

陆相页岩油“甜点”段评价关键参数界限探讨

李志明^{1,2,3}, 刘雅慧^{1,2,3}, 何晋译^{1,2,3}, 孙中良^{1,2,3}, 冷筠滢^{1,2,3}, 李楚雄^{1,2,3}, 贾梦瑶^{1,2,3}, 徐二社^{1,2,3},
刘鹏^{1,2,3}, 黎茂稳^{1,2,3}, 曹婷婷^{1,2,3}, 钱门辉^{1,2,3}, 朱峰^{1,2,3}

(1. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏无锡 214126; 2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 江苏无锡 214126; 3. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏无锡 214126)

摘要:合理确定陆相页岩油“甜点”段评价关键参数的界限,是实现经济效益开发的关键。根据陆相页岩油探井现场观测与室内分析、综合前人研究成果与勘探开发实践成效,系统研究了不同类型页岩油“甜点”段 TOC (总有机碳含量)、 R_o (镜质体反射率)、 S_1 (游离烃含量)、孔隙度、渗透率、 OSI (含油饱和度指数)以及脆性矿物含量等关键参数的界限。研究表明:①源-储一体的混积型和页岩型页岩油“甜点”段 TOC 最低门限应大于1.0%或2.0%,最高门限值不宜超过6.0%。②盐水-咸水、咸化-半咸水和微咸水-淡水湖盆地烃源层系页岩油“甜点”段 R_o 最低门限分别为0.50%、0.60%和0.80%。③ S_1 受分析样品处置方式等因素影响,建议“甜点”层段 TOC 下限取1.0%时,“甜点”段常规热解 S_1 和密闭冷冻碎样热解 S_1 下限分别取1.0 mg/g和2.0 mg/g。当“甜点”层段 TOC 下限取2.0%时,“甜点”段常规热解 S_1 和密闭冷冻碎样热解 S_1 下限分别取2.0 mg/g和4.0 mg/g。④夹层型页岩油“甜点”段的孔隙度和渗透率最低门限分别为5.0%和 $0.01 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。纹层状、层状构造及裂缝发育的页岩型和混积型页岩油“甜点”段孔隙度和水平渗透率最低门限分别为4.0%和 $0.01 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。⑤页岩型和混积型页岩油“甜点”段, OSI 取值下限为100 mg/g或200 mg/g。夹层型页岩油“甜点”段, OSI 取值下限为300 mg/g或400 mg/g。⑥页岩油“甜点”段脆性矿物含量下限为65.0%。研究结果可为低油价时期页岩油勘探开发聚焦到真正的页岩油“甜点”段并实现规模效益开发奠定基础。

关键词:界限值;关键参数;“甜点”段;烃源层系;页岩油;陆相

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Limits of critical parameters for sweet-spot interval evaluation of lacustrine shale oil

LI Zhiming^{1,2,3}, LIU Yahui^{1,2,3}, HE Jinyi^{1,2,3}, SUN Zhongliang^{1,2,3}, LENG Junying^{1,2,3}, LI Chuxiong^{1,2,3}, JIA Mengyao^{1,2,3},
XU Ershe^{1,2,3}, LIU Peng^{1,2,3}, LI Maowen^{1,2,3}, CAO Tingting^{1,2,3}, QIAN Menhui^{1,2,3}, ZHU Feng^{1,2,3}

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China, 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation Mechanisms, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: Determining the limits of critical parameters for sweet-spot interval evaluation of lacustrine shale oil is the key to commercial shale oil exploitation. Based on the on-site observations and lab analysis of lacustrine shale oil exploratory wells, supplemented by previous research results and achievements in exploration and development practices, we try to determine the limits of critical parameters for sweet-spot intervals of diverse shale oil types, including the total organic carbon (TOC) content, vitrinite reflectance (R_o), pyrolytic hydrocarbon content (S_1), porosity and permeability, oil saturation index (OSI), and brittle mineral content. Findings suggest that for the shale oil sweet-spot intervals of the mixed type with source rock-reservoir integrated and the pure shale type, the lower limit of TOC content is greater than 1.0% or 2.0%, and the upper limit should not exceed 6.0%. For sweet-spot intervals in the source rock measures of brine-saline, saline-brackish, and brackish-fresh lacustrine basins, the lower limits of R_o are 0.50%, 0.60%, and 0.80%, respectively. Regarding S_1 , two scenarios are recommended considering factors such as sample preparation:

收稿日期:2023-05-29;修回日期:2023-08-24。

第一作者简介:李志明(1968—),男,研究员,油气地球化学、页岩油气地质。E-mail: lizm.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化“十四五”资源评价方法与数据库建设项目(P23229);国家自然科学基金项目(42090022)。

for low limit of *TOC* content at 1.0 %, the lower limit of S_1 is 1.0 mg/g (conventional pyrolysis) or 2.0 mg/g (pyrolysis of sealed and frozen crushed samples); for low limit of *TOC* content at 2.0 %, the lower limit of S_1 is 2.0 mg/g (conventional pyrolysis) or 4.0 mg/g (pyrolysis of sealed and frozen crushed samples). The lower limits of porosity and permeability are 5.0 % and $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, respectively for the intercalated-type sweet-spot intervals of shale oil, and are 4.0 % and $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, respectively for the pure shale-type and mixed-type sweet-spot intervals with laminated and layered textures and well-developed fractures. The lower limit of *OSI* is 100 mg/g or 200 mg/g for the pure shale-type and mixed-type and is 300 mg/g or 400 mg/g for intercalated-type. The lower limit of the brittle mineral content is 65.0 %. These findings can lay the foundation for genuine shale oil sweet-spot interval development to achieve commercial shale oil exploration and exploitation in low-oil-price environment.

Key words: threshold, critical parameter, sweet-spot interval, source rock, shale oil, lacustrine

引用格式: 李志明, 刘雅慧, 何晋译, 等. 陆相页岩油“甜点”段评价关键参数界限探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1453–1467. DOI: 10.11743/ogg20230610.

LI Zhiming, LIU Yahui, HE Jinyi, et al. Limits of critical parameters for sweet-spot interval evaluation of lacustrine shale oil [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1453–1467. DOI: 10.11743/ogg20230610.

中国陆相烃源层系形成于二叠纪、三叠纪、侏罗纪、白垩纪、古近纪和新近纪的裂陷和坳陷盆地^[1], 但湖泊水体环境复杂多样, 包括淡水-微咸水、咸水-半咸水、咸水-碱水以及咸水-盐湖环境^[2]。勘探实践与研究表明, 裂陷和坳陷构造背景下不同水体环境沉积的烃源层系不仅为常规油藏提供了充足油源, 而且还蕴藏着丰富的页岩油资源, 是页岩油勘探开发的有利层系^[1-5]。近年尤其是2019年以来, 中国陆相页岩油勘探开发取得了革命性突破^[6-15], 并建成了新疆吉木萨尔、大庆古龙和胜利济阳3个页岩油国家级示范区^[16], 陆相页岩油将是中国石油资源增储上产接替与能源安全保障的重要现实领域。陆相页岩油“甜点”段评价是页岩油勘探开发评价中的一个重要环节, 合理确定陆相页岩油“甜点”段评价关键参数的界限, 是实现陆相页岩油经济效益开发的关键。陆相页岩油“甜点”是指整体含油的陆相烃源层系内, 相对更富含油、物性更好、更易改造, 在现有经济技术条件下具商业开发价值的有利储集层^[15]; 《页岩油地质评价方法》(GB/T 38718—2020)将页岩油“甜点段”定义为含油性好、储集条件优越、可改造性强, 在现有经济技术条件下具有商业开发价值的页岩油层段^[17]。与海相烃源层系相比, 中国陆相烃源层系非均质性强, 岩相类型复杂和热演化程度变化大, 含油性、储集性、可压性与页岩油可动性纵、横向差异显著, 导致页岩油“甜点”段优选困难, 效益开发面临诸多挑战^[2, 18]。为提升中国陆相页岩油勘探开发成效, 众多学者围绕陆相页岩油“甜点”段评价, 已开展了积极探索, 提出了“甜点”段评价的方法与关键参数^[16-23], 为当前页岩油勘探开发决策部署发挥了积极作用。然而, 与常规油气藏已形成较

为完备的研究评价体系不同, 中国陆相页岩油勘探开发研究总体尚处于探索阶段^[24-25], 故不同学者获取关键参数的方法也不尽相同, 加上不同探区压裂改造施工工艺的差异性^[26], 进一步使陆相页岩油“甜点”段评价关键参数界限的厘定复杂化, 造成诸多学者的研究结果与认识不统一。为此, 本文结合陆相页岩油探井现场与室内分析结果、综合前人研究成果与勘探开发实践成效, 围绕含油性、储集性、可动性与可压性评价, 探讨厘定不同类型页岩油“甜点”段评价的关键参数界限, 为低油价时期直接聚焦页岩油“甜点”段开展勘探开发工作提供科学依据, 保障中国陆相页岩油实现效益开发。

1 “甜点”段 *TOC* 界限

陆相页岩油属源内聚集的石油资源^[15], 发育富 *TOC* (总有机碳含量) 的页岩/泥岩是形成页岩油的物质基础^[27]。根据地质条件与沉积特征可将页岩油“甜点”储集层划分为夹层型、混积型和页岩型3类, 其中, 夹层型储集层源-储共存 (富 *TOC* 的页岩/泥岩与贫 *TOC* 的砂岩等夹层相邻共生, 砂岩等作为有利储集层近源捕获石油形成“甜点”), 混积型储集层源-储共存 (富 *TOC* 的页岩/泥岩与相对贫 *TOC* 的混积岩相邻共生, 混积岩作为有利储集层近源捕获石油形成“甜点”) 或源-储一体 (富 *TOC* 的混积岩既是生烃层, 又是有利储集层, 原地滞留石油形成“甜点”), 页岩型储集层则源-储一体 (富 *TOC* 的页岩/泥岩既是生烃层, 又是有利储集层, 原地滞留石油形成“甜点”)^[2, 15]。尽管烃源层系内页岩/泥岩的 *TOC* 越高, 越有利于夹层型和源-储

