

南襄盆地泌阳凹陷核桃园组页岩油富集机制

何涛华^{1,2},李文浩^{1,2},谭昭昭^{3,4},王亚^{1,2},张文博^{1,2},章新文⁵

[1. 中国石油大学(华东) 深层油气重点实验室, 山东 青岛, 266580; 2. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 3. 中国科学院 广州地球化学研究所 有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640; 4. 中国科学院大学, 北京 100049; 5. 中国石化 河南油田分公司, 河南 郑州 450000]

摘要:我国陆相页岩油资源潜力巨大,但当前页岩油开采量远不及预期。文章以泌阳凹陷核桃园组为例,根据颜色、结构和显微特征将研究区50块页岩划分为黑色纹层状页岩(A类)和灰色页岩(B类,包括灰色页岩、暗色泥岩及少量粉砂质泥岩)两大类,并进行了系统的地球化学测试分析,包括TOC、热解、显微组分、气相色谱和色谱-质谱分析等,以期明确湖相富有机质页岩地球化学特征及其页岩油富集机制。结果表明:A类页岩主要发育于较高盐度的强还原环境,具有较高的有机质丰度(TOC高达8.59%),富含I型干酪根,藻类生源丰富,与此同时,较发育的水平裂缝有利于页岩油的储集,促成了现今较高的含油性(较高的热解烃含量 S_1 和氯仿沥青“A”含量),导致A类页岩主要发育“富集”页岩油资源;而B类页岩主要发育于较低盐度的弱还原环境,有机质丰度相对较低(TOC低至1.09%),以II₁-II₂型干酪根为主,藻类生源相对贫乏,与此同时,较发育的垂向裂缝加速了页岩排烃,促成了现今相对较低的含油性,导致B类页岩主要发育“低效”和“无效”页岩油资源。因此,泌阳凹陷黑色纹层状页岩能有效生成并储集丰富的页岩油资源,该认识对研究区页岩油进一步勘探开发具有重要参考价值。

关键词:页岩油资源,富有机质页岩,藻类有机质,盐度,氧化还原环境,泌阳凹陷

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Mechanism of shale oil accumulation in the Hetaoyuan Formation from the Biyang Depression, Nanxiang Basin

He Taohua^{1,2}, Li Wenhao^{1,2}, Tan Zhaozhao^{3,4}, Wang Ya^{1,2}, Zhang Wenbo^{1,2}, Zhang Xinwen⁵

[1. Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 3. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangdong, Guangzhou 510640, China; 4. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China; 5. Research Institute of Exploration and Development, Henan Oilfield Company, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450000, China]

Abstract: The continental shale oil potential is remarkably huge in China, but the current production of shale oil is much less than expected. Therefore, in order to reveal the geochemical characteristics and shale oil accumulation mechanism of organic-rich shales, a multiple geochemical techniques, mainly including total organic carbon (TOC), Rock-Eval, organic maceral and gas chromatography mass spectrometry (GC-MS), were systematically performed on a total of 50 shale samples from shale oil field in the Biyang Depression, Nanxiang Basin, in this study. On the basis of the diversities in the color, structure and microscopic characteristics, two types of shales have been identified, which are black laminated shale (type A) and gray shale (type B, including gray shale, dark mudstone and few silty mudstones), respectively. The testing results show that (1) type A, mainly formed in high salinity and strong reducing environment, is rich in TOC (up to 8.59%) and alga organic matter (AOM) with kerogen of type I, and contains plenty of the horizontal cracks favorable for shale oil storage which have enhanced the abundant oil content (high free hydrocarbon S_1 and chloroform bitumen “A” concentrations) at present, resulting that the enriched shale oil resources occurred in this type of shales; (2) type B, mainly developed in weak reduction environment with low salinity, has less TOC abundance (low to 1.09%) with kero-

收稿日期:2018-11-25; 修订日期:2019-02-27。

第一作者简介:何涛华(1990—),男,博士研究生,非常规油气地质。E-mail:b17010030@s.upc.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41402122);中国石化科技攻关项目(P15028);高校自主创新科研计划项目(15CX05046A)。

gen of type II and poor AOM contribution, and vertical cracks within shales have accelerated the hydrocarbon expulsion, which has led to today's poor oil content and resulted that this type of shales only contains potential and ineffective shale oil resources. Thus, the type A of shales can effectively generate and store abundant shale oil, which is of great reference value for further exploration and development of shale oil in the future.

Key words: alga organic matter, salinity, redox environment, shale oil resource, organic-rich shale, Biyang Depression

我国陆相页岩油资源十分丰富,分布广泛(三塘湖盆地、松辽盆地、鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地、江汉盆地和南襄盆地等),累计可采资源量高达 80×10^8 t,是今后重要的石油接替战略资源^[1-7]。但勘探发现现状远不及预期,因为我国页岩油仅在南襄盆地和渤海湾盆地有小规模实验性产出(勃页1井,初产 $8.22 \text{ m}^3/\text{d}$;泌页1井,初产 $23.60 \text{ m}^3/\text{d}$;泌页2井,初产 $28.10 \text{ m}^3/\text{d}$),且日产量衰减严重,距离大规模开发的道路还很漫长^[3,8-11]。南襄盆地泌阳凹陷在我国页岩油开发中率先取得了突破,为页岩油勘探提供了第一手资料。前人研究结果显示该凹陷页岩层系分布广,厚度大,有机质丰度高,生物化石丰富,藻类发育,孔隙度平均为5.78%,平均基质渗透率为 $2.51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,镜质体反射率 R_o 主要分布在0.5%~1.3%,脆性矿物含量为68%~83%,均反映该页岩层系具备形成丰富页岩油的良好物质基础、储集条件及可压裂性^[11-19]。但勘探

实践显示,平均单井页岩油产量不足 $3.0 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[20],表明研究区富有机质页岩生烃和页岩油富集方面依然存在明显不足,例如富有机质页岩中是否发育丰富的生油组分并已进入生油阶段?生成的油都保存在页岩中或大部分已排出页岩?页岩油都富集可采?这些问题严重阻碍了页岩油有利区的筛选及进一步的页岩油勘探开发。因此,本文以页岩油富集的南襄盆地泌阳凹陷为例,探讨不同类型页岩的生烃潜力、有机质来源、保存条件及含油性特征,揭示了页岩油的形成和富集机制,以期为我国页岩油进一步勘探开发提供理论依据。

1 地质背景

泌阳凹陷是南襄盆地的一个次级凹陷,位于秦岭造山带内部,是一个富集页岩油的小型山间凹陷,总面积约 $1\,000 \text{ km}^2$ (图1)^[18]。晚白垩世初始断陷、古近纪

