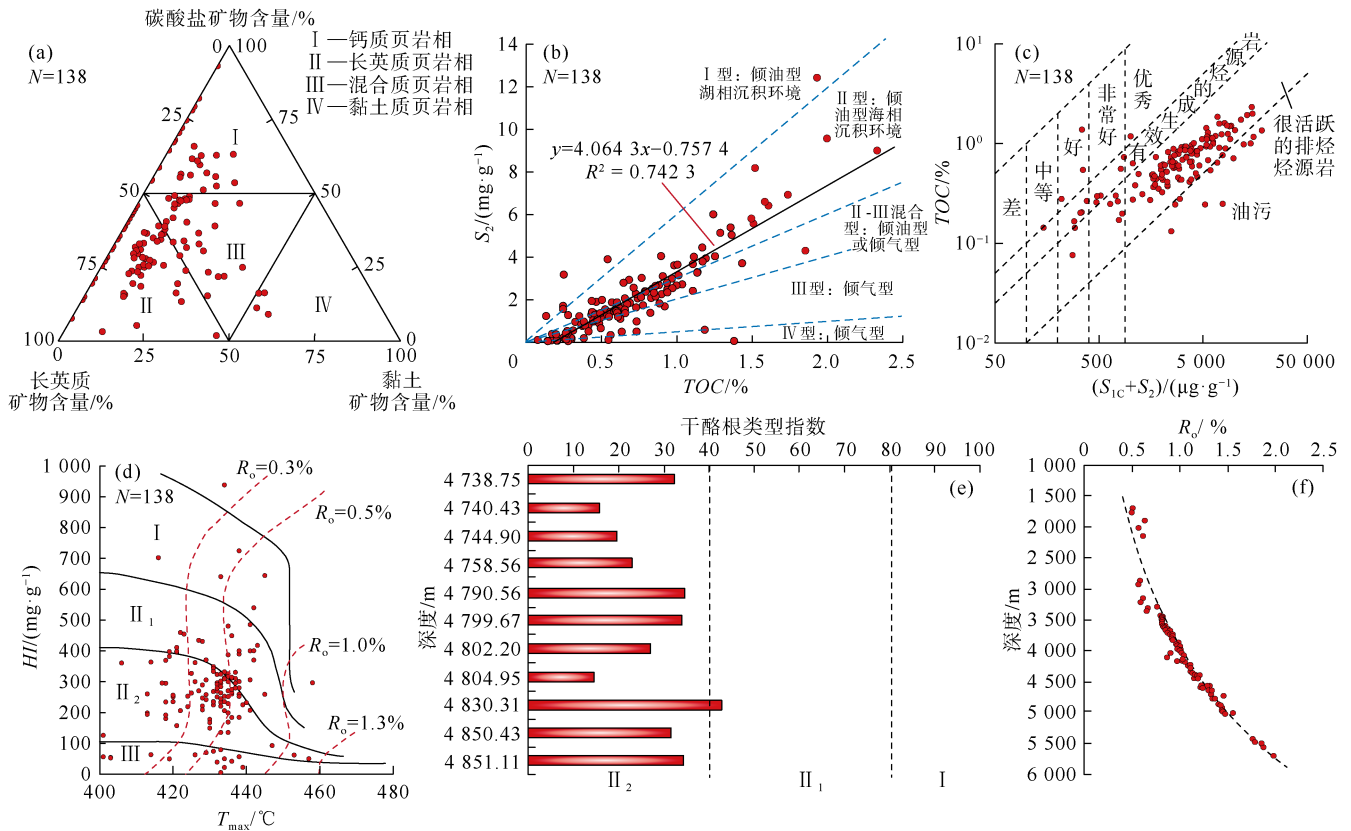


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷构造位置 (a) 及风城组综合柱状图 (b) (据文献[11]修改)



(a) 长英质、碳酸盐和黏土矿物含量三角图;(b) 热解烃含量与 TOC 散点图;(c) TOC 与热解生烃潜量散点图;(d) HI-T<sub>max</sub> 散点图;(e) 不同深度页岩干酪根类型指数分布图;(f) 页岩 R<sub>o</sub> 随埋深变化图

图2 玛湖凹陷风城组页岩有机地球化学特征 (N 为样品数量)

是页岩油最现实可动部分，在岩心从井底到地面以及取样、制样、测试过程中，游离烃会大量散失<sup>[12]</sup>。采用考虑上述散失过程的图版对热解  $S_1$  进行轻烃恢复获得游离烃  $S_{1c}$ <sup>[13]</sup>，结果显示  $(S_{1c}+S_2)$  值为 150~18 400  $\mu\text{g/g}$ ，均值为 4 720  $\mu\text{g/g}$ 。优质烃源岩占比 85%，非常好、好和中等烃源岩分别占比 7%，7%，1%（见图 2b、图 2c）。

②有机质类型。风城组页岩的  $T_{\text{max}}$  值为 401~458  $^{\circ}\text{C}$ ，均值为 431.1  $^{\circ}\text{C}$ ； $HI$  值为 5~1 280  $\text{mg/g}$ ，均值为 280  $\text{mg/g}$ 。利用  $T_{\text{max}}-HI$  图版划分有机质类型，结果显示：以 II 型为主，其中 II<sub>1</sub> 型和 II<sub>2</sub> 型占比分别为

49%和 32%；其次为 III 型，占比为 12%；I 型最少，仅约 7%（见图 2d）。前人基于干酪根有机元素研究认为风城组页岩以 II 型干酪根为主，I 型比例较 III 型高<sup>[14]</sup>，产生差异的原因主要在于风城组页岩成熟度较高，同时由于烃类微运移浸染的存在，导致部分  $T_{\text{max}}$  值偏低<sup>[15]</sup>（见图 3）。进一步采用显微组分法评价，显示以壳质组和镜质组为主，平均含量分别为 76%和 19%，含少量腐泥组和惰质组。干酪根类型指数显示主要为 II<sub>2</sub> 型干酪根（见图 2e）。整体而言，风城组页岩以混合型干酪根为主，生油能力较强。

