

页岩油组分特征及可动性评价 ——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组为例

白玉彬^{1,2},任海蛟³,张军^{1,2},陈绍蓉³,吴伟涛^{1,2},赵辛楣³,吴和源^{1,2},邹阳³

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院,陕西 西安 710065;2. 陕西省油气成藏地质学重点实验室,陕西 西安 710065;

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:中国陆相咸化湖盆混积型页岩油资源潜力大,勘探前景好,明确其产出油组分特征,可为页岩油可动性评价及提高页岩油产量奠定基础。以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组混积型页岩油为例,通过产出油与滞留烃组分特征的对比,明确了页岩油具有组分流动的特点,并进一步探讨了可动油与产出油的关系。研究认为:①玛湖凹陷风城组页岩产出油与滞留溶剂抽提油相比,产出油具有高的烃类含量,并随着开采时间的延长,重烃含量增加,具有组分流动的特征;产出油饱和烃气相色谱以中-低碳数的正构烷烃为主,滞留烃中灰质/白云质页岩和混合质页岩中饱和烃低分子碳数化合物占比大,而长英质页岩中相对发育中-高分子量的饱和烃类化合物。②热解法经轻烃散失量校正和重烃量恢复后,计算出风城组页岩原地滞留烃量平均值为2.87 mg/g(范围1.39~14.25 mg/g),可动油含量平均值为1.60 mg/g,占比高达55.8%,页岩油可动性好。③从分子地球化学尺度对比了可动油与产出油,认为高含油饱和度指数(OSI)、高可动烃含量和低总有机碳含量(TOC)段,具有更好的页岩油勘探潜力。该研究对深化咸化湖盆页岩油可动性和可采性以及提高页岩油产量具有重要意义。

关键词:轻烃散失量恢复;族组分;可动油;产出油;页岩油;风城组;玛湖凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Component characteristics and mobility assessment of shale oil: A case study of the Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

BAI Yubin^{1,2}, REN Haijiao³, ZHANG Jun^{1,2}, CHEN Shaorong³, WU Weitao^{1,2}, ZHAO Xinmei³,
WU Heyuan^{1,2}, ZOU Yang³

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 2. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: Continental saline lacustrine basins in China hold considerable potential for mixed-type shale oil resources, exhibiting promising exploration prospects. Determining the component characteristics of the produced oil can lay a foundation for the mobility assessment and production increase of shale oil. In this study, we investigate the mixed shale oil in the Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin. Through comparison of components in produced oil and residual hydrocarbons, we determine that the shale oil is characterized by component-dependent flow. Furthermore, we explore the relationship between movable oil and produced oil. The results indicate that for shales in the Fengcheng Formation in the Mahu Sag, produced oil exhibits higher hydrocarbon content than residual oil obtained through solvent extraction. With an increase in the time of shale oil recovery, the produced oil shows elevated heavy hydrocarbon content, verifying its component-dependent flow. Gas chromatograms indicate that the saturated hydrocarbons in the produced oil are dominated by n-alkanes with medium to low carbon numbers. Regarding residual hydrocarbons, calcareous/dolomitic shales and mixed shales show a high proportion of saturated hydrocarbon compounds with low carbon numbers, while felsic shales contain relatively well-developed saturated hydrocarbon compounds with medium to high molecular weights.

收稿日期:2025-06-10;修回日期:2025-08-21。

第一作者简介:白玉彬(1981—),男,副教授、硕士研究生导师,致密油(页岩油)富集规律与甜点评价。E-mail: baiyubin@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42372155)。

After the light hydrocarbon loss correction and the heavy hydrocarbon recovery by pyrolysis method, in-situ residual hydrocarbon content in the Fengcheng Formation shales is calculated at 1.39 ~ 14.25 mg/g (average: 2.87 mg/g). The average movable oil content of this formation is estimated at 1.60 mg/g, which accounts for up to 55.8% of the residual hydrocarbons, indicating high mobility of shale oil. The comparison of the movable oil and produced oil from the perspective of molecular geochemistry reveals that the intervals with a high oil saturation index (*OSI*), high movable hydrocarbon content, and low total organic carbon (*TOC*) content hold greater potential for shale oil exploration. This study is significant for the in-depth understanding of the mobility and recoverability of shale oil in saline lacustrine basins and enhancing its production.

Key words: light hydrocarbon loss recovery, group composition, movable oil, produced oil, shale oil, Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

引用格式:白玉彬,任海蛟,张军,等. 页岩油组分特征及可动性评价——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1582–1596. DOI: 10.11743/ogg20250512.

BAI Yubin, REN Haijiao, ZHANG Jun, et al. Component characteristics and mobility assessment of shale oil: A case study of the Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1582–1596. DOI: 10.11743/ogg20250512.

页岩油泛指储存于低渗含油层系中的轻质石油^[1-3]或形成于页岩和碳酸盐岩等烃源岩层系中的石油^[4-6], 是重要的非常规油气类型之一, 其勘探潜力巨大。目前, 美国石油总产量的60%以上为页岩油贡献, 实现了页岩油革命和能源独立。然而, 中国陆相页岩油的勘探和研究仍处于发展阶段。中国陆上中-高熟页岩油地质资源量高达 $283 \times 10^8 \text{ t}$ ^[7], 但2024年页岩油产量仅为 $600 \times 10^4 \text{ t}$, 占中国原油总产量的2.8%。相比于美国以海相为主的页岩油, 中国陆相页岩油储层非均质性强且更加致密, 单井产量低、储量规模小、黏土矿物含量高, 效益开发面临巨大的挑战。页岩油资源量如何变为产量, 是当下需要解决的首要难题。

从源-储结构和岩性组合角度来看, 页岩油基本类型主要包括夹层型、混积型和纯页岩型3种^[8-11], 其中前两种类型部分地区已实现规模效益开发^[9, 12-14], 而纯页岩型仅在古龙凹陷白垩系青山口组取得突破^[15-16]。实践表明, 页岩油勘探能否取得突破、能否规模效益开发取决于多种因素。从地质角度而言, 页岩层系中油的含量、油的赋存状态(游离态、吸附态及二者比例)以及油的可动性^[17-19], 是制约页岩油能否从储量变为产量的关键地质因素。

混积型页岩油以中国西部准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组和吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为典型代表。2019年, 风险探井玛页1井在风城组试油获得日产35 t的工业油流^[20], 拉开了风城组混积型页岩油勘探的序幕。基于玛页1井获得的风城组页岩层系274.5 m长的连续岩心, 前人系统研究了风城组的岩相类型^[21-22]、地球化学特征和生烃潜力^[23-24], 同时对页岩油赋存及可动性^[25-27]进行了相关研究。如杨智峰等^[25]

通过扫描电镜、压汞、热解和核磁共振技术研究了风城组页岩油赋存状态和控制因素; 李嘉蕊等^[26]基于不同有机溶剂的抽提技术和热解-色谱分析方法, 认为游离态为风城组页岩油的主要赋存相态, 随成熟度增加, 游离烃占比增多; 姜福杰等^[27]综合采用多种测试技术, 研究了风城组页岩油赋存及富集的主控因素, 认为页岩油存在运移富集和滞留富集2种类型, 其主要受岩相、储集性和有机质特征控制。

油气在页岩中的赋存状态主要包括游离态和吸附态^[1, 18-19, 25-26], 而可动油主要指赋存于孔隙和裂隙中的游离油^[1, 28-30]。前人在玛湖凹陷风城组页岩油赋存状态和可动性评价方面虽已取得一些重要的认识^[25-27], 如果不考虑在常规取心和实验过程等环节中的轻烃散失, 则必然会低估游离态烃类的含量。而已散失的轻烃是最容易流动的, 故此对可动烃的评价也会严重低估。同时, 以往研究缺少对混积岩中采出油与滞留油有机地球化学特征的对比, 赵文智等^[31]研究认为, 页岩油组分流动对提高页岩油产量至关重要。因此, 本文在前人研究基础上, 通过抽提前、后的热解、族组分分析和饱和烃气相色谱分析技术, 首先对比了风城组产出油和滞留烃分子地球化学的差异; 其次通过轻烃损失量恢复和重烃校正方法, 明确了原地滞留烃量及可动油占比; 最后系统分析了游离油、可动油和可产油之间的关系。该研究有利于从分子尺度理解页岩层系中原油可动性的机理及产出油化学性质的变化规律。

1 地质背景

准噶尔盆地位于中国新疆维吾尔自治区北部, 平面

形状呈南宽、北窄的近三角形(图1a),面积约 $13.6 \times 10^4 \text{ km}^2$,是一个由下部伸展、上部挤压形成的大型叠合含油气盆地^[32]。玛湖凹陷位于盆地西北部,为中央坳陷区分布最北的一个二级构造单元,面积约 $5\,200 \text{ km}^2$,凹陷西北侧自南向北依次为中拐凸起、克百断裂带和乌夏断裂带,凹陷东南侧自南向北依次为达巴松凸起、夏盐凸起、三个泉凸起和英西凹陷(图1b)。玛湖凹陷为盆地内有机质最富集的生烃凹陷之一^[33],发育多套烃源岩,其中风城组沉积厚度 $150 \sim 1\,000 \text{ m}$,烃源岩厚度 $50 \sim 400 \text{ m}$,分布面积约 $3\,800 \text{ km}^2$ ^[34]。目前已经发现与风城组烃源岩有关的包括西北缘断裂带和玛湖凹陷斜坡区在内的共计 $17.9 \times 10^8 \text{ t}$ 的石油探明地质储量^[35]。

风城组为一套多物源形成的咸化湖盆中的混合沉积,岩性多样且频繁互层,包含盐岩、页岩、灰岩、泥岩、白云岩、凝灰岩、火山岩和砾岩等及其过渡类型^[21,36],自下而上分为风(风城组)一段、风二段和风三段,不同层

段岩性差异显著(图1c)。风城组为咸化湖盆环境下的碱湖沉积,自风一段至风三段,其经历了碱湖形成、发展和消亡的完整演化历史^[34]。风一段沉积时期为半深湖-滨浅湖沉积,岩性以凝灰岩和凝灰质白云岩为主;风二段沉积时期为浅湖-半深湖沉积,岩性以泥质白云岩和混积岩为主;风三段沉积时期为滨浅湖-浅湖-半深湖沉积,岩性以凝灰岩、泥质白云岩和泥岩为主^[36]。