共存的混积型储集层赋存富集页岩油,但就夹层型和源-储共存的混积型储集层本身而言,其是低含甚至不含 TOC 的细砂岩/粉砂岩、碳酸盐岩、混积岩甚至凝灰岩等火山岩,其中赋存富集的页岩油主要源自邻层富 TOC 的页岩/泥岩。故评价这类页岩油“甜点”段时, TOC 可不作为评价的关键参数。对于源-储一体的混积型和页岩型储集层,如果构造为纹层状、层状,则源-储一体主要是从宏观角度而言的,但从微观角度分析,则依然可以视为源-储共存。这是因为富 TOC 纹层形成的石油可通过微运移方式在相对贫 TOC 的长英质/云质或灰质纹层中赋存富集^[3]。如果储集层构造以块状为特征,则无论从宏观还是微观角度分析,页岩油均以原位滞留富集为特征,其本身的 TOC 对含油性具有显著制约作用。因此,源-储一体的混积型和页岩型页岩油“甜点”段评价中需要关注 TOC 问题,但应结合含油性等其他因素一起考虑。

目前对于这类“甜点”段 TOC 界限范围分歧较大。一种研究结果认为“甜点”段 TOC 下限取 2.0% 。譬如赵文智等(2023)认为陆相中-高成熟度页岩油富集“甜点”段 TOC 最低值建议取大于 2.0% ,最佳区间选 $3.0\% \sim 4.0\%$,这是确保页岩内部拥有足够多滞留烃、以支撑形成产量的基础^[28];济阳坳陷沙三下亚段(沙河街组三段下亚段)-沙四上亚段混积型、页岩型页岩油“甜点”段 TOC 下限为 2.0% ^[29];沧东凹陷孔店组二段页岩型页岩油I类“甜点”段的 TOC 为 $2.0\% \sim 6.0\%$ 。由于有机质与黏土矿物含量一般呈现正相关,高 TOC 往往造成页岩脆性及可压裂性降低,因此 TOC 并非越高越好,I类“甜点”段的 TOC 上限确定为 6.0% ^[21]。这也得到了鄂尔多斯盆地延长组7段页岩

油试油产量与 TOC 平均值关系结果的支持。结果表明当 TOC 大于 6.0% 时,试油产量反而降低达到最低^[19]。另一种观点认为“甜点”段 TOC 下限取值 $1.0\% \pm$ 。譬如潜江凹陷潜江组三段4油组10韵律层(潜3⁴-10韵律层)盐间页岩油“甜点”段 TOC 下限为 1.0% ^[30];柴达木盆地英雄岭地区古近系下干柴沟组上段混积型、页岩型页岩油“甜点”段 TOC 下限为 0.8% ^[31];四川盆地侏罗统自流井组大安寨段二亚段页岩油“甜点”段 TOC 下限大于 1.0% ^[1];同样苏北盆地溱潼凹陷古近系阜(阜宁组)二段混积型页岩油I类“甜点”段 TOC 下限大于 1.0% ^[32]。很显然,不同盆地/凹陷页岩型和混积型源-储一体储集层页岩油“甜点”段 TOC 界限值不尽相同,不能机械套用或借鉴某个盆地/凹陷的结果,来确定另一个盆地/凹陷页岩型和混积型源-储一体储集层页岩油“甜点”段 TOC 界限值。这是因为每个盆地烃源层系 TOC 、成烃生物组合类型、岩相类型与组合以及生排滞油能力并不一致,即使同一盆地/凹陷的烃源层系,也会由于 TOC 、成烃生物组合类型、岩相类型与组合以及生排滞油能力等的不同,造成 TOC 相对最高的层段并不是含油性、储集性、可改造性以及页岩油可动性好的“甜点”段。下面以苏北盆地QY1井阜二段为例进行佐证(图1)。

图1是苏北盆地QY1井阜二段钻井现场系统采集样品超低温冷冻、密闭冷冻碎样热解分析的 TOC 和游离烃含量(S_1)的对比图,并标注了综合分析确定的I类“甜点”段位置[3 825 ~ 3 879 m(上)和3 975 ~ 4 020 m(下)深度段]。目前,在苏北盆地2个“甜点”段均已取得了规模突破,其中QY1井对深度3 975 ~ 4 020 m“甜点”段实施水平井压裂改造获得了规模突

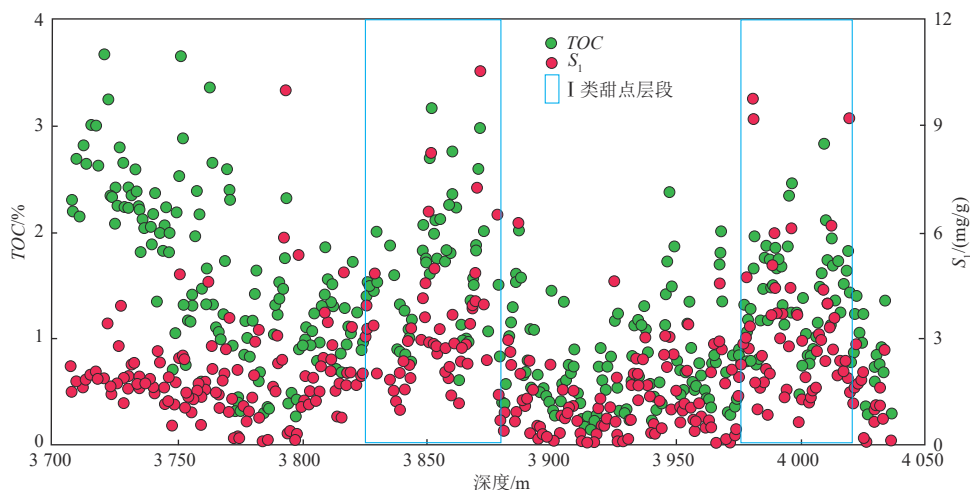


图1 苏北盆地QY1井阜宁组二段有机碳含量(TOC)、游离烃含量(S_1)与“甜点”层段分布

Fig. 1 Sweet-spot interval identification with TOC content and S_1 for the 2nd member of the Funing Formation in well QY1, Subei Basin

破,日产油峰值达66.5 t,已累产页岩油超 2.0×10^4 t。该“甜点”层段的TOC主要介于1.0%~2.0%,平均1.4%,其含油性在整个取心段最佳; S_1 普遍大于2.0 mg/g,平均3.1 mg/g。而TOC总体最高的层段(深度3 706~3 752 m),TOC主要介于2.0%~3.0%,平均1.9 mg/g,说明富TOC层段排烃效率较高,导致滞留油显著降低;同时富TOC层段实测有效孔隙度、脆性矿物含量以及含油饱和度指数(OSI)和可动油体积等均较“甜点”段相对低^[32],进一步说明该层段不是页岩油的“甜点”层段。

综上剖析认为,针对夹层型和源-储共存的混积型页岩油“甜点”段评价时,建议TOC不作为“甜点”段评价的关键参数。针对源-储一体的混积型和页岩型页岩油“甜点”段评价时,不同盆地/凹陷页岩油“甜点”段TOC界限各不相同,TOC下限取1.0%或2.0%,应根据探区页岩油勘探开发实践结果来确定,同时上限不宜超过6.0%。

2 “甜点”段成熟度 R_o 界限

成熟度对页岩油“甜点”段具有重要的控制作用^[33],适宜的热演化程度是保障烃源层系发育含油性好、储集性优、可压性强以及页岩油流动性好的“甜点”段的关键^[34]。国内外主要页岩油开发成功案例统计结果显示表明,其“甜点”段的成熟度(镜质体反射率 R_o)界限范围跨度大(表1),不同盆地/凹陷陆相页岩油

“甜点”段 R_o 的下限,不同学者给出的界限并不相同,除了与不同盆地/凹陷烃源层系本身的成熟度和页岩油类型有关外,还与烃源层系的沉积环境有关。研究表明,咸水-盐湖、咸水-半咸水和碱化湖泊形成的有机质多属于富硫有机相(I-S和II-S型),岩相以碳酸盐质页岩相组合和含碳酸盐的长英质页岩相组合为主,而微咸水和淡水湖泊形成的有机质多为贫硫有机相,岩相以贫碳酸盐矿物的黏土质-长英质页岩相组合为主。同时,咸水-盐湖、半咸水和碱化湖泊形成的烃源层系,其进入大量生烃阶段的成熟度一般早于微咸水和淡水湖泊形成的烃源层系^[2],这已为勘探实践与生排滞油模拟实验结果^[30、39-41]所证实,咸水-盐湖湖泊烃源岩成熟度高峰阶段Easy R_o 为0.65%~0.85%^[30],半咸化湖泊为0.75%~0.95%^[40],而淡水湖盆为0.85%~1.15%^[41]。因此,陆相烃源层系有机相和岩相组合的差异性,决定了烃源层系进入主生油窗的热成熟度 R_o 门限的差异性^[2],进而导致页岩油“甜点”段的热成熟度 R_o 下限不同。由表1可见,微咸水-淡水湖泊沉积的烃源层系页岩油“甜点”段的实测 R_o 下限相对最大,半咸水湖泊沉积次之,咸水-盐湖沉积相对最低。由此,赵文智等(2023)^[28]提出淡水环境、母质类型以I型和II₁型为主的烃源层系,其页岩油“甜点”段的热成熟度 R_o 下限大于0.90%,而咸化环境、母质类型以I型和II₁型为主的烃源层系,其 R_o 下限大于0.80%。

这里需要指出的是,陆相富油坳陷/凹陷的烃源层

表1 中国主要陆相页岩油“甜点”段成熟度(镜质体反射率 R_o)最低界限值统计

Table 1 Statistics of the lower limits of R_o for sweet-spot intervals of lacustrine shale oil in major basins/sags in China

