

岩石热解方法应用于页岩油气研究需注意的几个问题

张 谦¹,金之钧^{1,2,3},朱如凯⁴,刘全有^{1,2},张 瑞¹,王冠平⁵,陈万利⁶,Ralf Littke⁷

[1. 北京大学 地球与空间科学学院 能源研究院,北京 100871;2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 102206;
3. 中国石化 石油勘探开发研究院,北京 102206;4. 中国石油 勘探开发研究院,北京 100083;
5. 中国地质大学(北京) 能源学院,北京 100083;6. 中国科学院 深海科学与工程研究所 海底资源与探测技术重点实验室,
海南 三亚 572000;7. 德国亚琛工业大学 石油与煤地质及地球化学研究所,德国 亚琛 52056]

摘要:岩石热解方法自问世以来被广泛地应用于烃源岩的研究,其可以简便、快捷地评价岩石的含油特性、干酪根的生烃特征以及有机质的丰度、类型和成熟度,但该方法有其适用的范围,且岩石热解数据不合理的解释会增加页岩油气勘探的风险。基于近年来发表的大量实验测试数据,总结了在岩石热解分析数据解释中经常出现的3个问题。①对于高-过成熟的样品,其应用性受到限制;利用氢指数(HI)、氧指数(OI)、岩石最高热解峰温($T_{\max}$)以及热解过程中产生的烃类(S_2)与二氧化碳(S_3)数量的比值(S_2/S_3)来划分有机质的类型,应尽量针对有机质成熟度(镜质体反射率, R_o)低于1.35%的烃源岩。② $T_{\max}$ 的有效性取决于 S_2 峰的大小及其是否对称, $T_{\max}$ 的准确性依赖于有机质的类型和 R_o ;残余烃与黄铁矿含量会对 $T_{\max}$ 的准确性造成一定的影响。对于Ⅰ、Ⅱ和Ⅲ型有机质,为确保测试获得的 $T_{\max}$ 准确、有效,烃源岩的 R_o 应不高于1.70%。③含油饱和度指数(OSI)被用来表征页岩油的可动潜力, OSI 大于100 mg/g指示页岩油甜点。值得注意的是, OSI 并不能直接指示页岩中的含油饱和度,对于有机质含量较高的层段, OSI 通常低于100 mg/g,而较低的总有机碳含量也能导致 OSI 大于100 mg/g。目前,大多数论文所报道的极具潜力的页岩油储层,只有极少数 OSI 高于100 mg/g。因此,将 OSI 大于100 mg/g作为一个评价页岩油可动性和甜点的参数值是否合适值得进一步思考。建议针对不同类型的沉积盆地和不同的页岩地层建立各自的 OSI 评价标准。此外,不同岩性的样品在存储和制备过程中轻烃损失量差异较大,应对多岩相共生页岩油储层采用分岩相评价方法。

关键词:甜点评价;含油饱和度指数;成熟度;有机质类型;岩石热解;页岩油气

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Remarkable issues of Rock-Eval pyrolysis in the assessment of shale oil/gas

ZHANG Qian¹, JIN Zhijun^{1,2,3}, ZHU Rukai⁴, LIU Quanyou^{1,2}, ZHANG Rui¹, WANG Guanping⁵,
CHEN Wanli⁶, Ralf Littke⁷

[1. Institute of Energy, School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 102206, China; 5. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 102206, China; 6. Laboratory of Marine Geophysics and Georesources, Institute of Deep-sea Science and Engineering, Chinese Academy of Sciences, Sanya, Hainan 572000, China; 7. Institute of Geology and Geochemistry of Petroleum and Coal, RWTH Aachen University, Aachen 52056, Germany]

Abstract: Rock-Eval pyrolysis has been widely used in assessing source rocks from the very beginning. Although this approach can evaluate oil content, hydrocarbon generation, as well as the abundance, type, and thermal maturity of organic matter in a simple and rapid way, it is noteworthy that this technique has some limitations in application, and improper interpretation of pyrolytic data may bring more risks to shale oil/gas exploration. This study summarizes three main pitfalls commonly seen in previous publications based on massive experimental results. First, the use of hydrogen index (HI), oxygen index (OI), the temperature of maximum pyrolysis yields ($T_{\max}$), and the ratio of S_2/S_3 to discriminate kerogen of

收稿日期:2023-02-20;修回日期:2023-05-19。

第一作者简介:张谦(1989—),男,讲师、博士后,页岩油气勘探开发。E-mail: amadozhang@pku.edu.cn。

通信作者简介:金之钧(1957—),男,教授、中国科学院院士,石油地质理论和能源战略研究。E-mail: jinzh1957@pku.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42090020,42090025);中国博士后科学基金项目(2021TQ0003)。

diverse types should target source rocks with maturity less than 1.35 % R_o ; the feasibility of the technique to highly-to-over-mature source rock samples is limited. Second, the validity of T_{max} depends on the area of S_2 and whether it is in normal distribution, and the accuracy of T_{max} relies on kerogen type and thermal maturity; moreover, residual hydrocarbon and pyrite content have some effects on the accuracy of T_{max} . To obtain accurate T_{max} values, the maturity of source rocks of types I, II, and III should not be larger than 1.70 % R_o . Third, the oil saturation index (OSI) has been used to indicate the mobility of shale oil, and a value larger than 100 mg/g TOC suggests sweet spots of shale oil. However, it should be noted that OSI could not directly provide information on the saturation of oil in shale. OSI values are generally smaller than 100 if the rocks are very organic-rich, and a small TOC value could also lead to a large OSI value (more than 100 mg HC/g TOC). Besides, only a few shales bear OSI higher than 100 mg HC/g TOC , although many of the shales have been proven commercially successful. Therefore, the applicability of OSI larger than 100 mg HC/g TOC as a parameter for shale oil mobility merits further consideration. We suggest using individual OSI criteria for different types of sedimentary basins and shale formations. Moreover, the loss of light hydrocarbons during the storage and preparation of rock samples is strongly dependent on rock lithofacies, and thus, classified assessment should be adopted for shale oil reservoirs of multiple lithofacies.

Key words: sweet spot assessment, oil saturation index (OSI), thermal maturity, organic matter type, Rock-Eval pyrolysis, shale oil and gas

引用格式:张谦,金之钧,朱如凯,等. 岩石热解方法应用于页岩油气研究需注意的几个问题[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 1020–1032. DOI: 10.11743/ogg20230417.

ZHANG Qian, JIN Zhijun, ZHU Rukai, et al. Remarkable issues of Rock-Eval pyrolysis in the assessment of shale oil/gas[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1020–1032. DOI: 10.11743/ogg20230417.

1 研究背景

热解定义为物质在无氧条件下受热发生分解的过程。在石油地质研究中,依据实验目的和模拟地下生烃过程,热解装置可以分为开放系统、半开放系统和封闭系统^[1–2]。最典型且最常用的开放热解系统是法国石油研究院(IFP)研制出的Rock-Eval系列^[3]。Rock-Eval岩石热解仪可以提供包括岩石孔隙中以游离态和吸附态存在的滞留烃(S_1)、干酪根转化形成的热解烃(S_2)、热解过程中产生的二氧化碳(S_3)以及岩石最高热解峰温(T_{max})。部分Rock-Eval装置还可以测定热解后残余的有机碳,从而实现岩石中总有机碳含量(TOC)的计算。有机质的数量、类型和成熟度是烃源岩/富有机质泥页岩评价中的3个关键参数,部分岩石热解装置(如Rock-Eval 7)可以实现该3个参数快速有效的评价。

有机质的类型可以通过氢指数($HI=S_2/TOC$)、氧指数($OI=S_3/TOC$)、 HI 和 T_{max} 的相关关系以及 S_2 与 S_3 的比值来判断^[4]。Van Krevelen提出以H/C和O/C原子比来描述煤岩演化路径^[5],后被Tissot等用来刻画烃源岩中有机质的热演化过程并由此来划分干酪根类型^[6]。Espitalie等人尝试用岩石热解的数据来反映与H/C和O/C原子比类似的信息并指出 HI 和 OI 可以用来判识源岩中有机质的类型,但判识的结果需要辅以显微镜观察

或元素分析^[3–4]。另外, S_2/S_3 比值也可以用来判断有机质的类型, $S_2/S_3=0\sim 3$ 反映以生气为主的Ⅲ型干酪根, $S_2/S_3=3\sim 5$ 表明有机质是油气共生的Ⅱ型干酪根。 $S_2/S_3>5$ 指示以生油为主的Ⅰ型干酪根。值得注意的是,该类型划分方法适用于有机质成熟度较低的条件,对应的镜质体反射率(R_o)为0.6 %^[4]。Banerjee等提出了不同类型干酪根热演化过程 HI 与 T_{max} 关系的数学表达式和模板^[7]。据此划分干酪根类型主要依赖 HI 的大小以及 T_{max} 的准确性。尽管岩石热解方法在非常规油气资源评价中有着非常广泛的应用,但其局限性却被大量学者忽视。