2 页岩油组分特征

2.1 族组分特征

2.1.1 产出油族组分特征

玛湖凹陷内玛页1井、风南14井和风南5井风城组原油族组分具有饱和烃含量高、芳香烃和非烃含量

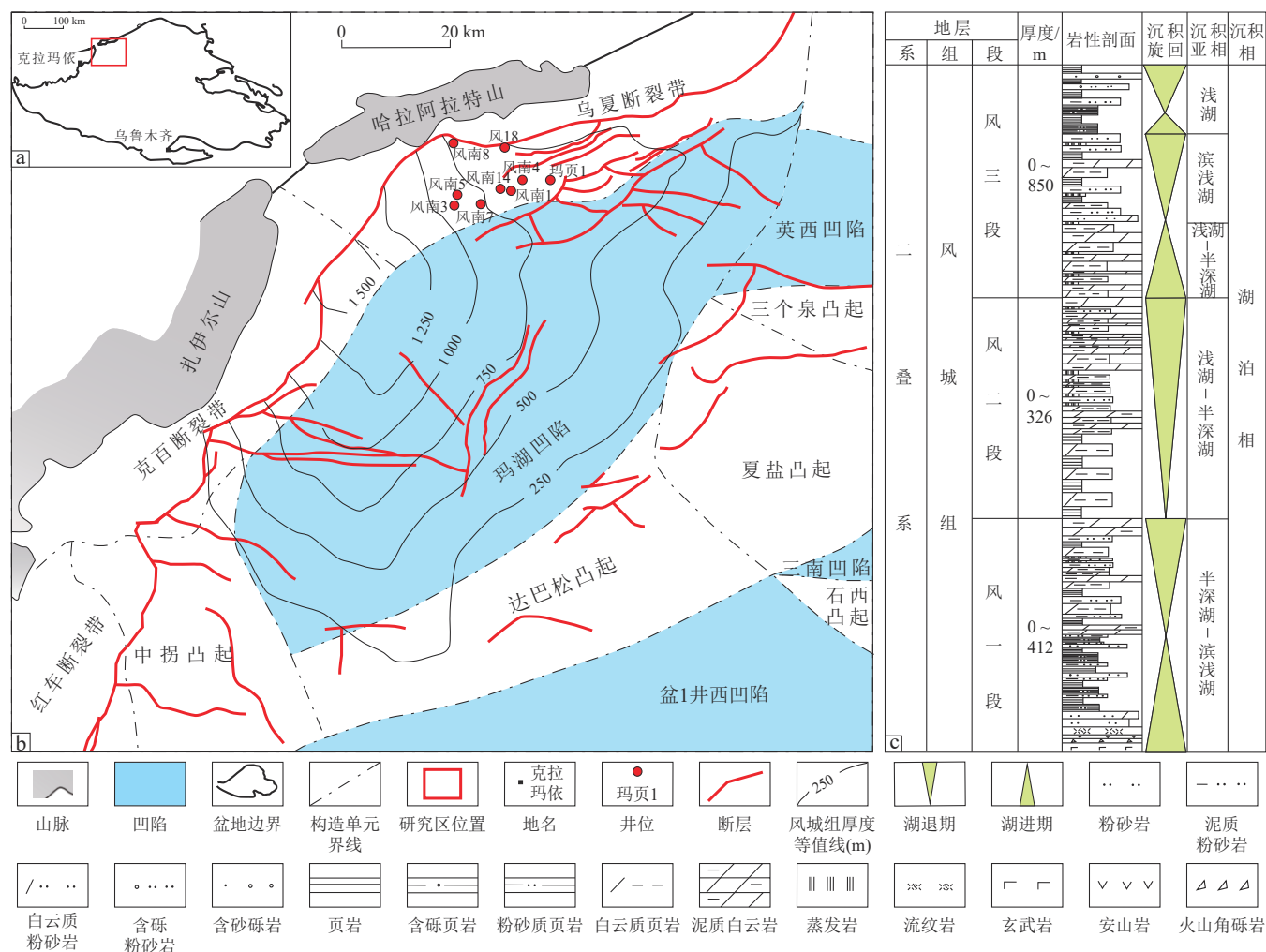


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷构造分布和地层综合柱状图^[35-36]

Fig. 1 Structural distribution map and composite stratigraphic column of the Mahu Sag, Junggar Basin^[35-36]

a. 玛湖凹陷地理位置; b. 玛湖凹陷构造单元划分; c. 风城组综合柱状图

表1 玛湖凹陷风城组产层原油族组分特征

Table 1 Group composition of crude oil from pay zones in the Fengcheng Formation, Mahu Sag

井号	分析日期 (年/月/日)	层位	顶深/m	底深/m	密度/ (g/cm ³)	族组分含量/%			
						饱和烃	芳香烃	非烃	沥青质
风南5	2010/06/12	风一段	4 394	4 445	0.864	81.00	7.02	7.31	4.67
风南5	2010/06/17	风一段	4 394	4 445	0.864	79.36	9.44	9.73	1.47
风南5	2010/07/23	风一段	4 418	4 446	0.861	77.66	12.30	8.42	1.62
风南14	2015/09/14	风一段	4 446	4 458	0.924	60.00	16.66	20.96	2.38
风南14	2015/10/09	风一段	4 391	4 458	0.897	55.55	22.53	16.67	5.25
风南14	2017/09/15	风二段	4 316	4 356	0.879	56.12	14.23	17.39	12.26
玛页1	2019/11/01	风一段	4 877	4 937	0.882	74.58	12.71	8.69	4.02
玛页1	2019/12/13	风一段—风三段	4 579	4 852	0.882	60.30	19.69	14.38	5.63
玛页1	2020/01/16	风一段—风三段	4 579	4 852	0.890	62.90	15.64	12.37	9.09

次之及沥青质含量最低的特征,而高饱和烃含量的原油其原油密度亦较低,反之亦然(表1)。同一口井、相同层位或相近深度段内的原油族组分含量相近,如风南5井和风南14井。同一口井、不同深度段原油具有不同的族组分特征,如玛页1井4 877~4 937 m深度段的原油饱和烃含量显著高于4 579~4 852 m深度段,这是因为前者原油主要产自砂砾岩和火山岩储层,为源外运移油成藏;而后者原油主要产自泥页岩层系,为自生-自储油成藏。风一段原油饱和烃含量高于风二段和风三段,而非烃和沥青质含量低于风二段与风三段,这是因为风一段下部的白云质细砂岩和火山岩中的石油主要为上部风二段源岩近距离运聚形成。纵向上原油族组分的变化可能主要与不同生源物质导致的有机质类型变化、近距离运聚成藏和开采时间有关,如风南14井随开采时间的增加,沥青质含量明显增大;如风南5井(4 394~4 445 m深度段),采集同一深度、不同时间段产出的原油,测试其族组分发现,随着开采时间的延长,产出的原油饱和烃含量降低;而玛页1井风一段—风三段产出原油间隔33天饱和烃含量变化不明显(表1),可能与多层段合采且各段对产量贡献比例不同有关,但其沥青质含量增加,采出原油变重。

2.1.2 可溶有机质族组分特征

玛湖凹陷风城组烃源岩抽提物族组分总体以饱和烃为主(含量35.99%~68.23%),其次为芳香烃(10.91%~27.49%)和非烃(7.25%~30.22%),以及数量不等的沥青质(1.04%~19.71%),但不同样品族组分含量变化较大。平面上风南14井与玛页1井对比发现,玛页1井烃类含量和沥青质含量显著高于风南14井,而非烃含量显著低于风南14井(图2),暗示平面上族组分的差异可能与热演化程度及排烃效率

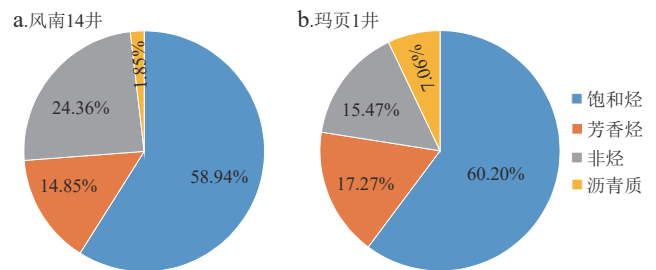


图2 玛湖凹陷风城组烃源岩抽提物族组分含量平面分布饼状图
Fig. 2 Pie charts showing the average contents of group components in extracts from source rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Sag

有关^[24]。

纵向上以风城组连续取心井玛页1井为例,自风一段至风三段,族组分变化显著(图3)。风三段饱和烃含量为47.11%~68.23%,平均值为60.66%,自上而下饱和烃含量经历了减小—增加—减小的变化过程,芳香烃含量的变化规律与饱和烃相反,非烃含量总体变化不明显,而沥青质含量总体表现为先减小、后增加的特征;风二段厚约210 m,饱和烃含量为33.52%~84.82%,平均值为57.99%,自上而下饱和烃含量经历了稳定—减小—增加—减小的过程,芳香烃和沥青质含量变化规律与饱和烃相反,非烃含量变化不明显;风一段饱和烃含量为49.03%~69.13%,平均值为63.09%,自上而下饱和烃含量经历了增加—稳定—减小的过程。族组分纵向的变化一方面可能与页岩层系强非均质性有关,另一方面可能与石油在页岩层段内发生了微运移有关^[37],风二段下部低饱和烃段(平均值为51.36%)和风一段的高饱和烃段(平均值为64.85%)暗示风二段下部生的油向风一段进行了微运移。高饱和烃含量、低沥青质含量层段原油可动性强,且多发生了油气微运移,这为页岩油的富集和可采创造了条件。