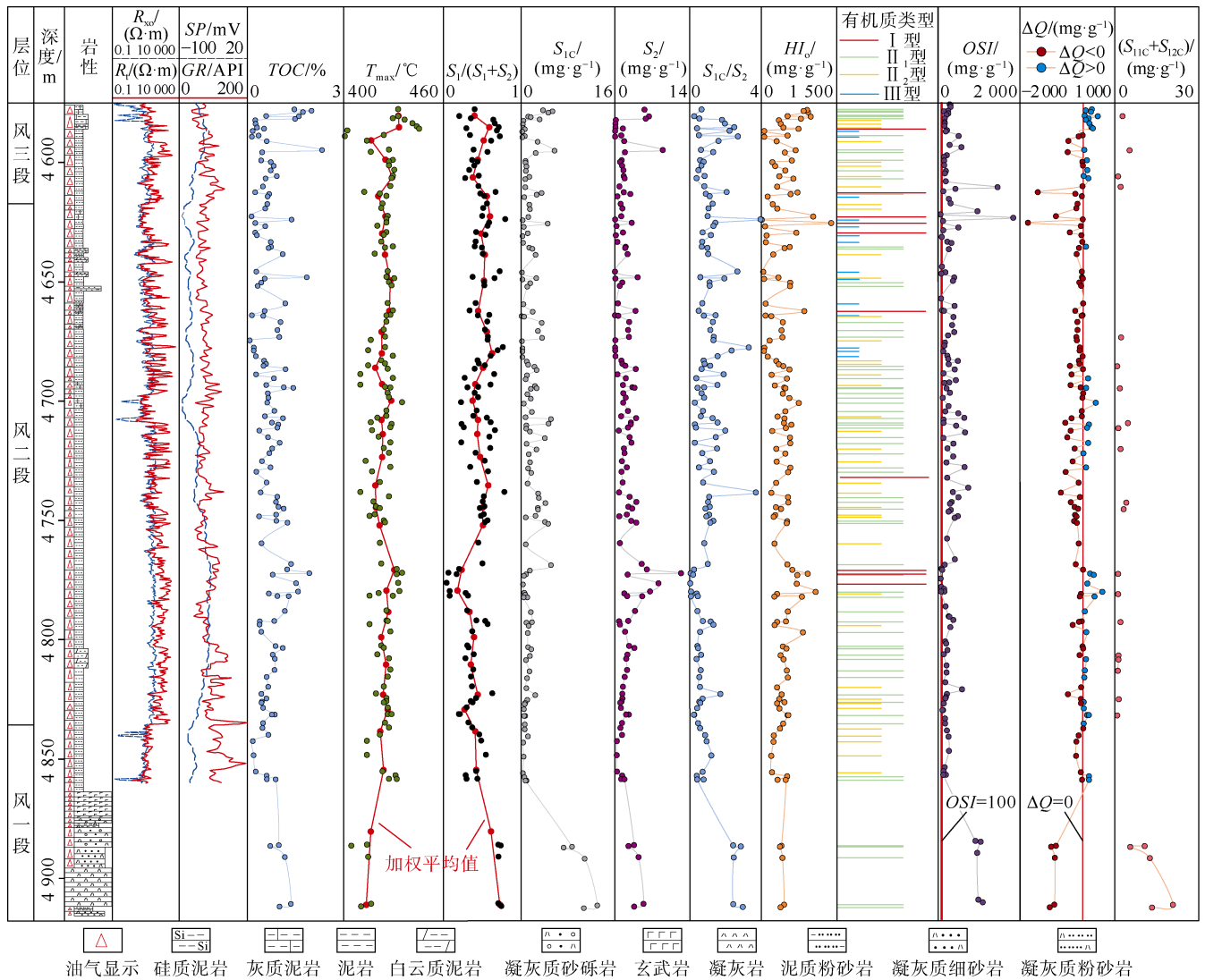


图3 玛页1井风城组页岩有机地球化学综合剖面

③有机质成熟度。镜质体反射率为评价有机质成熟度的重要参数。基于风城组实测  $R_0$  值和埋深关系（见图 2f），风城组页岩  $R_0$  值为 1.26%~1.94%，均值为 1.36%，目前处于成熟—高成熟热演化阶段，正在大量生烃。

## 2.2 孔缝特征

### 2.2.1 孔缝类型

风城组页岩主要发育矿物粒间孔、粒内溶蚀孔、片状孔缝和层理缝，前两者相对更发育。矿物粒间孔主要发育在石英等矿物颗粒间，孔径从几百纳米



到几微米,连通性好(见图4a);粒内溶蚀孔主要分布于方解石、长石等矿物内(见图4b),连通性稍差(见图4c);片状孔缝(见图4d、图4e)主要分布在高岭石等片状黏土矿物颗粒间,连通性差。页岩石英

和白云石等脆性矿物含量较高,发育大量微裂缝(见图4f);风城组页岩纹层之间发育大量的层理缝<sup>[14]</sup>,为页岩油微运移的主要通道,对页岩油富集具有积极意义。

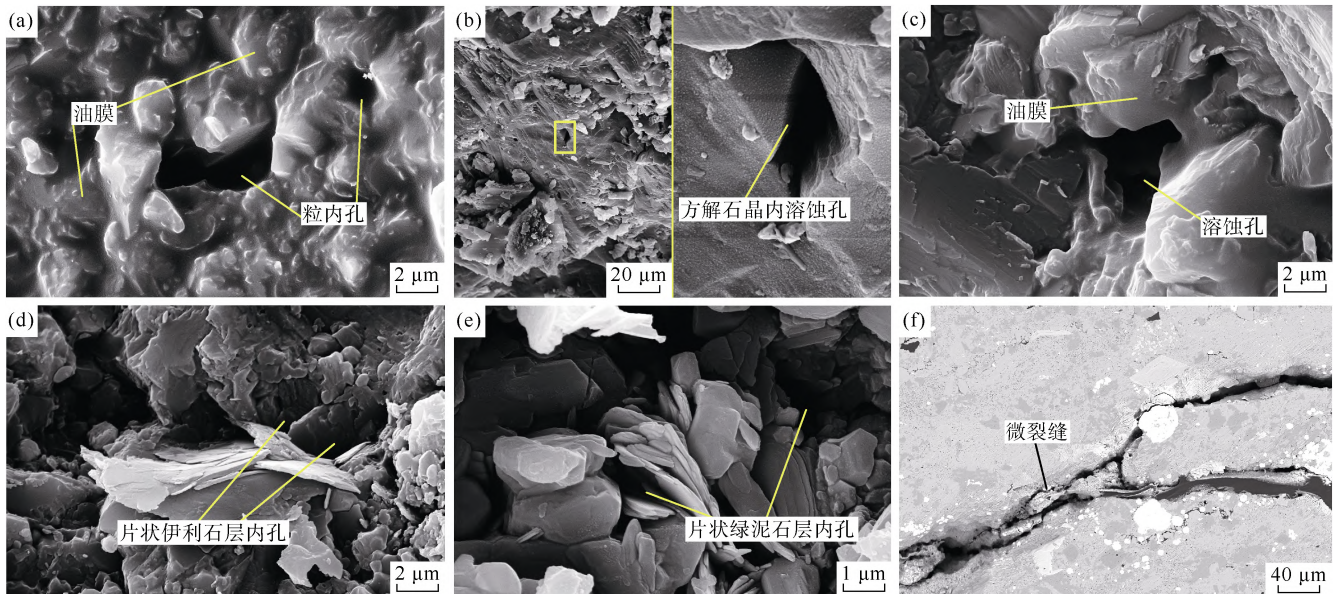


图4 玛湖凹陷玛页1井风城组页岩孔隙和裂缝发育特征  
(a) 4 690.82 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 粒间孔, 见油膜; (b) 4 976.10 m, P<sub>1</sub>f<sub>1</sub>, 方解石晶内溶蚀孔, 呈菱形; (c) 4 690.82 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 溶蚀孔, 呈不规则形, 见油膜; (d) 4 649.44 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 片状伊利石层内孔; (e) 4 633.85 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 叶片状绿泥石层内孔; (f) 4 690.82 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 微裂缝

图4 玛湖凹陷玛页1井风城组页岩孔隙和裂缝发育特征

### 2.2.2 孔隙形态

根据低温 N<sub>2</sub> 迟滞环形状将页岩孔隙划分为开放型 H<sub>1</sub>、墨水瓶型 H<sub>2</sub>、平行板状狭缝型 H<sub>3</sub> 和单边裂缝型 H<sub>4</sub><sup>[16]</sup>。风城组页岩主要表现为 H<sub>3</sub> 型(见图 5a)和 H<sub>2/3</sub> 型(兼具 H<sub>2</sub> 和 H<sub>3</sub> 型特征)(见图 5b), 以 H<sub>3</sub> 型为主, 其迟滞回线在中压与低压区上升较缓, 在相对压力变高后变陡, 对应单一的平行板状和楔状孔隙, 连通性较好, 有利于游离油发生运移; 少量为 H<sub>2/3</sub> 型, 其迟滞回线在中压时与 H<sub>3</sub> 型相比更陡, 对应平行板状和楔状孔隙以及细墨水瓶孔隙, 孔隙空间复杂, 有利于油气的吸附, 不利于运移。

### 2.2.3 孔径分布和孔隙体积

利用高压压汞、低温 N<sub>2</sub> 和 CO<sub>2</sub> 吸附实验表征页岩孔径分布和孔隙体积特征, 风城组页岩的宏孔、介孔、微孔的孔径分别主要为 0.1~5.0 μm、10~50 nm、1~2 nm。总孔隙体积为 (1.21~35.23) × 10<sup>-3</sup> cm<sup>3</sup>/g, 均值为 8.15 × 10<sup>-3</sup> cm<sup>3</sup>/g。其中, 宏孔、介孔、微孔体积分别为 (0.45~34.16) × 10<sup>-3</sup>, (0.21~5.17) × 10<sup>-3</sup>, (0.02~3.36) × 10<sup>-3</sup> cm<sup>3</sup>/g, 均值分别为 5.48 × 10<sup>-3</sup>, 1.61 × 10<sup>-3</sup>, 1.05 × 10<sup>-3</sup> cm<sup>3</sup>/g。说明页岩孔隙以宏孔和介孔为主(见图 5c), 有利于可动油富集。