T_{max} 作为评价烃源岩有机质成熟度的一个重要参数,热解峰 S_2 的大小和形态均影响其准确性^[4, 8]。然而Luo等和Zhang等在对中国南方地区海-陆过渡相高-过成熟(通常 $R_o>2.0\%$)的龙潭组页岩进行研究时,对岩石热解 T_{max} 进行了讨论,认为其极高的 T_{max} (通常 $>500\text{ }^{\circ}\text{C}$)可以有效地指示其成熟度^[9–10]。Zhang等通过研究处于生湿气窗阶段($R_o=1.3\%\sim 2.0\%$)的龙潭组页岩,指出 R_o 大于1.7 %和 T_{max} 大于 $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时, T_{max} 不足以用来准确地表征以Ⅲ型干酪根为主的有机质成熟度^[8]。Tan等指出极低的 HI (大部分低于10 mg/g)和变化范围极大的 T_{max} (283 ~ 609 $^{\circ}\text{C}$),表明 T_{max} 在中国南方高-过成熟的海相页岩成熟度评价中的无效性^[11]。因此,应用岩石热解 T_{max} 评价富有机质泥页岩成熟度应注意其有效的范围。尽管国际上已有数篇文献指出岩石热解

$T_{\max}$ 在烃源岩有机质成熟度评价中可能存在缺陷^[4, 12], 仍有不少相关研究忽视其适用的范围。

Killops等提出用 S_1/TOC 表示沥青指数(BI), 研究富镜质组煤岩中烷烃的生成和运移^[13]。自Jarvie再次提出 S_1/TOC 表示页岩储层含油饱和度指数(OSI)以来, OSI被广泛地用来反映页岩油的可动潜力^[14]。Jarvie指出OSI大于100 mg/g的区域, 可能是有利的页岩油甜点发育区^[14]。然而, OSI虽然名为含油饱和度指数, 但其与含油饱和度并没有直接明显的关系。大量实测数据表明, OSI较高的样品通常具有较低的TOC(<10%)。从全球范围来看, 大多数经典页岩油储层的平均OSI都低于100 mg/g。因此, OSI在富有机质泥页岩中的应用值得思考。

本文在充分调研岩石热解方法研究的基础上, 结合实际案例剖析, 总结了该方法在数据分析和使用方面存在的问题, 以期同行专家在利用岩石热解数据分析烃源岩中有机质的类型、成熟度以及页岩油的可动潜力时, 能够注意其适用的范围, 对数据做出有效正确的解释, 从而降低页岩油气的勘探风险。

2 实例剖析

2.1 有机质类型

从不同类型干酪根HI、OI和 $T_{\max}$ 在有机质热演化过程中的变化特征看(图1), 当所测样品具有较高的HI、OI和较低的 $T_{\max}$ 时, 干酪根的类型可以准确且容易地加以区分。当成熟度增加至生油高峰阶段($R_o \approx$

0.90%)时, I型和II型有机质最先呈现出趋于一致的热演化路径, I型和II型干酪根已经较难通过岩石热解的参数进行区分, 此时III型干酪根仍然可以明显区别于I型和II型有机质的HI、OI和 $T_{\max}$ 。随着成熟度进一步增加, 有机质的芳构化程度增强, 当 R_o 大于1.35%时, I型和II型有机质的演化路径已经完全重合, III型干酪根此时还略低于I型和II型有机质的HI。部分学者也通过 S_2/S_3 比值来判断有机质的类型, 该值实际上等效于 $(S_2/TOC)/(S_3/TOC)$, 即为氢指数与氧指数的比值HI/OI。由图1b可知, III型干酪根具有较低的HI/OI, 较易判识, 然而对于I型和II型干酪根, 只在较低成熟度时可以进行区分。另外, 值得注意的是, 不同类型的干酪根有各自不同的热演化路径, 然而却没有一个明确的边界用于区分有机质的类型。例如, 图1a中红色圆点对应的 R_o 小于0.50%的部分, 清晰地分布在I型干酪根范围内, 而当其 R_o 接近或高于0.50%时, 红色圆点分布在I型和II型干酪根之间的区域; 绿色的圆点也并没有严格沿着II型干酪根的热演化路径分布; 蓝色的圆点代表的是III型干酪根, 有一部分也分布于II型和III型干酪根之间的区域。因此, 利用岩石热解参数判断有机质的类型应该注意其适用的成熟度范围, 建议尽可能针对热演化进入生湿气窗($R_o \approx 1.35\%$)之前的页岩使用该方法, 并辅助其他测试手段判断有机质的类型。对于有机质成熟度进入生湿气阶段之后($R_o > 1.35\%$)的页岩, 岩石热解数据只能作为有机质类型划分的一个参考, 而不能作为主要依据; 此时, 无论是通过HI vs. $T_{\max}$ 和HI vs. OI, 还是H/C vs. O/C, I型和II型干酪根均无法进行区分。可利用

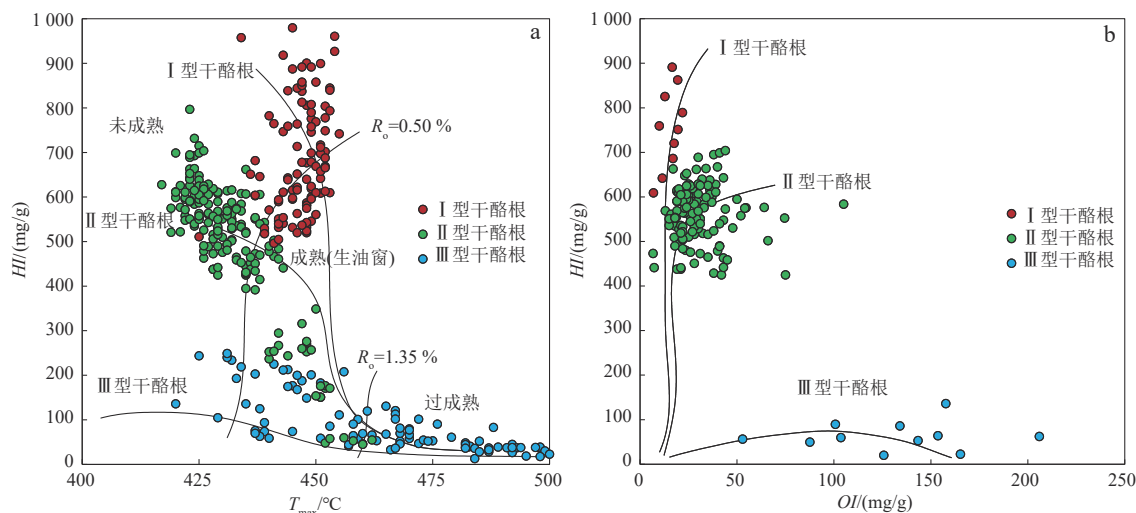


图1 不同类型干酪根HI、 $T_{\max}$ 和OI热演化路径^[4, 8, 15-22]

Fig. 1 Evolution of HI, $T_{\max}$ and OI for different types of kerogens^[4, 8, 15-22]

a. HI vs. $T_{\max}$; b. HI vs. OI

岩相学方法,通过有机质的镜下特征,判断是以陆源高等植物还是以水生来源的藻类和浮游生物有机质为主,确定是Ⅲ型还是Ⅰ型或Ⅱ型有机质。通常来说,Ⅰ型有机质形成于湖相沉积环境,Ⅱ型有机质则形成于海相沉积环境,因此,可进一步结合分子有机地球化学和元素地球化学方法对富有机质泥页岩的沉积环境进行恢复,从而推断有机质的类型^[8]。

2.2 最高热解峰温

以德国西北部下萨克森盆地侏罗统波西多尼亚(Posidonia)页岩为例, $T_{\max}$ 随着成熟度的增加而增大,

而 S_2 峰面积随着 R_o 的增大而急剧减小(图2)。该自然演化序列的4个样品, S_2 峰均为对称型,其 $T_{\max}$ 和 R_o 之间存在较好的线性相关关系,因此, $T_{\max}$ 可以有效地指示页岩中有机质的成熟度。当有机质热演化到一定程度,例如 R_o 大于1.45%,可热解生烃的干酪根已经大部分完成了向石油的转化,只残留极少数可继续生烃的有机质,因此形成的 S_2 峰面积很小(图2)。值得注意的是, $T_{\max}$ 的有效性是建立在较大的 S_2 峰面积和较好的对称性的基础上^[4,8](图3a)。当 S_2 小到某一程度,其极可能不具备对称的峰型,如中国南方地区高-过成熟的海陆过渡相龙潭组页岩(图3b,c),这样的样品测