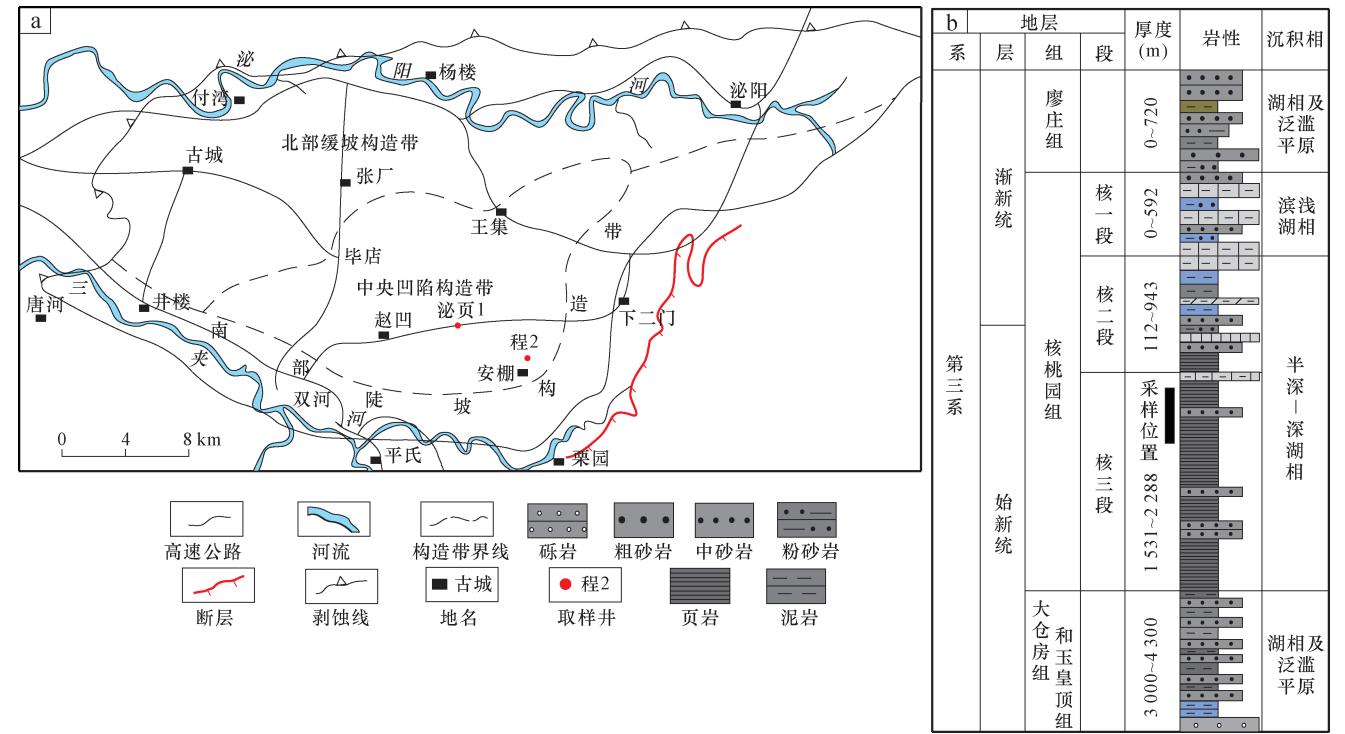


图1 泌阳凹陷区域地质及采样井分布
Fig. 1 The regional geological map and the distribution of sampled wells in the Biyang Depression
a. 研究区位置与采样井分布;b. 地层柱状图

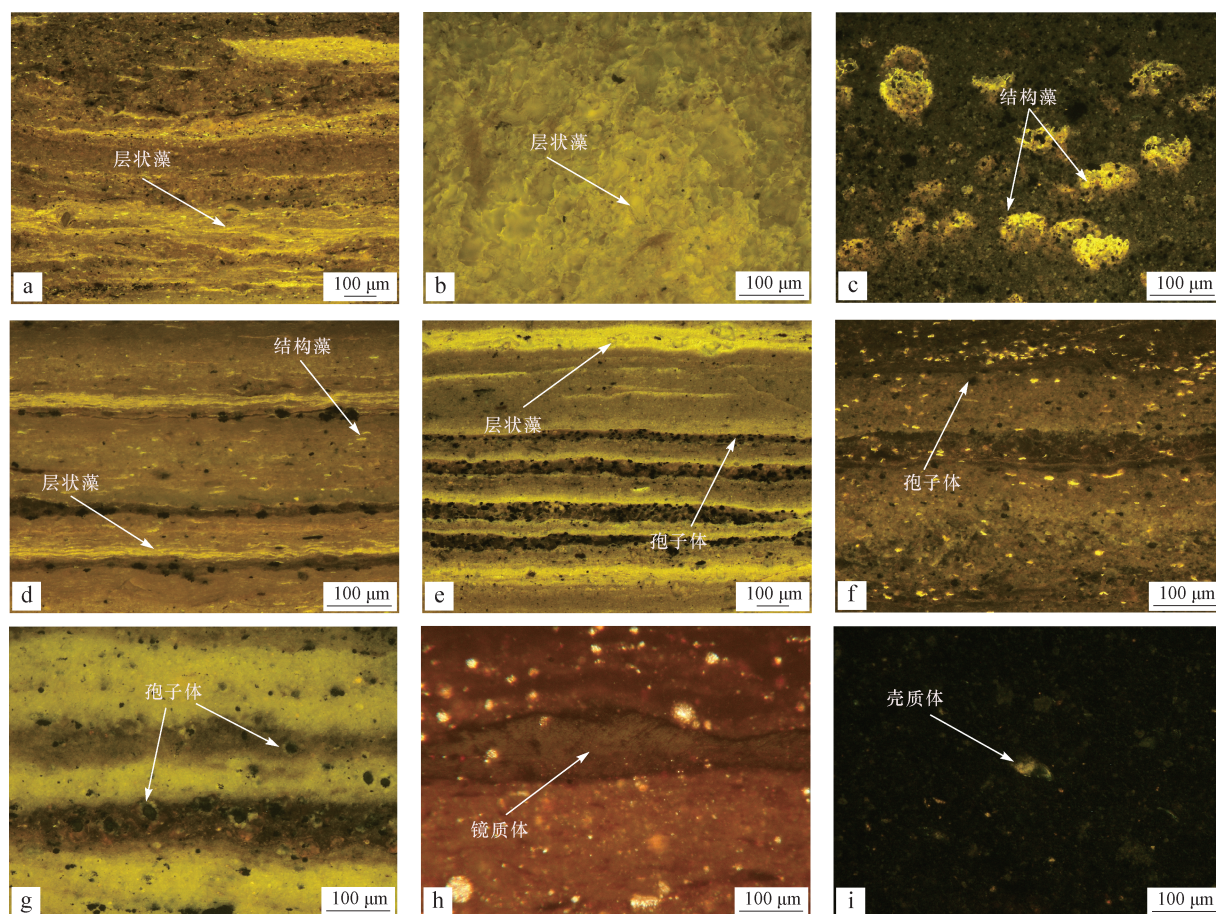


图2 泌阳凹陷泥页岩显微组分特征

Fig. 2 Organic maceral characteristics of shales developed in the Biyang Depression

a. 泌页1井,埋深2 204.60 m,层状藻;b. 泌页1井,埋深2 207.44 m,层状藻;c. 泌页1井,埋深2 209.70 m,结构藻;d. 泌页1井,埋深2 209.75 m,层状藻和结构藻;e. 泌页1井,埋深2 212.82 m,层状藻和孢子体;f. 泌页1井,埋深2 442.72 m,孢子体;g. 泌页1井,埋深2 418.72 m,孢子体;h. 泌页1井,埋深2 425.72 m,镜质体;i. 程2井,埋深2 775.17 m,壳质体
(a—e. A类页岩;f—i. B类页岩。)

主断陷期以及新近纪的拗陷期造就了泌阳凹陷的形成,同时使它呈现北部斜坡带,中央凹陷带和南部斜坡带三大构造的分布格局,自下而上依次连续发育了玉皇顶组(E_2y)、大仓房组(E_2d)、核桃园组(E_2h)和廖庄组(E_2l)。地震、录井、测井资料显示,凹陷带主要为盆地沉积和沉降中心地带,湖盆水体相对较深,发育有大套半深湖—深湖岩相暗色泥页岩。该套泥页岩主要为核桃园组三段(E_2h_3),累计沉积厚度达1 000 m以上。其中, E_2h^3 的二油组($E_2h^{3(2)}$)和三油组($E_2h^{3(3)}$)有机质丰度较高,发育大量生物化石,储集空间多样(粒间孔、溶蚀孔、有机孔和微裂缝等),被认为是研究区页岩油形成和富集的有力层段^[14,16,21]。