### 2.3 页岩含油性和页岩油可动性

通常采用 S<sub>1c</sub>、OSI 和最大可动 (S<sub>11c</sub>+S<sub>12c</sub>) 评价页岩含油性和可动性<sup>[12, 17]</sup>。结果显示: S<sub>1c</sub> 值为 0.09~13.00 mg/g, 集中分布在 0.67~2.47 mg/g, 均值 1.85 mg/g, 与 Denver 盆地下白垩统 Niobrara 页岩含油性相当<sup>[17]</sup>; OSI 值为 20~1 825 mg/g, 均值 268 mg/g, 显著高于 Denver 盆地下白垩统 Niobrara 页岩 OSI 值<sup>[17]</sup>, 这与风城组页岩 TOC 整体较低有关。约 81% 页岩的 OSI 值大于 100 mg/g, 发生了油跨越现象; S<sub>11c</sub> 和 S<sub>12c</sub> 为轻烃校正后的多温阶热解实验获取的参数<sup>[18]</sup>, 分析结果显示: 风城组页岩 (S<sub>11c</sub>+S<sub>12c</sub>) 值为 0.05~20.63 mg/g, 集中分布在 0.86~3.97 mg/g, 均值为 3.46 mg/g。整体而言, 风城组页岩的含油性和可动性好。

## 3 风城组页岩油微运移识别

### 3.1 地球化学参数对比

采用 T<sub>max</sub> 评价页岩成熟度的结果与 R<sub>o</sub> 评价结果差异明显, 前者随深度增加无明显增大趋势(见图 3), 这种 T<sub>max</sub> 抑制现象与外来运移烃浸染和有机质沥青饱和度较高有关<sup>[15]</sup>。进一步对存在 T<sub>max</sub> 抑制现象的页岩样品展开分析, 发现普遍具有“低 TOC 值、低 S<sub>2</sub> 值、

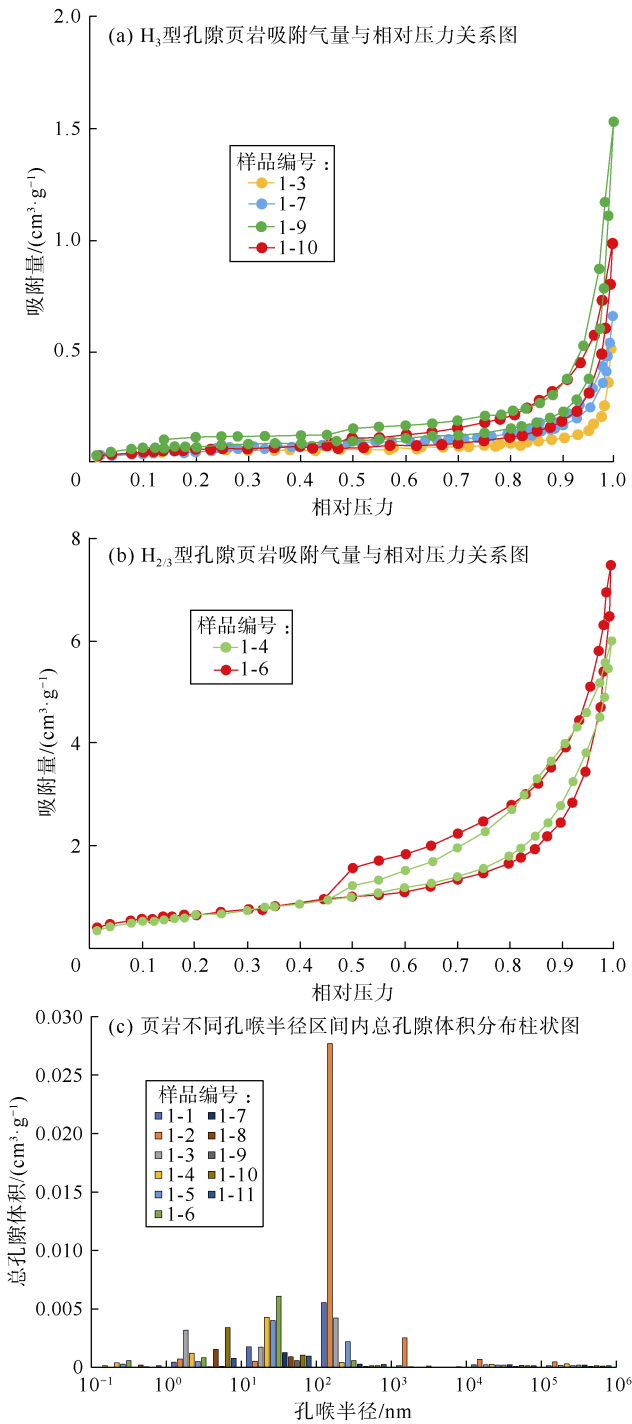


图5 玛湖凹陷风城组页岩孔隙特征

高  $OSI$  值、高  $S_1$  值”特征，显示该类页岩的生烃能力弱，但游离油含量异常高，表明  $T_{max}$  抑制与运移烃影响密切相关。运移烃除了大量轻质组分，还存在少量中—重质组分在热解升温至  $300\text{ }^\circ\text{C}$  时仍滞留在样品内，使热解  $S_1$  值副峰出现<sup>[15]</sup>，导致热解产物与  $S_2$  峰值温度范围内的产物混合，进而拉低了  $S_2$  峰值温度，亦即  $T_{max}$  值。同时， $S_1$  峰值与受微运移烃影响产生的  $S_1$  值副峰正相关，即游离烃含量越高，热解时产生的  $S_1$

值副峰面积越大， $T_{max}$  抑制现象越明显。

产率指数和  $S_2/(S_{1c}+S_2)$  与  $T_{max}$  图版可指示微运移。理论上未熟页岩的  $S_1$  和产率指数趋近于 0。产率指数与  $T_{max}$  相关图版显示，多数样品的  $T_{max} < 430\text{ }^\circ\text{C}$ ，产率指数大于 0.4，产率指数与  $T_{max}$  明显负相关，同时多数样品  $OSI$  值随  $T_{max}$  减小而显著增大（见图 6a），指示外来充注烃导致  $S_1$  值异常高，外来微运移烃越多， $T_{max}$  越小， $OSI$  值越大。此外，未熟页岩的  $S_2/(S_{1c}+S_2)$  值应接近 1，随成熟度升高逐渐减小，但  $S_2/(S_{1c}+S_2) - T_{max}$  散点图显示， $T_{max} < 430\text{ }^\circ\text{C}$  页岩的  $S_2/(S_{1c}+S_2)$  值均小于 0.7，且  $S_2/(S_{1c}+S_2)$  与  $T_{max}$  明显正相关，同时多数  $OSI$  随  $T_{max}$  减小而显著增大（见图 6b），进一步指示风城组页岩存在明显的微运移现象。

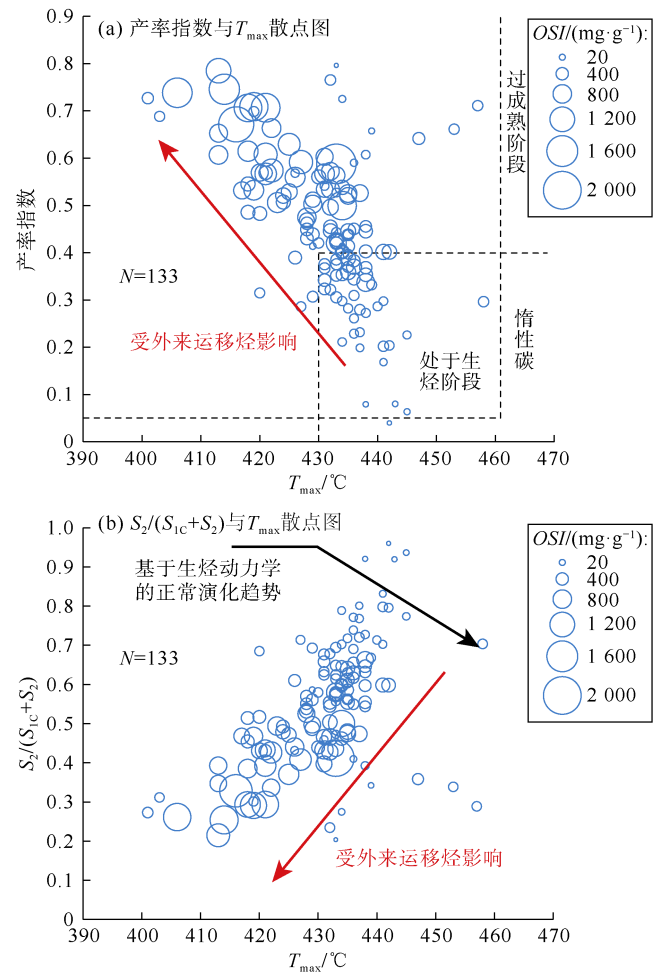


图6 玛湖凹陷风城组页岩微运移烃识别图版

### 3.2 荧光薄片观察

页岩油的族组分包括饱和烃、芳香烃、非烃和沥青质，不同组分具有荧光特性差异<sup>[19]</sup>。风城组页岩主要赋存淡蓝—偏绿色的油质沥青和橙褐色的沥青质沥青，不同组分烃类在赋存位置和含量上存在明显区别。