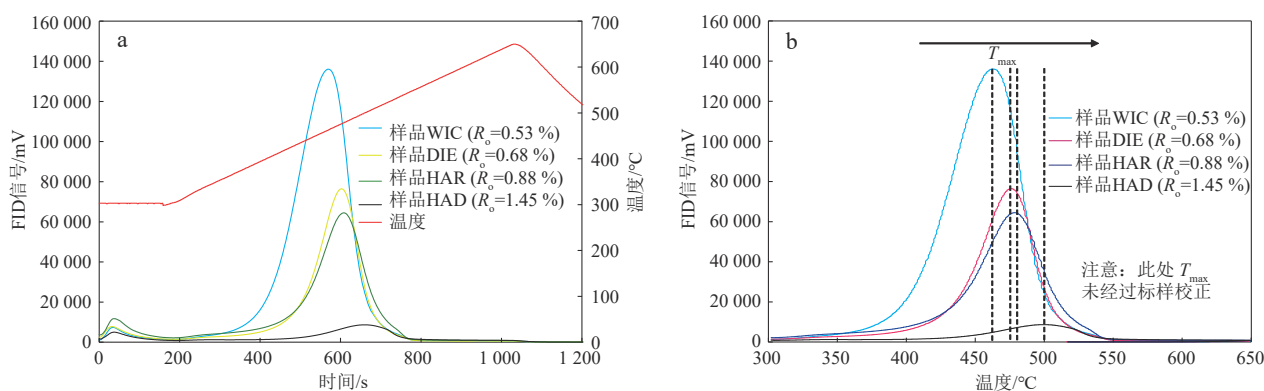


图2 波西多尼亚页岩地层不同热演化程度样品热解信号(FID信号)与 $T_{\max}$ 信号曲线

Fig. 2 FID signal and $T_{\max}$ curves of samples at different maturities from the Posidonia Shale Formation

a. FID信号; b. $T_{\max}$

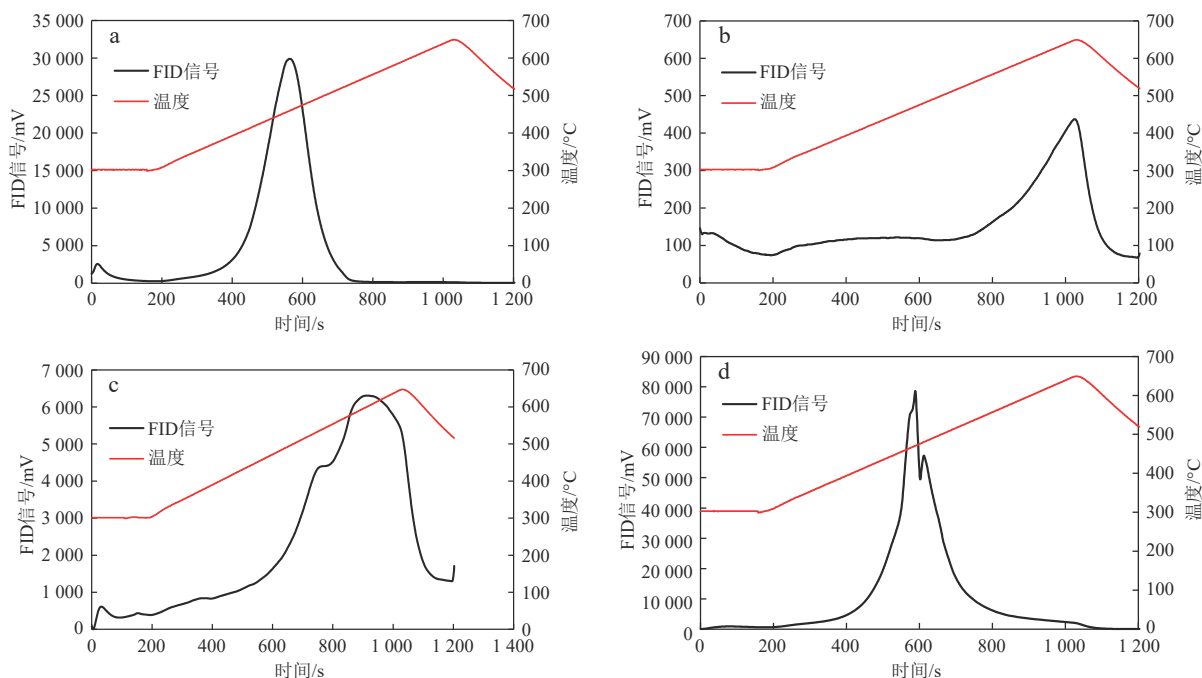


图3 标准样品与典型 S_2 峰异常样品FID信号曲线

Fig. 3 FID signal curves of standard samples and samples with abnormal S_2 peaks

a. 标准样品; b. 龙潭组页岩, $TOC=9.03\%$, $R_o=3.09\%$; c. 龙潭组页岩, $TOC=13.46\%$, $R_o=1.80\%$; d. 煤, $TOC=88.60\%$, $R_o=0.60\%$

试得到的 $T_{\max}$ 并不能有效反映有机质的成熟度,此时需要通过测试 R_o 来判断该页岩的热演化程度。除了成熟度较大时 $T_{\max}$ 应该慎重使用之外,对于某些成熟度较低的样品,如本研究中使用的煤样,其 S_2 面积足够大却呈现出双峰(图3d),此时得到的 $T_{\max}$ 比较接近其真实值,但仍然不够准确。以Ⅲ型有机质为例(图4),大量的数据统计显示,当 R_o 小于约 1.70%, $T_{\max}$ 低于约 500 °C, R_o 和 $T_{\max}$ 之间存在较好的线性关系(图4b),表明以Ⅲ型有机质为主的页岩,当 R_o 不超过 1.70% 时, $T_{\max}$ 通常可以有效地表征该页岩中有机质的成熟度。由上可知,当 $T_{\max}$ 高于 500 °C 时,应尽量避免用其计算等效镜质体反射率并用其表征页岩中有机质的成熟度。

页岩油储层有机质可为Ⅰ型(生油型)和Ⅱ型(生油气型),且以Ⅱ型有机质为主,纯Ⅰ型有机质页岩并不多见。由于Ⅰ型和Ⅱ型有机质的 HI 和 $T_{\max}$ 在成熟度处于生油窗末端及之后的热演化路径已经完全重合(图4a),因而 $T_{\max}$ 的有效性对于Ⅰ型和Ⅱ型有机质具有相同的成熟度上限。当 R_o 小于约 1.70%, $T_{\max}$ 低于约 490 °C,Ⅱ型有机质的 R_o 和 $T_{\max}$ 之间存在较好的线性关系(图4a);当 R_o 达到或超过 1.80%, $T_{\max}$ 表现出明显的异常(图4a),这说明以Ⅰ型和Ⅱ型有机质为主的页岩,当 R_o 不超过 1.70% 时, $T_{\max}$ 也可以有效地表征该页岩中有机质的成熟度。

在实际样品中,影响 $T_{\max}$ 准确性的因素还包括岩石的矿物组成、有机质的氧化或风化、硫和铀元素含量、源岩中残留的原油和沥青以及测试时样品的用量等^[12]。在页岩油的勘探中,富有机质泥页岩内通常有较高含量的残余油,因此,本文重点关注残留原油对 $T_{\max}$ 准确性的影响。张振苓等指出可溶有机质中的重质组分进入 S_2 峰会导致 $T_{\max}$ 降低^[28-29]。本研究通过对

比波西多尼亚页岩在二氯甲烷抽提前后岩石热解的数据发现,构成 S_1 的残余烃几乎可以全部被有机溶剂移除,而 S_2 在抽提后都有不同程度的减小,表明确实有一部分重质组分会构成 S_2 (图5)。值得注意的是,在所分析的4个样品中,只有1个样品的 $T_{\max}$ 略微增大,其他3个基本保持不变(图5)。图6为来自3套不同页岩地层的样品,具有相近的成熟度。由图6可知, $T_{\max}$ 在有机溶剂抽提后并没有呈现出统一增大的规律,而是表现出相对更小的波动范围。因此,残余原油对岩石热解 $T_{\max}$ 的确存在影响,而可溶有机质的移除对于更加准确地测定 $T_{\max}$ 有一定的帮助。

本研究还观察到一个有趣的现象,同一块岩心分别在不同位置取样测得的 $T_{\max}$ 最大可相差 7 °C(图7),这个数值接近甚至已经高于Ⅰ型干酪根在整个生油窗内 $T_{\max}$ 的跨度(图4a)。图7a为取自4块岩心的12个样品的测试结果,在每块岩心紧邻的部分取3个亚样(图7b所示),样品①、②和③取自同一块岩心,而样品③的 $T_{\max}$ 比样品①和②要偏低。由图7b可见,样品③所处的位置黄铁矿富集,而该样品对应的总硫含量也是异常高。烃源岩中的硫元素可以以单质硫的形式存在,也可以和有机碳形成含碳硫键的有机化合物或者与金属元素一起形成硫化物(如黄铁矿)和硫酸盐(如硫酸亚铁和硫酸铁)。不同赋存形式的硫对有机质向石油的转化有不同的作用机制和不同的影响程度。例如, Sassen 和 Chinn 研究发现,单质硫可使得岩石热解 $T_{\max}$ 和 HI 降低以及 OI 增大^[30]; Hunt 等指出,干酪根生烃所需活化能与硫元素含量呈负相关关系,说明硫元素含量越高,干酪根向石油转化所需的能量(或温度)越低^[31]。硫元素与有机碳形成的碳-硫键比有机碳之间的碳-碳键更弱,高含硫干酪根在相对较低的温度时即可产生石油^[32-33]。祖小京等通过热模拟实验,揭示