2 样品采集与实验

实验样品采自南襄盆地泌阳凹陷页岩油相对富

集的中央凹陷构造带(图1),共采集泥页岩样品50块,其中包括泌页1井 $E_2h^{3(2)}$ 泥页岩样品9块(埋深2 205.28~2 212.82 m),全为黑色,可见明显水平纹层和深色有机质条带;泌页1井 $E_2h^{3(3)}$ 泥页岩样品27块(埋深2 418.88~2 448.45 m),主要为灰色,含少量粉砂质泥岩,垂向方解石填充裂缝比较发育;以及程2井 $E_2h^{3(3)}$ 泥页岩样品14块(埋深2 724.67~2 821.32 m),主要为灰色。分别对所有样品进行了有机岩石学分析、总有机碳(TOC)测试、热解分析、氯仿沥青“A”测定及其族组分分离,并对族组分中的饱和烃进行了色谱—质谱(GC—MS)分析。实验步骤如下。

1) 有机岩石学分析,分析仪器为Leitz Laborlux 12 Pol型偏光显微镜,环境温度为 $23\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$,典型照片见图2。

2) TOC和热解测试流程为:尽量选取块状或薄片状样品10 g,用去离子水多次超声去除表面吸附的粘

土等可能存在的杂质,用玛瑙碎样机研磨至200目,称取200 mg加稀盐酸至不冒泡后水浴4 h,然后用去离子水清洗至pH试纸显中性($\text{pH} \approx 7.0$),待样品烘干后在LECO CS-600碳硫分析仪上进行TOC检测;另取100 mg样品粉末,在Rock-Eval 6岩石热解仪上进行热解分析。

3) 氯仿沥青“A”测定流程:选取用去离子水超声清洗后的块状或薄片状泥页岩样品120 g,用碎样机粉碎至80~120目,取100 g样品在水浴条件下进行索氏抽提72 h,最后将萃取出的有机溶液自然风干并称取有机质质量,即可计算出单位岩石中氯仿沥青“A”的含量。

4) 族组分分离及GC-MS测试:向步骤3)中抽提的氯仿沥青“A”添加10 mL正己烷并超声5 min,静置12 h后进行沥青质沉淀,然后采用硅胶/氧化铝(3:2)柱色层分离法对其滤液进行族组分分离,分别依次用正己烷、二氯甲烷/正己烷(1:2)及二氯甲烷/甲醇(93:7)冲洗,分别得到饱和烃、芳烃和非烃组分,然后采用GC-MS联用仪对饱和烃组分进行分析。GC-MS仪器型号为HP-Agilent 6890/5973 GC-MS。色谱柱:HP-5MS (30 m $\times$ 0.25 mm $\times$ 0.25 μm) 程序升温,初温为50 $^{\circ}\text{C}$,恒温1 min,然后以20 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$

升温至100 $^{\circ}\text{C}$,再以3 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 升温至315 $^{\circ}\text{C}$,恒温16.83 min。质谱部分:EI离子源,电离电压为70 eV。

3 结果与讨论

3.1 页岩类型划分及生烃潜力评价

通过大量岩心样品观察,根据颜色、结构和显微特征,可以将泌阳凹陷泥页岩划分为黑色纹层状页岩(A类)和灰色页岩(B类,包括灰色页岩、暗色泥岩及少量粉砂质泥岩)两大类。从岩心横截面、岩心柱子及岩心柱子展开图(图3)可以看出,A类页岩可见丰富的暗色有机质条带,水平裂缝比较发育,而垂向裂缝基本不发育;B类页岩颜色较浅,水平裂缝较少,而垂向裂缝比较发育。显微组分照片(图2)显示,A类页岩藻纹层比较发育,以腐泥组有机质为主;B类页岩藻纹层发育不明显,而以壳质组为主,镜质组也比较发育。

TOC和岩石热解结果显示:A类页岩TOC分布为2.43%~8.59%,平均值为4.78%; $S_1 + S_2$ 分布为14.58~72.04 mg/g,平均值为37.56 mg/g;HI分布为14.58~72.04 mg/g,平均值为24.90 mg/g。而B类页岩TOC分布为1.09%~4.56%,平均值为2.74%;

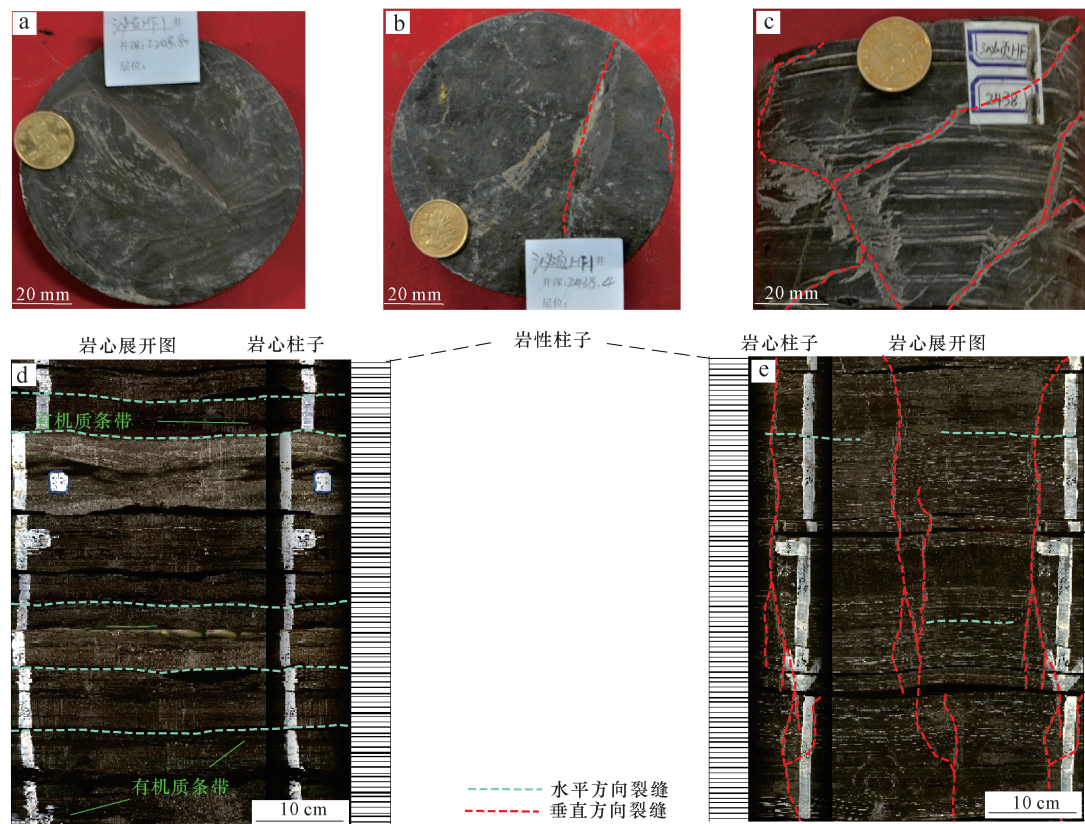


图3 泌阳凹陷泥页岩样品裂缝发育特征

Fig. 3 Characteristics of fractures developed within shales from the Biyang Depression

a, b. 岩心垂直方向裂缝发育特征; c-e. 岩心柱水平/垂直方向裂缝发育特征

$S_1 + S_2$ 分布为 2.82 ~ 24.90 mg/g, 平均值为 14.01 mg/g; HI 分布为 642.86 ~ 796.62 mg/g, 平均值为 714.71 mg/g。因此, 根据 Peters 等^[22] 提出的页岩分级标准, A 类页岩为极好的烃源岩, 而 B 类页岩为较好的烃源岩。图 4 和图 5 表明 A 类页岩中有机质主要为 I 型干酪根, 而 B 类页岩有机质主要为 II₁ 型干酪根, 这与显微组分观察结果相一致, 即 A 类页岩显微组分中藻类更加发育, 而 B 类页岩显微组分中藻类相对贫乏而含较多的镜质体。图 6 揭示出 A 类页岩成熟度相对较低, 等效镜质体反射率接近 0.6%, 处于低成熟阶段; 而 B 类页岩成熟度相对较高, 等效镜质体反射率接近 0.8%, 处于低熟-成熟阶段。总体而言, A、B 两类页岩均处于生油阶段早期, 但 A 类页岩具有更高的生油潜力(藻类贡献较大)。