盆地	富有机质层系	R_o 下限/%	沉积环境	资料来源
洛杉矶盆地	蒙特利组	0.50	海相	[2]
威利斯顿盆地	巴肯组	0.80	海相	[2]
墨西哥湾盆地	鹰滩组	>1.00或>0.85	海相	[2,33]
松辽盆地	青山口组一段	>0.90	微咸水-淡水	[28]
松辽盆地	青山口组一段	0.80	微咸水-淡水	[33]
松辽盆地	青一段、青二段	>0.75	微咸水-淡水	[3]
鄂尔多斯盆地	延长组7段	0.80	微咸水-淡水	[1]
四川盆地	大安寨段	>1.00	微咸水-淡水	[2,33]
准噶尔盆地	芦苇沟组	0.80	咸水-半咸水	[2,33]
渤海湾盆地	沙四上亚段、沙三下亚段	>0.60	咸水-半咸水	[33]
渤海湾盆地	沙四上亚段、沙三下亚段	>0.55	咸水-半咸水	[34]
渤海湾盆地	孔店组二段	>0.70	咸水-半咸水	[12]
渤海湾盆地	沙河街组一段	0.80	咸水-半咸水	[37]
苏北盆地	阜宁组二段	>0.90	咸水-半咸水	[32]
江汉盆地	潜江组三段	>0.50	盐水-咸水	[30,38]

系镜质体反射率 R_o 普遍存在抑制现象,导致实测反射率值 R_o 偏低,并且烃源岩(页岩/泥岩)有机质类型越好,其实测镜质体反射率值 R_o 偏低越显著。而FAMM (fluorescence alteration of multiple macerals)技术可以有效解决实测镜质体反射率值 R_o 抑制问题,该分析技术获得的等效镜质体反射率($EqVR_o$)代表测试样品的真实成熟度^[34,42-44]。研究表明,有机质类型为I型的烃源岩镜质体反射率抑制值($EqVR_o-R_o$)平均为0.32%,有机质类型为II₁型的烃源岩 $EqVR_o-R_o$ 均值为0.21%,有机质类型为II₂型的烃源岩 $EqVR_o-R_o$ 均值为0.12%^[34]。济阳坳陷和苏北盆地等富油坳陷/凹陷生油窗内烃源岩样品成熟度分析结果发现,实测镜质体反射率抑制值(EqR_o-R_o)与样品的氢指数(HI)具显著相关性,镜质体反射率抑制值随氢指数的增高而增大(图2)。由于在生油窗内镜质体反射率抑制值受烃源岩有机质类型制约,故可结合实测样品的氢指数及其镜质体反射率值 R_o ,可直接来厘定其真实的热演化程度。因此,表1中各盆地页岩油“甜点”段的实测镜质体反射率 R_o 下限与其真实的成熟度均存在不同程度的偏低。如对济阳坳陷东营凹陷沙三下-沙四上亚段目前页岩油取得突破的最浅埋藏3 000 m左右的页岩油“甜点”段成熟度剖析揭示,尽管实测镜质体反射率 R_o 值平均仅为0.55%,但通过镜质体反射率抑制校正后,其真实成熟度等效镜质体反射率应为0.74%左右^[34]。苏北盆地溱潼凹陷溱页1井阜二段页岩油下“甜点”段(深度3 975~4 020 m)实测镜质体反射率 R_o 值平均仅为0.91%,氢指数平均为147 mg/g,校正后的真实成熟度等效镜质体反射率平均为0.95%,这与该层段页岩油样品的成熟度参数 R_o 为0.90%~1.00%^[32]相一致。

综上剖析,陆相页岩油“甜点”段的成熟度最低界限与湖盆水体沉积环境、有机质类型密切相关,由盐水-咸水、咸水-半咸水至微咸水-淡水环境,烃源层系

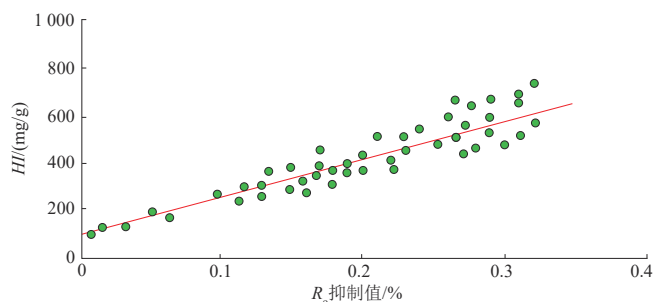


图2 陆相泥页岩镜质体反射率(R_o)抑制值与氢指数(HI)关系
Fig. 2 Relationship between R_o suppression value and hydrogen index (HI) for lacustrine shales

的主生排滞油窗的界限呈现增高趋势,结合不同类型沉积环境烃源层系页岩油勘探突破的甜点段实测镜质体反射率 R_o (表1)与湖相不同类型烃源岩实测镜质体反射率抑制程度。建议盐水-咸水湖盆地页岩油“甜点”段的成熟度等效镜质体反射率下限取0.75%(R_o 下限取0.50%,如潜江凹陷潜江组三段、济阳坳陷沙四下亚段);咸化-半咸水湖盆地页岩油“甜点”段的等效镜质体反射率下限取0.85%(R_o 下限取0.60%,如济阳坳陷沙三下亚段);微咸水-淡水湖盆页岩油“甜点”段等效镜质体反射率下限取1.00%(R_o 下限取0.80%,如鄂尔多斯盆地长7段与松辽盆地青山口组一段)。

3 “甜点”段 S_1 界限

由页岩油“甜点”段的定义就不难理解,含油性参数是页岩油“甜点”段评价的核心关键参数。滞留于烃源层系内的油主要以游离态与束缚态(吸附-互溶态)方式赋存,其中束缚态页岩油运移方式主要靠扩散作用而不是经典的达西渗流作用,在不考虑能量补充和化学改质的人工水力压裂作用下,束缚态油对页岩油的产能贡献很小^[45-46],只有游离态的油易于在低渗储层流动并被开采^[25,46]。研究揭示,即使在实验室超临界二氧化碳反复吞吐情况下,热解游离烃的极限动用量也仅为其含量的75%左右^[47]。因此,国内外针对泥页岩层系的含油性评价主要采用 S_1 (游离烃含量)来表征,但页岩油“甜点”段含油性好的最低 S_1 界限值同样也未取得一致认识。这一方面与陆相页岩油勘探开发尚处于探索阶段,针对页岩油探井,其取心方式与岩心处置流程等尚未形成统一规范标准有关。研究表明,不同取心方式与处置流程的样品 S_1 差异明显^[48-51],密闭保压取心与超低温冷冻处置且采用冷冻密闭碎样方式样品的 S_1 明显高于常规取心、室温放置与常规碎样方式样品的 S_1 ,两者可相差1.5~4.0倍(图3)^[48]。

另一方面,刚出筒的新鲜岩心样品与在室温放置一段时间后的岩心样品,其 S_1 同样会发生不同程度的变化。图4是潜江凹陷潜3⁴-10韵律层盐间细粒沉积岩新鲜岩心与在室温放置5个月后的岩心冷冻密闭碎样 S_1 分析结果对比图,可见不同样品放置5个月后 S_1 降低程度差异显著,其中1号样品在室温下放置5个月后的 S_1 仅为刚出筒岩心的18%,而10号样品在室温下放置5个月后的 S_1 为刚出筒岩心的85%,10个样品放置5个月后的 S_1 损失15%~82%,平均为48%。同时,实验结果表明含油性越好($S_1>4$ mg/g)、储集物性优、纹层/

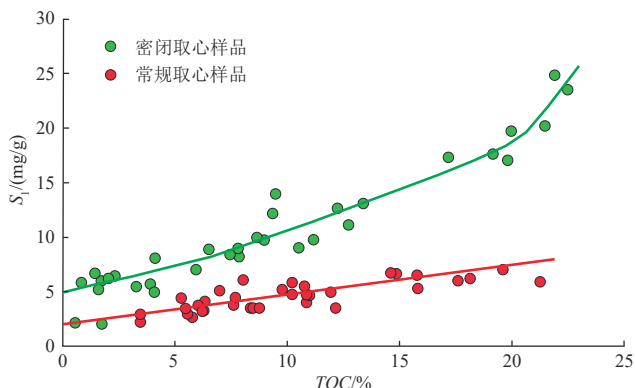


图3 鄂尔多斯盆地长7³亚段密闭取心与常规取心样品游离烃含量(S_1)与有机碳含量(TOC)关系(据文献[49])

Fig. 3 Relationship between TOC content and S_1 in samples collected through sealed and conventional coring from the Chang 7³ submember, Ordos Basin^[49]

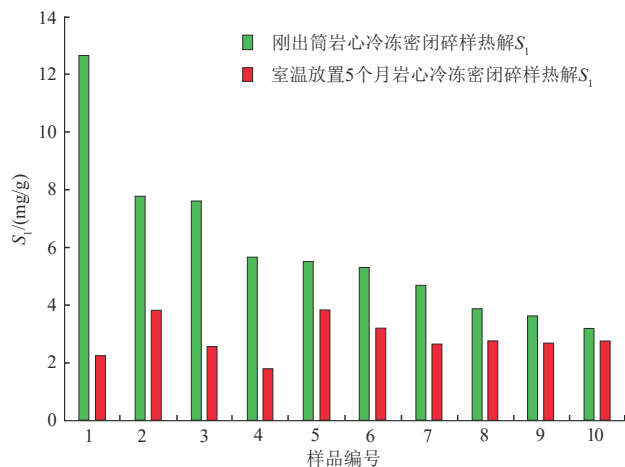


图4 潜江凹陷潜3⁴-10韵律层盐间细粒沉积岩新鲜与室温放置5个月后岩心冷冻密闭碎样热解游离烃含量(S_1)对比

Fig. 4 Comparison of S_1 values of fresh core samples and sealed, frozen crushed samples from cores having stood for five months under room temperature from inter-salt fine-grained sedimentary rocks in the Eq₃⁴-10 rhythm of the Qianjiang Sag, Qianjiang Sag