基质孔以赋存橙褐色沥青质为主,分散点状分布,荧光强度高,面积较大,含量较高,主要为重组分;有机孔和粒间孔赋存少量较低荧光强度烃类(见图 7a、图 7b);裂缝主要以赋存淡蓝—偏绿色油质沥青为主(见图 7b),发光强度和含量均较高,主要为轻组分。与富有机质纹层相比,碳酸盐和火山碎屑贫有机质纹层以淡蓝—偏绿色荧光为主,且显示更强(见图 7c、图 7d),表明轻组分含量更高。上述现象均表明页岩层系存在明显的微运移。有机质生烃后,由于储集空间受限和地质色层效应<sup>[10]</sup>,轻组分优先运移至相邻孔隙空间较大的碳酸盐和火山碎屑岩层或微裂缝中,重组分则更多地滞留在有机质和其间分布的无机矿物表面。

### 3.3 激光共聚焦分析

受陆源碎屑供给、火山活动、古气候和古水深等因素影响,风城组页岩发育密集纹层(见图 8a),具体表现为富有机质纹层与长英质或碳酸盐贫有机质纹层

交替发育,前者可见大量黄铁矿(见图 8b、图 8c)与富有机质纹层相比,长英质和碳酸盐纹层的储集能

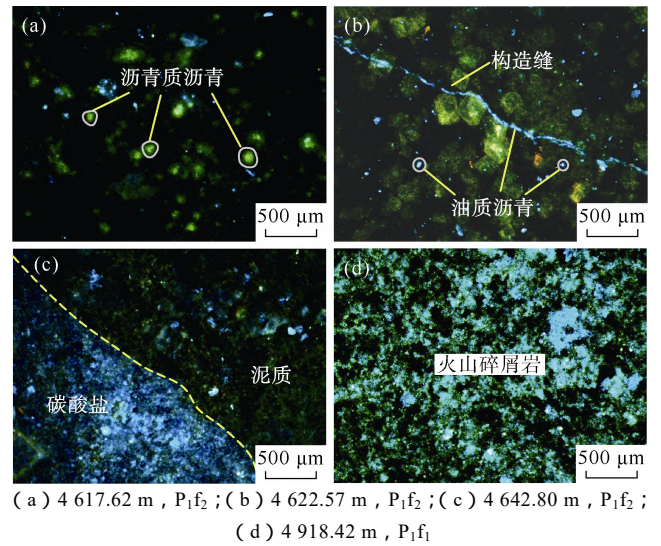
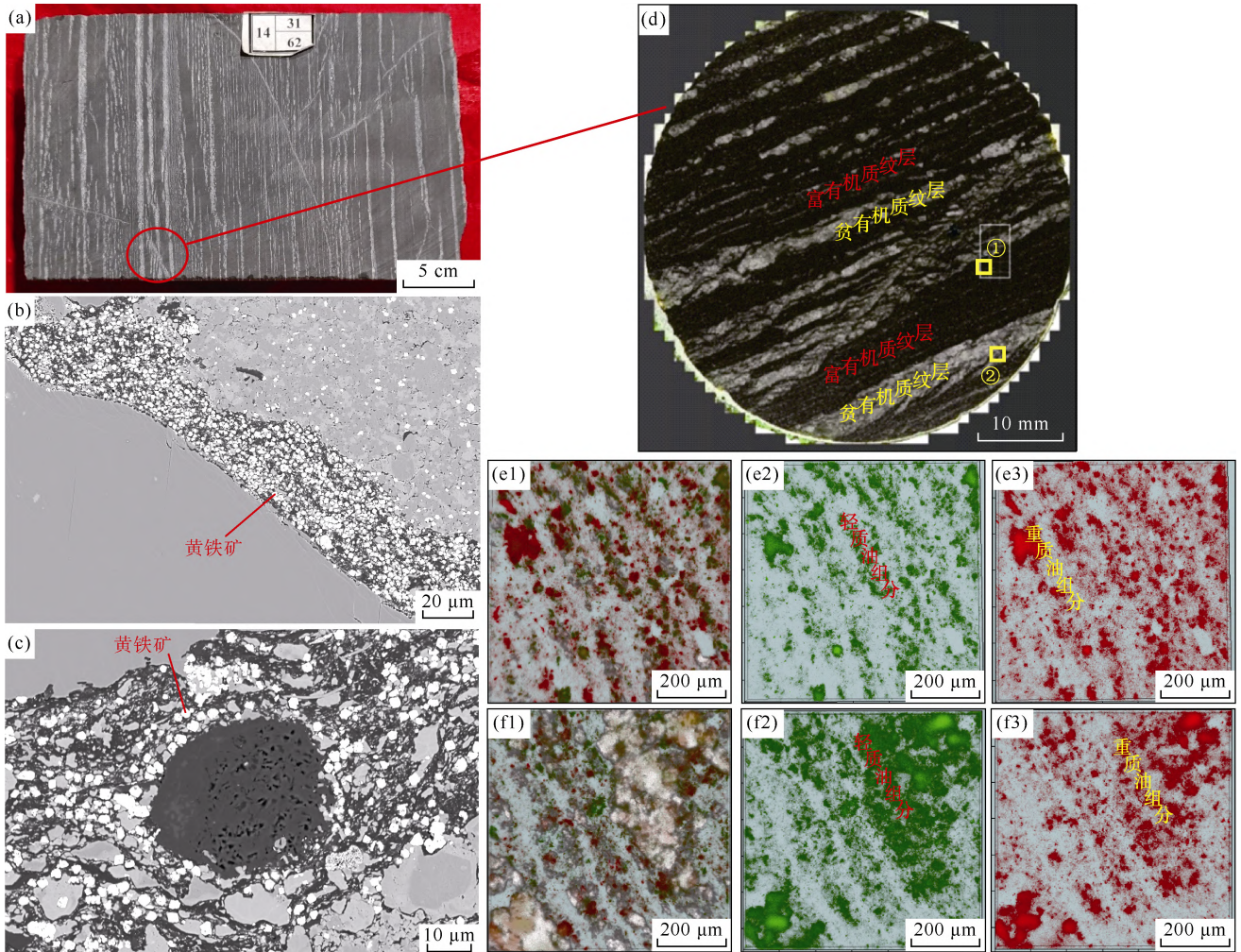


图 7 玛湖凹陷玛页 1 井风城组页岩荧光薄片



(a) 4 780.00~4 780.30 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 纹层状页岩;(b) 4 780.42 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 见黄铁矿;(c) 4 780.42 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 见黄铁矿;(d) 4 780.51 m, P<sub>1</sub>f<sub>2</sub>, 纹层发育(据文献[20]修改);(e1) 图 d 中框①内全部油(轻质+重质)分布;(e2) 图 d 中框①内轻质油分布;(e3) 图 d 中框①内重质油分布;(f1) 图 d 中框②内全部油(轻质+重质)分布;(f2) 图 d 中框②内轻质油分布;(f3) 图 d 中框②内重质油分布

图 8 玛湖凹陷玛页 1 井风城组页岩纹层特征与激光共聚焦分析



力更优。通过激光共聚焦扫描激发荧光图像可保证页岩轻-重组分的赋存差异<sup>[20]</sup>。结果显示：富有机质纹层的重质组分含量较高，轻质组分含量较低；贫有机质纹层的轻质组分含量较高，重质组分含量相对较低，多呈长条带状顺层发育（见图 8d、图 8e、图 8f）。这与富有机质纹层成烃之后，重质组分优先与干酪根互溶发生溶胀作用或吸附在干酪根表面，而轻质组分多在生烃增压作用下突破毛细管压力发生微运移有关，轻组分以游离态优先排出到与其紧邻的长英质或碳酸盐贫有机质纹层中富集。