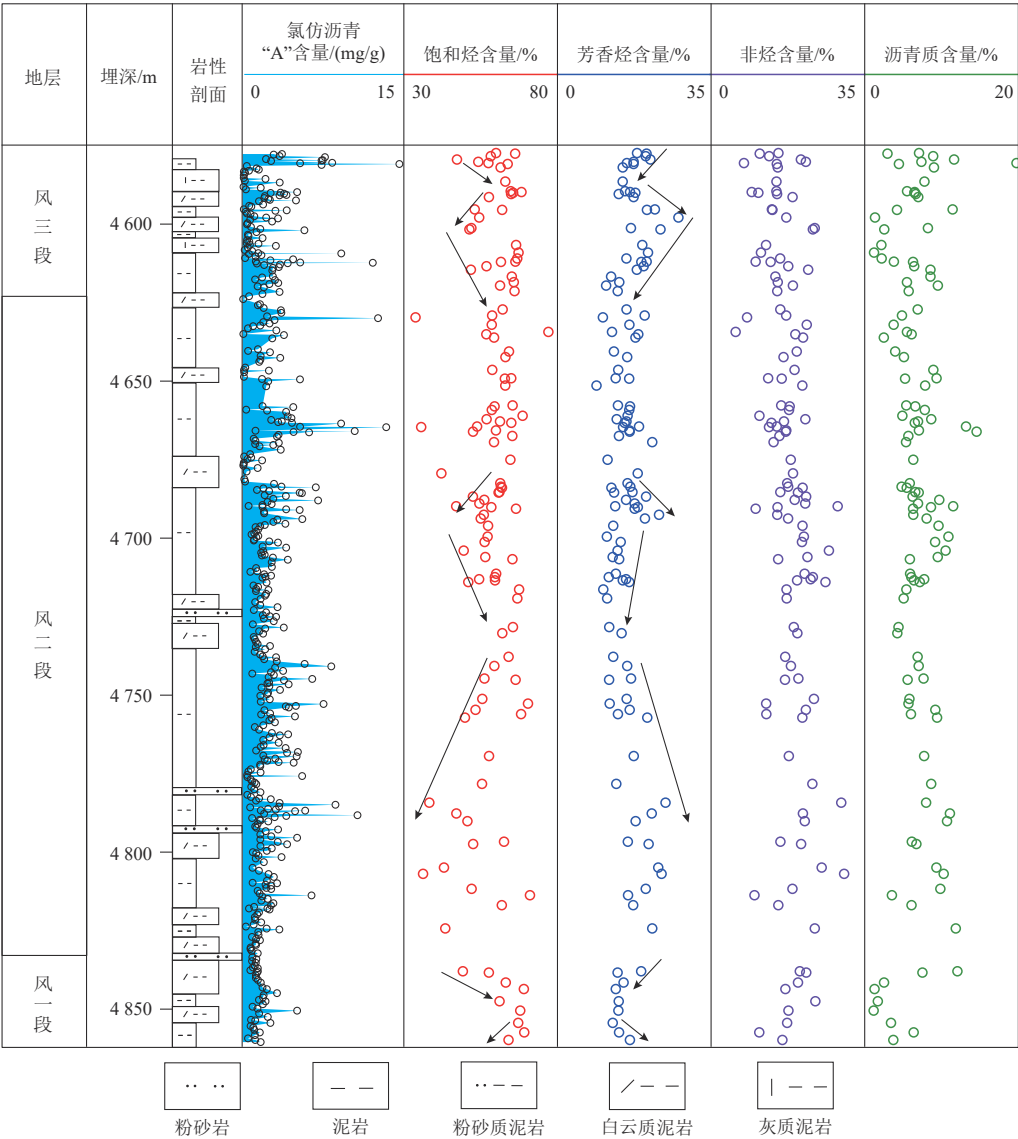


图3 玛湖凹陷玛页1井风城组烃源岩抽提物族组分纵向分布特征

Fig. 3 Vertical distributions of group components in extracts from source rocks in the Fengcheng Formation , well Maye-1 , Mahu Sag

2.2 色谱特征

2.2.1 产出油饱和烃气相色谱特征

玛湖凹陷玛页1井风城组原油全烃气相色谱图显示(图4),2019年11月5日测试的风一段原油,其正构烷烃气相色谱图具有一峰为主、多峰为辅的特征,主峰碳为 nC_{19} ,两个次峰碳分别为 nC_{13} 和 nC_{30} ,正构烷烃轻烃/重烃含量比值(简称轻/重比, nC_{21}/nC_{22+})为1.33, nC_{14} -烃含量占比14.26%; nC_{12} -烃的大量散失可能与族组分分离后,全烃气相色谱分析不及时有关(间隔4 d)。2019年12月13日和2020年1月16日分别对风一段—风三段多层合采原油进行了全烃气相色谱分析,其正构烷烃分布特征相似,均呈三峰分布特征,主峰碳均为 nC_{19} ,次

峰碳均为 nC_7 和 nC_{30} (图4), nC_{21}/nC_{22+} 值分别为1.87和1.97, nC_{14} -烃含量占比分别为36.42%和38.43%。玛页1井3个不同时间的原油饱和烃气相色谱图,除了风一段由于放置时间造成轻烃损失外, nC_{14+} 正构烷烃分布特征相似。可见,风城组产出油轻组分占比高,轻、重烃组分形成了混相流动,组分流动特征明显;加之极低含量的黏土矿物(平均含量10%左右),吸附作用较弱^[23],这为风城组轻-中质油的流动创造了条件。

2.2.2 抽提物饱和烃气相色谱特征

玛湖凹陷风城组页岩的矿物组成主要为石英、长石、方解石、白云石和黏土矿物,以50%含量为界限,在三端元分类三角图中确定的岩性为长英质页岩、灰质/白云质页岩和混合质页岩^[22,27,37-38]。以玛页1井为

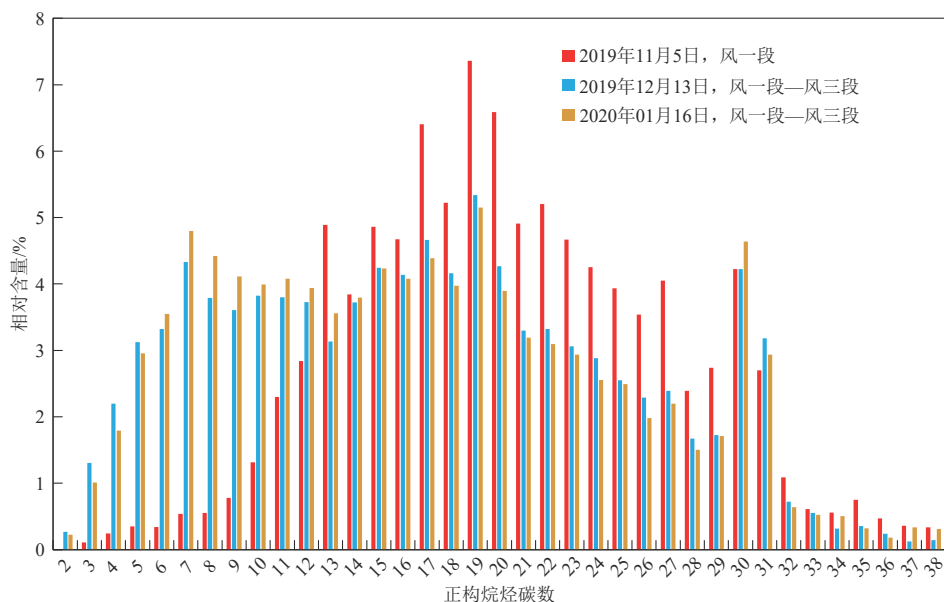


图4 玛湖凹陷玛页1井风城组产层原油不同时间气相色谱实测正构烷烃含量分布特征

Fig. 4 Distribution of measured n-alkane contents of gas chromatography at different times in crude oil from pay zones in the Fengcheng Formation, well Maye-1, Mahu Sag

例,对比了3种岩性抽提物饱和烃气相色谱特征(图5)。长英质页岩、灰质/白云质页岩和混合质页岩的 nC_{21}/nC_{22+} 值分别为0.69, 1.27和1.16,显著低于原油样品(图4),其中 nC_{14} 烃含量占比分别为2.81%, 3.56%和3.87%; $(nC_{21} + nC_{22})/(nC_{28} + nC_{29})$ 值分别为1.23, 1.81和2.29;主峰碳分别为 nC_{20} , nC_{17} 和 nC_{20} 。从轻/重比可以看出,滞留烃中灰质/白云质页岩和混合质页岩中饱和烃低分子碳数化合物占比大,而长英质

页岩中相对发育中-高分子量的饱和烃类化合物。页岩抽提物高碳数正构烷烃占比显著高于原油样品,说明页岩层系中原油在运移和采出时,由于原油化学组分的复杂性,因其重组分极性强而易吸附于岩石表面,运移和流动速度比轻组分慢,这是产层油和滞留烃饱和烃气相色谱差异的主要原因。

玛湖凹陷风城组页岩抽提物饱和烃气相色谱参数纵向上具有不同程度的变化(图6)。风城组姥鲛烷/植

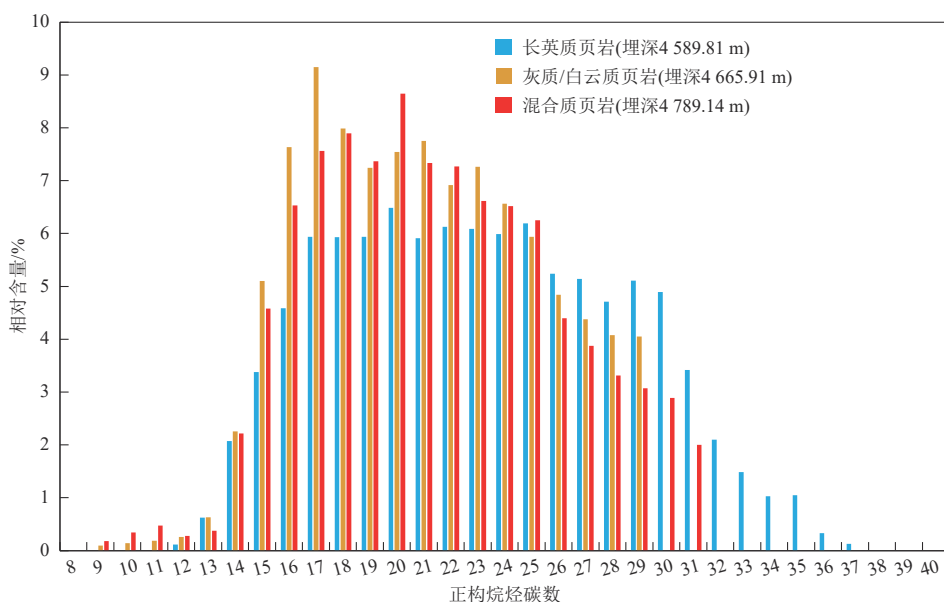


图5 玛湖凹陷玛页1井风城组不同岩性烃源岩抽提物饱和烃气相色谱实测正构烷烃含量分布特征

Fig. 5 Distribution of measured n-alkane contents of gas chromatogram of saturated hydrocarbons of extracts from source rocks with varying lithologies in the Fengcheng Formation, well Maye-1, Mahu Sag