层理发育的页岩,其 S_1 损失量越大。而新鲜岩心 S_1 小于4 mg/g、储集物性相对较差的块状泥岩,其 S_1 损失量较小,损失量不足新鲜岩心的30%。该实验结果启示:室温下长期放置的页岩油储层样品尤其是本身 S_1 高、储集物性好、纹层/层理发育的页岩,其实测 S_1 已无法代表新鲜岩心样品的 S_1 特征。由于页岩油储层非均质性强,不同岩相具有不同的含油性、储集物性与不同的轻烃损失模式,故不能用一个统一的轻烃损失恢复系数来恢复其刚出筒时的 S_1 ,需要结合页岩油储层的岩相类型、储集性、含油性与成熟度等因素分别构建恢复模型^[50],直接利用室温下长期放置岩心的实测 S_1 或

用统一恢复系数恢复后的 S_1 来开展页岩油储层含油性“甜点”层段的评价优选,可能会给页岩油勘探开发目标层段部署带来误导。同时,与刚出筒的新鲜岩心样品开展常规碎样方式与液氮充注密闭碎样方式热解 S_1 对比表明,常规碎样方式的热效应会造成热解 S_1 较液氮充注密闭碎样方式的平均低30%左右^[52]。因此,对于需要进行含油性分析的常规取心井典型样品,应在钻井现场岩心出筒后及时进行典型样品采集并用液氮(高成熟度样品)或超低温冷冻(不高于-50℃,中-低成熟度样品)冰柜冷冻保存,且碎样应采用液氮充注条件下密闭碎样方式,碎好的样品应马上称取适量直接开展热解分析,以最大限度地降低轻质组分的损失,使含油性分析结果具有高保真性,从而使不同探区页岩油储集层含油性分析结果具有可比性。

表2是目前中国陆相页岩油取得规模突破区“甜点”段 S_1 平均值统计结果,显然不同盆地/凹陷甚至同一盆地/凹陷不同研究者给出的 S_1 平均值具有明显差异,这除了与各盆地/凹陷页岩油“甜点”段本身的含油性存在差异外,还与样品的处置方式、碎样方式以及分析的及时性等众多因素不同有关。由表2可见,除吉木萨尔凹陷芦草沟组(夹层型)和潜江凹陷潜三段(混积型)“甜点”段常规热解 S_1 平均值相对较高(分别为4.0 mg/g和3.5 mg/g),以及溱潼凹陷阜二段“甜点”段常规热解 S_1 平均值相对较低(1.2 mg/g)外,中国陆相页岩油取得规模突破区“甜点”段常规热解 S_1 平均值以2.0 mg/g居多。这应是赵文智(2023)^[28]提出中-高成熟度页岩油“甜点”段含油性好应以常规热解 S_1 2.0 mg/g作为下限的原因,并且指出最佳取值为4.0~6.0 mg/g。同时,松辽盆地青山口组一段(青一段)页岩型页岩油“甜点”段常规热解分析结果,经保压取心岩心样品分析结果校正后的 S_1 平均值下限为5.0 mg/g^[3,19];济阳坳陷沙三下亚段混积型页岩油“甜点”段,其典型样品冷冻密闭碎样热解 S_1 平均值下限为4.0 mg/g;歧口凹陷沙一段混积型或碳酸盐夹层型页岩油“甜点”段,其典型样品常规热解轻烃恢复后 S_1 平均值下限为4.5 mg/g^[37];沧东凹陷孔二段混积型或碳酸盐夹层型页岩油“甜点”段,其典型样品常规热解轻烃恢复后 S_1 平均值下限为3.0 mg/g^[21];苏北盆地阜二段混积型页岩油“甜点”段,其典型样品冷冻密闭碎样热解 S_1 平均值下限为3.0 mg/g(图1)。

综上分析可见,页岩油储层热解 S_1 的影响因素复杂,必须搞清热解 S_1 分析结果的来龙去脉,包括取心井的取心方式、岩心处置方式、碎样方式以及样品分析的及时性。这是合理、正确厘定页岩油储层“甜点”段 S_1

表2 中国主要陆相页岩油“甜点”段游离烃含量(S_1)平均值门限统计Table 2 Statistics of average threshold values of S_1 in the sweet-spot intervals of major lacustrine shale oil basins/sags in China

盆地	烃源层系	S_1 平均值下限/(mg/g)	资源来源	备注
松辽盆地	青山口组一段	I类甜点: >6.0; II类甜点: 5.0	[3, 19]	根据保压取心结果对常规热解分析结果进行了校正
松辽盆地	青山口组一段	2.0	[33]	常规热解
鄂尔多斯盆地	延长组7段	2.0	[33]	常规热解
准噶尔盆地	芦草沟组	4.0	[33]	常规热解, 夹层型
渤海湾盆地	沙四上亚段、沙三下亚段	2.0	[29]	常规热解
渤海湾盆地	沙三下亚段	4.0	本文	冷冻密闭碎样热解
渤海湾盆地	沙四上亚段、沙三下亚段	2.0	[34]	室温放置2年以上, 常规热解
渤海湾盆地	孔店组二段	I类甜点: ≥ 2.0 ; II类甜点: 1.5	[53]	常规热解
渤海湾盆地	孔店组二段	I类甜点: ≥ 4.0 ; II类甜点: 3.0	[21]	常规热解+轻烃恢复校正
渤海湾盆地	沙河街组一段	I类甜点: ≥ 6.0 ; II类甜点: 4.5	[37]	常规热解+轻烃恢复校正
苏北盆地	阜宁组二段	3.0	本文	冷冻密闭碎样热解
苏北盆地	阜宁组二段	I类甜点: >1.4; II类甜点: 1.2; III类甜点: <1.0	[32]	常规热解
江汉盆地	潜江组三段	3.5	[30]	常规热解

平均值下限的基础。由表2可见,多个地区烃源层系常规热解分析 S_1 仅为冷冻密闭碎样热解分析(或常规热解+轻烃恢复校正) S_1 的1/2左右。在目前情况下,建议“甜点”段 S_1 取值界限与TOC界限、热解分析样品的处置方式结合起来确定。当“甜点”层段TOC下限取1.0%时,“甜点”段常规热解分析和冷冻密闭碎样热解分析的 S_1 下限分别取1.0 mg/g和2.0 mg/g;而当“甜点”层段TOC下限取2.0%时,“甜点”段常规热解分析和冷冻密闭碎样热解分析的 S_1 下限分别取2.0 mg/g和4.0 mg/g。

4 “甜点”段储集物性界限

储集条件优越是页岩油“甜点”段的一个基本特征。储集条件主要涉及孔隙度、渗透率及孔喉直径3个关键参数,其中孔隙度直接决定了页岩油储层的储油潜力,一般孔隙度越大,含油性越高;渗透率和孔喉直径则制约页岩油的流动性与产能^[54]。由于烃源层系岩石致密,尤其是页岩/泥岩,因纹层和层理发育,柱塞样品获取困难,烃源层系典型样品孔隙度精确测定尚存在诸多问题。目前,主要采用的方法包括氦气测法、液体饱和法及核磁共振法3大类。对比分析结果表明,液体饱和法孔隙度>核磁共振法孔隙度>颗粒气测法孔隙度>柱塞气测法孔隙度。液体饱和法孔隙度结果偏大,柱塞样气测孔隙度仅能测试连通孔隙度即有效孔隙度,测试结果偏小^[55],但通过改进形成“抽真空+严格平衡条件”的页岩柱塞样氦气法孔隙

度测定方法,其测定的页岩有效孔隙度结果可靠性高^[56]。因此,当前,针对页岩油储层孔隙度分析主要采用“抽真空+严格平衡条件”的页岩柱塞样氦气法孔隙度测定方法,其分析结果代表的是有效孔隙度。已有学者提出中国陆相页岩油地质“甜点”段储集层有效孔隙度的下限为3.0%并且裂缝发育^[19,33],但孔隙度下限与目前勘探开发实践不符,明显偏低。本文结合中国陆相页岩油勘探开发实践,就不同类型页岩油“甜点”段的有效孔隙度和渗透率两个关键参数最低界限作进一步剖析。

目前针对夹层型页岩油,松辽盆地的青一段和青二段、鄂尔多斯盆地长7段和准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组均已取得规模突破与有效开发,为剖析夹层型页岩油“甜点”段有效孔隙度和渗透率最低界限提供了基础。研究表明,松辽盆地青一段和青二段夹层型页岩油产层(“甜点”段)孔隙度主要介于4.0%~14.0%,渗透率主要介于 $(0.01 \sim 0.50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[3]。鄂尔多斯盆地庆城长7段夹层型页岩油产层(“甜点”段)孔隙度主要介于4.5%~11.0%,渗透率主要介于 $(0.01 \sim 0.30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中,I类“甜点”段有效孔隙度介于8.0%~11.0%,渗透率介于 $(0.08 \sim 0.30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;II类“甜点”段孔隙度介于5.0%~8.0%,渗透率介于 $(0.03 \sim 0.08) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,^[7,57]。准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组上、下“甜点”段储集物性剖析揭示,上“甜点”段有效孔隙度介于5.0%~20.0%,渗透率介于 $(0.0004 \sim 1.9600) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,下“甜点”段有效孔隙度介于6.0%~21.0%,渗透率介于 $(0.02 \sim$

$2.80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [58]; 其中 I 类“甜点”段有效孔隙度大于 12.0%, 渗透率大于 $0.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, II 类“甜点”段有效孔隙度介于 8.0% ~ 12.0%, 渗透率介于 $(0.10 \sim 0.30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, III 类“甜点”段有效孔隙度介于 5.0% ~ 8.0%, 渗透率介于 $(0.01 \sim 0.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [59]。同时, 对吉木萨尔凹陷上、下“甜点”段储集物性与含油性显示级别特征剖析表明, 有效孔隙度与渗透率共同制约了吉木萨尔凹陷芦草沟组上、下夹层型页岩油“甜点”段的含油性显示级别(图 5)。因此, 结合吉木萨尔凹陷芦草沟组上、下“甜点”段油迹、油浸、油斑显示样品的孔隙度和渗透率总体特征, 以及松辽青一、青二段和鄂尔多斯盆地庆城长 7 段夹层型页岩油产层的孔隙度、渗透率分布范围, 建议夹层型页岩油“甜点”段孔隙度下限取 5.0%, 渗透率下限可以取 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