3.2 不同类型页岩有机质来源

烃源岩有机质来源十分复杂, 其中包括内源的低等生物(菌藻类)及外源的陆源有机质, 它们在岩石显微组分和生成烃的生物标志化合物组合上可以得到体现^[23]。在有机岩石学研究领域, 腐泥组主要来自藻类等低等水生生物而镜质组则主要来自高等植物, 因此根据这两者的相对丰度可以定性判断低等水生生物与高等植物的相对贡献。而特定的生物标志化合物参数及其组合可以用来定量反映特定类型生物的相对贡献。例如, Peters 等^[24] 认为, 甾烷/藿烷(S/H)能有效反映真核生物(主要为藻类和高等植物)与原核生物(主要为细菌)有机质的相对贡献; C_{27} 规则甾烷主要来自

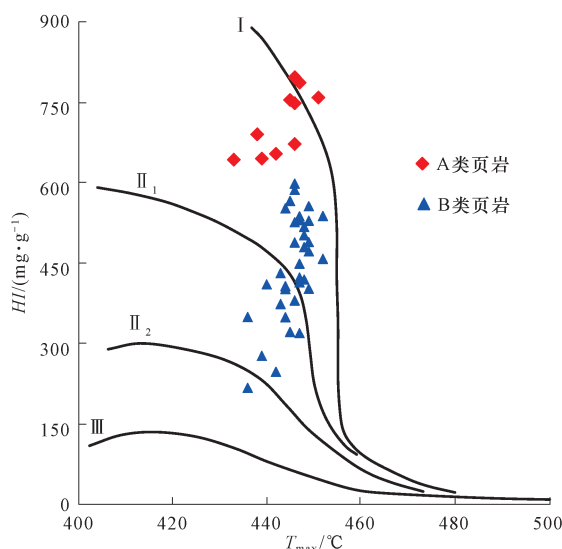


图 4 泌阳凹陷泥页岩有机质类型(据 T_{max} - HI)

Fig. 4 Types of kerogen based on the plot of T_{max} - HI from the shales in the Biyang Depression

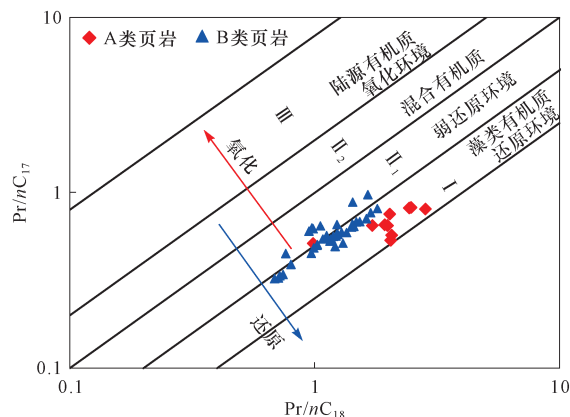


图 5 泌阳凹陷泥页岩有机质类型(据 Ph/nC_{18} & Pr/nC_{17})

Fig. 5 Types of kerogen based on the plot of Ph/nC_{18} & Pr/nC_{17} from the shales in the Biyang Depression

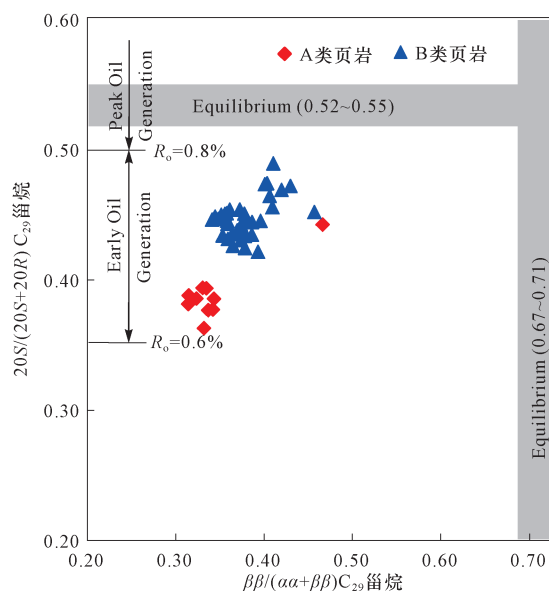


图 6 泌阳凹陷不同类型泥页岩成熟度

Fig. 6 Maturity of different shales in the Biyang Depression

自低等水生生物, 而 C_{29} 规则甾烷主要来自高等植物, 故 C_{27} 规则甾烷/ C_{29} 规则甾烷 (C_{27}/C_{29} St) 可以用来指示低等水生生物相对高等植物的相对贡献。Hao 等^[13,25] 和徐姝慧等^[26] 研究发现 C_{23} 三环萜烷能较好的反映藻类生源, 而 C_{24} 四环萜烷可以反映陆源有机质来源, 其贡献大小可分别用 C_{23} 三环萜烷/ $\alpha\beta$ - C_{30} 藿烷 ($C_{23} TT/C_{30} H$) 和 C_{24} 四环萜烷/ C_{26} 三环萜烷 ($C_{24} Tet/C_{26} TT$) 表示。

显微组分测试结果显示, 指示真核生物来源的 S/H 较大时, 藻类为主要生源的腐泥组含量也较高(高达 90%左右), 反映研究区有机质均含有较高的藻类贡献。这点在烃源岩抽提物的生物标志化合物上也能得到很好的验证: 图 7a—c 展现出 S/H 与指示藻类生源

的 $C_{23}TT/C_{30}H$ 和 $C_{27}/C_{29}St$ 存在正相关关系,而 S/H 与高等植物生源 $C_{24}Tet/C_{26}TT$ 存在明显负相关关系,这说明研究区真核生物来源主要为藻类生源,且真核生物贡献越大时藻类贡献比例也越大,陆源贡献比例相应越小(图 7f)。这与前人对我国第三系烃源岩有机质来源研究结果基本一致,例如 Hao 等^[13]的研究显示,渤海湾盆地第三系东营组和沙河街组泥页岩中藻类贡献较大, S/H 与 $C_{24}Tet/C_{26}TT$ 表现为明显的负相关。此外,有机质来源相对贡献可以用来判断沉积有机质的倾油、倾气性^[23]。一般认为,腐泥组+壳质组含量较高或藻类贡献较大时,干酪根有机质类型以 I 型为主,倾向生油;而惰质组+镜质组贡献较大或陆源贡献较高时,干酪根则以 III 型有机质为主,倾向生气^[23]。图 7d, g—i 显示,研究区总有机碳含量较高时,腐泥组+壳质组含量最高可达 98%,真核生物(S/H)与藻类贡献($C_{23}TT/C_{30}H$)较高,而同时陆源高等植物贡献($C_{24}Tet/C_{26}TT$)达到最低,由此可见,藻类贡献大小对埋藏有机质的含量有重要影响。更值得注意的是, A、B 两类页岩在生物组成相对贡献上具有明显的差异(图 8)。在藻类生物贡献上, A 类页岩的 $C_{23}TT/C_{30}H$ 平均值为 0.07,而 B 类页岩的为 0.05,反映前者藻类相对贡献比后者高出 40%; A 类页岩的 S/H 平均

值为 0.29,而 B 类页岩的为 0.20,反映前者藻类相对贡献比后者高出 47%;这与前文发现研究区真核生物主要由藻类贡献的观点一致。在陆源高等植物相对贡献上, A 类页岩的 $C_{24}Tet/C_{26}TT$ 平均值为 0.36,而 B 类页岩的为 0.76,反映后者陆源高等植物相对贡献比前者高出 111%;这与另一个高等植物贡献参数 C_{19} 三环萜烷/ C_{23} 三环萜烷($C_{19}/C_{23}TT$)的评价结果一致^[13],即: A 类页岩 $C_{19}/C_{23}TT$ 平均值为 0.08,而 B 类页岩的为 0.19,后者高等植物相对贡献比前者高出 138%。此外, A 类页岩 TOC 含量(平均含量 4.78%)远高于 B 类页岩(平均含量 2.74%),因此 A 类页岩在藻类相对贡献的比例和数量上都高于 B 类页岩,具有更好的生油潜力。