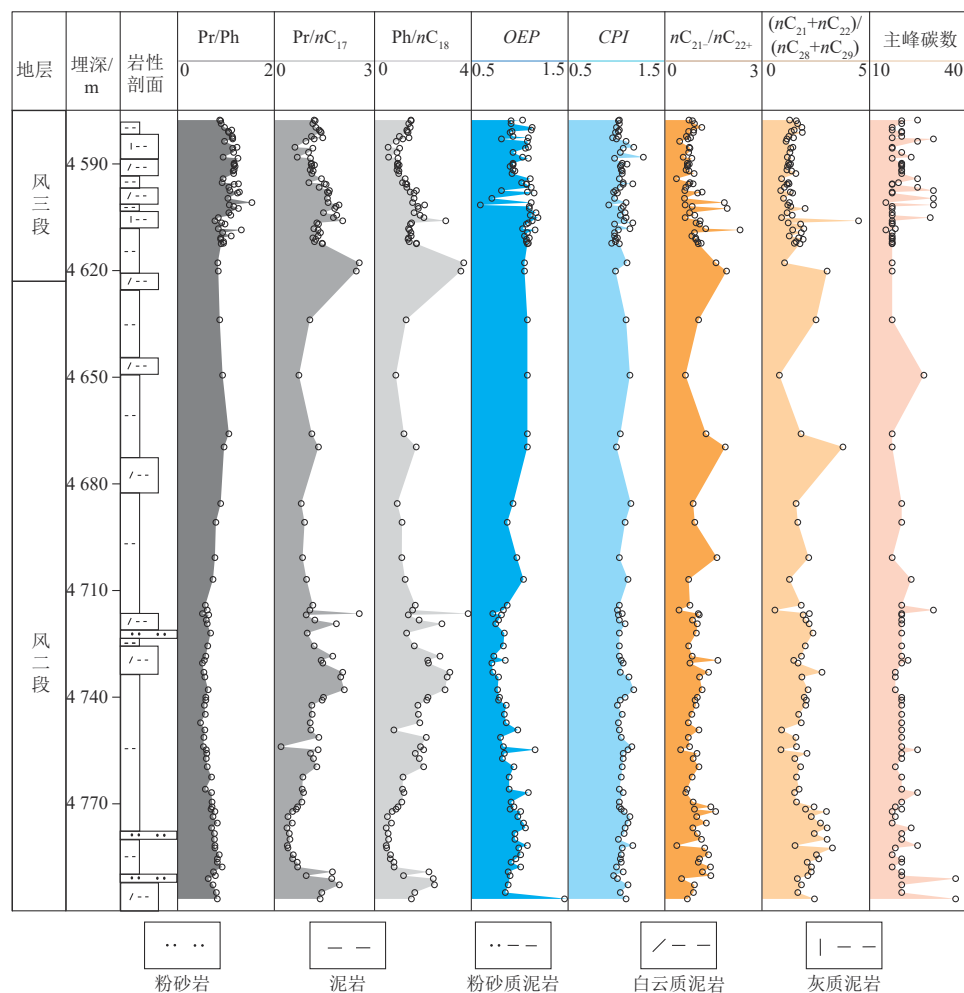


图6 玛湖凹陷玛页1井风城组烃源岩抽提物饱和和烃气相色谱参数纵向分布特征

Fig. 6 Chromatographic parameter vertical distribution of gas chromatograms of saturated hydrocarbons extracted from source rocks of the Fengcheng Formation, well Maye-1, Mahu Sag

Pr. 姥鲛烷; Ph. 植烷; OEP. 奇偶优势比; CPI. 碳优势指数

烷含量比值 (Pr/Ph) 分布于 $0.47 \sim 1.54$, 平均值为 0.87 , 暗示风城组沉积时期整体属于还原的沉积环境, 自风二段至风三段 Pr/Ph 值具有先减小、后增大的趋势, 且风二段 Pr/Ph 值 (平均值为 0.69) 小于风三段 (平均值为 1.06), 说明风二段沉积时水体还原性更强^[33-34]。姥鲛烷/正十七烷 (Pr/nC_{17}) 和植烷/正十八烷 (Ph/nC_{18}) 含量比值纵向上变化趋势一致且变化幅度更大, 其主要反映有机质类型^[33]。从岩性上来看, 较纯的泥岩 Pr/nC_{17} 值和 Ph/nC_{18} 值较低, 菌藻类为其主要的有机质贡献者; 而白云质泥岩、灰质泥岩和粉砂质泥岩等岩性的 Pr/nC_{17} 值和 Ph/nC_{18} 值明显增大, 陆源输入有机质增多, 表现为混合型有机质特征。碳优势指数 (CPI) 和奇偶优势比 (OEP) 平均值分别为 1.05 和 0.96 , 纵向上变化特征不明显, 反映有机质处于成熟演化阶段^[33]。 nC_{21}/nC_{22+} 平均值为 0.95 (分布于 $0.35 \sim 2.33$), $(nC_{21} + nC_{22})/(nC_{28} + nC_{29})$ 平均值为 1.74 ($0.59 \sim$

4.50), 主峰碳最小为 nC_{15} , 最大为 nC_{37} , 主体分布在 $nC_{17} \sim nC_{20}$ 之间, 反映了低等生物为主要母质贡献^[33]; 纵向上轻/重比值变化明显, 其中风二段纯泥岩段 (埋深 $4770 \sim 4796$ m) 的比值较高, 暗示滞留烃中相对较低分子量的烃类占优势。

3 页岩油可动性评价

3.1 可动油的概念

目前, 国内外对可动油的理解仍存在较大的分歧。页岩中原地滞留烃的赋存状态包括游离态、吸附态和溶解态, 一般以游离态和吸附态为主^[18-19, 39-40]。不同赋存状态下的页岩油所占比例受地层的地质和开发条件的影响而动态变化。本文认为, 可动油可进一步细分为理论可动、实验可动和现实可动3个层次。理论可

动基本等同于游离油量,但游离油并不一定都是可动的,还有一部分是受毛细管束缚的或受限的^[40-42],理论可动为最大可动油量^[42];实验可动即为在实验室条件下分离出来的游离油量(需对轻烃损失量进行正确恢复),该值大小随实验设备和条件的变化而变化,实验可动油量小于理论可动油量;现实可动即为在现有工艺技术条件下,能从页岩中开采出来的可动油,主要以游离油为主,烃类占比高,同时包含少量的非烃和沥青质,现实可动油量小于实验和理论可动油量。页岩油可动性除了受原油性质和组分的影响之外^[31,43],地层温压条件^[15]、溶解气/油比^[16]、总有机碳含量(TOC)^[22,26]、储层物性^[13]和开发技术^[9]等也是控制产油量的重要因素。

从油的族组分来看,一般认为饱和烃含量越高,油可动性越好;非烃和沥青质极性高,以吸附态为主,可动性差。可动油主要以轻-中质烃类化合物为主,但也包括少部分大分子重烃化合物,这可以从前述玛页1井风城组产出油族组分结果得到验证,烃类占比最大,但非烃和沥青质仍占一小部分(表1)。

图7展示了玛页1井风城组不同岩相页岩全岩样品和有机溶剂(氯仿)萃取后样品热解数据的FID热解图谱对比。实验仪器为Rock-Eval 6,岩石样品在300℃下恒温3 min获得游离烃,而后以20℃/min的升温速率,升至650℃恒温1 min获得干酪根裂解烃。为了尽量消除有机质丰度对热解色谱的影响,选取了TOC相近的3个样品。结果显示,全岩样品的裂解烃含量(S_2)峰明显高于萃取后样品,游离烃含量(S_1)峰大小不一、形态接近,通常在 S_1 和 S_2 曲线之间不存在过渡峰(图7)。有机溶剂抽提后的样品 S_2 曲线更尖锐, S_2 峰稍向右偏移,说明样品中的可溶性烃类物质已被去除,抽提前后曲线面积的差值为实验条件下的游离烃和吸附烃的总量(未考虑轻烃散失量)。

3.2 原地滞留烃及可动油评价

为了明确页岩中不同赋存状态油的含量和可动油比例,需要对原地滞留烃总量进行评价。由于常规取心分析含油量不可避免造成轻烃的散失,同时由于吸附作用,一部分相对较重的烃类及非烃化合物附着在无机矿物和干酪根表面以及更小的纳米孔中。因此,研究中需要对轻烃损失量进行恢复,同时对以吸附为主的滞留烃量进行评价。

3.2.1 轻烃损失量恢复方法和校正量

直接测定页岩含油量的有机地球化学方法主要包括有机溶剂抽提法和热解法。然而,无论哪种方法确定的含油量参数均存在轻烃损失的问题,其损失很大程度上取决于有机质富集程度、岩相、原油类型、样品类型和保存方法等因素^[1]。岩石热解方法可以快速获得 S_1 且成本低,故此广泛应用在页岩油研究中,而 S_1 散失量的恢复是校正实验值的重要步骤。样品中轻烃的损失通常估计为35%^[44],由于影响该值的因素多,不同地区的页岩油中轻烃损失量差别非常大。在轻烃恢复的研究方法上,可以通过热模拟化学动力学^[45]、经验公式^[46]、物质平衡原理^[47]、溶解气/油比和体积因子^[48-49]等多种方法对轻烃损失量进行近似恢复。在陆相页岩油的研究中,宋国奇等^[50]通过实验发现新鲜样品的 S_1 是常温下放置一个月样品的1.50~2.00倍;薛海涛等^[45]研究发现松辽盆地北部青山口组 S_1 轻烃补偿量为实测值的0.59倍。Chen等^[47]通过物质平衡法恢复了准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组的 S_1 损失量,为0.12~7.25 mg/g,实验分析前的轻烃损失量占比11%~89%。