针对页岩型和混积型页岩油储集层, 其岩性与构造不同, 储集物性也随之不同, 尤其是渗透率变化显著。研究表明, 随岩性由页岩—泥页岩—泥岩, 层状构造则呈纹层状—层状—块状变化, 储集性能依次变差, 其中纹层状页岩是最优质储集岩相 [26, 28, 36]。图 6 是济阳坳陷东营凹陷 FY1 井沙三下亚段—沙四上亚段取心段典型纹层状、层状和块状岩相样品的孔隙度与水平渗透率特征对比图, 可见不同岩性/岩相样品的孔隙度总体差异不大, 峰值分布范围均介于 4.0% ~ 10.0%, 渗透率与孔隙度无明显相关性, 但渗透率受岩性/岩相与微裂缝(包括层理缝)发育情况控制显著, 微裂缝发育的纹层状灰质泥岩和泥质灰岩等, 其渗透率主要介于 $(1.0 \sim 50.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 微裂缝欠发育的层

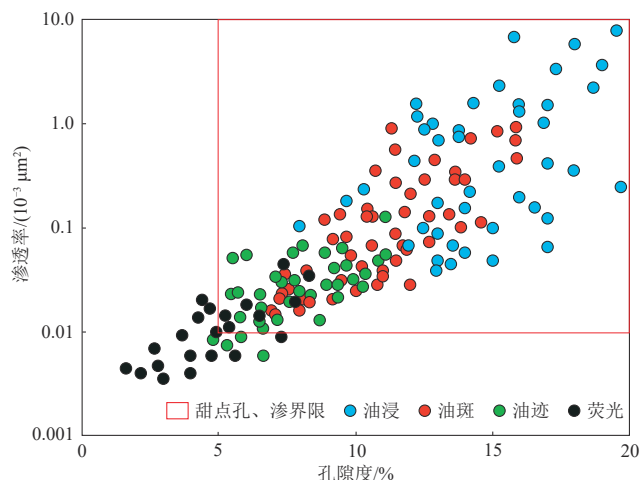


图 5 吉木萨尔凹陷芦草沟组上、下页岩油有效甜点段孔隙度、渗透率与含油性关系

Fig. 5 Correlation of oil-bearing capacity with porosity and permeability for the effective upper and lower sweet-spot intervals of the Lucaogou Formation, Jimusar Depression

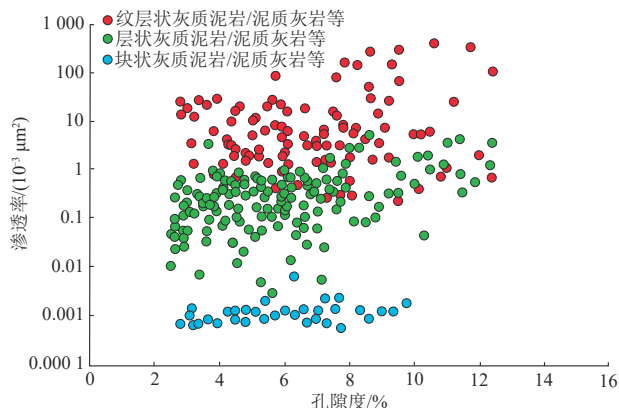


图 6 东营凹陷 FY1 井沙三下亚段—沙四上亚段不同岩相类型样品有效孔隙度和水平渗透率特征对比

Fig. 6 Comparison of effective porosity and horizontal permeability of samples with different lithofacies collected from the lower submember of the 3rd member (Es_3^L) to the upper submember of the 4th member (Es_4^U) in the Shahejie Formation in well FY1, Dongying Sag

状灰质泥岩、泥质灰岩等, 其渗透率主要介于 $(0.01 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 而微裂缝总体不发育的块状灰质泥岩、泥质灰岩等渗透率最低, 约 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。针对 FY1 井“优选”的试油层段(沙三下亚段深度 3 199.0 ~ 3 210.0 m, 纹层状含泥灰岩和含灰泥岩), 其有效孔隙度主要介于 4.0% ~ 10.0%, 与国内外页岩油产层的有效孔隙度基本相同, 渗透率则主要介于 $(0.01 \sim 10.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [26], 这与该层段纹理、层理缝与微裂缝发育密切相关。

同时研究表明, 孔隙度小于 4.0% 的页岩油储层一般不具有可采性 [56, 60], 优质的页岩油储层渗透率应大于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [61], 只有相对高渗透率的储层通过后期压裂改造、使致密页岩油储层形成裂缝网络, 才能使页岩油得以有效开采 [56]。从上述东营凹陷沙三下亚段—沙四上亚段纹层、层状和块状岩相的水平渗透率分析结果可知, 页岩油储层水平渗透率大于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 意味着只有具纹层、层状构造并且微裂缝发育的页岩型和混积型页岩储集层才具有页岩油勘探开发潜力(除非块状泥岩段微裂缝异常发育), 这已被中国目前的陆相页岩油勘探开发实践所证实。如歧口凹陷沙一下亚段“甜点”段/区混合质页岩、云灰质页岩和长英质页岩的有效孔隙度均值分别为 5.1%, 4.5% 和 4.3%, 水平渗透率分别为 3.50×10^{-3} , 2.97×10^{-3} 和 $1.98 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [37]; 松辽盆地古龙凹陷青一段页岩型页岩油“甜点”段/区岩心实测有效孔隙度主要介于 8.0% ~ 15.0%, 水平渗透率介于 $(0.01 \sim 0.50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [3]; 苏北盆地阜二段已取得规模突破的页岩油“甜点”层段, 现场实测有效

孔隙度主要介于4.0%~8.0%(平均5.3%),小柱塞样水平渗透率则主要介于 $(0.01 \sim 0.52) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,而全直径岩心渗透率为 $(0.08 \sim 19.11) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [32]。综上剖析,对于纹层状和层状构造且裂缝发育的页岩型和混积型页岩油,建议“甜点”段有效孔隙度均值下限取4.0%,水平渗透率均值下限取 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

5 “甜点”段 OSI 界限

国内外页岩油勘探开发实践 [12,26,29,35,45,54,61-63] 表明,无论页岩油储层类型属夹层型还是页岩型或混积型,获得工业页岩油油流的储层段除 S_1 要超过下限外,还具有一个共同的特征,即含油饱和度指数 (OSI , $OSI = S_1 \times 100 / TOC$) 大于 100 mg/g。故有学者提出页岩油“甜点”段 OSI 下限为 100 mg/g, OSI 大于 150 mg/g 为最佳层段 [28], 但不同探区、不同类型页岩油储层“甜点”段 S_1 和 TOC 并不相同,同时页岩油储层热解 S_1 的影响因素复杂,故即使针对同一探区的同一“甜点”层段,由于获取游离烃的前处理流程与方法在业内没有统一,导致“甜点”段的 OSI 最低门限值应有所差异。如图 7 为依据苏北盆地 QY1 井阜二段取心段典型样品超低温冷冻、密闭冷冻碎样热解分析结果,确定的 OSI 随深度变化情况和已取得规模突破的甜点层段位置,可见 2 个 I 类“甜点”段 [3 825 ~ 3 879 m (上) 和 3 975 ~ 4 020 m (下) 深度段] 典型样品的 OSI 几乎均大于 100 mg/g, 主要介于 100 ~ 300 mg/g, 平均值基本一致,分别为 201 mg/g 和 203 mg/g, 与前面 QY1 井阜二段“甜点”层段 TOC 和 S_1 界限相匹配, I 类“甜点”段 OSI 下限应为 200 mg/g。但如果采集的典型样品采用室温放置、常规碎样方式处理后再进行热解分析, I 类“甜点”段

OSI 界限仅为 100 mg/g, II 类“甜点”段 OSI 界限为 70 mg/g [32], 这与样品室温放置与常规碎样过程中 S_1 中轻质组分损失而导致 OSI 降低有关 [35,59]。

高 OSI 意味着页岩油储集在满足固体有机质“吸附需求”后,依然有大量游离烃存在。通常有 3 类储集层容易显示高 OSI : ① 高产率、低排出的纯页岩层或混积层; ② 高产率、高排出的富有机质层段临近的贫有机质砂岩和碳酸盐等夹层 (图 8); ③ 高有机质含量的纯泥页岩层的天然裂缝发育段 [35,61-62]。由于 OSI 有机融合了页岩油储层评价的两个关键参数,即 TOC 和 S_1 , 因此可以利用 OSI 直接有效地判识烃源岩层段是否属于页岩油的“甜点”段。图 8 是鄂尔多斯盆地西南部 B1 井长 7³ 亚段取心段 TOC 和 S_1 关系图,可见纹层状页岩和层状/块状泥岩 TOC 与 S_1 具有显著正相关性,并且 S_1 主要介于 2.0 ~ 15.0 mg/g, 平均值达 7.5 mg/g (样品数 $n=116$)。如果仅从含油性分析,纹层状页岩和层状/块状泥岩具有很好的含油性,尤其 TOC 大于 10.0 % 之后,其 S_1 均大于 5.0 mg/g, 但 OSI 则普遍小于 50 mg/g, 平均仅为 45 mg/g, 显然不具有页岩油勘探潜力。因此,富有机质页岩或泥岩往往会具有较高的含油性但并非一定具有页岩油勘探潜力,需要结合 OSI 对富有机质页岩或泥岩是否具备页岩油勘探潜力进行判识,从而为页岩型或混积型页岩油“甜点”段确定提供更充足的证据。

不同盆地/凹陷不同泥页岩层系“甜点”段的 OSI 界限值不尽相同,如沧东凹陷孔二段 I 类页岩型“甜点”段 (纹层状长英质页岩) 的 OSI 主要介于 204.5 ~ 488.3 mg/g, 平均为 324.0 mg/g; 歧口凹陷沙三段 I 类页岩型“甜点”段 (纹层状混合质页岩) 的 OSI 主要介于 97.3 ~ 1 256.3 mg/g, 平均为 257.6 mg/g; 歧口凹陷沙