## 4 风城组页岩油微运移评价

### 4.1 评价方法

本次评价采用排烃潜力法<sup>[8-9]</sup>，依据物质平衡原理，微运移发生于两类页岩单元之间。①排出烃单元，生烃能力较强，生成烃类在满足了页岩中烃的滞留的需要后发生排烃，因此页岩当前热解潜力小于原始生烃潜力；②接收烃单元，生烃能力较弱，生成烃类不能满足页岩中烃的滞留需要，主要接收外来烃充注，因此页岩当前热解潜力大于原始生烃潜力。因此，“原始生烃潜力与当前热解潜力差值”即为微运移烃量。其中，当前热解潜力通过对测试的热解潜力展开气态烃恢复、轻烃校正获取；原始生烃潜力通过利用生烃动力学原理和 Data-driven 模型对实测生烃潜力进行恢复<sup>[8-9]</sup>，具体步骤包括：依据页岩有机质类型划分结果（见图 2d），采用 Chen 和 Jiang<sup>[21]</sup>基于干酪根生烃动力学原理提出的不同类型干酪根氢指数随热成熟度  $T_{max}$  的演化模型，对实测的热解  $T_{max}$  与氢指数采用 Data-driven 模型拟合，模拟得出玛页 1 井不同类型页岩氢指数在不同成熟度下的演化模型（见图 9a），获取不同类型页岩的生烃转化率模式（见图 9b），最后基于实际成熟度下的转化率和氢指数恢复原始氢指数，即原始生烃潜力。微运移烃量（ $\Delta Q$ ）即原始生烃潜力与当前热解潜力差值。 $\Delta Q > 0$  表示页岩单元内原始生烃潜力大于当前残留的热解生烃潜力，即生成烃类在满足了页岩中烃的滞留需要后发生排烃，为排出烃单元； $\Delta Q < 0$  表示页岩单元内原始生烃潜力小于当前残留的热解生烃潜力，生成烃类不能满足页岩中烃的滞留需要，主要接收外来烃充注，为接收烃单元。该方法综合了页岩单元内总有机碳含量（TOC）、游离烃含量（ $S_1$ ）、热解烃含量（ $S_2$ ）、成熟度指标最高热解峰温  $T_{max}$  等热解数据，结合生烃动力学模型模拟有机质随成熟度演化的生烃转化途径，最后基于物质平衡原理

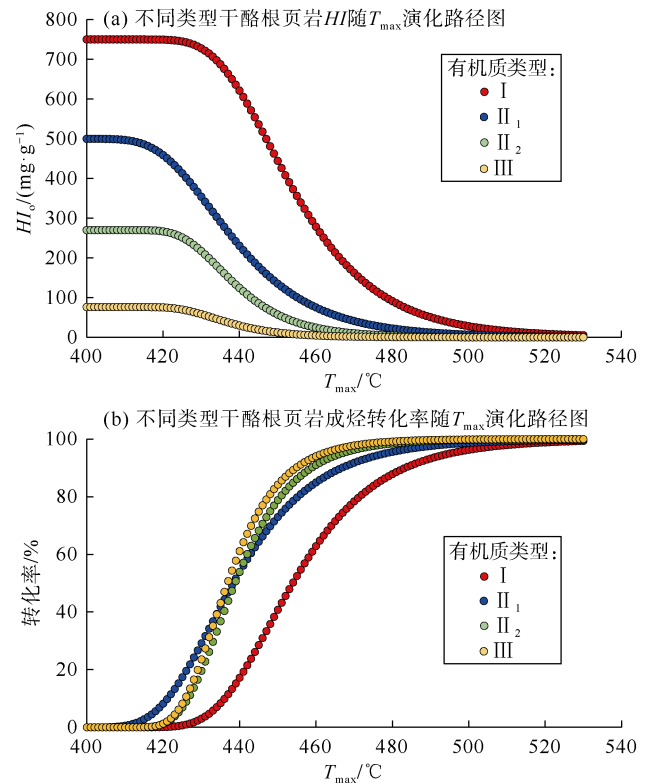


图9 玛湖凹陷风城组页岩氢指数和转化率演化模式

提出定量评价页岩微运移烃量的指标  $\Delta Q$ ，规避了页岩层系内部多种繁冗复杂的物理化学过程，是页岩内部有机地化特征与生烃演化特征的综合反映，为快速、便捷地评价页岩微运移烃提供了新思路<sup>[9]</sup>。

### 4.2 评价结果

玛页 1 井页岩微运移烃量（ $\Delta Q$ ）评价结果显示： $\Delta Q$  值为  $-1\ 747 \sim 601\ mg/g$ ，集中分布于  $-450 \sim 49\ mg/g$ （均值为  $-129\ mg/g$ ）（见图 3）。 $\Delta Q < 0$  指示页岩存在烃类充注，绝对值越大，充注烃量越多； $\Delta Q > 0$  指示页岩发生排烃，绝对值越大，排烃量越多。对比来看，92 块页岩存在烃类充注，占比 69%，原始生烃潜力为  $8 \sim 1\ 358\ mg/g$ （均值为  $350\ mg/g$ ），当前热解潜力为  $25 \sim 3\ 105\ mg/g$ （均值为  $606\ mg/g$ ），微运移烃量为  $-1\ 747 \sim -1\ mg/g$ （均值  $-256\ mg/g$ ）；41 块页岩发生排烃，占比 31%，原始生烃潜力为  $342 \sim 1\ 055\ mg/g$ （均值为  $596\ mg/g$ ），当前热解潜力  $173 \sim 749\ mg/g$ （均值为  $440\ mg/g$ ），微运移烃量为  $4 \sim 601\ mg/g$ （均值为  $156\ mg/g$ ），表明多数页岩发生了明显石油微运移。

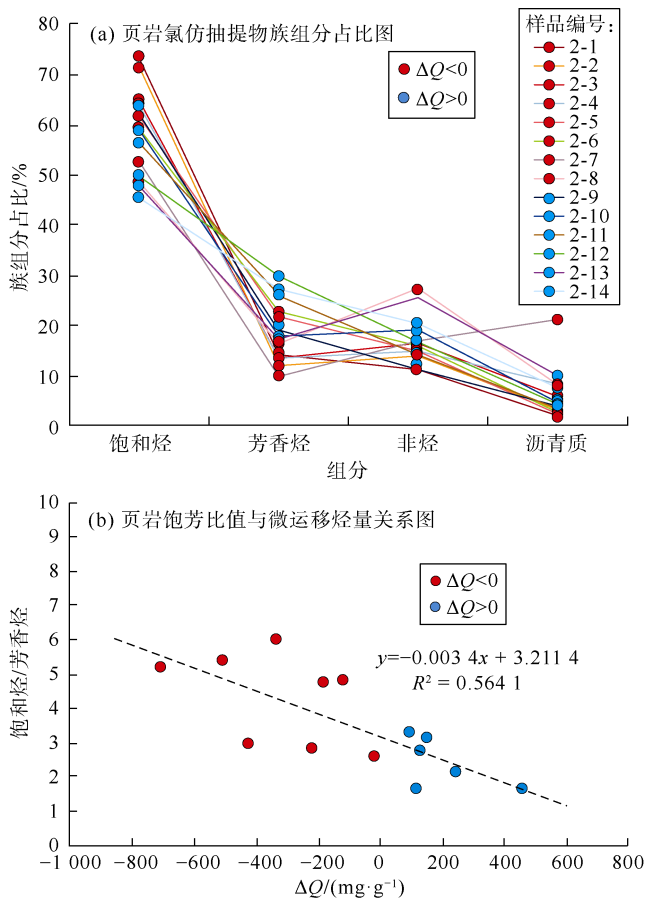
### 4.3 可靠性验证

#### 4.3.1 族组分

由于地质色层效应，微运移会导致烃类组分相对含量的变化。前人研究显示，油气运移导致饱和烃含量沿排烃方向从 60% 降到 40%，芳香烃含量从 19% 降



到 10%，饱和烃较芳香烃更容易发生运移。非烃含量相反，从 25%升到 50%，且饱和烃和芳香烃含量比值（饱芳比）随排烃进行从 5.8%下降到 2.8%<sup>[10]</sup>。因此对比族组分变化可验证微运移现象。结果显示：接收外来运移烃（ $\Delta Q < 0$ ）样品的饱和烃含量最高可达 73%，均值 62%，显著高于发生排烃（ $\Delta Q > 0$ ）样品平均饱和烃含量 53%（见图 10a）；饱芳比值随  $\Delta Q$  减小而显著升高（见图 10b），显示外来充注烃越多，饱和烃相对含量就越高。这与地质色层效应的作用结果是一致的，表明微运移评价结果是可靠的。