总的轻烃损失量实际主要包括两部分^[45,48]:①取样过程中的损失量;②保存和制样准备阶段的损失量。

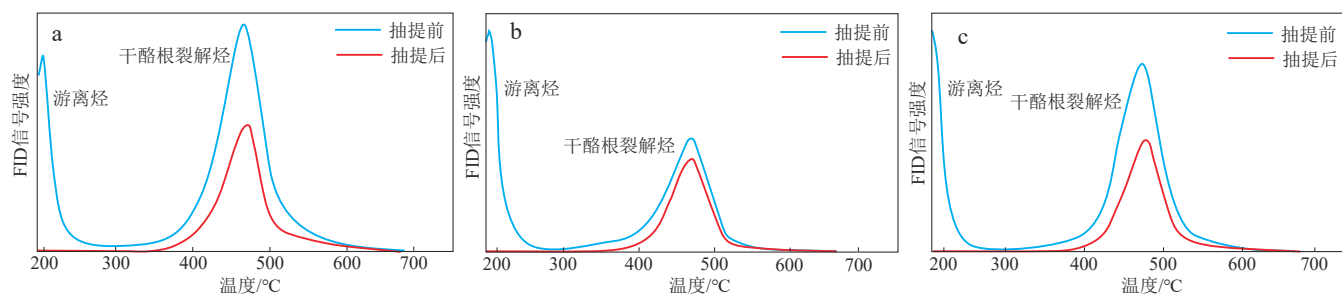


图7 玛湖凹陷玛页1井风城组不同岩性页岩溶剂抽提前、后热解图谱对比

Fig. 7 Comparison of pyrolysis spectra of shale samples before and after solvent extraction of varying lithologies shales in the Fengcheng

Formation, well Maye-1, Mahu Sag

a. 长英质页岩, TOC = 1.23%, $T_{\max, \text{抽提后}} = 444^\circ\text{C}$, 埋深4 778.81 m; b. 灰质/白云质页岩, TOC = 1.13%, $T_{\max, \text{抽提后}} = 441^\circ\text{C}$, 埋深4 665.23 m; c. 混合质页岩, TOC = 1.21%, $T_{\max, \text{抽提后}} = 446^\circ\text{C}$, 埋深4 789.86 m

$T_{\max, \text{抽提后}}$: 抽提后最高热解峰温

样品保存期间的轻烃损失与时间、TOC和破碎粒度等因素有关,暴露在空气中的情况下,样品研磨后立即热解与放置一段时间后热解对比发现,富有机质页岩($TOC = 11.30\%$)轻烃损失实验测试值仅为15%(放置15 d),而贫有机质页岩($TOC = 0.87\%$)轻烃损失实验测试值为38%(放置21 h)^[51]。页岩样品烃类散失分早期快速散失和后期缓慢散失2个过程,挥发组分主要为 C_{15} 以前的低碳数烃类,原始含油量高、物性好的页岩烃类散失量大^[52]。

放置时间是页岩油轻烃损失量恢复的最重要影响因素,样品自地下取到地面,再到实验室测试的周期一般为1个月左右,甚至更长。因此,相对贫有机质页岩中的轻烃基本全部损失。钱门辉等^[53]对江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组三段页岩的研究表明, C_{13} 以前的轻烃在一周内得以保留,一周以后基本散失殆尽,残留的烃类组分基本以碳数 C_{15} 以上的中-重质烃类为主,在缓慢散失阶段页岩中轻烃的散失恢复系数至少为1.33~2.89,该值高于前人研究的成熟度(镜质体反射率 R_o)为0.9%时的校正系数1.17~1.30^[29,45]。

玛湖凹陷风南地区风城组烃源岩平均TOC不足0.8%,热解分析结果与岩心出桶的时间间隔至少1个月以上。故此,研究中认为轻烃已经散失殆尽,这也与烃源岩抽提物饱和和烃气相色谱图得到的认识一致。钱门辉等^[53]研究认为,在散失早期阶段,样品中烃类散失主要与泥页岩自身的渗透率特征以及原始含油量相关,含油量越高的样品经历快速散失阶段所需的时间也越长;长时间放置后,具有较高孔隙度、渗透率和原始含油量的样品烃类散失程度更大,损失比例更高,高含油样品其散失后烃类残留量可能低于初始含油性一般的致密泥页岩样品。由于玛湖凹陷风城组页岩油勘探区块主要位于风南地区,该区风城组热演化程度接近,烃类组分变化不大,因此页岩有机质丰度、成熟度和烃类组分对风城组轻烃散失的影响不予考虑。

玛湖凹陷风城组与江汉盆地潜江凹陷潜江组三段岩性相似,均以白云质泥岩或泥质云岩为主;两个地区总体热演化程度接近(平均 R_o 约为0.9%);风城组储层孔隙度(样本个数 $n = 25$)平均值为5.6%(分布于2.2%~10.5%),潜江组储层孔隙度($n = 15$)平均值为4.5%(0.7%~13.4%)。由于风城组钻井未能获取反映地下条件的原始含油性样品,故采用钱门辉等^[53]的研究成果进行类比,通过残留 S_1 与原始 S_1 的关系(图8),恢复出风城组原始 S_1 ,该值减去常规取心热解 S_1 即为轻烃损失量。计算获得风城组轻烃损失量为0.57~5.21 mg/g,平均值为0.74 mg/g;实测热解 S_1 为

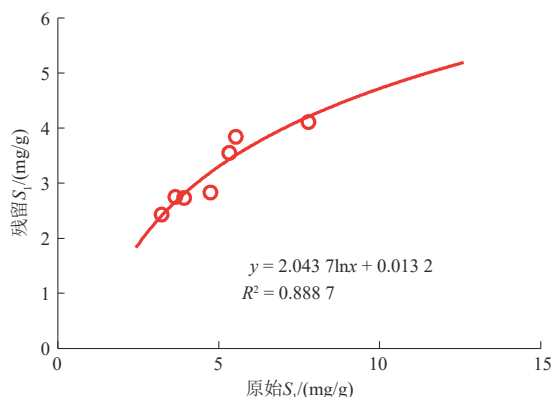


图8 江汉盆地潜江凹陷潜江组残留 S_1 与原始 S_1 关系
(据文献[53]修改)

Fig. 8 Relationship between residual and original S_1 values of the Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin (modified after reference [53])

S_1 : 游离烃含量

0.15~4.70 mg/g,平均值为0.86 mg/g。由此计算风城组轻烃恢复系数(轻烃损失量/ S_1)为0.3~6.1,平均值为1.3。

3.2.2 重烃恢复方法和校正量

烃源岩评价中岩石热解峰 S_2 为干酪根裂解产生的烃类,然而,国内外大量的实验证实, S_2 中不仅包含干酪根裂解产生的烃类,还包含沸点超过300℃的高碳数烃类和NSO化合物300℃后热裂解生成的烃类。

热解 S_2 重烃校正通常做法为^[1]:将岩石粉碎至100目后分成2份,其中一份直接热解获得 S_1 和 S_2 (mg/g),另一份先进行氯仿沥青“A”抽提,对抽提后样品进行热解获得 S_1' 和 S_2' (mg/g), S_2 与 S_2' 的差值(ΔS_2 ,mg/g)即为页岩油进入 S_2 的重质组分。重烃校正系数($K_{重校}$,无量纲)的计算公式为:

$$K_{重校} = (S_2 - S_2')/S_1 = \Delta S_2/S_1 \quad (1)$$

根据玛页1井风城组14个样品抽提前、后热解分析结果,发现 $K_{重校}$ 与表征成熟度的参数 S_1/S_2 有很好的相关性(图9)。故此,获得 $K_{重校}$ 的恢复公式为:

$$K_{重校} = 0.5793(S_1/S_2)^{-0.8520} \quad (2)$$

根据公式(2)计算的风城组 $K_{重校}$ 为0.5~14.6,平均值为1.8。

3.2.3 原地滞留烃评价

地层条件下页岩油含量主要包括3部分,若不考虑抽提后热解 S_1 (量很少,可忽略不计),则原地滞留烃量(S_1^0 ,mg/g)可用公式(3)表达^[1,30,41]:

$$S_1^0 = S_{1L} + S_1 + S_1 K_{重校} \quad (3)$$

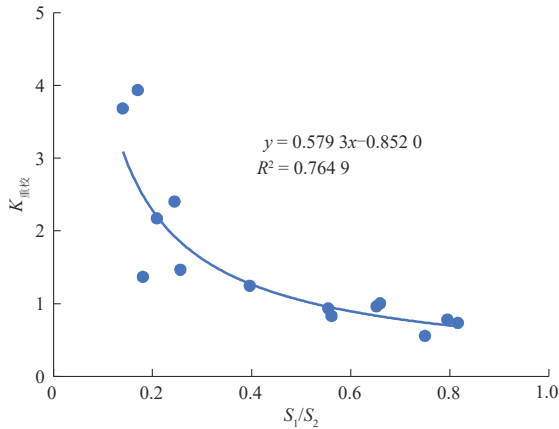


图9 玛湖凹陷玛页1井风城组重烃恢复系数($K_{\text{重校}}$)与成熟度指标(S_1/S_2)相关性拟合

Fig. 9 Fitted correlation between heavy hydrocarbon recovery coefficient (K_{HHC}) and maturity index (S_1/S_2) for the Fengcheng Formation, well Maye-1, Mahu Sag

式中: S_{IL} 为计算的轻烃散失量,mg/g。

根据拟合得到原始 S_1 ($S_{\text{IL}}+S_1$)计算公式(图8)和重烃校正系数公式(2),将计算结果带入公式(3)中,求得风城组页岩原地滞留烃量为1.39~14.25 mg/g,平均值为2.87 mg/g,为 S_1 平均值0.86 mg/g的3.3倍。