3.3 不同类型页岩沉积环境

沉积环境中水体盐度和氧化还原条件对埋藏有机碳含量有重要影响,前者影响藻类等生油组分的输入,后者则决定了有机质的保存^[13,18,27-30]。在水体盐度方面,不同生物对盐度的适应性不同,会导致不同盐度环境下生物的种类和数量会发生相应的变化,例如水体盐度较低时,随着盐度的增高,藻类会逐渐勃发,并促进较高的生产力,而超过一定盐度时,藻类生长会受

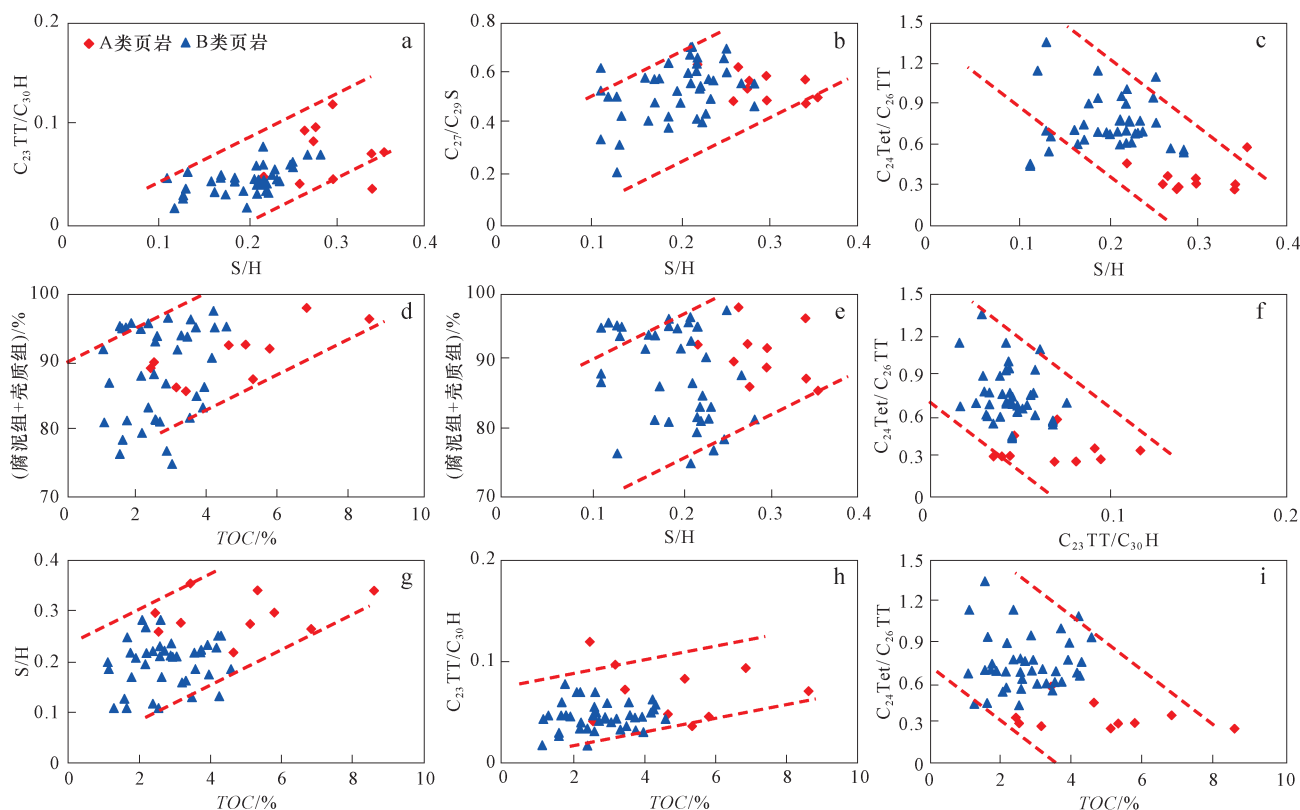


图7 有机质输入对富有机质泥页岩形成的影响

Fig. 7 Effect of organic matter input on the formation of the organic-rich shales

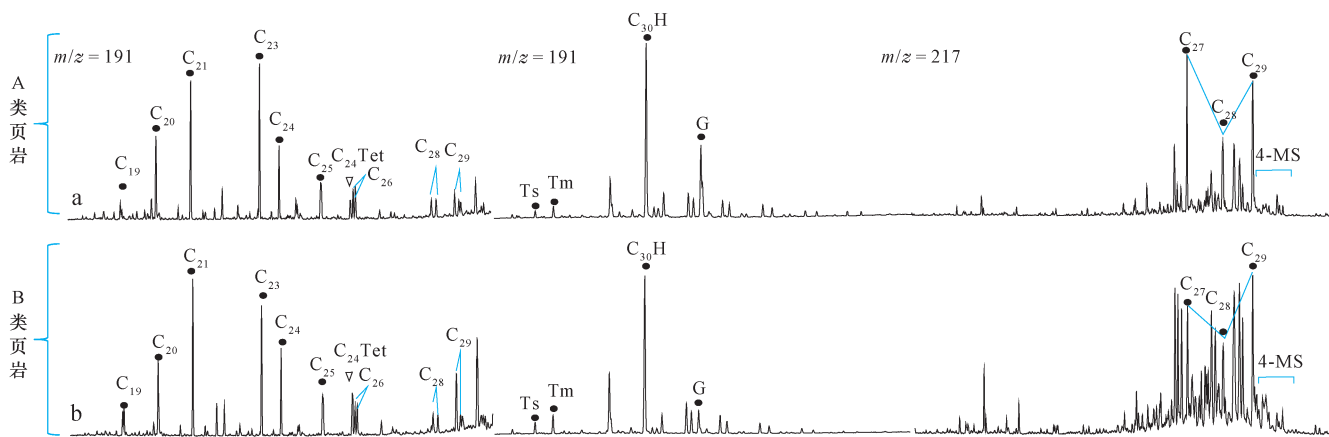


图8 不同类型泥页岩萜烷($m/z = 191$)和甾烷($m/z = 217$)分布特征

Fig. 8 Distribution characteristics of terpanes ($m/z = 191$) and steranes ($m/z = 217$) in different shales

C_{19} — C_{29} , $m/z = 191$, 分别指对应碳数的三环萜烷; C_{24} Tet. C_{24} 四环萜烷;Ts. $18\alpha(H) - 22, 29, 30$ 三降藿烷;Tm. $17\alpha(H) - 22, 29, 30$ 三降藿烷;
 $C_{30}H$. $\alpha\beta C_{30}$ 藿烷;G. 伽马蜡烷; C_{27} — C_{29} , $m/z = 217$, 为对应碳数规则甾烷;4-MS. 4-甲基甾烷

到抑制,且在超咸水环境下藻类基本不发育^[18,27];在水体氧化还原方面,氧化的沉积水体有利于微生物的繁殖,导致大量沉积有机质遭到破坏,而还原性的沉积水体一般会抑制微生物的繁殖,促进沉积有机质的保存^[24]。前人研究认为,伽马蜡烷指数(伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷 [$G/C_{30}H$])和姥鲛烷/植烷(Pr/Ph)分别是判断水体盐度和氧化还原条件比较经典且常用的参数^[23,31-34]。此外,大量实验数据证实,长链三环萜烷比值 $ETR[(C_{28} \text{ 三环萜烷} + C_{29} \text{ 三环萜烷})/18\alpha(H) - 22, 29, 30 \text{ 三降藿烷}]$ 与盐度参数 $G/C_{30}H$ 存在明显的正相关关系,而与氧化还原参数 Pr/Ph 和 C_{35} 升藿烷/ C_{34} 升藿烷存在明显的负相关关系,这说明 ETR 也能有效指示水体盐度及氧化还原环境^[25,35]。因此,本文主要采用 $G/C_{30}H$, Pr/Ph 以及 ETR 来探讨研究区烃源岩的形成环境及其对不同类型页岩有机质含量的影响。