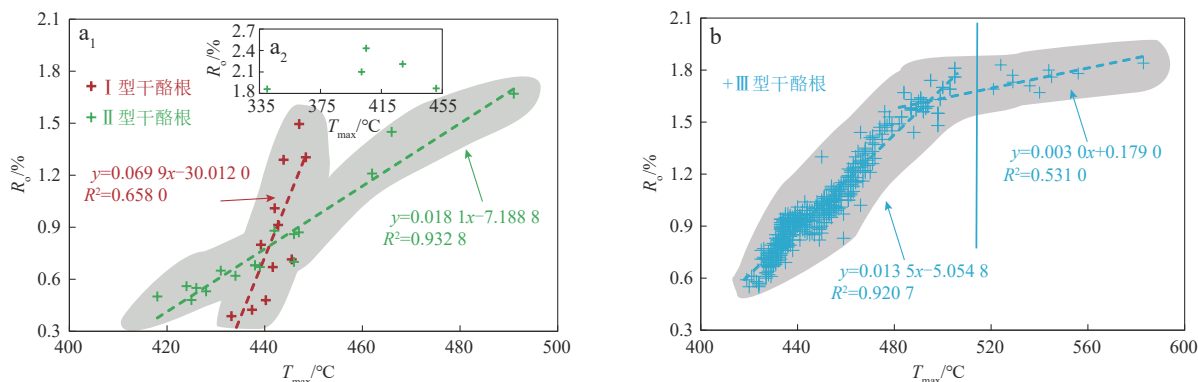


图4 岩石 $T_{\max}$ 与 R_o 相关关系

Fig. 4 Correlations between $T_{\max}$ and R_o

a₁. Ⅰ型和Ⅱ型干酪根;a₂. Ⅰ型和Ⅱ型干酪根, $R_o > 1.7\%$, R_o 与 $T_{\max}$ 不再具有相关关系^[23-27];b. Ⅲ型干酪根^[8]

了硫化亚铁(FeS)对氯仿沥青"A"的形成具有明显的催化作用^[34]。由此可知,黄铁矿(FeS_2)的混入使得 $T_{\max}$

有较大幅度的降低(图7a),可能是由于黄铁矿降低了有机质向石油转化所需的活化能。

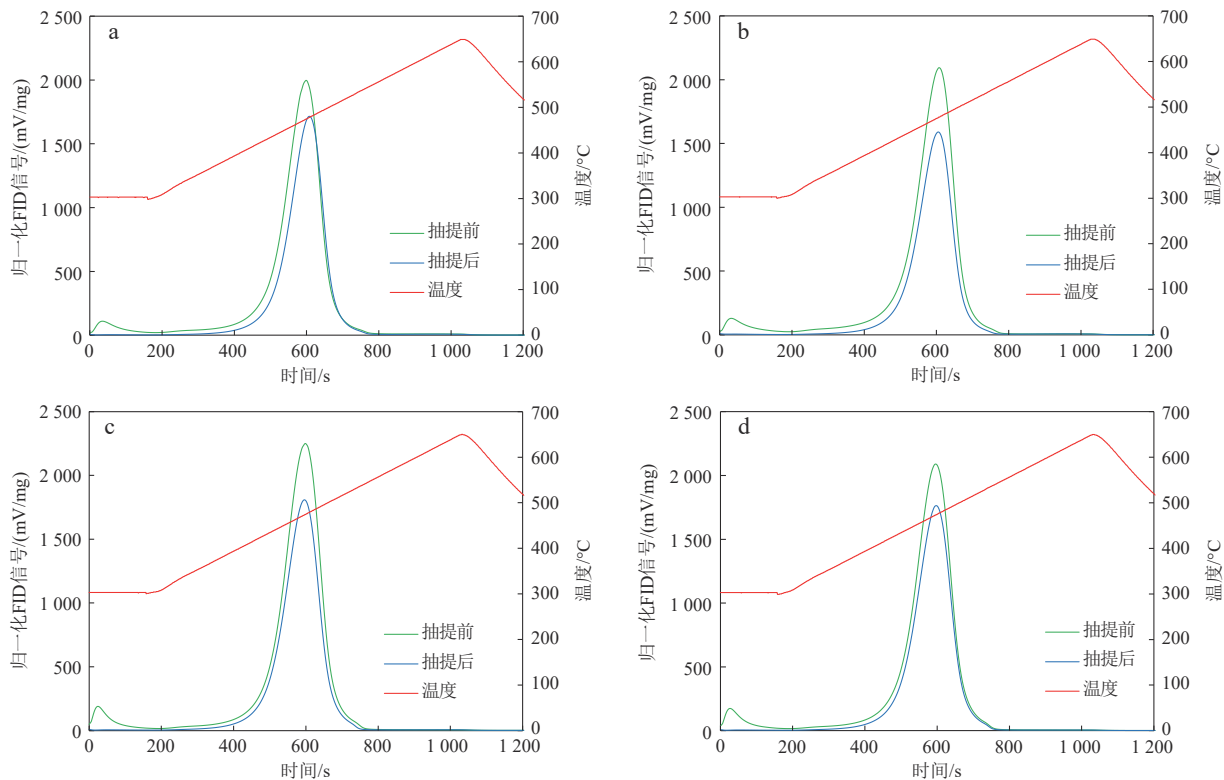


图5 波西多尼亚页岩有机溶剂抽提前、后FID信号归一化曲线

Fig. 5 Normalized FID signal curves prior to and post organic-solvent extraction for the Posidonia Shale

a. 样品D1, S_1 和 S_2 减小, $T_{\max}$ 增大; b—d. 分别为样品D2, D3和D4, S_1 和 S_2 减小, $T_{\max}$ 不变

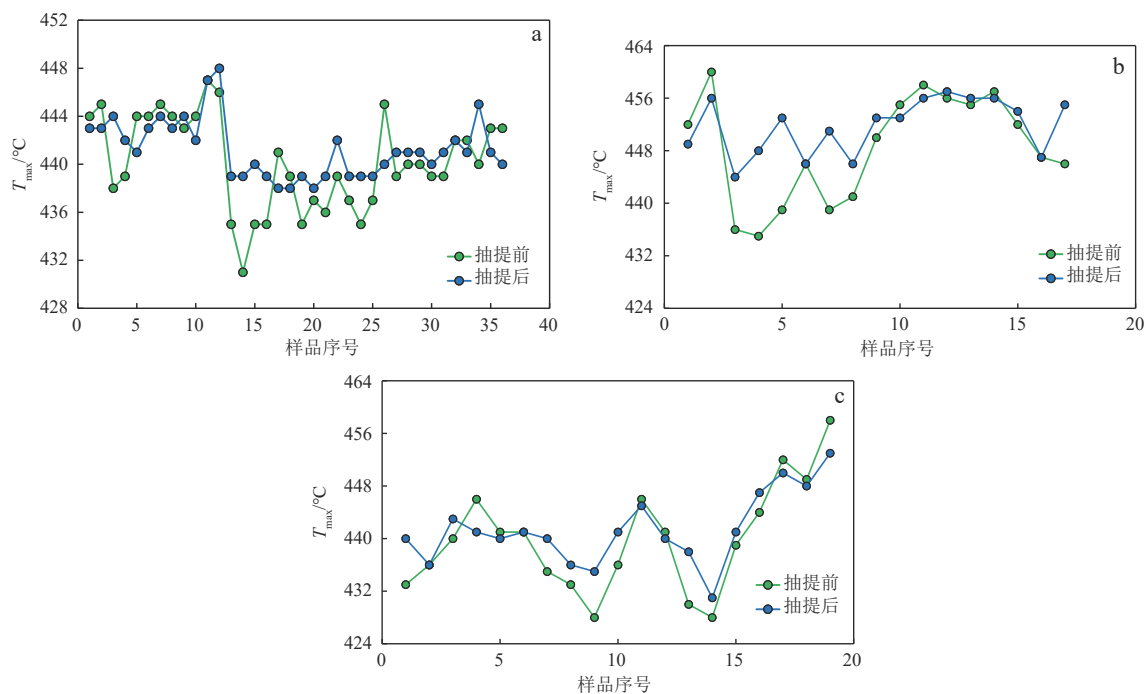


图6 有机溶剂抽提前、后 $T_{\max}$ 变化特征^[32, 35-36]