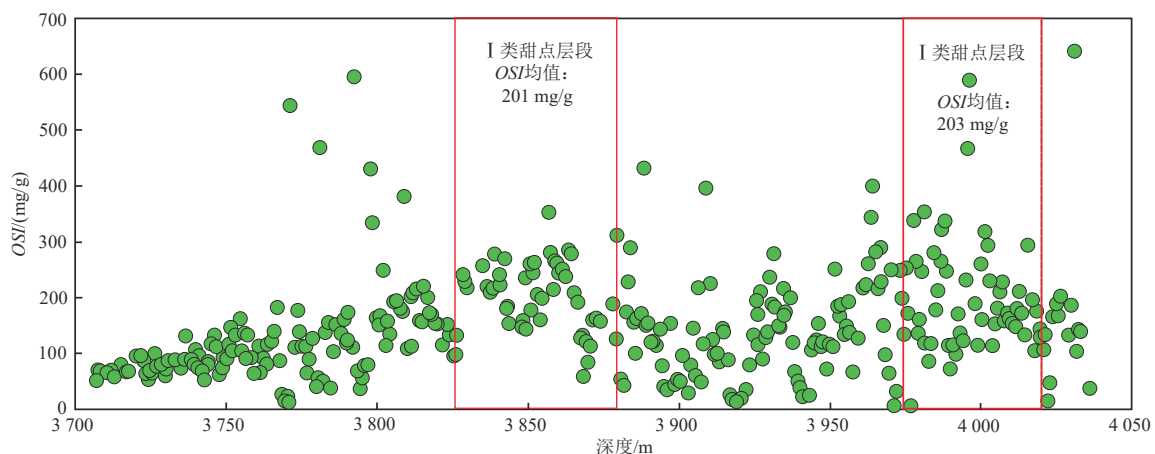


图7 苏北盆地 QY1 井阜宁组二段含油饱和度指数 (OSI) 与“甜点”层段分布

Fig. 7 OSI value-based sweet-spot interval identification in the 2nd member of the Funing Formation in well QY1, Subei Basin

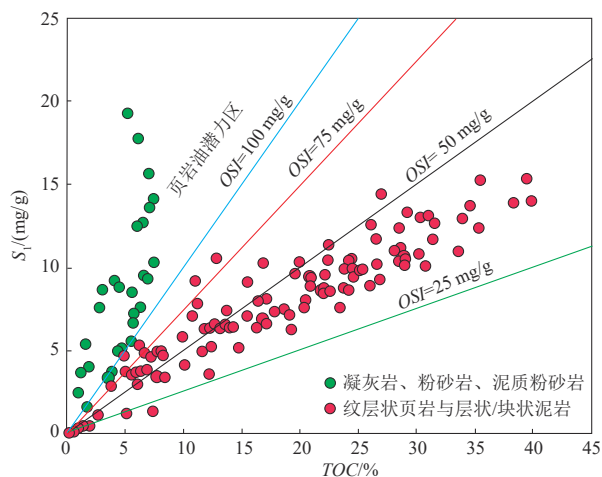


图8 鄂尔多斯盆地西南部B-1井长7³取心段有机碳含量(TOC)和游离烃含量(S_1)关系

Fig. 8 Relationship between TOC content and S_1 for the coring section in the Chang 7³ submember in well B-1, southwestern Ordos Basin

一下亚段 I 类页岩型“甜点”段(纹层状灰质/白云质页岩为主)的 OSI 主要介于 95.3 ~ 597.8 mg/g, 平均为 204.7 mg/g^[63]。对于夹层型页岩油储层, 由于其 TOC 一般小于 1.0%, 故夹层型页岩油“甜点”段 OSI 普遍较高, 如吉木萨尔凹陷芦草沟上、下甜点段粉砂岩和云质/灰质粉砂岩和粉砂质白云岩等, 尽管在室温下已放置多年并对典型样品采用常规碎样方式进行粉碎后再开展热解分析, 结果其 OSI 仍然较高, 主要介于 240 ~ 620 mg/g, 平均为 367 mg/g。对鄂尔多斯盆地长 7 段夹层型甜点段新鲜岩心采用超低温冷冻、密闭冷冻碎样热解分析揭示, 油斑、油浸和油迹级粉砂岩/细砂岩样品的 OSI 主要介于 400 ~ 850 mg/g, 平均为 690 mg/g。综上剖析, 针对页岩型和混积型页岩油“甜点”段/区, 建议 OSI 取值下限为 100 mg/g (岩心常规处置、常规碎样热解情况下) 或 200 mg/g (岩心冷处置、冷冻密闭碎样热解情况下), 而对于夹层型页岩油“甜点”段/区, 建议 OSI 取值下限为 300 mg/g (新鲜岩心常规处置、常规碎样热解情况下) 或 400 mg/g (新鲜岩心冷处置、冷冻密闭碎样热解情况下), 这基本与北美 Williston 盆地 Bakken 组中段典型夹层型页岩油的 OSI 一般大于 400 mg/g^[60]相一致。

6 “甜点”段脆性矿物含量界限

页岩油储层的可压性是指在压裂过程中页岩发生有效破裂的能力, 其决定了压裂后裂缝的形态及裂缝网络的复杂程度, 是影响页岩油能否实现高产的重要

因素之一^[64]。目前, 国内外用于页岩油储层可压性评价的方法很多, 主要基于页岩油储层的矿物组成和岩石力学性质分析, 其中页岩脆性矿物指数法是判断页岩储层可压性最简单有效的方法。页岩脆性矿物含量越高, 越易形成人工压裂网状结构缝, 越有利于页岩油的开采^[65-66]。

压裂实践表明, 页岩的破裂压力与其所含的脆性矿物指数息息相关^[67-68]。因此, 众多学者将脆性矿物含量作为页岩油储层“甜点”段评价的关键参数^[1, 3, 19, 26, 32-33, 37, 53, 63]。各盆地/凹陷页岩油“甜点”段的脆性矿物含量界限不同, 随着研究的深入, 常用的脆性矿物从最初仅指石英过渡到一系列矿物组合(石英、长石和碳酸盐), 能源行业标准“页岩脆性指数测定及评价方法”(NB/T 10248—2019)则将石英、白云石、方解石、长石和黄铁矿归属于脆性矿物。当页岩脆性矿物指数 $B_{M2} \geq 70$ 时 [$B_{M2} = (X_{\text{石英}} + X_{\text{白云石}} + X_{\text{方解石}} + X_{\text{长石}} + X_{\text{黄铁矿}}) \times 100$; $M2$ 为页岩脆性矿物指数法编号; X 为样品中某类矿物质量分数, %], 其可压性评定等级为好; 当 $60 \leq B_{M2} < 70$ 时, 可压性评定等级为较好; 当 $40 \leq B_{M2} < 60$ 时, 可压性评定等级为中等; 当 $B_{M2} < 40$ 时, 可压性评定为差。依据页岩矿物脆性指数法可以快速评价页岩油储层的可压性, 具有较好的实践效果, 但需要结合页岩油储层的热成熟度。古龙页岩主要为黏土质长英质页岩, 黏土矿物平均含量达 35.6%, 但热演化程度较高, 处于中成岩晚期阶段, 蒙脱石已大量转化为伊利石并析出硅质, 使得页岩刚性增强、脆性增大; 同时页岩中伊利石经过成岩压实作用定向排列, 使岩石沿层面容易剥裂, 压裂过程中可形成复杂网状裂缝, 从而显著改善了储层的可压裂性^[69], 这是古龙页岩型页岩油“甜点”段取得突破的重要因素^[15]。尽管如此, 与济阳坳陷沙三下-沙四上亚段(脆性矿物含量一般大于 75.0%^[26])、沧东凹陷孔二段(脆性矿物含量一般大于 70.0%^[21, 63])页岩型/混积型页岩油“甜点”段页岩油产量相比, 古龙页岩油虽然具有高的 GOR(气/油比), 但其产量明显相对偏低。黏土矿物含量大于 40.0% 时, 属低脆性页岩, 受黏土含量及有机质含量双重影响, 现有水基压裂液易引起黏土膨胀, 导致支撑剂无法有效注入, 导流能力低, 压裂改造效果差, 目前尚无该类储层取得页岩油勘探突破的报道^[21]。页岩油储层黏土矿物含量小于 30.0% 时具有较好的脆性, 页岩油“甜点”段的黏土矿物含量下限为 30.0%^[70]。典型夹层型页岩油“甜点”段/区的脆性矿物含量均较高, 无论是鄂尔多斯盆地长 7 段粉砂岩、细砂岩“甜点”夹层段, 还是吉木萨尔凹陷芦草沟组上、下粉砂岩、云质粉砂岩、

粉砂质云岩等“甜点”段,脆性矿物含量均大于80.0%^[33]。因此,综合上述分析并结合目前页岩油勘探开发实践,建议页岩型/混积型、夹层型页岩油“甜点”段脆性矿物(石英、白云石、方解石、长石和黄铁矿)含量下限为65.0%。

7 结 论

1) 夹层型和源-储共存的混积型页岩油“甜点”段评价时,TOC可不作为关键评价参数;源-储一体的混积型和页岩型页岩油“甜点”段,其TOC下限为1.0%或2.0%,上限不宜超过6.0%。

2) 盐水-咸水、咸化-半咸水和微咸水-淡水湖盆烃源层系页岩油“甜点”段 R_o 下限分别取0.50%,0.60%和0.80%(E_qVR_o 下限分别取0.75%,0.85%和1.00%)。

3) 当“甜点”段TOC下限取1.0%时,常规碎样和密闭冷冻碎样的热解 S_1 下限分别取1.0 mg/g和2.0 mg/g;当“甜点”段TOC下限取2.0%时,则分别取2.0 mg/g和4.0 mg/g。

4) 夹层型页岩油“甜点”段的孔隙度和渗透率下限分别为5.0%和 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;具纹层状和层状构造且裂缝发育的页岩型和混积型页岩油“甜点”段孔隙度和水平渗透率下限分别为4.0%和 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

5) 页岩型和混积型页岩油“甜点”段,OSI下限为100 mg/g(岩心常规处置、常规碎样热解情况下)或200 mg/g(岩心冷处置、密闭冷冻碎样热解条件下);夹层型页岩油“甜点”段,OSI下限为300 mg/g(新鲜岩心常规处置、常规碎样热解情况下)或400 mg/g(新鲜岩心冷处置、密闭冷冻碎样热解条件下)。