3.2.4 可动油含量及比例

玛湖凹陷风城组页岩未经过轻烃散失恢复和热解重烃校正时,实测 S_1 以小于2.00 mg/g为主(图10),平均值为0.86 mg/g(0.15~4.70 mg/g);氯仿沥青“A”含量分布范围跨度较大,分布于0.06~13.41 mg/g,平均值为2.52 mg/g(图11)。风城组不同岩性的烃源岩热解 S_1 和氯仿沥青“A”含量分布有明显的差别,泥岩中的残留 S_1 和氯仿沥青“A”含量显著高于白云质泥岩,而灰质泥岩和粉砂质泥岩由于样品有限,对比特征不明显(图10,图11)。经轻烃损失校正后的热解 S_1 平均值为1.60 mg/g(分布于1.07~9.91 mg/g),占原地滞留烃量的55.8%。

对含油性好的泥岩样品开展储油岩热解分析,实验过程依据《岩石热解分析标准》(GB/T 18602—2012)^[52],在程序升温控制下,依次可获得天然气(温度升至90℃)、汽油(200℃)、煤油和柴油(200~350℃)、重油(350~450℃)以及胶质和沥青质(450~600℃)。90~350℃检测的烃量为游离烃,350~450℃检测的烃量为吸附烃,总烃为二者之和。玛页1井储油岩热解分布范围大,游离烃、吸附烃和总烃的变化趋势相似(图12),游离烃和吸附烃主体量也以小于2.00 mg/g为主,平均值分别为1.99 mg/g和1.89 mg/g。

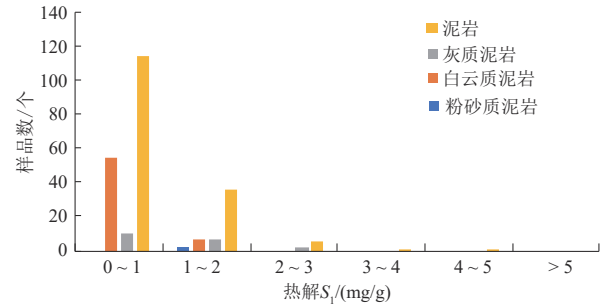


图10 玛湖凹陷风城组不同岩性烃源岩热解 S_1 分布特征
Fig. 10 Distribution of the S_1 values of source rocks with varying lithologies in the Fengcheng Formation, Mahu Sag

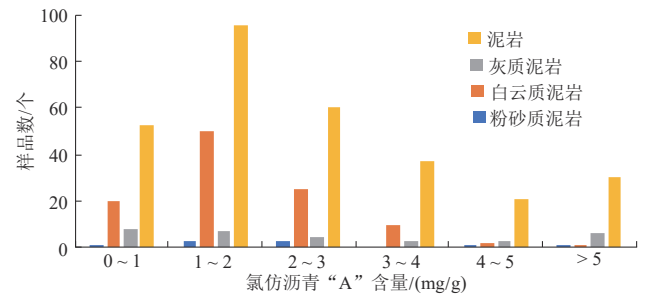


图11 玛湖凹陷风城组不同岩性烃源岩氯仿沥青“A”含量分布特征

Fig. 11 Distribution of chloroform bitumen “A” in source rocks with varying lithologies in the Fengcheng Formation, Mahu Sag

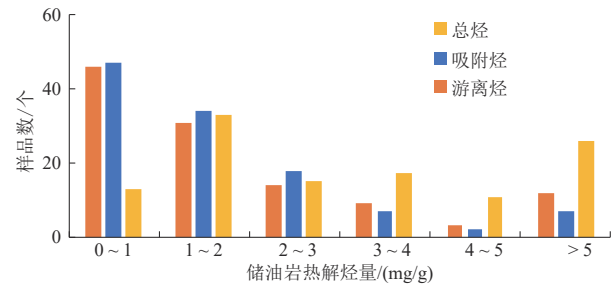


图12 玛湖凹陷玛页1井风城组储油岩热解烃类分布特征
Fig. 12 Distribution of the S_2 values of reservoir rocks in the Fengcheng Formation, well Maye-1, Mahu Sag

不同岩性的储油岩热解分析对比表明(表2),风城组中泥岩游离烃和吸附烃含量总体高于白云质泥岩,其中灰质泥岩游离烃和吸附烃含量最高(样品少代表性差),而砂质泥岩游离烃和吸附烃含量最低(样品少代表性差)。前人研究发现低TOC会加速轻烃的散失速率,暗示风城组页岩油轻烃损失量高,恢复后评价更为客观。

3.3 可动油与产出油关系

页岩油可动性与其赋存状态、储集性和流体性质

表2 玛湖凹陷玛页1井风城组不同岩性储油岩热解分析数据
Table 2 Comparison of pyrolysis analysis data of reservoir rocks with different lithologies in the Fengcheng Formation, well Maye-1, Mahu Sag

岩性	游离烃含量/ (mg/g)	吸附烃含量/ (mg/g)	游离烃占比/%
砂质泥岩	0.38 ~ 0.68	0.40 ~ 1.10	38.20 ~ 48.72
	0.53(2)	0.75(2)	43.46(2)
灰质泥岩	0.29 ~ 8.00	0.49 ~ 26.73	15.46 ~ 72.33
	3.15(6)	6.75(6)	39.86(6)
白云质泥岩	0.02 ~ 9.33	0.31 ~ 5.11	3.70 ~ 77.21
	1.34(25)	1.21(25)	46.35(25)
泥岩	0.01 ~ 9.72	0.01 ~ 9.06	0.01 ~ 97.50
	2.07(78)	1.82(78)	51.04(78)

注:表中数据格式为“最小值~最大值”
平均值(样本个数)。

密切相关^[42],而产出油的影响因素更多,不仅取决于页岩以及流体本身的物理性质、化学特征及其所处的地质条件^[17,19,23,25,48,54],还受到工程条件的影响。对玛湖凹陷玛页1井在风城组19个层段先后进行4次试油

(其中3段未出油),共获得日产超过60 t的工业油流(图13)。从试油产量分布情况看,风城组呈现整体含油、局部富集的特征,其中风三段日产油量最高,这主要与其发育粉砂岩层且具有高孔隙度有关^[21,35];风二段和风一段试油产量差异大,虽然基质孔隙度较低,但局部发育甜点段,主要与其厘米级砂岩夹层较发育^[21]及开启裂缝油气显示较优^[27]有关。页岩层系产油量的高低虽受控于多种地质及开发因素^[17,19],但原油的可动性和可动油含量是重要影响因素之一。

Jarvie^[1]基于北美海相页岩的研究,认为含油饱和度指数 $[OSI, OSI = (S_i + S_{il})/TOC \times 100]$ 可以反映页岩油的勘探潜力和可动性,提出当 OSI 大于100 mg/g时,反映页岩层系中存在潜在的可动油。由于常规热解游离烃中未包括已散失的轻烃,这会低估地层条件下的 OSI 。因此,考虑轻烃损失计算的 OSI 更能反映地层条件下的可动油勘探潜力。分析玛页1井风城组页岩计算 OSI 与 nC_{21}/nC_{22+} 及实测 TOC 的关系表明(图14a,b):当 $OSI < 180$ mg/g, $TOC > 0.8\%$ 时, nC_{21}/nC_{22+} 与 OSI 和 TOC 均表现出正相关趋势;而当 $OSI > 180$ mg/g,

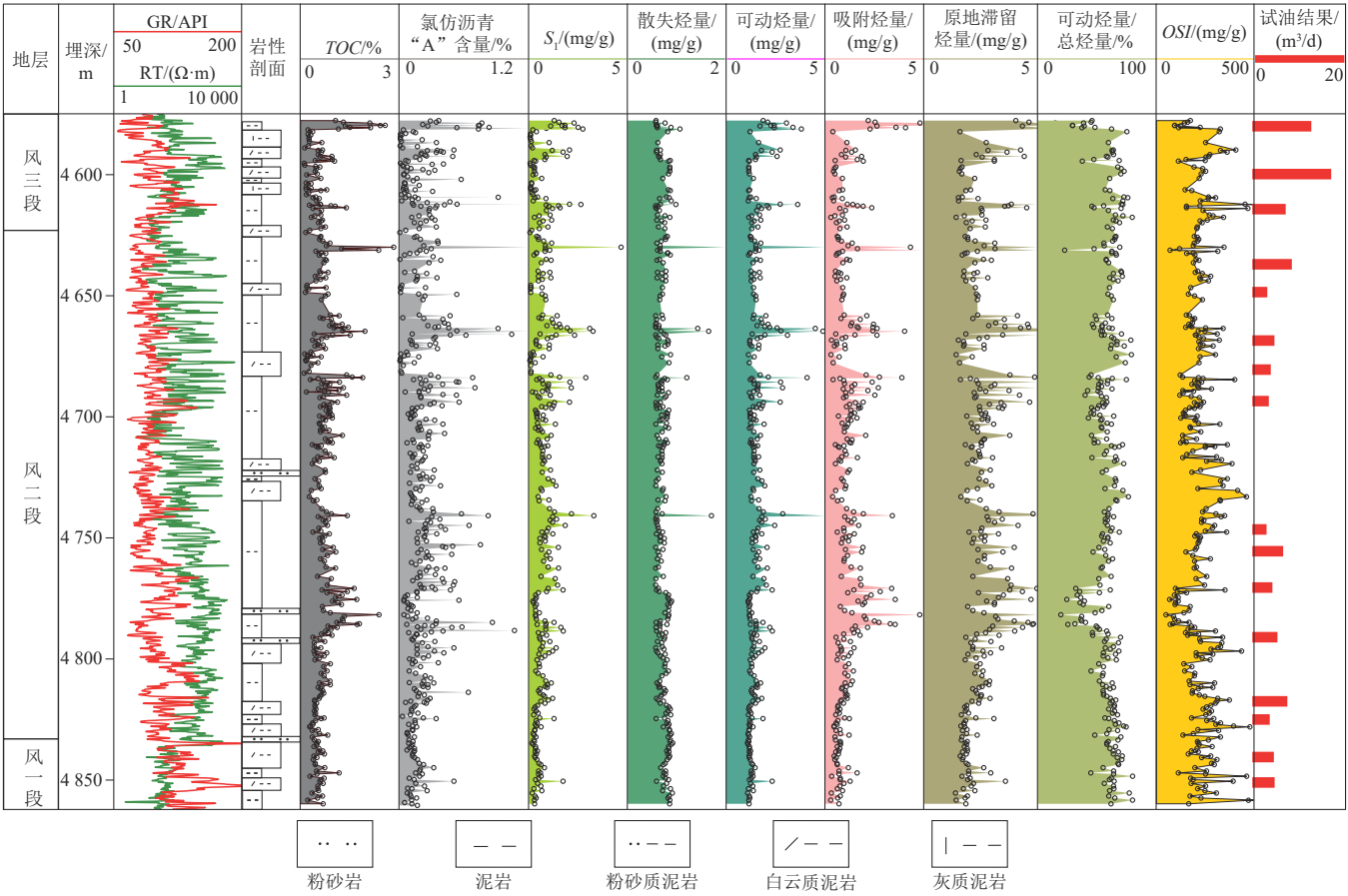


图13 玛湖凹陷玛页1井风城组不同赋存状态烃类纵向分布特征

Fig. 13 Vertical distributions of hydrocarbons with varying occurrence states in the Fengcheng Formation, well Maye-1, Mahu Sag
TOC. 总有机碳含量; S_i . 游离烃含量; OSI. 含油饱和度指数