Fig. 6 Changes of $T_{\max}$ prior to and post organic-solvent extraction^[32, 35-36]

a. 二白斑页岩(Second White Specks); b. 巴奈特页岩; c. 芦草沟组页岩

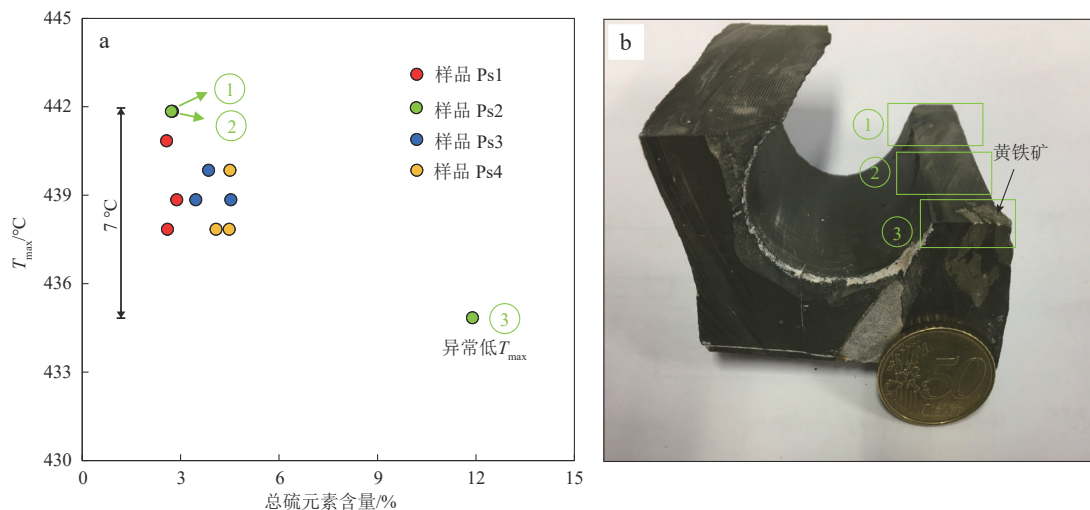


图7 波西多尼亚页岩总硫元素含量与岩石 T_{max} 相关关系及宏观岩心取样方法

Fig. 7 Correlation between total sulfur content and Rock-Eval T_{max} and the principle of sampling method for the Posidonia Shale

a. ①, ②和③为取自同一样品不同部位的亚样品, ③呈现出异常低 T_{max} ; b. 图a中3个亚样品的取样位置

众所周知, R_o 是表征烃源岩中有机质成熟度最重要的指标, 其可以用来标定从成岩作用早期至高变质作用阶段岩石中有机质的热演化程度, 因此, R_o 被广泛地用来与其他成熟度指标进行对比。3种类型有机质 R_o 与 T_{max} 之间存在明显不同的相关关系(图4), 由图4可知, II型和III型干酪根的 T_{max} 随着 R_o 的增大平缓地增加, 而I型干酪根的 T_{max} 在整个生油窗内变化范围极小, 因此 T_{max} 的微小变化可对I型干酪根 R_o 的准确性造成较大影响。3种不同类型有机质 R_o 与 T_{max} 之间的具体关系如下:

I型干酪根:

$$R_o = 0.0699 T_{max} - 30.0120 \quad (1)$$

II型干酪根:

$$R_o = 0.0181 T_{max} - 7.1888 \quad (2)$$

III型干酪根:

$$R_o = 0.0135 T_{max} - 5.0548 \quad (3)$$

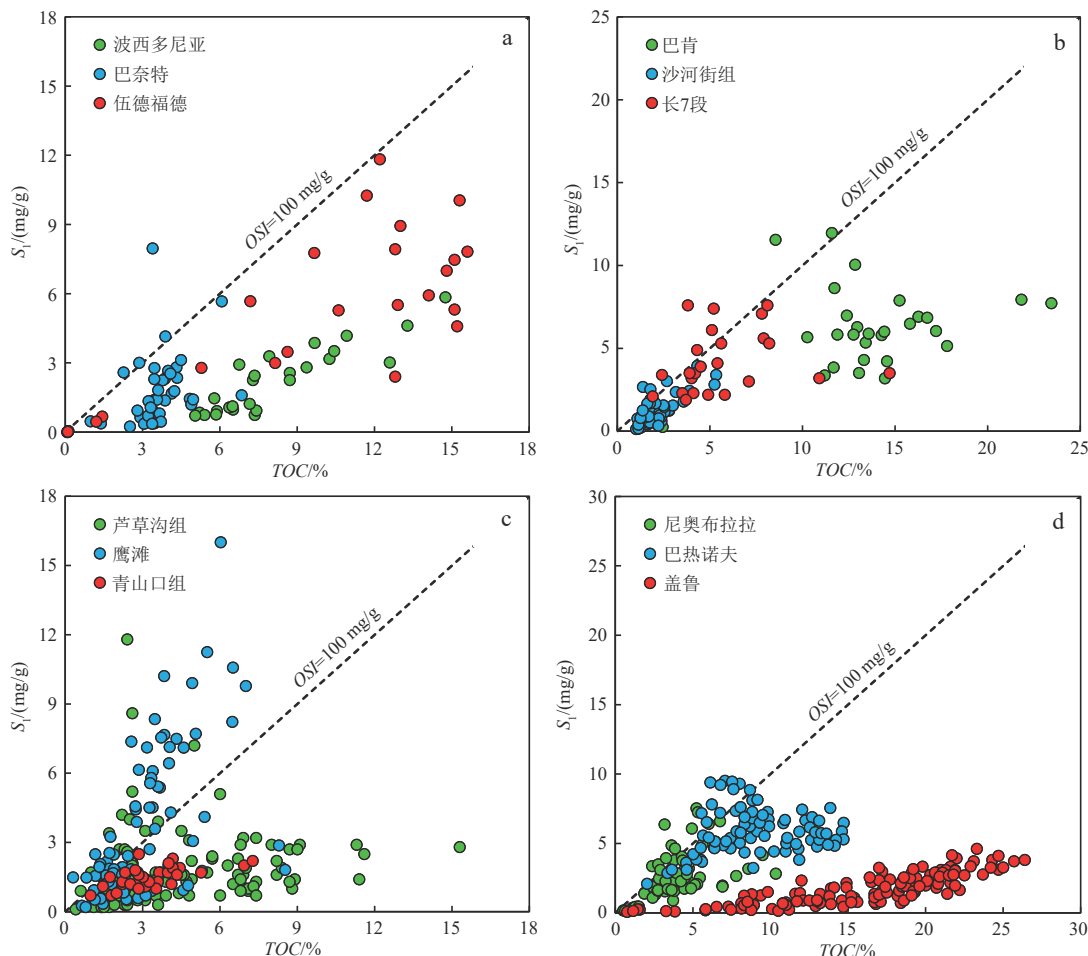
综上所述, II型和III型干酪根的 T_{max} 可以有效地计算整个生油窗以及部分生湿气阶段烃源岩有机质的等效 R_o , 而在使用I型干酪根的 T_{max} 计算对应的 R_o 时则需要慎重考虑测试误差带来的影响。

2.3 含油饱和度指数

本研究选取的12套页岩地层有中国的沙河街组、延长组7段、芦草沟组和青山口组, 美国的巴奈特(Barnett)、伍德福德(Woodford)、巴肯(Bakken)、鹰滩(Eagle Ford)和尼奥布拉拉(Niobrara), 德国的波西多尼亚(Posidonia), 俄罗斯的巴热诺夫(Bazhenov)以及伊朗的盖鲁(Garau)页岩^[16, 37-47]。图8为这12套经典

的富有机质泥页岩地层的TOC与 S_i 含量分布情况, 显示大部分地层的OSI均小于100 mg/g, 因此, 本研究认为Jarvie提出的含油饱和度指数OSI需要大于100 mg/g才具有页岩油勘探潜力这一说法与客观事实存在一定的差异。根据OSI的计算公式, 其值的大小取决于 S_i 和岩石TOC。通常来说, TOC不会因为样品存储和粉碎过程而受到影响, 而 S_i 则会在上述过程中有较大的变化。根据Xie等人的研究结果, 从岩心采集到库存一个月的时间, S_i 有将近50%的减小^[48], 说明构成 S_i 的轻烃在样品存储的过程中会有较多的散失, 也因此说明 S_i 并不能反映真实地层条件下孔隙中烃类的含量, 尤其是对于库存时间较长的样品。本研究建议对非新鲜岩样或者是库存时间较长的样品进行轻烃损失量的恢复。

图9为美国巴奈特和德国波西多尼亚页岩OSI与 R_o 的关系图, 由图可知, OSI随着成熟度 R_o 的增加呈现出先增大后减小的趋势, 并且在生油高峰 ($R_o \approx 0.9\%$) 处达到最大值。由此可知, 尽管OSI在很大程度上依赖于TOC, 但其主要受控于孔隙中残余烃的含量, 即岩石热解 S_i 的大小。而 S_i 的大小与成熟度之间也存在密切的联系, 因此, OSI在用于评价页岩油勘探潜力时应首先考虑成熟度这一关键参数。例如, 伊朗的盖鲁页岩(图8d)OSI整体较低, 远低于100 mg/g。究其原因, 是因为该页岩地层中有机质类型主要为II型, 热演化程度较低, T_{max} 总体分布在430 °C左右, 处于该热演化阶段的有机质还未产生大量的烃类。本研究涉及的12套页岩的具体信息可参见表1。此外, 值得注意的是, 该12套经典的富有机质泥页岩地层中只有少数样品的OSI高于100 mg/g, 而且OSI接近或者高于

图8 不同经典页岩地层 TOC 与岩石 S_1 相关关系^[16, 32-41]Fig. 8 Correlations between TOC and S_1 of different classic shale formations^[16, 32-41]

a. 波西多尼亚、巴奈特和伍德福德; b. 巴肯、沙河街组和延长组7段; c. 芦草沟组、鹰滩和青山口组; d. 尼奥布拉拉、巴热诺夫和盖鲁

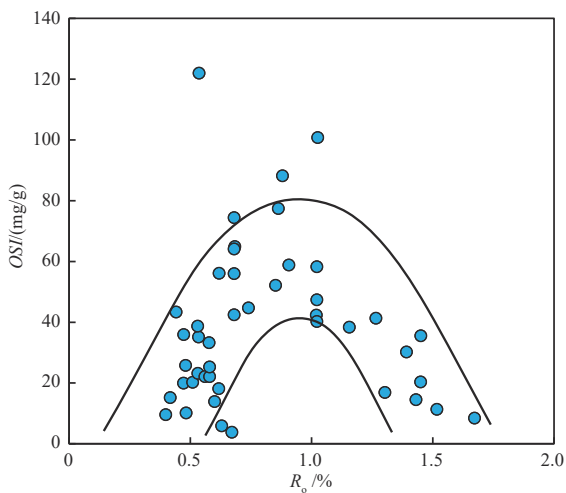
图9 波西多尼亚和巴奈特页岩 OSI 随 R_o 增加的演化趋势^[26, 63]