从图8可以看出,A类页岩具有较高的伽马蜡烷, C_{28} 、 C_{29} 三环萜烷以及较低的 Ts,这与较高的 $G/C_{30}H$ 和 ETR 相一致,反映出 A 类页岩发育于盐度较高的沉积水体。 $G/C_{30}H$ 与 ETR 存在非常好的正相关性(图9d),说明了 ETR 在研究区指示盐度的可靠性^[13,18]。由 S/H , $C_{23}TT/C_{30}H$ 及 $C_{27}/C_{29}S$ 随 ETR 的增加而增大可知(图9a—c),较高的盐度能促进真核生物对埋藏有机质的贡献,尤其是促进藻类的勃发。同时,这种较高的藻类贡献,促进了埋藏有机质的富集(图7g, h),也导致了较大的生油量,从热解烃(S_1)与抽提物氯仿沥青“A”含量随 ETR 的增加而增大可以体现出来(图9e, f)。因此,较高的盐度环境有利于浮游藻类生物的生长,有利于页岩油的形成。A类页岩 Pr/Ph 为 0.34 ~ 0.49(平均值为 0.40),而 B 类页岩 Pr/Ph 为 0.38 ~

0.64(平均值为 0.50),表明此两类页岩均发育于较还原的环境,且 A 类页岩的沉积水体的还原性要强于 B 类页岩,这与 A 类页岩具有更高的 C_{35} 升藿烷相吻合(图10)。因为含量较高的 C_{35} 升藿烷指示烃源岩沉积于强还原(或缺氧)环境,而且随着还原性的增强,其相对丰度 C_{35} 升藿烷/ C_{31-35} 升藿烷比值($C_{35}/C_{31-35}H$)也会随之增加^[24]。 Pr/Ph 与 TOC 存在明显的负相关关系(图9g),表明强还原环境促进了有机质的保存,同时较高有机质丰度的烃源岩具有较高的含油性(图9i)。因此,较高的水体盐度促进了表层藻类的勃发,而强还原环境促进了有机质的保存,这两点共同造就了丰富的有机质含量以及较高的含油性。

3.4 页岩油资源分级评价及其分布特征

理论上讲,页岩油的勘探开发具有先后顺序,一般优先勘探易产出的页岩油资源,而页岩含油性越高,其页岩油更容易被开采出来^[36]。因此,页岩油资源分级成为勘探前的必要准备工作,可为后期在多个页岩油盆地中选择富集的盆地、在单个盆地多套页岩油地层中选择富集的地层、在同一套页岩油层中选择页岩油“甜点”这种“优中选优”模式打下坚实基础。

众所周知,反映页岩含油量最直接的地球化学参数是热解烃(S_1)和氯仿沥青“A”,然而这两个参数只能反映页岩现阶段的含油性,无法反映这类油是原地产出的还是外来的?是饱和的还是欠饱和的?因此,在探讨页岩油资源分级时有必要将其生烃母质干酪根(或 TOC)考虑进来。结合页岩油分级评价思想以及文献报道的大量 TOC 和热解测试数据,我们建立了研究区页岩油资源分级评价标准(图11)^[16,18,37]。根据

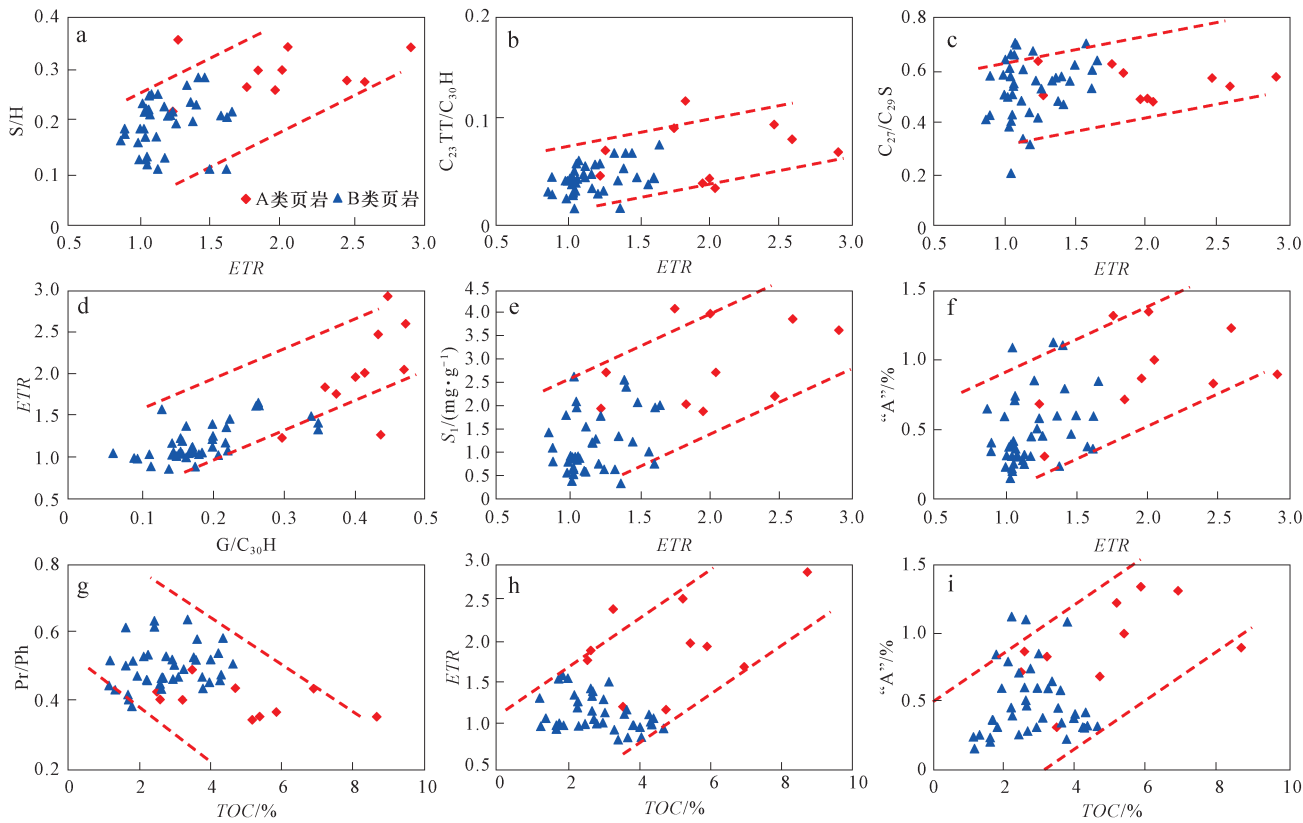


图9 沉积环境对富有机质泥页岩形成的影响

Fig.9 Effect of deposition conditions on the development of the organic-rich shales

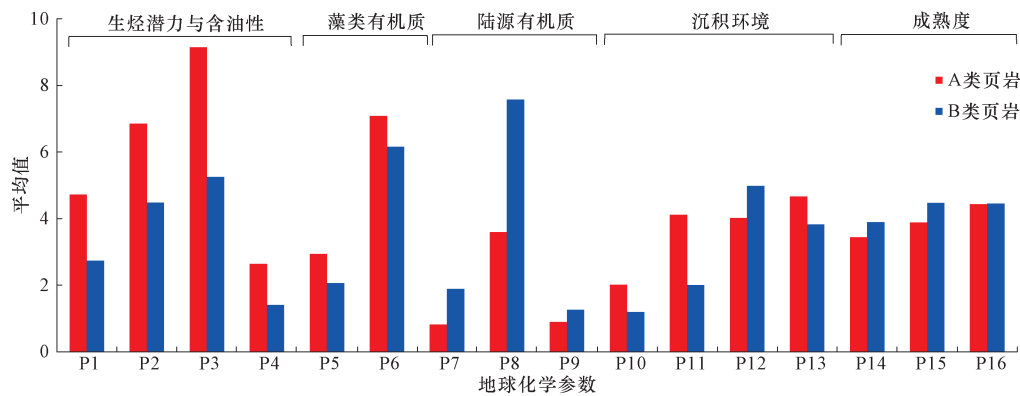


图10 不同类型泥页岩地球化学参数分布特征

Fig.10 Distribution characteristics of geochemical parameters of different shales