#### 4.3.2 二维核磁共振

依据二维核磁共振获得纵向弛豫时间（ $T_1$ ）和横向弛豫时间（ $T_2$ ）参数可评价页岩中溶胀、吸附和游离态石油的相对比例<sup>[22]</sup>。根据风城组页岩烃类赋存二维核磁  $T_1$ - $T_2$  图版<sup>[23]</sup>，对发生排烃和外来运移烃充注页岩进行对比。结果显示：存在外来运移烃页岩的区域 1 和区域 2 信号强（见图 11a—图 11c），其次为区域 3 信号，区域 4 信号最弱，显示中轻质油富集，重质油含量少，这与中轻质油容易运移有关。同时，页岩样品①（见图 11a）和②（见图 11b）在区域 1 和 2 的信

号显著强于样品③，表明样品①和②的轻组分含量较样品③明显更高，这与前两者存在更多外来运移烃有关，与微运移烃评价结果一致。发生排烃页岩样品④、⑤和⑥在区域 1、2、3、4 均有响应，其中区域 3 和区域 4 信号更强，显示重质组分富集，中轻质油组分含量较低（见图 11d—图 11f），这主要是因为重质组分黏度和密度较大，不易运移，滞留更多。

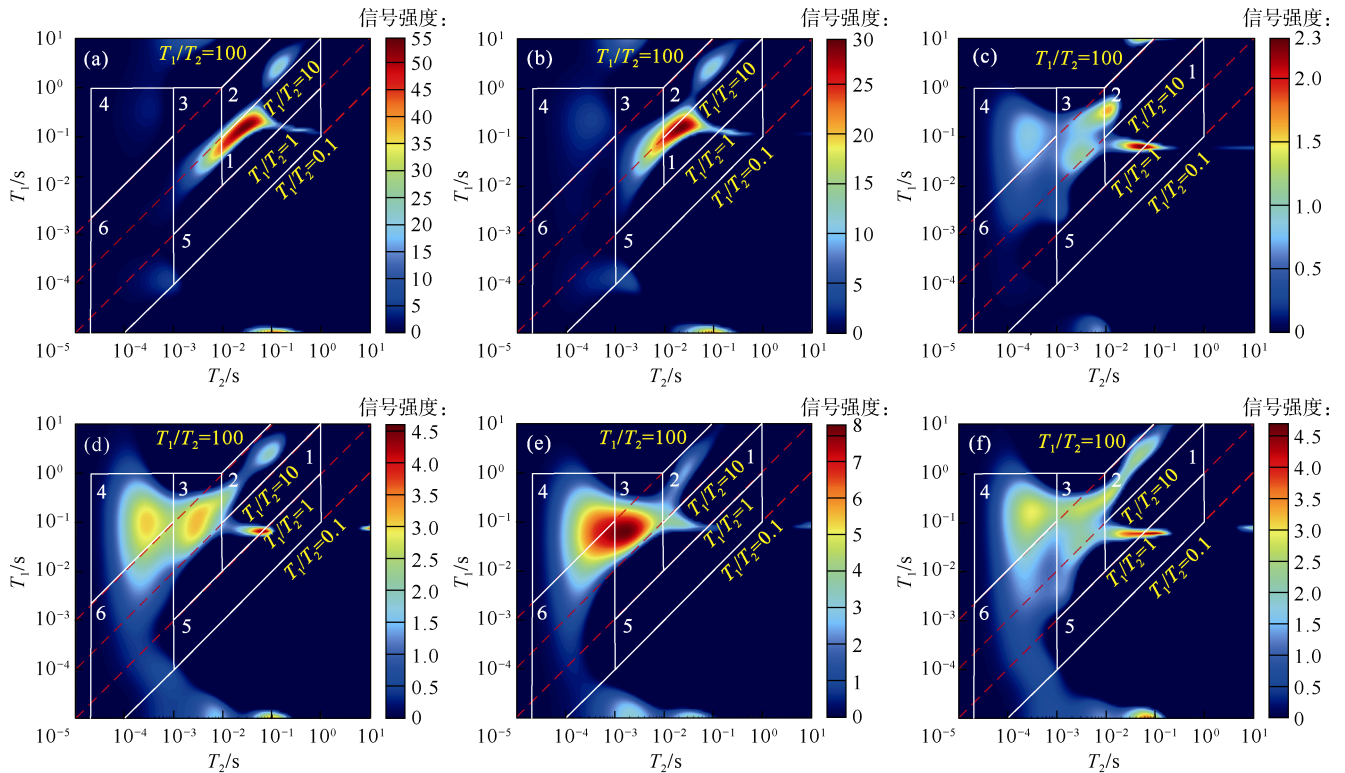
#### 4.3.3 锰（Mn）元素

无机元素 Mn 含量可指示原油运移方向<sup>[24]</sup>。元素富集主要与微量元素易被页岩中有机质和黏土吸附有关<sup>[24-25]</sup>。风城组页岩富铁（Fe）、铬（Cr）、Mn 元素，其中 Mn 元素较 Fe 和 Cr 迁移能力强，不易沉淀，Mn 元素含量与储集层油气丰度正相关<sup>[25]</sup>。页岩油为酸性流体，运移过程中溶解方解石等弱碱性矿物，方解石中 Mn 元素主要受烃类运移影响<sup>[25]</sup>。同时，微运移属短距离运移，Mn 元素会随着微运移排出，但距离增加不会导致含量降低。选取方解石含量较高的 47 块页岩测量微量元素，Mn 元素丰度为 0.005 6%~0.121 0%（均值为 0.040 3%），其中存在外来运移烃（ $\Delta Q < 0$ ）发生排烃（ $\Delta Q > 0$ ）页岩的 Mn 元素丰度分别为 0.007 5%~0.121 0%（均值为 0.047 0%）、0.005 6%~0.060 9%（均值为 0.030 4%），表明  $\Delta Q < 0$  页岩 Mn 元素丰度整体更高（见图 12）。进一步对比发现， $\Delta Q < 0$  页岩的黏土含量为 0~26%（均值 8%），TOC 值为 0.08%~1.85%（均值为 0.66%）； $\Delta Q > 0$  页岩的黏土含量为 0~57%（均值为 10%），TOC 值为 0.25%~2.33%（均值为 0.95%），显示  $\Delta Q < 0$  页岩的黏土含量和 TOC 值均整体更低。因此，富黏土和有机质页岩（ $\Delta Q > 0$ ）的 Mn 元素丰度整体更低，指示 Mn 元素随烃类微运移进入到  $\Delta Q < 0$  的页岩，并通过流体-岩石相互作用富集保存。因此，Mn 元素丰度变化指示了微运移方向，外来运移烃充注越多，Mn 元素丰度越高（见图 12）。

## 5 石油地质意义

### 5.1 为揭示页岩油差异富集机制提供支撑

中国陆相页岩油资源丰富，但页岩含油性变化快、组分差异大，导致含油富集、流动性好、甜点预测困难。突破该瓶颈的地质基础即为揭示页岩油差异富集机制。前人针对陆相页岩油差异富集主控因素开展了卓有成效的研究，表现在 5 方面：①生烃潜力为页岩油富集的物质基础，由有机质丰度、类型和成熟度控制，影响了页岩油的含量和组分<sup>[26]</sup>；②排烃作用影响了页岩油含量和组分，生烃潜力强的页岩由于排烃作用可



区域1：可动油 区域2：无机矿物表面的吸附油 区域3：纳米孔隙中的吸附油  
 区域4：有机质孔吸附或与干酪根发生溶胀的油 区域5：束缚水或结构水 区域6：自由水  
 (a) 样品①：玛页1井，4 910.63 m, P<sub>1f1</sub>, ΔQ = -915.81 mg/g ; (b) 样品②：玛页1井，4 911.77 m, P<sub>1f1</sub>, ΔQ = -1 058.82 mg/g ; (c) 样品③：玛页1井，4 609.89 m, P<sub>1f3</sub>, ΔQ = -26.23 mg/g ; (d) 样品④：玛页1井，4 710.99 m, P<sub>1f2</sub>, ΔQ = 117.56 mg/g ; (e) 样品⑤：玛页1井，4 594.63 m, P<sub>1f3</sub>, ΔQ = 32.82 mg/g ; (f) 样品⑥：玛页1井，4 812.58 m, P<sub>1f2</sub>, ΔQ = 48.62 mg/g