Fig. 9 OSI value as a function of R_o for the Posidonia and Barnett shales^[26, 63]

100 mg/g 的样品, 整体表现出 TOC 低于 10.0 % 的特点。综合上述讨论, 基于 OSI 参数评价页岩油勘探潜

力应重点关注 TOC 低于 10.0 % 且 R_o 接近 0.90 % 的页岩地层。勘探实践表明, 松辽盆地古龙页岩油储层青山口组 TOC 分布在 0.5 % ~ 10.0 %, R_o 的范围是 0.75 ~ 1.70 %^[49-52]; 孙龙德指出, 青山口组页岩以成熟-高成熟为主, 应重点关注 R_o 大于 1.00 % 和 S_1 大于 2 mg/g 的部分^[53]。北美威利斯顿盆地巴肯组上段和下段页岩 R_o 主要分布在 0.80 ~ 1.10 %, TOC 则主要分布在 10.0 % ~ 20.0 %, 而巴肯组主要产油层为中段碳酸盐岩和细粒碎屑岩^[54-57]。北美的鹰滩页岩 R_o 主要分布在 0.80 % ~ 1.50 %, TOC 主要分布在 2.0 % ~ 8.0 %^[58-59]。渤海湾盆地古近系沙河街组页岩 R_o 主要处于 0.50 % ~ 0.90 %, TOC 则主要分布在 2.0 % ~ 6.0 %^[60-62]。以上地层的有机质含量和成熟度均与本研究提出的 TOC 和 R_o 相吻合。由于Ⅲ型干酪根以生气为主, OSI 的应用主要针对Ⅰ型和Ⅱ型干酪根(表1)。

基于 OSI 评价页岩油甜点发现, 较低的 TOC 也能导致 OSI 大于 100 mg/g, 但低 TOC 页岩中页岩油的可

表1 本次研究的12套经典页岩地层有机质丰度、类型、成熟度和含油饱和度指数

Table 1 The organic matter abundance, type, thermal maturity and OSI for the 12 different classic shale formations in the study

盆地	地层	组/段	TOC/%	有机质类型	$T_{\max}/^{\circ}\text{C}$	OSI/(mg/g)	文献来源
下萨克森	侏罗系	波西多尼亚	5.04 ~ 14.75 (8.17)	II型	425 ~ 465 (445)	10 ~ 43 (26)	[37]
沃斯堡	石炭系	巴奈特	0.98 ~ 6.84 (3.67)	II型	340 ~ 504 (446)	10 ~ 727 (67)	[27,38]
阿德莫	泥盆系	伍德福德	0.07 ~ 15.6 (8.97)	I型, II型	413 ~ 429 (421)	11 ~ 97 (48)	[39]
威利斯顿	泥盆系-石炭系	巴肯	2.44 ~ 23.44 (13.77)	II型	416 ~ 465 (441)	11 ~ 135 (47)	[40]
渤海湾	古近系	沙河街组	1.01 ~ 5.33 (2.23)	I型, II型	438 ~ 458 (444)	13 ~ 193 (60)	[41]
鄂尔多斯	三叠系	长7段	1.90 ~ 14.70 (5.71)	I型, II型	428 ~ 459 (448)	24 ~ 200 (84)	[42]
松辽	白垩系	青山口组	0.98 ~ 7.27 (3.30)	I型	440 ~ 455 (448)	28 ~ 88 (50)	[43]
准噶尔	二叠系	芦草沟组	0.40 ~ 35.00 (4.84)	I型	425 ~ 455 (446)	6 ~ 492 (51)	[16]
麦肯齐	白垩系	鹰滩	0.30 ~ 8.53 (3.12)	II型	426 ~ 494 (454)	21 ~ 497 (124)	[44]
丹佛	白垩系	尼奥布拉拉	0.51 ~ 10.34 (3.89)	II型	435 ~ 467 (448)	17 ~ 201 (66)	[45]
西西伯利亚	白垩系	巴热诺夫	2.04 ~ 14.72 (9.18)	II型	425 ~ 464 (440)	32 ~ 154 (71)	[46]
扎格罗斯	白垩系	盖鲁	0.75 ~ 26.40 (16.03)	II-S型	423 ~ 438 (431)	2 ~ 20 (10)	[47]

注:圆括号内数值为平均值;II-S型是一类硫元素含量异常高的特殊类型干酪根。

动性大于高 TOC 页岩这一观点目前仍缺乏有力的证据。页岩油的可动性主要受控于两个方面:一是储层的性质,如渗透性,渗透性好的储层,其中的流体更容易流动;二是流体的属性,如流动性,黏度越低,页岩油越容易流动^[61];此外,较高的含气量也有利于增强页岩油的可动性,溶解于页岩油中的天然气不仅会降低原油的黏度,还能在储层压力降低时体积膨胀从而驱动原油在孔隙裂缝中流动。然而,OSI既不能反映储层的性质,也不包含与流体属性相关的信息。因此,OSI能否指示页岩油的可动性还需要考虑其他方面的因素。结合前文讨论的内容可知 OSI 在 R_o 约为 0.90 % 处达到最大(图9);当 R_o 小于 0.90 % 时,OSI 随着 R_o 增加而变大是因为该过程干酪根大量地向液态石油转化;当 R_o 大于 0.90 % 时,OSI 随着 R_o 增加而减小则是由于大分子量的液态石油逐渐向分子量更小的液态轻烃或气态烃类转化;值得注意的是,OSI 减小的过程仅仅反映了残余液态烃含量降低,对于封闭体系而言,系统内烃的总量并未减少,但油质更轻且黏度更低^[50]。此外,分子量较小的液态轻烃在岩样存储和制样的过程中更容易挥发,可导致测得的 S_i 与实际样品中残余烃的含量相差更大。因此,从成熟度的角度考虑, R_o 大于 0.90 % 更有利于页岩油勘探,但应该注意,对于 R_o 大于 0.9 % 的页岩油,烃类的保存条件更为苛刻,封闭性较好的围岩或较强的自封闭能力是该类页岩油成功勘探的必要条件。

中国页岩油主要分布在陆相沉积盆地,陆相页岩岩相多变、非均质性强,且富有机质页岩黏土含量较高^[64-70],制约着页岩油的勘探开发成效。甜点评价是

页岩油勘探的关键,也是多岩相共生储层精细表征的核心目标。对于高有机质和黏土矿物含量的成熟页岩,由于其极强的吸附能力和较低的渗透性,在样品的存储和制样过程中轻烃损失量较小;而对于粉砂质泥页岩或泥质细粉砂岩夹层,相对较低的吸附能力和较高的渗透性会导致轻烃的大量散失;对于某些特殊的岩相,例如江汉盆地新沟咀组盐间页岩油储层,部分层段 OSI 远大于 100 mg/g 且含油气显示广泛^[71-73],然而其中低 TOC 高 OSI 的储层并未获得工业油流。由此可见,高 OSI (>100 mg/g) 也不一定指示较大的页岩油勘探潜力。因此,岩石的矿物组合对残余烃含量和 OSI 大小有着较大的影响;此外,根据 Jarvie,原油的挥发性、岩心的存储方式、制样方式以及使用的分析测试设备均对孔隙中残余烃的含量测定有不同程度的影响^[74]。李志明等通过对鄂尔多斯盆地西南部延长组页岩统计研究发现,延长组 7 段纹层状页岩和层状泥岩、延长组 7 段凝灰岩和凝灰质粉砂岩夹层及延长组 8 段泥质粉砂岩和粉砂质泥岩的平均 OSI 分别为 45,200 和 11 mg/g^[75]。由此可见,OSI 大小在很大程度上依赖于岩石岩相特征。综上,利用 OSI 评价中国陆相页岩油可动性和甜点,应首先开展精细岩相刻画,对多岩相共生储层分岩相评价,不同岩相的成熟页岩可采用不同轻烃恢复系数进行残余烃含量校正。

3 结论及建议

1) 利用岩石热解参数判断有机质的类型应该注意其适用的成熟度范围,建议尽可能针对热演化进入

生湿气窗($R_o \approx 1.35\%$)之前的页岩使用该方法,并辅助其他方法判断有机质的类型。对于Ⅰ型干酪根,用 $T_{\max}$ 计算等效镜质体反射率容易造成较大误差。对于Ⅱ型和Ⅲ型干酪根,当其 $T_{\max}$ 分别低于490和500℃时,可以用其有效地表征该页岩中有机质的成熟度;当 $T_{\max}$ 高于500℃时,应尽量避免用其计算等效镜质体反射率。