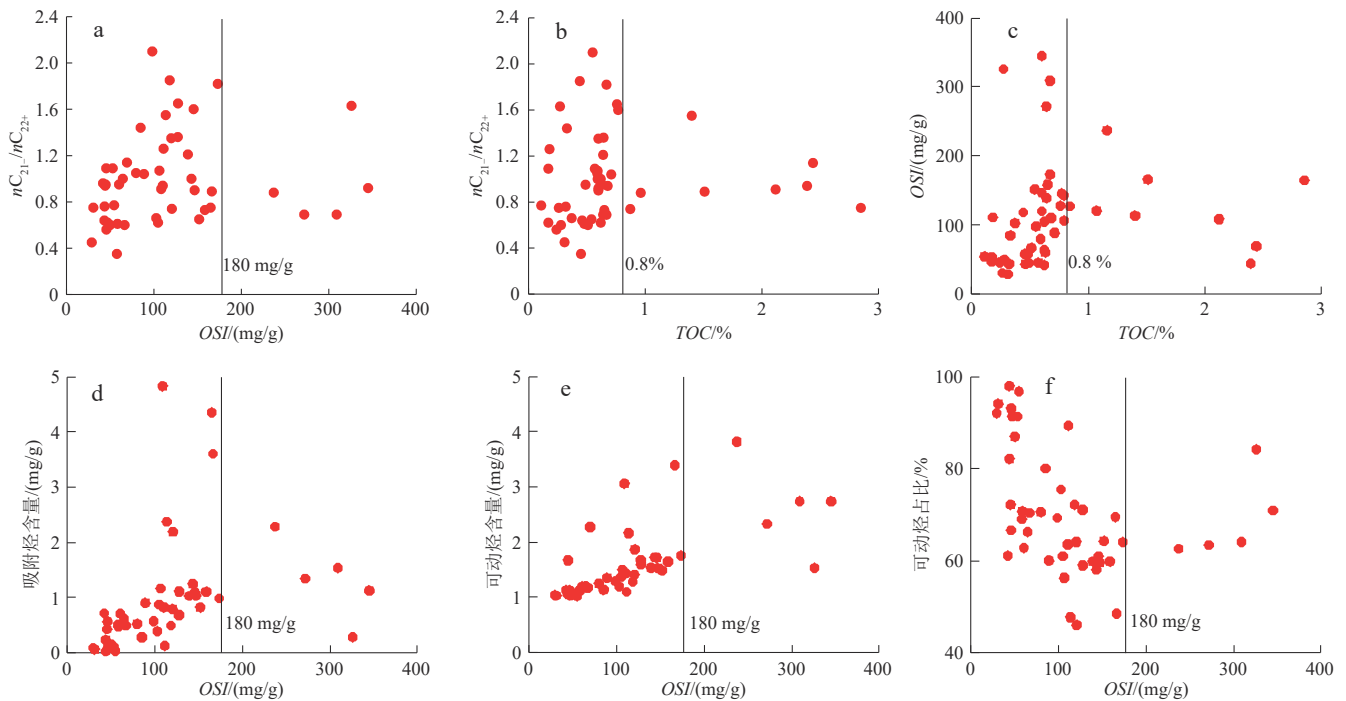


图14 玛湖凹陷玛页1井风城组页岩 nC_{21-}/nC_{22+} , OSI , TOC 和热解分析结果相关关系

Fig. 14 Relationships among nC_{21-}/nC_{22+} ratio, OSI , and TOC and pyrolysis analysis results for the Fengcheng Formation shale, well Maye-1, Mahu Sag

a. OSI vs. nC_{21-}/nC_{22+} ; b. TOC vs. nC_{21-}/nC_{22+} ; c. TOC vs. OSI ; d. OSI vs. 吸附烃含量; e. OSI vs. 可动烃含量; f. OSI vs. 可动烃占比
 nC_{21-}/nC_{22+} : 轻烃/重烃含量比值; TOC : 总有机碳含量; OSI : 含油饱和度指数

$TOC > 0.8\%$ 时, nC_{21-}/nC_{22+} 与 OSI 和 TOC 均表现出微弱的负相关性。前者说明页岩层系中滞留轻/重比的增加与可动烃含量的增加以及运移烃进入低 TOC 段有关, 后者区域内二者关系的反向变化说明高 TOC 层段由于发生了大量的排烃而导致轻/重比降低, OSI 也会随之减小(图 14c)。另外, 以 $OSI = 180 \text{ mg/g}$ 为界, 吸附烃含量随 OSI 的增大表现出先增加、后减小的特征(图 14d), 而可动烃随 OSI 的增大而增大(图 14e); 可动烃在总滞留烃中的占比, 同样以 $OSI = 180 \text{ mg/g}$ 为界, 表现出先减小、后增加的特征(图 14f)。因此, 从页岩油可动性上分析认为, 高可动烃、高 OSI 层段页岩油具有高产的潜力, 其对应 OSI 界限值为 180 mg/g , 图 13 中风一段和风二段试油产量高的位置大多具有上述特征也证实了这一点。

4 结论

1) 玛湖凹陷风城组产出原油具有高饱和烃、中芳烃和非烃及低沥青质含量的特征。抽提有机质族组分与产层原油特征相似, 但族组分纵向变化显著, 相对高饱和和烃含量的层段对产层原油贡献大。

2) 风城组产层原油正构烷烃气相色谱中轻组分(nC_{21-})含量约为重组分(nC_{22+})含量的 2 倍, 而抽提物

中 nC_{21-}/nC_{22+} 含量比值约为 1, 指示页岩层系中易流动的轻组分对产量贡献大, 页岩油的开采产生了显著的组分流动特征。

3) 风城组页岩重烃校正量平均值约为热解 S_1 的 1.8 倍, 恢复后的原地滞留烃量平均值约为 S_1 的 3.3 倍。

4) 风城组高可动烃含量和高 OSI 是页岩油高产的重要因素。由于风城组页岩层系中发育大量的粉砂岩夹层和运移烃, 高 TOC 和低 TOC 层段均可成为页岩油富集的有力位置。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] EIA. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States[R]. Washington, D. C.: US Energy Information Agency, 2013: 1–12.
- [3] BGR. BGR energy study 2017: Data and developments concerning German and global energy supplies[R]. Hannover: BGR, 2017: 1–184.
- [4] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、

- 基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
- JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 343-350.
- [5] 张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩油分类与评价[J]. 地学前缘, 2012, 19(5): 322-331.
- ZHANG Jinchuan, LIN Lamei, LI Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(5): 322-331.
- [6] 黎茂稳, 马晓潇, 蒋启贵, 等. 北美海相页岩油形成条件、富集特征与启示[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 13-28.
- LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIANG Qigui, et al. Enlightenment from formation conditions and enrichment characteristics of marine shale oil in North America [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 13-28.
- [7] 贾承造, 王祖纲, 姜林, 等. 中国页岩油勘探开发研究进展与科学技术问题[J]. 世界石油工业, 2024, 31(4): 1-11.
- JIA Chengzao, WANG Zugang, JIANG Lin, et al. Progress and key scientific and technological problems of shale oil exploration and development in China [J]. *World Petroleum Industry*, 2024, 31(4): 1-11.
- [8] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1-10.
- ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 1-10.
- [9] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
- GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [10] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 湖相页岩滞留烃形成条件与富集模式——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 856-869.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Formation conditions and enrichment model of retained petroleum in lacustrine shale: A case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 856-869.
- [11] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 327-340.
- ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 327-340.
- [12] 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.
- [13] 李军亮, 王民, 秦峰, 等. 陆相富碳酸盐页岩纹层组合对页岩油富集的控制作用——以渤海湾盆地济阳坳陷古近系沙河街组页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 392-406.
- LI Junliang, WANG Min, QIN Feng, et al. Controlling effects of lamina assemblages on shale oil enrichment for lacustrine carbonate-rich shales: A case study of shales in the Paleogene Shahejie Formation, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(2): 392-406.
- [14] 刘惠民. 济阳坳陷古近系页岩油地质特殊性及其勘探实践——以沙河街组四段上亚段—沙河街组三段下亚段为例[J]. 石油学报, 2022, 43(5): 581-594.
- LIU Huimin. Geological particularity and exploration practice of Paleogene shale oil in Jiyang Depression: A case study of the upper submember of member 4 to the lower submember of member 3 of Shahejie Formation [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(5): 581-594.
- [15] 王玉华, 梁江平, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油资源潜力及勘探方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 20-34.
- WANG Yuhua, LIANG Jiangping, ZHANG Jinyou, et al. Resource potential and exploration direction of Gulong shale oil in Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 20-34.
- [16] 孙龙德, 王小军, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔缝形成机制与页岩油富集特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1350-1365.
- SUN Longde, WANG Xiaojun, FENG Zihui, et al. Formation mechanisms of nano-scale pores/fissures and shale oil enrichment characteristics for Gulong shale, Songliao Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1350-1365.
- [17] 李志明, 钱门辉, 黎茂稳, 等. 中-低成熟湖相富有机质泥页岩含油性及其赋存形式——以渤海湾盆地渤南洼陷罗63井和义21井沙河街组一段为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 448-456, 466.
- LI Zhiming, QIAN Menhui, LI Maowen, et al. Oil content and occurrence in low-medium mature organic-rich lacustrine shales: A case from the 1st member of the Eocene-Oligocene Shahejie Formation in Well Luo-63 and Yi-21, Bonan subsag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(3): 448-456, 466.
- [18] 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.
- [19] 李俊乾, 卢双舫, 张婕, 等. 页岩油吸附与游离定量评价模型及微观赋存机制[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 583-592.
- LI Junqian, LU Shuangfang, ZHANG Jie, et al. Quantitative evaluation models of adsorbed and free shale oil and its microscopic occurrence mechanism [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 583-592.