图 11 页岩油微运移作用下的二维核磁表征不同赋存状态原油差异

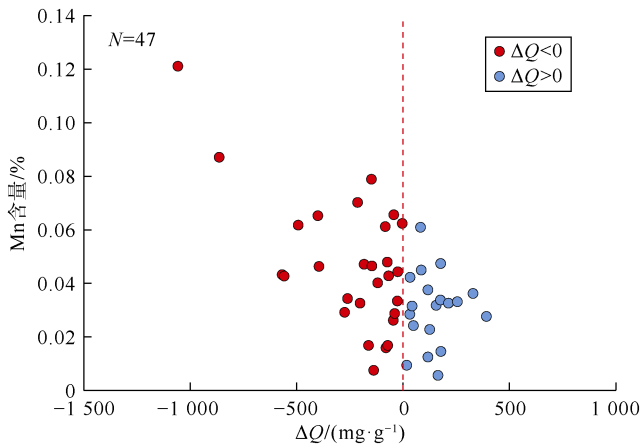


图 12 页岩油微运移作用下的无机元素 Mn 元素含量差异

导致含油性差，而生烃潜力弱的页岩由于烃类充注促使含油性好。发生排烃作用页岩的重质组分比例高，而接收烃页岩的轻质组分比例高<sup>[10]</sup>；③孔隙结构决定了油气富集空间，影响了页岩油含量和组分<sup>[3, 27-28]</sup>；④矿物组分影响了孔隙演化和吸附能力，决定了页岩油含量和组分<sup>[29]</sup>；⑤保存条件影响了页岩油含量和组分<sup>[30]</sup>。存在常规油气运移的情况下，烃源岩和储集层之间的断层使油气向高渗透储集层排出，不利于页岩油存储。

裂缝发育程度和围岩岩性对页岩油保存影响很大。但当前研究大多为对各个要素的独立分析，不同要素之间如何耦合控制页岩油差异富集？目前尚未形成系统的认识。

石油运移是连接各成藏要素的桥梁，反映了石油从生成、排出到富集全过程，运移烃的产生即为各要素耦合作用结果。类似于二次运移控制了常规油气和致密油气的富集，微运移则控制了页岩油富集，具体表现在石油含量和组分。凤城组页岩含油性和可动性与微运移烃量关系显示，ΔQ < 0 的页岩 OSI 值和 (S<sub>11c</sub>+S<sub>12c</sub>) 值均大于 ΔQ > 0 的页岩(见图 13)。OSI > 100 mg/g 样品中，大多具有外来运移烃量贡献，其中 OSI > 250 mg/g 的样品中，93% 具有外来运移烃量贡献(见图 13a)；ΔQ 越小 (S<sub>11c</sub>+S<sub>12c</sub>) 值越大(见图 13b)，表明页岩油微运移烃量与页岩含油性和页岩油可动性存在明显关系。

影响页岩油微运移的因素多样，包括生烃潜力、排烃作用、孔隙空间、矿物组分、保存条件以及运移动力和阻力等，微运移烃量的大小即为各要素耦合作用的结果。通过识别和评价页岩油微运移，可明确页岩

岩层系内不同层段页岩油差异富集特征,为划分页岩微源-储结构,建立页岩油差异富集模式提供方法。同时,类似于常规和致密油气的运移指向区为油气钻探甜点,微运移指向区通常也应为页岩含油性和页岩油可动性甜点。

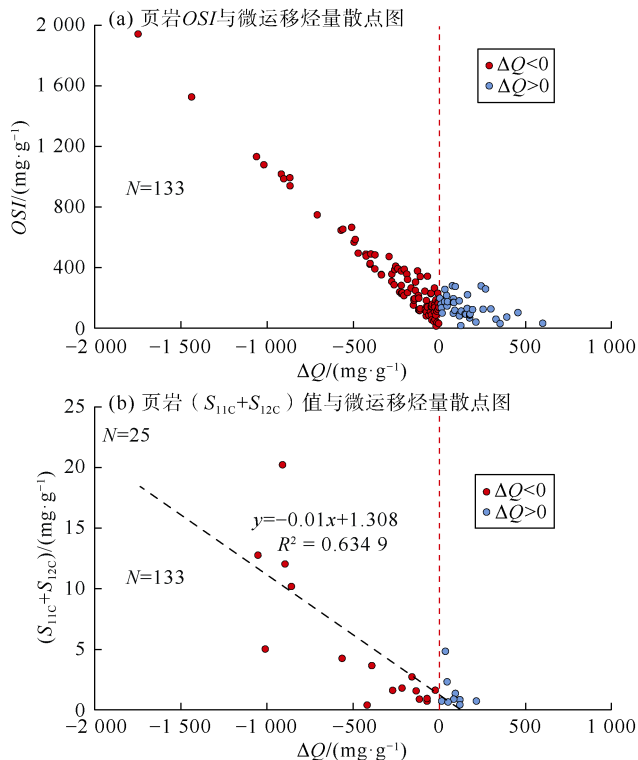


图 13 风城组页岩 OSI 和最大可动油量与微运移烃量关系

## 5.2 为页岩“多级生油高峰”模式提供新的解释方案

生烃演化模式为石油地质学的关键科学问题。Tissot 和 Welte<sup>[31]</sup>对北美 Uinta 盆地 Green River 组碱湖页岩展开生烃热模拟,提出了经典的“干酪根热降解生烃模式”,具有早期生油、晚期生气,生烃能力先增大后减小“单峰生油”特点。众多学者对湖相泥页岩生烃演化开展了研究,发现与经典模式基本一致<sup>[32-33]</sup>。

当前部分研究认为咸化湖盆页岩生烃演化模式与经典模式存在差异,具有连续生烃、多期生油高峰的特点。以玛湖凹陷风城组页岩为例,支东明等<sup>[11]</sup>进行了人工剖面、自然剖面和油气特征标定分析,发现具有连续生烃、多期高峰(3期生油、1期生气)、生油窗长、油多气少的特征;王小军等<sup>[34]</sup>认为风城组页岩存在3期生烃高峰:早期成熟油、晚期高熟油、晚期天然气,在 $R_o=1.5\%$ 时仍为生油高峰。Zhang 等<sup>[35]</sup>认为高盐度(pH)环境抑制有机大分子聚合,而碱性矿物对原油的吸附使生油窗延长,导致出现“双峰生油”特征。Cao 等<sup>[36]</sup>认为其表现为早期、长期、持续生烃

特征;刘得光等<sup>[37]</sup>开展高压釜封闭体系加水热模拟实验,发现风城组页岩具有生油持续时间长及高转化率特点,存在一个生油高峰,认为“次一级生油高峰”可能与烃类微运移有关;张景坤<sup>[38]</sup>认为风城组页岩多阶段生油受有机质和矿物组分控制。需要说明的是,由于全球碱湖烃源岩多处于低熟热演化阶段,典型如绿河组页岩<sup>[31, 39]</sup>,导致缺乏碱湖页岩具有生油窗延长和多阶段生油的直接地质证据。

综上,风城组页岩“多级生油高峰”原因可能有3点:①碱湖沉积发育独特的成烃生物和矿物的相互作用;②较高成熟度;③页岩烃类微运移使部分页岩被浸染。首先,经典干酪根热降解生烃模式的建立即基于典型碱湖沉积,并未显示出异常演化现象。同时,针对具有原始矿物组成和成烃母质的碱湖页岩样品以及提取之后的干酪根与不同类型碱性矿物混合的人工岩心样品开展的生烃热模拟实验,也并未观察到“多级生油高峰”。此外,前人得出“多期生烃高峰”认识主要是基于总有机碳和热解数据的自然演化剖面法,微运移可能会引起部分页岩的总有机碳和热解参数出现异常,进而导致生烃演化模式异常。

通过展开页岩微运移烃识别和评价,剔除遭受微运移影响的页岩样品,厘定有效烃源岩,这对客观建立烃源岩生烃演化模式提供方法技术。

## 6 结论

玛湖凹陷风城组页岩纹层发育,矿物组分复杂;有机质丰度较高,以混合型干酪根为主,处于成熟—高成熟演化阶段,生油能力强;页岩油储集空间主要为粒间孔和微裂缝,含油性和可动性好。

风城组页岩存在明显的石油微运移,富有机质纹层主要赋存重组分烃,轻组分以游离态优先排出到与其紧邻长英质或碳酸盐贫有机质纹层富集。采用排烃潜力法评价了微运移烃量,69%页岩存在运移烃充注,31%页岩发生了排烃作用。微运移控制了页岩含油性和页岩油可动性。页岩油微运移定量评价为明确页岩层系内部页岩油差异富集特征以及识别厚层泥页岩中的有效烃源岩提供了方法技术。