6) 页岩油“甜点”段脆性矿物含量下限为65.0%。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,杨智,王红岩,等. “进源找油”: 论四川盆地非常规陆相大型页岩油气田[J]. 地质学报, 2019, 93(7): 1551-1562.
ZOU Caineng, YANG Zhi, WANG Hongyan, et al. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Jurassic unconventional continental giant shale oil & gas field in Sichuan Basin, China [J]. Acta Geologica Sinica, 2019, 93(7): 1551-1562.
- [2] 黎茂稳,马晓潇,金之钧,等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 1-25.
LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIN Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 1-25.
- [3] 朱国文,王小军,张金友,等. 松辽盆地陆相页岩油富集条件及勘探开发有利区[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 110-124.
ZHU Guowen, WANG Xiaojun, ZHANG Jinyou, et al. Enrichment conditions and favorable zones for exploration and development of continental shale oil in Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 110-124.
- [4] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1013-1029.
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: A case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1013-1029.
- [5] 邹才能,杨智,崔景伟,等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 14-26.
ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 14-26.
- [6] 支东明,唐勇,杨智峰,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 524-534.
ZHI Dongming, TANG Yong, YANG Zhifeng, et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer Sag, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 524-534.
- [7] 付金华,李士祥,牛小兵,等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 870-883.
FU Jinhua, LI Shixiang, NIU Xiaobing, et al. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 870-883.
- [8] 付锁堂,金之钧,付金华,等. 鄂尔多斯盆地延长组7段从致密油到页岩油认识的转变及勘探开发意义[J]. 石油学报, 2021, 42(5): 561-569.
FU Suotang, JIN Zhijun, FU Jinhua, et al. Transformation of understanding from tight oil to shale oil in the Member 7 of Yanchang Formation in Ordos Basin and its significance of exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(5): 561-569.
- [9] 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.
- [10] 刘惠民,杨怀宇,张鹏飞,等. 古湖泊水介质条件对混积岩相组合沉积的控制作用——以渤海湾盆地东营凹陷古近系沙

- 河街组三段为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 297-306.
- LIU Huimin, YANG Huaiyu, ZHANG Pengfei, et al. Control effect of paleolacustrine water conditions on mixed lithofacies assemblages: A case study of the Palaeogene Es³, Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 297-306.
- [11] 马克, 侯加根, 董虎, 等. 页岩油储层混合细粒沉积孔喉特征及其对物性的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1194-1205.
- MA Ke, HOU Jiagen, DONG Hu, et al. Pore throat characteristics of fine-grained mixed deposits in shale oil reservoirs and their control on reservoir physical properties: A case study of the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1194-1205.
- [12] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 断陷湖盆地相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1013-1029.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: A case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1013-1029.
- [13] 刘惠民, 于炳松, 谢忠怀, 等. 陆相湖盆富有机质页岩微相特征及对页岩油富集的指示意义——以渤海湾盆地济阳凹陷为例[J]. 石油学报, 2018, 39(12): 1328-1343.
- LIU Huimin, YU Bingsong, XIE Zhonghuai, et al. Characteristics and implications of micro-lithofacies in lacustrine-basin organic-rich shale: A case study of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(12): 1328-1343.
- [14] 蒲秀刚, 金凤鸣, 韩文中, 等. 陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术——以沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(8): 997-1012.
- PU Xiugang, JIN Fengming, HAN Wenzhong, et al. Sweet spots geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil: A case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(8): 997-1012.
- [15] 焦方正, 邹才能, 杨智. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1067-1078.
- JIAO Fangzheng, ZOU Caineng, YANG Zhi. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1067-1078.
- [16] 蔚远江, 王红岩, 刘德勋, 等. 中国陆相页岩油示范区发展现状及建设可行性评价指标体系[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 191-205.
- YU Yuanjiang, WANG Hongyan, LIU Dexun, et al. Development status and feasibility evaluation index system of continental shale oil demonstration area in China [J]. Earth Science, 2023, 48(1): 191-205.
- [17] 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. 页岩油地质评价方法: GB/T 38718-2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Geological evaluating methods for shale oil: GB/T 38718-2020[S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [18] 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 821-835.
- JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [19] 孙龙德, 赵文智, 刘合, 等. 页岩油“甜点”概念及其应用讨论[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 1-13.
- SUN Longde, ZHAO Wenzhi, LIU He, et al. Concept and application of “sweet spot” in shale oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 1-13.
- [20] 印森林, 陈恭洋, 许长福, 等. 陆相混积细粒储集岩岩相构型及其对甜点的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1180-1193.
- YIN Senlin, CHEN Gongyang, XU Changfu, et al. Lithofacies architecture of lacustrine fine-grained mixed reservoirs and its control over sweet spot: A case study of Permian Lucaogou Formation shale oil reservoir in the Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1180-1193.
- [21] 韩文中, 赵贤正, 金凤鸣, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段湖相页岩油甜点评价与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 777-786.
- HAN Wenzhong, ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, et al. Sweet spots evaluation and exploration of lacustrine shale oil of the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(4): 777-786.
- [22] 张鹏飞, 卢双舫, 李俊乾, 等. 湖相页岩油有利甜点区优选方法及应用——以渤海湾盆地东营凹陷沙河街组为例[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1339-1350.
- ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, LI Junqian, et al. Identification method of sweet spot zone in lacustrine shale oil reservoir and its application: A case study of the Shahejie Formation in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1339-1350.
- [23] 杨智, 唐振兴, 李国会, 等. 陆相页岩层系石油富集区带优选、甜点区段评价与关键技术应用[J]. 地质学报, 2021, 95(8): 2257-2272.
- YANG Zhi, TANG Zhenxing, LI Guohui, et al. Optimization of enrichment plays, evaluation of sweet area & section and application of key technologies for the continental shale strata oil in China [J]. Acta Geologica Sinica, 2021, 95(8): 2257-2272.
- [24] 金之钧, 白振瑞, 高波, 等. 中国迎来页岩油气革命了吗? [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 451-458.

- JIN Zhijun, BAI Zhenrui, GAO Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution? [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 451-458.
- [25] 万晓帆, 刘丛丛, 赵德锋, 等. 页岩油研究热点与发展趋势 [J]. *地球科学*, 2023, 48(2): 793-813.
- WAN Xiaofan, LIU Congcong, ZHAO Defeng, et al. Hotspot and development trend of shale oil research [J]. *Earth Science*, 2023, 48(2): 793-813.
- [26] 李志明, 孙中良, 黎茂稳, 等. 济阳坳陷第一轮页岩油探井“失利”原因剖析 [J]. *地球科学*, 2023, 48(1): 143-157.
- LI Zhiming, SUN Zhongliang, LI Maowen, et al. Cause analyses of “failure” for first round shale oil exploration wells in Jiyang Depression [J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 143-157.
- [27] 胡素云, 白斌, 陶士振, 等. 中国陆相中高成熟度页岩油非均质地质条件与差异富集特征 [J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(2): 224-237.
- HU Suyun, BAI Bin, TAO Shizhen, et al. Heterogeneous geological conditions and differential enrichment of medium and high maturity continental shale oil in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(2): 224-237.
- [28] 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 我国陆相中高熟页岩油富集条件与分布特征 [J]. *地学前缘*, 2023, 30(1): 116-127.
- ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, LIU Wei, et al. Lacustrine medium-high maturity shale oil in onshore China: Enrichment conditions and occurrence features [J]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 30(1): 116-127.
- [29] 王勇, 刘惠民, 宋国奇, 等. 济阳坳陷页岩油富集要素与富集模式研究 [J]. *高校地质学报*, 2017, 23(2): 268-276.
- WANG Yong, LIU Huimin, SONG Guoqi, et al. Enrichment controls and models of shale oil in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2017, 23(2): 268-276.
- [30] 李志明, 钱门辉, 黎茂稳, 等. 盐间页岩油形成有利条件与地质甜点评价关键参数——以潜江凹陷潜江组潜3⁴-10韵律为例 [J]. *石油实验地质*, 2020, 42(4): 513-523.
- LI Zhiming, QIAN Menhui, LI Maowen, et al. Favorable conditions of inter-salt shale oil formation and key parameters for geological sweet spots evaluation: A case study of Eq₃⁴-10 rhythm of Qianjiang Formation in Qianjiang Sag, Jianghan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(4): 513-523.
- [31] 李国欣, 朱如凯, 张永庶, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油地质特征、评价标准及发现意义 [J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(1): 18-31.
- LI Guoxin, ZHU Rukai, ZHANG Yongshu, et al. Geological characteristics, evaluation criteria and discovery significance of Paleogene Yingxiongling shale oil in Qaidam Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 18-31.
- [32] 云露, 何希鹏, 花彩霞, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系陆相页岩油成藏地质特征及资源潜力 [J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 176-187.
- YUN Lu, HE Xipeng, HUA Caixia, et al. Accumulation characteristics and resource potential of Paleogene continental shale oil in Qintong Sag of Subei Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 176-187.
- [33] 杨智, 侯连华, 陶士振, 等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价 [J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5): 555-565.
- YANG Zhi, HOU Lianhua, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 555-565.
- [34] 李志明, 孙中良, 黎茂稳, 等. 陆相基质型页岩油甜点区成熟度界限探讨——以渤海湾盆地东营凹陷沙三下一沙四上亚段为例 [J]. *石油实验地质*, 2021, 43(5): 767-775.
- LI Zhiming, SUN Zhongliang, LI Maowen, et al. Maturity limit of sweet spot area for continental matrix type shale oil: A case study of lower Es₃ and upper Es₄ sub-members in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(5): 767-775.
- [35] 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.
- [36] 刘惠民, 李军亮, 刘鹏, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集条件与勘探战略方向 [J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1717-1729.
- LIU Huimin, LI Junliang, LIU Peng, et al. Enrichment conditions and strategic exploration direction of Paleogene shale oil in Jiyang Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1717-1729.
- [37] 赵贤正, 金凤鸣, 周立宏, 等. 渤海湾盆地风险探井歧页1H井沙河街组一段页岩油勘探突破及其意义 [J]. *石油学报*, 2022, 43(10): 1369-1382.
- ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, ZHOU Lihong, et al. Breakthrough and significance of shale oil exploration in Member 1 of Shahejie Formation of Well Qiye 1H, a risk exploratory well in Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(10): 1369-1382.
- [38] 管文静. 潜江凹陷盐间页岩油“甜点”评价标准研究 [J]. *江汉石油职工大学学报*, 2020, 33(3): 15-17.
- GUAN Wenjing. Study on evaluation criterion of “sweet spot” of inter-salt shale oil in Qianjiang Depression [J]. *Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers*, 2020, 33(3): 15-17.
- [39] 马中良, 郑伦举, 李志明, 等. 盐类物质对泥质烃源岩生排烃过程的影响 [J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 35(1): 43-51.
- MA Zhongliang, ZHENG Lunju, LI Zhiming, et al. The effect of salts on hydrocarbon generation and expulsion of argillaceous source rock [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2013, 35(1): 43-51.
- [40] 李志明, 郑伦举, 蒋启贵, 等. 湖相富有机质泥质白云岩生排烃模拟及其对页岩油勘探的启示 [J]. *地球科学*, 2018, 43(2): 566-576.
- LI Zhiming, ZHENG Lunju, JIANG Qigui, et al. Simulation of