- [20] TANG Yong, CAO Jian, HE Wenjun, et al. Discovery of shale oil in alkaline lacustrine basins: The Late Paleozoic Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, China [J]. *Petroleum Science*, 2021, 18(5): 1281–1293.
- [21] 何文军, 吴和源, 杨森, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油储层岩相划分与类型评价[J]. *西北地质*, 2023, 56(1): 217–231. HE Wenjun, WU Heyuan, YANG Sen, et al. Lithofacies division and type evaluation of shale oil reservoir in Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Northwestern Geology*, 2023, 56(1): 217–231.
- [22] 常佳琦, 姜振学, 高之业, 等. 玛湖凹陷风城组不同岩相页岩含油性及其可动性特征[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2022, 53(9): 3354–3367. CHANG Jiaqi, JIANG Zhenxue, GAO Zhiye, et al. Oil bearing and mobility characteristics of different lithofacies shales in Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, 53(9): 3354–3367.
- [23] 白玉彬, 李梦瑶, 朱涛, 等. 玛湖凹陷二叠系风城组烃源岩地球化学特征及页岩油“甜点”评价[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(6): 110–121. BAI Yubin, LI Mengyao, ZHU Tao, et al. Geochemical characteristics of source rocks and evaluation of shale oil “sweet spot” of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(6): 110–121.
- [24] TANG Yong, HE Wenjun, BAI Yubin, et al. Source rock evaluation and hydrocarbon generation model of a permian alkaline lakes—A case study of the Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Minerals*, 2021, 11(6): 644.
- [25] 杨智峰, 唐勇, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油赋存特征与影响因素[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(5): 784–796. YANG Zhifeng, TANG Yong, GUO Xuguang, et al. Occurrence states and potential influencing factors of shale oil in the Permian Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(5): 784–796.
- [26] 李嘉蕊, 杨智, 王兆云, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油赋存定量表征及其主控因素[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(4): 681–692. LI Jiarui, YANG Zhi, WANG Zhaoyun, et al. Quantitative characterization and main controlling factors of shale oil occurrence in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(4): 681–692.
- [27] 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.
- [28] LARTER S, HUANG Haiping, BENNETT B, et al. What don't we know about self sourced oil reservoirs: Challenges and potential solutions [C]//SPE Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, 2012. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2012: SPE-162777–MS.
- [29] 朱日房, 张林晔, 李钜源, 等. 页岩滞留液态烃的定量评价[J]. *石油学报*, 2015, 36(1): 13–18. ZHU Rifang, ZHANG Linye, LI Juyuan, et al. Quantitative evaluation of residual liquid hydrocarbons in shale [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2015, 36(1): 13–18.
- [30] LI Maowen, CHEN Zhuoheng, MA Xiaoxiao, et al. Shale oil resource potential and oil mobility characteristics of the Eocene–Oligocene Shahejie Formation, Jiyang super-depression, Bohai Bay Basin of China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 204: 130–143.
- [31] 赵文智, 卞从胜, 李永新, 等. 陆相中高成熟页岩油“组分流动”条件及其在提高页岩油产量中的作用[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 720–730. ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. “Component flow” conditions and its effects on enhancing production of continental medium-to-high maturity shale oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 720–730.
- [32] 隋风贵. 准噶尔盆地西北缘构造演化及其与油气成藏的关系[J]. *地质学报*, 2015, 89(4): 779–793. SUI Fenggui. Tectonic evolution and its relationship with hydrocarbon accumulation in the northwest margin of Junggar Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(4): 779–793.
- [33] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. *地质学报*, 2016, 90(1): 37–67. CHEN Jianping, WANG Xulong, DENG Chunping, et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, northwest China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2016, 90(1): 37–67.
- [34] 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 Deyun, LI Yuwen, et al. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2015, 36(7): 781–790.
- [35] 支东明, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规–非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(1): 38–51. ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(1): 38–51.
- [36] 宋永, 杨智峰, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖型页岩油勘探进展[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(1): 60–72. SONG Yong, YANG Zhifeng, HE Wenjun, et al. Exploration progress of alkaline lake type shale oil of the Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(1): 60–72.
- [37] 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.
- [38] 王然, 吴涛, 尤新才, 等. 玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层岩相特征及定量评价[J]. 石油学报, 2023, 44(7): 1085–1096.
- WANG Ran, WU Tao, YOU Xincan, et al. Petrographic characteristics and quantitative comprehensive evaluation of shale oil reservoirs in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(7): 1085–1096.
- [39] LI Jinbu, JIANG Chunqing, WANG Min, et al. Adsorbed and free hydrocarbons in unconventional shale reservoir: A new insight from NMR T_1 - T_2 maps[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 116: 104311.
- [40] 方锐, 蒋裕强, 杨长城, 等. 四川盆地侏罗系凉山组不同岩性组合页岩油赋存状态及可动性[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 752–769.
- FANG Rui, JIANG Yuqiang, YANG Changcheng, et al. Occurrence states and mobility of shale oil in different lithologic assemblages in the Jurassic Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 752–769.
- [41] LI Maowen, CHEN Zhuoheng, MA Xiaoxiao, et al. A numerical method for calculating total oil yield using a single routine Rock-Eval program: A case study of the Eocene Shahejie Formation in Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 191: 49–65.
- [42] 李俊乾, 宋兆京, 王民, 等. 页岩基质孔隙油微观赋存及可动性定量表征——以东营凹陷沙河街组为例[J]. 石油科学通报, 2024, 9(1): 1–20.
- LI Junqian, SONG Zhaojing, WANG Min, et al. Quantitative characterization of microscopic occurrence and mobility of oil in shale matrix pores: A case study of the Shahejie Formation in the Dongying Sag[J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 9(1): 1–20.
- [43] 李明, 王民, 张金友, 等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1479–1498.
- LI Ming, WANG Min, ZHANG Jinyou, et al. Evaluation of the compositions of lacustrine shale oil in China's typical basins and its implications[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1479–1498.
- [44] COOLES G P, MACKENZIE A S, QUIGLEY T M. Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks [J]. Organic Geochemistry, 1986, 10(1/3): 235–245.
- [45] 薛海涛, 田善思, 王伟明, 等. 页岩油资源评价关键参数——含油率的校正[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 15–22.
- XUE Haitao, TIAN Shansi, WANG Weiming, et al. Correction of oil content—one key parameter in shale oil resource assessment [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 15–22.
- [46] MICHAEL G E, PACKWOOD J, HOLBA A. Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid rich shale plays [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, 2013. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013: URTEC-1573030-MS.
- [47] CHEN Junqing, PANG Xiongqi, PANG Hong, et al. Hydrocarbon evaporative loss evaluation of lacustrine shale oil based on mass balance method: Permian Lucaogou Formation in Jimusar Depression, Junggar Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91: 422–431.
- [48] 湛卓恒, 黎茂稳, 姜春庆, 等. 页岩油的资源潜力及流动性评价方法——以西加拿大盆地上泥盆统 Duvernay 页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 459–468.
- CHEN Zhuoheng, LI Maowen, JIANG Chunqing, et al. Shale oil resource potential and its mobility assessment: A case study of Upper Devonian Duvernay shale in Western Canada Sedimentary Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 459–468.
- [49] 郭秋麟, 王建, 陈晓明, 等. 页岩油原地量和可动油量评价方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1451–1463.
- GUO Qiulin, WANG Jian, CHEN Xiaoming, et al. Discussion on evaluation method of total oil and movable oil in-place[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1451–1463.
- [50] 宋国奇, 张林晔, 卢双舫, 等. 页岩油资源评价技术方法及其应用[J]. 地学前缘, 2013, 20(4): 221–228.
- SONG Guoqi, ZHANG Linye, LU Shuangfang, et al. Resource evaluation method for shale oil and its application[J]. Geoscience Frontiers, 2013, 20(4): 221–228.
- [51] JIANG Chunqing, CHEN Zhuoheng, MORT A, et al. Hydrocarbon evaporative loss from shale core samples as revealed by Rock-Eval and thermal desorption-gas chromatography analysis: Its geochemical and geological implications [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 70: 294–303.
- [52] 中华人民共和国国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会. 岩石热解分析: GB/T 18602–2012[S]. 北京: 中国标准出版社, 2013.
- General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Rock pyrolysis analysis: GB/T 18602–2012 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2013.
- [53] 钱门辉, 黎茂稳, 蒋启贵, 等. 页岩岩心样品烃类散失特征与地质意义[J]. 石油实验地质, 2022, 44(3): 497–504, 514.
- QIAN Menhui, LI Maowen, JIANG Qigui, et al. Evaluation of evaporative loss of hydrocarbon in shale samples and its geological implications [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2022, 44(3): 497–504, 514.
- [54] 刘惠民, 包友书, 黎茂稳, 等. 页岩油富集可动性地球化学评价参数探讨——以威利斯顿盆地 Bakken 组和渤海湾盆地济阳坳陷古近系沙河街组页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 622–636.
- LIU Huimin, BAO Youshu, LI Maowen, et al. Geochemical parameters for evaluating shale oil enrichment and mobility: A case study of shales in the Bakken Formation, Williston Basin and the Shahejie Formation, Jiyang Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 622–636.