符号注释:

GR——自然伽马, API; HI——氢指数, mg/g;  $HI_o$ ——原始氢指数, mg/g; OSI——含油饱和度, mg/g;  $p$ ——压力, Pa;  $\Delta Q$ ——微运移烃量, mg/g;  $R_t$ ——地层电阻率,  $\Omega \cdot m$ ;  $R_{xo}$ ——冲洗带电阻率,  $\Omega \cdot m$ ;  $S_1$ ——游离烃含量, mg/g;



$S_2$ ——热解烃含量, mg/g;  $S_{1C}$ ——经轻烃校正游离烃含量, mg/g;  $S_{11C}$ ——经轻烃校正轻油含量, mg/g;  $S_{12C}$ ——经轻烃校正中质油含量, mg/g;  $SP$ ——自然电位, mV;  $T_1$ ——纵向弛豫时间, s;  $T_2$ ——横向弛豫时间, s;  $T_{max}$ ——最高热解峰温, °C;  $TOC$ ——总有机碳含量, %;  $\sigma$ ——界面张力, N/m;  $\theta$ ——润湿接触角, (°)。

#### 参考文献:

- [1] 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 Petroli Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [2] CHAPMAN R E. Primary migration of petroleum from clay source rocks[J]. AAPG Bulletin, 1972, 56(11): 2185-2191.
- [3] 柳波, 孙嘉慧, 张永清, 等. 松辽盆地长岭凹陷白垩系青山口组一段页岩油储集空间类型与富集模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 521-535.  
LIU Bo, SUN Jiahui, ZHANG Yongqing, et al. Reservoir space and enrichment model of shale oil in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation in the Changling Sag, southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 521-535.
- [4] 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.
- [5] CUI J W, ZHANG Z Y, LIU G L, et al. Breakthrough pressure anisotropy and intra-source migration model of crude oil in shale[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 135: 105433.
- [6] 郭芪恒, 李士祥, 金振奎, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长7<sub>3</sub>亚段页岩油特征及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 767-781.  
GUO Qiheng, LI Shixiang, JIN Zhenkui, et al. Characteristics and exploration targets of Chang 7 shale oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 767-781.
- [7] MACKENZIE A S, LEYTHAEUSER D, MULLER P, et al. The movement of hydrocarbons in shales[J]. Nature, 1988, 331(6151): 63-65.
- [8] 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 shale and injected from external sources: CN202110966591.8[P]. 2021-11-26.
- [9] HU T, LIU Y, JIANG F J, et al. A novel method for quantifying hydrocarbon micromigration in heterogeneous shale and the controlling mechanism[J]. Energy, 2024, 288: 129712.
- [10] LEYTHAEUSER D, SCHAEFER R G, RADKE M. Geochemical effects of primary migration of petroleum in Kimmeridge source rocks from Brae field area, North Sea. I: Gross composition of  $C_{15+}$ -soluble organic matter and molecular composition of  $C_{15+}$ -saturated hydrocarbons[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1988, 52(3): 701-713.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 薛海涛, 田善思, 卢双舫, 等. 页岩油资源定量评价中关键参数的选取与校正: 以松辽盆地北部青山口组为例[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 70-78.  
XUE Haitao, TIAN Shansi, LU Shuangfang, et al. Selection and verification of key parameters in the quantitative evaluation of shale oil: A case study at the Qingshankou Formation, northern Songliao Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 70-78.
- [14] 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): 706-718.  
JIANG Fujie, HU Meiling, HU Tao, et al. Controlling factors and models of shale oil enrichment in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 706-718.
- [15] KATZ B J, LIN F. Consideration of the limitations of thermal maturity with respect to vitrinite reflectance, Tmax, and other proxies[J]. AAPG Bulletin, 2021, 105(4): 695-720.
- [16] SING K S W. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984)[J]. Pure and Applied Chemistry, 1985, 57(4): 603-619.
- [17] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2: Shale-oil resource systems[M]//BREYER J A. Shale Reservoirs: Giant Resources for the 21st Century. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012: 89-119.
- [18] 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.
- [19] GEORGE S C, RUBLE T E, DUTKIEWICZ A, et al. Assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually-determined fluorescence colours[J]. Applied Geochemistry, 2001, 16(4): 451-473.
- [20] GAO Z Y, DUAN L F, JIANG Z X, et al. Using laser scanning confocal microscopy combined with saturated oil experiment to investigate the pseudo in-situ occurrence mechanism of light and heavy components of shale oil in sub-micron scale[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2023, 220(Part B): 111234.
- [21] CHEN Z, JIANG C. A data driven model for studying kerogen kinetics with application examples from Canadian sedimentary basins[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 67: 795-803.
- [22] KHATIBI S, OSTADHASSAN M, XIE Z H, et al. NMR relaxometry a new approach to detect geochemical properties of organic matter in tight shales[J]. Fuel, 2019, 235: 167-177.

- [23] ZHANG C X, JIANG F J, HU T, et al. Oil occurrence state and quantity in alkaline lacustrine shale using a high-frequency NMR technique[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 154: 106302.
- [24] BOLES J R, EICHHUBL P, GARVEN G, et al. Evolution of a hydrocarbon migration pathway along basin-bounding faults: Evidence from fault cement[J]. *AAPG Bulletin*, 2004, 88(7): 947-970.
- [25] 曹剑, 胡文璋, 姚素平, 等. 准噶尔盆地储层中的锰元素及其原油运移示踪作用[J]. *石油学报*, 2009, 30(5): 705-710.  
CAO Jian, HU Wenxuan, YAO Suping, et al. Manganese in reservoir calcite cement and its implication for tracing oil migration in Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(5): 705-710.
- [26] 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(2): 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(2): 249-256.
- [27] WANG E Z, FENG Y, GUO T L, et al. Oil content and resource quality evaluation methods for lacustrine shale: A review and a novel three-dimensional quality evaluation model[J]. *Earth-Science Reviews*, 2022, 232: 104134.
- [28] WANG M, GUO Z Q, JIAO C X, et al. Exploration progress and geochemical features of lacustrine shale oils in China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 178: 975-986.
- [29] ROSS D J K, BUSTIN R M. Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs[J]. *Fuel*, 2007, 86(17/18): 2696-2706.
- [30] 赵文智, 卞从胜, 李永新, 等. 陆相页岩油可动烃富集因素与古龙页岩油勘探潜力评价[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(3): 455-467.  
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. Enrichment factors of movable hydrocarbons in lacustrine shale oil and exploration potential of shale oil in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 455-467.
- [31] TISSOT B P, WELTE D H. *Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration*[M]. Berlin: Springer, 1978: 486.
- [32] 黄第藩, 李晋超, 周翥虹, 等. 陆相有机质演化和成烃机理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1984: 1-228.  
HUANG Difan, LI Jinchao, ZHOU Zhuhong, et al. Evolution and hydrocarbon generation mechanism of terrestrial organic matter[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1984: 1-228.
- [33] 陈建平, 孙永革, 钟宁宁, 等. 地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式[J]. *地质学报*, 2014, 88(11): 2005-2032.  
CHEN Jianping, SUN Yongge, ZHONG Ningning, et al. The efficiency and model of petroleum expulsion from the lacustrine source rocks within geological frame[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(11): 2005-2032.
- [34] 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.
- [35] ZHANG J K, CAO J, XIANG B L, et al. Fourier-transform infrared proxies for oil source and maturity: Insights from the Early Permian alkaline lacustrine system, Junggar Basin (NW China)[J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(11): 10704-10717.
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] 张景坤. 准噶尔盆地风城组碱湖相有机质演化的地球化学研究[D]. 南京: 南京大学, 2020.  
ZHANG Jingkun. Geochemical investigation on evolution of organic matter in alkaline lacustrine sediments of the Fengcheng Formation in the Junggar Basin, northwest China[D]. Nanjing: Nanjing University, 2020.
- [39] HORSFIELD B, CURRY D J, BOHACS K, et al. Organic geochemistry of freshwater and alkaline lacustrine sediments in the Green River Formation of the Washakie Basin, Wyoming, U.S.A[J]. *Organic Geochemistry*, 1994, 22(3/4/5): 415-440.

第一作者简介: 胡涛(1989-), 男, 湖北公安人, 博士, 中国石油大学(北京)讲师, 主要从事油气成藏机理与分布规律研究。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: thu@cup.edu.cn

联系作者简介: 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: 2023-08-28 修回日期: 2023-12-08

(编辑 魏玮)