P1. $TOC, \%$; P2. $HI \times 10^{-2}, \text{mg/g}$; P3. “A” $\times 10, \%$; P4. $S_1, \text{mg/g}$; P5. $S/H \times 10$; P6. $C_{23}TT/C_{30}H \times 100$; P7. $C_{19}/C_{23}TT \times 10$; P8. $C_{24}Tet/C_{26}TT \times 10$; P9. (镜质组 + 惰质组)/10, %; P10. ETR ; P11. $G/C_{30}H \times 10$; P12. $Pr/Ph \times 10$; P13. $C_{35}/C_{31-35}H \times 100$; P14. $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta) C_{29}S \times 10$; P15. $20S/(20S + 20R) C_{29}S \times 10$; P16. $T_{max} \times 10^{-2}, ^\circ\text{C}$

TOC 与 S_1 可以明显将页岩油资源划分为 3 个级别。

1) I 级资源: $TOC > 2\%$ 且 $S_1 > 1.8 \text{ mg/g}$, 这类页岩具有相对最高的含油性, 反映有机质生成的烃类已满足页岩内各种形式的残留需要(吸附烃和游离烃)并处于饱和状态, 即如果烃类进一步生成, 就会有相应量的烃排出页岩, 这类页岩是页岩油勘探开发最现实

的对象, 称之为富集资源。

2) III 级资源: $TOC \leq 1.2\%$ 或 $S_1 \leq 0.6 \text{ mg/g}$, 这类页岩包含了最低的含油性, 反映有机质生成的烃类已难以满足页岩内各种形式的残留需要, 此时的页岩油主要以吸附态为主, 这类页岩难以有效开发, 因此称之为无效资源。

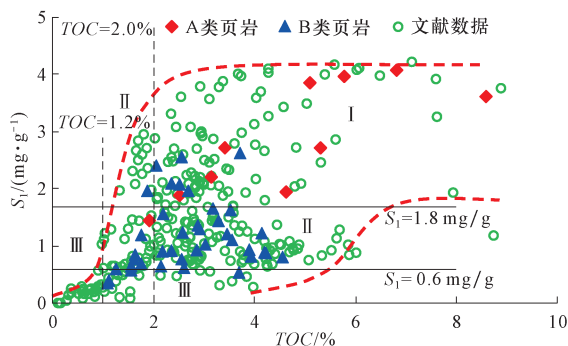


图 11 泌阳凹陷页岩油资源分级评价

Fig. 11 Classification and evaluation of shale oil resources in the Biyang Depression

I. 富集资源; II. 低效资源; III. 无效资源; “文献数据”, 来自李吉君等^[16]和 He 等^[18]

3) II级资源: 介于上述 I 级资源和 III 级资源之间, 这类页岩尚有储集更多页岩油的空间, 主要是因为: ①页岩有机质丰度较低或者成熟度较低, 导致生成的烃类无法满足页岩内各种形式的残留需要; ②页岩有机质丰度较高且成熟度较高, 但“幕式排烃”使得大量烃类已排出页岩, 以致残留烃较少。这类页岩油尚待未来开采技术进一步发展后才能成为开采对象, 称之为低效资源。例如松辽盆地南部嫩江组和青山口组深度小于

1 100 m 的未熟—低熟页岩即为典型的 II 级资源^[37]。

将本次研究对象 A、B 类页岩相关地球化学参数投入该分级评价图中, 可见 A 类页岩主要落在“富集资源”区, 而 B 类页岩主要落在“潜力资源”和“无效资源”区。这种页岩油差异分布可由图 12 揭示出来。A 类页岩由于①沉积时期, 水体盐度相对较高, 藻类等生物勃发 (高 S/H 且低 $C_{24}Tet/C_{26}TT$), 沉积水体还原性较强, 浮游生物死亡后均能得到有效保存, 以致生油母质丰度相对较高; ②尽管埋深较浅, 成熟度相对较低, 但富含藻类等生油母质, 且处于生油阶段 ($R_o > 0.5\%$); ③水平微裂缝发育, 其缝宽一般为 0.01 ~ 0.08 mm, 最宽可达 1 mm^[11], 为页岩提供了较大的储集空间, 能有效储集该页岩生成的原油, 从而该页岩具有较高的含油性, 易发育富集的页岩油资源。而 B 类页岩由于①沉积时期, 水体盐度相对较低, 陆源有机质贡献较大 (高 $C_{24}Tet/C_{26}TT$), 沉积水体还原性较弱, 以致沉积有机质无法得到有效保存, 生油母质含量相对较低; ②埋深较大, 处于生油阶段, 但高角度微裂缝发育, 导致生成的原油可能已沿着微裂缝垂向运移出页岩储集体^[11,16], 因此该页岩尽管存在 $TOC > 2.0\%$ 的高丰度层段, 但含油性普遍较低, 无法形成富集的页岩油资源。

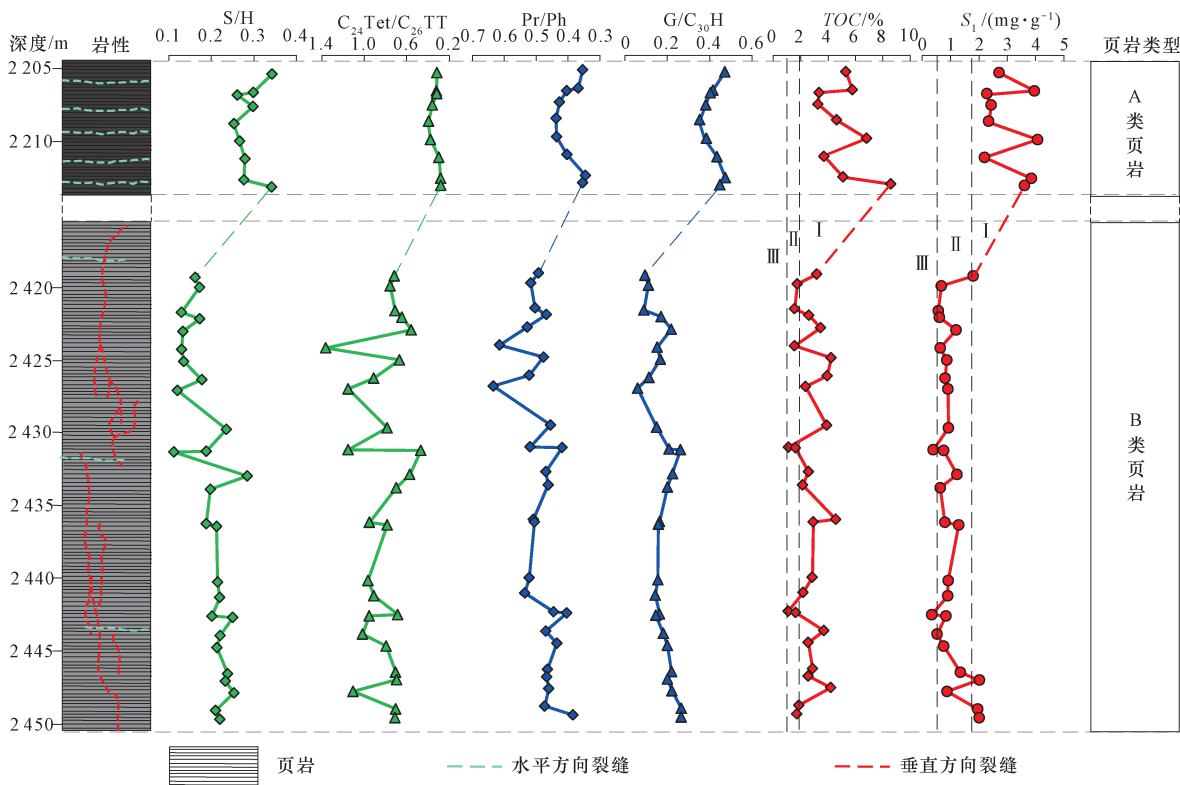


图 12 泌阳凹陷泌页 1 井页岩油分布综合剖面

Fig. 12 The comprehensive profile of shale oil distribution from the Well BY1, Biyang Depression