2) 残余油不一定抑制 $T_{\max}$,也可能造成其偏大,可以肯定的是,残余油对 $T_{\max}$ 准确性有影响,因此,在条件允许的情况下,可以考虑对测试样品进行洗油处理。

3) Jarvie提出的含油饱和指数 OSI 需要大于100 mg/g时页岩才具有页岩油勘探潜力这一说法与客观事实存在一定的差异,针对不同盆地的不同页岩地层,其阈值应做适当的调整;基于 OSI 参数评价页岩油勘探潜力应重点关注 TOC 低于10%且 R_o 在0.9%左右的页岩地层。从成熟度的角度考虑, R_o 高于0.9%更有利于页岩油勘探,但烃类的保存条件更为苛刻,具有封闭性较好的围岩或较强的自封闭能力是该类页岩油成功勘探的必要条件。针对中国多岩相共生页岩油储层,建议分岩相评价,并对不同岩相的成熟页岩采用不同轻烃恢复系数进行残余烃含量校正。

参 考 文 献

- [1] 卢双舫, 冯亚丽, 刘晓艳, 等. 与未熟-低熟油产出相关的有机质样品的宏观热解特征及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(1): 16-18.
LU Shuangfang, FENG Yali, LIU Xiaoyan, et al. Megascopic pyrolysis characteristics of organic matter samples related to the occurrence of immature and low mature oils[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(1): 16-18.
- [2] 孙丽娜, 张中宁, 吴远东, 等. 半开放体系下温压对烃源岩HTHP模拟产物产率的影响[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(1): 118-127.
SUN Lina, ZHANG Zhongning, WU Yuandong, et al. Effect of temperature and pressure on hydrocarbon yield of source rock HTHP simulation experiment in semi-open system[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(1): 118-127.
- [3] ESPITALIÉ J, LAPORTE J L, MADEC M, et al. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution[J]. Oil & Gas Science and Technology-Revue d'IFP Energies Nouvelles, 1977, 32(1): 23-42.
- [4] PETERS K E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. AAPG Bulletin, 1986, 70(3): 318-329.
- [5] VAN KREVELEN D W. Coal-typology, chemistry, physics, constitution[M]. Amsterdam: Elsevier, 1961.
- [6] TISSOT B, DURAND B, ESPITALIÉ J, et al. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum[J]. AAPG Bulletin, 1974, 58(3): 499-506.
- [7] BANERJEE A, SINHA A K, JAIN A K, et al. A mathematical representation of Rock-Eval hydrogen index vs $T_{\max}$ profiles[J]. Organic Geochemistry, 1998, 28(1/2): 43-55.
- [8] ZHANG Qian, GROHMANN S, XU Xiaochen, et al. Depositional environment and thermal maturity of the coal-bearing Longtan Shale in southwest Guizhou, China: Implications for shale gas resource potential[J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 231: 103607.
- [9] LUO Wen, HOU Mingcai, LIU Xinchun, et al. Geological and geochemical characteristics of marine-continental transitional shale from the Upper Permian Longtan formation, Northwestern Guizhou, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 89 (Part 1): 58-67.
- [10] ZHANG Jizhen, LI Xianqing, ZHANG Xueqing, et al. Geochemical and geological characterization of marine-continental transitional shales from Longtan Formation in Yangtze area, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 96: 1-15.
- [11] TAN Jingqiang, HORSFIELD B, MAHLSTEDT N, et al. Natural gas potential of Neoproterozoic and Lower Palaeozoic marine shales in the Upper Yangtze Platform, South China: Geological and organic geochemical characterization[J]. International Geology Review, 2015, 57(3): 305-326.
- [12] YANG Shengyu, HORSFIELD B. Critical review of the uncertainty of $T_{\max}$ in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks[J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 225: 103500.
- [13] KILLOPS S D, FUNNELL R H, SUGGATE R P, et al. Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals[J]. Organic Geochemistry, 1998, 29(1/3): 1-21.
- [14] 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.
- [15] ZHANG Shaohua, LIU Chiyang, LIANG Hao, et al. Paleoenvironmental conditions, organic matter accumulation, and unconventional hydrocarbon potential for the Permian Lucaogou Formation organic-rich rocks in Santanghu Basin, NW China[J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 185: 44-60.
- [16] LIU Bo, BECHTEL A, GROSS D, et al. Middle Permian environmental changes and shale oil potential evidenced by high-resolution organic petrology, geochemistry and mineral composition of the sediments in the Santanghu Basin, Northwest China[J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 185: 119-137.
- [17] SONG Jinli, LITTKE R, WENIGER P, et al. Shale oil potential and thermal maturity of the Lower Toarcian Posidonia Shale in NW Europe[J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 150/151: 127-153.

- [18] FANG Ronghui, LITTKE R, ZIEGER L, et al. Changes of composition and content of tricyclic terpane, hopane, sterane, and aromatic biomarkers throughout the oil window: A detailed study on maturity parameters of Lower Toarcian Posidonia Shale of the Hils Syncline, NW Germany [J]. *Organic Geochemistry*, 2019, 138: 103928.
- [19] ABARGHANI A, OSTADHASSAN M, GENTZIS T, et al. Correlating Rock-EvalTM T_{max} with bitumen reflectance from organic petrology in the Bakken Formation [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 205: 87–104.
- [20] FROIDL F, ZIEGER L, MAHLSTEDT N, et al. Comparison of single- and multi-ramp bulk kinetics for a natural maturity series of Westphalian coals: Implications for modelling petroleum generation [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2020, 219: 103378.
- [21] JASPER K, KROOSS B M, FLAJS G, et al. Characteristics of type III kerogen in coal-bearing strata from the Pennsylvanian (Upper Carboniferous) in the Ruhr Basin, Western Germany: Comparison of coals, dispersed organic matter, kerogen concentrates and coal-mineral mixtures [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2009, 80(1): 1–19.
- [22] DENG Ende, ZHANG Qian, JIN Zhijun, et al. Non-overmature equivalents confirmed a high initial hydrocarbon generation potential of the Permian Longtan Shale in southern China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 259: 104043.
- [23] TISSOT B P, PELET R, UNGERER P H. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation [J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(12): 1445–1466.
- [24] STOCK A T, LITTKE R, SCHWARZBAUER J, et al. Organic geochemistry and petrology of Posidonia Shale (Lower Toarcian, Western Europe)-The evolution from immature oil-prone to overmature dry gas-producing kerogen [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 176/177: 36–48.
- [25] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 475–499.
- [26] ZHANG Qian, FINK R, KROOSS B, et al. Reduction of shale permeability by temperature-induced creep [J]. *SPE Journal*, 2021, 26(2): 750–764.
- [27] LEWAN M D, PAWLEWICZ M J. Reevaluation of thermal maturity and stages of petroleum formation of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 2017, 101(12): 1945–1970.
- [28] 张振苓, 邬立言, 舒念祖. 烃源岩热解分析参数 T_{max} 异常的原因 [J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(1): 72–75.
- ZHANG Zhenling, WU Liyan, SHU Nianzu. Cause analysis of abnormal T_{max} values on Rock-Eval pyrolysis [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(1): 72–75.
- [29] 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.
- [30] SASSEN R, CHINN E W. Effects of elemental sulfur during programmed pyrolysis of kerogen [J]. *Organic Geochemistry*, 1989, 14(4): 475–477.
- [31] HUNT J M, LEWAN M D, HENNET R J C. Modeling oil generation with time-temperature index graphs based on the Arrhenius equation [J]. *AAPG Bulletin*, 1991, 75(4): 795–807.
- [32] SNOWDON L R. Rock-Eval T_{max} suppression: Documentation and amelioration [J]. *AAPG Bulletin*, 1995, 79(9): 1337–1348.
- [33] SRINIVASAN P, JACOBI D, ATWAH I, et al. Integration of methyl dibenzothiophene and pyrolysis techniques to determine thermal maturity in sulfur-rich Type II-S source rocks and oils [J]. *Organic Geochemistry*, 2022, 163: 104333.
- [34] 祖小京, 妥进才, 张明峰, 等. 矿物在油气形成过程中的作用 [J]. *沉积学报*, 2007, 25(2): 298–306.
- ZU Xiaojing, TUO Jincai, ZHANG Mingfeng, et al. The roles of inorganic minerals on the oil and gas generating processes [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(2): 298–306.
- [35] HAN Yuanjia, MAHLSTEDT N, HORSFIELD B. The Barnett Shale: Compositional fractionation associated with intraformational petroleum migration, retention, and expulsion [J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 99(12): 2173–2202.
- [36] WANG Boyang, LIU Bo, SUN Guoxiang, et al. Evaluation of the shale oil reservoir and the oil enrichment model for the first member of the Lucaogou Formation, western Jimusar Depression, Junggar Basin, NW China [J]. *ACS Omega*, 2021, 6(18): 12081–12098.
- [37] MATHIA E J, BOWEN L, THOMAS K M, et al. Evolution of porosity and pore types in organic-rich, calcareous, Lower Toarcian Posidonia Shale [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 75: 117–139.
- [38] Romero-Sarmiento M F, Rouzaud J N, Bernard S, et al. Evolution of Barnett Shale organic carbon structure and nanostructure with increasing maturation [J]. *Organic Geochemistry*, 2014, 71: 7–16.
- [39] PHILP R P, DEGARMO C D. Geochemical characterization of the Devonian-Mississippian Woodford Shale from the McAlister Cemetery Quarry, Criner Hills Uplift, Ardmore Basin, Oklahoma [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 112: 104078.
- [40] CARVAJAL-ORTIZ H, GENTZIS T, OSTADHASSAN M. Sulfur differentiation in organic-rich shales and carbonates via open-system programmed pyrolysis and oxidation: Insights into fluid souring and H_2S production in the Bakken Shale, United States [J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(15): 12030–12044.
- [41] ZHENG Tianyu, ZIEGER L, BANIASAD A, et al. The Shahejie Formation in the Dongpu Depression, Bohai Bay Basin, China: Geochemical investigation of the origin, deposition and preservation of organic matter in a saline lacustrine environment during the