- hydrocarbon generation and expulsion for lacustrine organic-rich argillaceous dolomite and its implications for shale oil exploration [J]. *Earth Science*, 2018, 43(2): 566–576.
- [41] 王强, 彭平安, 张文正, 等. 鄂尔多斯盆地延长组7段页岩全组分定量生烃模拟及原油可动性评价[J]. *石油学报*, 2018, 39(5): 541–553.
- WANG Qiang, PENG Ping'an, ZHANG Wenzheng, et al. Quantitative full-component hydrocarbon-generating simulation and crude oil mobility evaluation of shale in 7th Member of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(5): 541–553.
- [42] 李志明, 徐二社, 秦建中, 等. 烃源岩评价中的若干问题[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2010, 25(6): 8–12, 27.
- LI Zhiming, XU Ershe, QIN Jianzhong, et al. Some problems on the evaluation of source rock [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition)*, 2010, 25(6): 8–12, 27.
- [43] 李志明, 秦建中, 徐旭辉, 等. 镜质体反射率抑制与烃源岩质量关系——以渤海湾盆地东营凹陷烃源岩为例[J]. *石油实验地质*, 2008, 30(3): 276–280.
- LI Zhiming, QIN Jianzhong, XU Xuhui, et al. The relationship between vitrinite reflectance suppression and source rock quality——A case study on source rocks from the Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2008, 30(3): 276–280.
- [44] LO H B. Correction criteria for the suppression of vitrinite reflectance in hydrogen-rich kerogens: Preliminary guidelines[J]. *Organic Geochemistry*, 1993, 20(6): 653–657.
- [45] 李志明, 陶国亮, 黎茂稳, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷L69井古近系沙三下亚段取心段页岩油勘探有利层段[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(2): 236–247.
- LI Zhiming, TAO Guoliang, LI Maowen, et al. Favorable interval for shale oil prospecting in coring Well L69 in the Paleogene Es^{3L} in Zhanhua Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(2): 236–247.
- [46] 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. Red Hook: Curran Associates, Inc., 2012: SPE-162777-MS.
- [47] 王强, 李志明, 钱门辉, 等. 超临界二氧化碳萃取泥页岩中可动油实验研究[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(4): 646–652.
- WANG Qiang, LI Zhiming, QIAN Menhui, et al. Movable oil extraction from shale with supercritical carbon dioxide [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(4): 646–652.
- [48] 赵文智, 卞从胜, 李永新, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7₃亚段页岩有机质转化率、排烃效率与页岩油富集类型[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(1): 12–23.
- ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. Organic matter transformation ratio, hydrocarbon expulsion efficiency and shale oil enrichment type in Chang 7₃ shale of Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(1): 12–23.
- [49] 王民, 李明, 李进步, 等. 页岩含油率多种测试方法对比[J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1758–1769.
- WANG Min, LI Ming, LI Jinbu, et al. Comparative analysis of test methods for shale oil content [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1758–1769.
- [50] 曹婷婷, 蒋启贵, 钱门辉, 等. 页岩含油量热解分析关键技术[J]. *石油学报*, 2023, 44(2): 329–338.
- CAO Tingting, JIANG Qigui, QIAN Menhui, et al. Key technologies for pyrolysis analysis of shale oil content [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(2): 329–338.
- [51] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 801–819.
- JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 801–819.
- [52] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 页岩油探井现场地质评价实验流程与技术进展[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 571–582.
- JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Experimental procedures of well-site geological evaluation for shale oil and related technological progress [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 571–582.
- [53] 赵贤正, 周立宏, 赵敏, 等. 陆相页岩油工业化开发突破与实践——以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 589–600.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, ZHAO Min, et al. Breakthrough and practice of industrial development on continental shale oil: A case study on Kong-2 Member in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 589–600.
- [54] 王茂林, 程鹏, 田辉, 等. 页岩油储层评价指标体系[J]. *地球化学*, 2017, 46(2): 178–190.
- WANG Maolin, CHENG Peng, TIAN Hui, et al. Evaluation index system of shale oil reservoirs [J]. *Geochimica*, 2017, 46(2): 178–190.
- [55] 周尚文, 董大忠, 张介辉, 等. 页岩气储层孔隙度测试方法关键参数优化[J]. *天然气工业*, 2021, 41(5): 20–29.
- ZHOU Shangwen, DONG Dazhong, ZHANG Jiehui, et al. Optimization of key parameters for porosity measurement of shale gas reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(5): 20–29.
- [56] 田冲, 李怡, 黎丁源, 等. 页岩储层孔隙度测定方法优选与推荐[J]. *天然气工业*, 2023, 43(6): 57–65.
- TIAN Chong, LI Yi, LI Dingyuan, et al. Selection and recommendation of shale reservoir porosity measurement methods [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(6): 57–65.
- [57] 付金华, 李士祥, 郭芪恒, 等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩油富集条件及有利区优选[J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1702–1716.
- FU Jinhua, LI Shixiang, GUO Qiheng, et al. Enrichment conditions and favorable area optimization of continental shale oil in Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1702–1716.
- [58] 霍进, 支东明, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油藏特征与形成主控因素[J]. *石油实验地质*, 2020, 42

- (4): 506–512.
- HUO Jin, ZHI Dongming, ZHENG Menglin, et al. Characteristics and main controls of shale oil reservoirs in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(4): 506–512.
- [59] 郭旭光, 何文军, 杨森, 等. 准噶尔盆地页岩油“甜点区”评价与关键技术应用——以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例 [J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(8): 1168–1179.
- GUO Xuguang, HE Wenjun, YANG Sen, et al. Evaluation and application of key technologies of “sweet area” of shale oil in Junggar Basin: Case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Depression [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(8): 1168–1179.
- [60] 姜在兴, 张文昭, 梁超, 等. 页岩油储层基本特征及评价要素 [J]. *石油学报*, 2014, 35(1): 184–196.
- JIANG Zaixing, ZHANG Wenzhao, LIANG Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(1): 184–196.
- [61] JARVIE D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. *Geologica Acta*, 2014, 12(4): 307–325.
- [62] 李志明, 芮晓庆, 黎茂稳, 等. 北美典型混合页岩油系统特征及其启示 [J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2015, 45(4): 1060–1072.
- LI Zhiming, RUI Xiaoqing, LI Maowen, et al. Characteristics of typical hybrid shale-oil system in North America and its implications [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2015, 45(4): 1060–1072.
- [63] 赵贤正, 蒲秀刚, 金凤鸣, 等. 黄骅坳陷页岩型页岩油富集规律及勘探有利区 [J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 158–175.
- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, JIN Fengming, et al. Enrichment law and favorable exploration area of shale-type shale oil in Huanghua Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 158–175.
- [64] 孙焕泉, 蔡勋育, 周德华, 等. 中国石化页岩油勘探实践与展望 [J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 569–575.
- SUN Huanquan, CAI Xunyu, ZHOU Dehua, et al. Practice and prospect of Sinopec shale oil exploration [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 569–575.
- [65] 侯连华, 吴松涛, 姜晓华, 等. 页岩油地质评价实验方法现状、挑战与发展方向 [J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 72–90.
- HOU Lianhua, WU Songtao, JIANG Xiaohua, et al. Situation, challenge and future direction of experimental methods for geological evaluation of shale oil [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 72–90.
- [66] 曹茜, 王兴志, 戚明辉, 等. 页岩油地质评价实验测试技术研究进展 [J]. *岩矿测试*, 2020, 39(3): 337–349.
- CAO Qian, WANG Xingzhi, QI Minghui, et al. Research progress on experimental technologies of shale oil geological evaluation [J]. *Rock and Mineral Analysis*, 2020, 39(3): 337–349.
- [67] 刘合, 孟思炜, 王素玲, 等. 古龙页岩力学特征与裂缝扩展机理 [J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 820–828.
- LIU He, MENG Siwei, WANG Suling, et al. Mechanical characteristics and fracture propagation mechanisms of the Gulong shale [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 820–828.
- [68] 蒋廷学, 卞晓冰, 苏媛, 等. 页岩可压性指数评价新方法及应用 [J]. *石油钻探技术*, 2014, 42(5): 16–20.
- JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, SU Yuan, et al. A new method for evaluating shale fracability index and its application [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(5): 16–20.
- [69] 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析 [J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 453–463.
- SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 453–463.
- [70] 赵文智, 朱如凯, 胡素云, 等. 陆相富有机质页岩与泥岩的成藏差异及其在页岩油评价中的意义 [J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(6): 1079–1089.
- ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, HU Suyun, et al. Accumulation contribution differences between lacustrine organic-rich shales and mudstones and their significance in shale oil evaluation [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1079–1089.

(编辑 张玉银)