- Middle Eocene[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 253: 103967.
- [42] SUN Xun, LIANG Quansheng, JIANG Chengfu, et al. Liquid hydrocarbon characterization of the lacustrine Yanchang Formation, Ordos Basin, China: Organic-matter source variation and thermal maturity[J]. *Interpretation*, 2017, 5(2): SF225-SF242.
- [43] LIU Bo, BAI Longhui, CHI Yaa, et al. Geochemical characterization and quantitative evaluation of shale oil reservoir by two-dimensional nuclear magnetic resonance and quantitative grain fluorescence on extract: A case study from the Qingshankou Formation in Southern Songliao Basin, northeast China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 109: 561-573.
- [44] ZHANG Tongwei, SUN Xun, MILLIKEN K L, et al. Empirical relationship between gas composition and thermal maturity in Eagle Ford Shale, south Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 2017, 101(8): 1277-1307.
- [45] HAN Yuanjia, HORSFIELD B, MAHLSTEDT N, et al. Factors controlling source and reservoir characteristics in the Niobrara shale oil system, Denver Basin [J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(9): 2045-2072.
- [46] KOZLOVA E V, FADEEVA N P, KALMYKOV G A, et al. Geochemical technique of organic matter research in deposits enrich in kerogene (the Bazhenov Formation, West Siberia) [J]. *Moscow University Geology Bulletin*, 2015, 70(6): 409-418.
- [47] SHEKARIFARD A, DARYABANDEH M, RASHIDI M, et al. Petroleum geochemical properties of the oil shales from the Early Cretaceous Garau Formation, Qalikh locality, Zagros Mountains, Iran [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 206: 1-18.
- [48] XIE Xiaomin, AMANN-HILDENBRAND A, LITTKE R, et al. The influence of partial hydrocarbon saturation on porosity and permeability in a Palaeogene lacustrine shale-hosted oil system of the Bohai Bay Basin, Eastern China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 207: 26-38.
- [49] 王广昀, 王凤兰, 蒙启安, 等. 古龙页岩油战略意义及攻关方向[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(3): 8-19.
- WANG Guangyun, WANG Fenglan, MENG Qi'an, et al. Strategic significance and research direction for Gulong shale oil [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 8-19.
- [50] 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.
- [51] 何文渊, 蒙启安, 张金友. 松辽盆地古龙页岩油富集主控因素及分类评价[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(5): 1-12.
- HE Wenyuan, MENG Qi'an, ZHANG Jinyou. Controlling factors and their classification-evaluation of Gulong shale oil enrichment in Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(5): 1-12.
- [52] 王凤兰, 付志国, 王建凯, 等. 松辽盆地古龙页岩油储层特征及分类评价[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(5): 144-156.
- WANG Fenglan, FU Zhiguo, WANG Jiankai, et al. Characteristics and classification evaluation of Gulong shale oil reservoir in Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(5): 144-156.
- [53] 孙龙德. 古龙页岩油(代序) [J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(3): 1-7.
- SUN Longde. Gulong shale oil (preface) [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 1-7.
- [54] ABARGHANI A, OSTADHASSAN M, GENTZIS T, et al. Organofacies study of the Bakken source rock in North Dakota, USA, based on organic petrology and geochemistry [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 188: 79-93.
- [55] LIU Kouqi, OSTADHASSAN M, ZHOU Jie, et al. Nanoscale pore structure characterization of the Bakken Shale in the USA [J]. *Fuel*, 2017, 209: 567-578.
- [56] LIU Kouqi, OSTADHASSAN M, SUN Liangwei, et al. A comprehensive pore structure study of the Bakken Shale with SANS, N_2 adsorption and mercury intrusion [J]. *Fuel*, 2019, 245: 274-285.
- [57] LIU Kouqi, OSTADHASSAN M, ZOU Jie, et al. Multifractal analysis of gas adsorption isotherms for pore structure characterization of the Bakken Shale [J]. *Fuel*, 2018, 219: 296-311.
- [58] AMIN S, WEHNER M, HEIDARI Z, et al. Rock classification in the Eagle Ford Formation through integration of petrophysical, geological, geochemical, and geomechanical characterization [J]. *AAPG Bulletin*, 2021, 105(7): 1357-1381.
- [59] JIANG Shuxian, MOKHTARI M. Characterization of marl and interbedded limestone layers in the Eagle Ford Formation, DeWitt county, Texas [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 172: 502-510.
- [60] LIANG Chao, CAO Yingchang, JIANG Zaixing, et al. Shale oil potential of lacustrine black shale in the Eocene Dongying Depression: Implications for geochemistry and reservoir characteristics [J]. *AAPG Bulletin*, 2017, 101(11): 1835-1858.
- [61] 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.
- [62] ZHANG Hong, HUANG Haiping, LI Zheng, et al. Oil physical status in lacustrine shale reservoirs-A case study on Eocene Shahejie Formation shales, Dongying Depression, East China [J]. *Fuel*, 2019, 257: 116027.
- [63] HAN Yuanjia, HORSFIELD B, WIRTH R, et al. Oil retention and porosity evolution in organic-rich shales [J]. *AAPG Bulletin*, 2017, 101(6): 807-827.

- [64] 朱如凯, 邹才能, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1168–1184.
ZHU Rukai, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168–1184.
- [65] 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.
- [66] 朱如凯, 李梦莹, 杨静儒, 等. 细粒沉积学研究进展与发展方向[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 251–264.
ZHU Rukai, LI Mengying, YANG Jingru, et al. Advances and trends of fine-grained sedimentology [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 251–264.
- [67] 朱毅秀, 吕品, 金科, 等. 四川元坝地区大安寨段陆相细粒沉积岩储层物性特征及有利储集层研究[J]. 特种油气藏, 2021, 28(4): 39–47.
ZHU Yixiu, LYU Pin, JIN Ke, et al. Study on physical properties and favorable reservoirs of terrestrial pulveryte reservoirs in Da'anzhai member, Yuanba area, Sichuan [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(4): 39–47.
- [68] 聂银兰, 谢庆宾, 朱筱敏, 等. 基于岩相表征的细粒沉积物沉积机制和研究展望[J]. 断块油气田, 2021, 28(3): 305–310.
NIE Yinlan, XIE Qingbin, ZHU Xiaomin, et al. The sedimentary mechanism and research prospect of fine grain sediments based on lithofacies characterization [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(3): 305–310.
- [69] 张亚雄. 鄂尔多斯盆地中部地区三叠系延长组7段暗色泥岩烃源岩特征[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1089–1097.
ZHANG Yaxiong. Source rock characterization: The dark mudstone in Chang 7 Member of Triassic, central Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1089–1097.
- [70] 范柏江, 师良, 杨杰, 等. 鄂尔多斯盆地中部湖相有机质沉积环境特征[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 648–657.
FAN Bojiang, SHI Liang, YANG Jie, et al. Sedimentary environment of lacustrine organic matter in the central Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 648–657.
- [71] LI Wenhao, LU Shuangfang, XUE Haitao, et al. Oil content in argillaceous dolomite from the Jiangnan Basin, China: Application of new grading evaluation criteria to study shale oil potential [J]. Fuel, 2015, 143: 424–429.
- [72] 胡莹, 卢双舫, 李文浩, 等. 江汉盆地新沟嘴组泥质白云岩含油性分析[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(3): 76–82, 5–6.
HU Ying, LU Shuangfang, LI Wenhao, et al. Oil-bearing property analysis of argillaceous dolomite in Xingouzui Formation in the Jiangnan Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(3): 76–82, 5–6.
- [73] 张鹏飞, 卢双舫, 李文浩, 等. 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层物性下限[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 93–100.
ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, LI Wenhao, et al. Lower limits of porosity and permeability of shale oil reservoirs in the Xingouzui Formation, Jiangnan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 93–100.
- [74] JARVIE D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. Geologica Acta, 2014, 12(4): 307–325.
- [75] 李志明, 陶国亮, 黎茂稳, 等. 鄂尔多斯盆地西南部彬长区块三叠系延长组7段3亚段页岩油勘探前景探讨[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 558–570.
LI Zhiming, TAO Guoliang, LI Maowen, et al. Discussion on prospecting potential of shale oil in the 3rd sub-member of the Triassic Chang 7 member in Binchang Block, southwestern Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 558–570.

(编辑 梁 慧)