I. 富集资源; II. 低效资源; III. 无效资源

综上所述,研究区发育于较高盐度、强还原环境下的A类页岩处于生油阶段,有机质丰度较高,藻类贡献较大,水平裂缝比较发育,促进了页岩油的生成和富集,是未来页岩油勘探开发的理想选择,值得广泛关注。

4 结论

1) 根据颜色、结构和显微特征将泌阳凹陷页岩划分为黑色纹层状页岩(A类)和灰色页岩(B类)两大类,其中前者有机质丰度高,有机质以I型干酪根为主,处于生油阶段早期;而后者有机质丰度相对较低,有机质以II₁型干酪根为主,处于生油阶段晚期。

2) A类页岩具有较高的 $C_{23}TT/C_{30}H$ 和 C_{27} 规则甾烷,镜下层状藻和结构藻比较发育,反映生源以藻类为主;而B类页岩具有较高的 $C_{24}Tet/C_{26}TT$ 和 C_{29} 规则甾烷,显微组分中孢子体和镜质体含量较高,反映陆源有机质贡献较大。

3) A类状页岩具有较高的 $G/C_{30}H$, ETR 和较低的 Pr/Ph ,反映这类烃源岩发育于分层较强、较高盐度的强还原水体,这种环境促进了表层藻类勃发以及沉积有机质的保存;B类页岩具有较低的 $G/C_{30}H$, ETR 和较高的 Pr/Ph ,反映这类烃源岩发育于分层较弱、较低盐度的还原水体,这种环境不利于藻类繁殖和沉积有机质的大量保存,以致埋藏有机碳含量较低。

4) 研究区A类页岩尽管成熟度较低,但水平裂缝比较发育,促进了页岩油的形成和富集;而研究区B类页岩尽管成熟度较高,但垂向裂缝比较发育,导致生成的烃类大部分已排出页岩,不利于页岩油的富集。根据页岩油资源分级评价标准,黑色纹层状页岩主要发育页岩油“富集资源”,是下一步页岩油勘探开发的重点。

参 考 文 献

- [1] 杨智,邹才能.“进源找油”:源岩油气内涵与前景[J].石油勘探与开发,2019,46(1):173-184.
Yang Zhi,Zou Caineng.“Exploring petroleum inside source kitchen”: Connotation and prospects of source rock oil and gas[J].Petroleum Exploration and Development,2019,46(1):173-184.
- [2] Jia Jianliang,Bechtel A,Liu Zhaojun,et al. Oil shale formation in the Upper Cretaceous Nenjiang Formation of the Songliao Basin (NE China): Implications from organic and inorganic geochemical analyses[J]. International Journal of Coal Geology,2013,113(4):11-26.
- [3] 邹才能.非常规油气地质学[M].地质出版社,2014.
Zou Caineng. Unconventional petroleum geology[M]. Geology Press, Beijing,2014.
- [4] 宋国奇,徐兴友,李政,等.济阳拗陷古近系陆相页岩油产量的影响因素[J].石油与天然气地质,2015,36(3):463-471.
Song Guoqi,Xu Xingyou,Li Zheng,et al. Factors controlling oil production from Paleogene shale in Jiyang depression[J]. Oil & Gas Geology,2015,36(3):463-471.
- [5] 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.
- [6] 卢双舫,陈国辉,王民,等.辽河拗陷大民屯凹陷沙河街组四段页岩油富集资源潜力评价[J].石油与天然气地质,2016,37(1):8-14.
Lu Shuangfang,Chen Guohui,Wang Min,et al. Potential evaluation of enriched shale oil resource of Member 4 of the Shahejie Formation in the Damintun Sag, Liaohe Depression[J]. Oil & Gas Geology,2016,37(1):8-14.
- [7] Hu Tao,Pang Xiongqi,Jiang Shu,et al. Oil content evaluation of lacustrine organic-rich shale with strong heterogeneity: A case study of the Middle Permian Lucaogou Formation in Jimusaer Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Fuel,2018a,221(1):196-205.
- [8] 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.
- [9] 卢双舫,李俊乾,张鹏飞,等.页岩油储集层微观孔喉分类与分级评价[J].石油勘探与开发,2018,45(3):436-444.
Lu Shuangfang,Li Junqian,Zhang Pengfei,et al. Classification of microscopic pore-throats and the grading evaluation on shale oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development,2018,45(3):436-444.
- [10] 卢双舫,薛海涛,王民,等.页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J].石油学报,2016b,37(10):1309-1322.
Lu Shuangfang,Xue Haitao,Wang Min,et al. several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica,2016,37(10):1309-1322.
- [11] 柯思.泌阳凹陷页岩油赋存状态及可动性探讨[J].石油地质与工程,2017,31(1):80-83.
Ke Si. Study on the occurrence and mobility of shale oil in biyang depression[J]. Petroleum Geology & Engineering,2017,31(1):80-83.
- [12] Dong Tian,He Sheng,Guoquan Liu,et al. Geochemistry and correlation of crude oils from reservoirs and source rocks in southern Biyang Sag, Nanxiang Basin, China[J]. Organic Geochemistry,2015,80:18-34.
- [13] Hao Fang,Zhou Xinhui,Zhu Yangming,et al. Lacustrine source rock deposition in response to co-evolution of environments and organisms controlled by tectonic subsidence and climate, Bohai Bay Basin, China[J]. Organic Geochemistry,2012,42(4):323-339.
- [14] Shang Fei,Liu Zhaojun,Xie Xinong,et al. Organic matter accumulation mechanisms of shale series in He-third Member of Eocene Hetaoyuan Formation, Biyang Depression, Eastern China[J]. Petroleum Science & Technology,2015,33(13-14):1434-1442.
- [15] 章新文,李吉君,朱景修,等.泌阳凹陷页岩油富集段资源评价及有利区预测[J].断块油气田,2014,21(3):301-304.
Zhang Xinwen,Li Jijun,Zhu Jingxiu,et al. Resource evaluation and favorable area prediction on rich section of shale oil in Biyang De-

- pression[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2014, 21(3): 301–304.
- [16] 李吉君, 史颖琳, 章新文, 等. 页岩油富集可采主控因素分析: 以泌阳凹陷为例[J]. *地球科学*, 2014(7): 848–857.
- Li Jijun, Shi Yinglin, Zhang Xinwen, et al. Control factors of enrichment and producibility of shale oil: a case study of Biyang Depression[J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 2014(7): 848–857.
- [17] 王敏. 页岩油评价的关键参数及求取方法研究[J]. *沉积学报*, 2014, 32(1): 174–181.
- Wang Min. Key parameter and calculation in shale oil reservoir evaluation[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(1): 174–181.
- [18] He Taohua, Lu Shuangfang, Li Wenhao, et al. Effect of salinity on source rock formation and its control on the oil content in shales in the Hetaoyuan Formation from the Biyang Depression, Nanxiang Basin, central China[J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32: 6698–6707.
- [19] 董田, 何生, 林社卿. 泌阳凹陷核桃园组烃源岩有机地化特征及热演化成熟史[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(2): 187–194.
- Dong Tian, He Sheng, Lin Sheqing. Organic geochemical characteristics and thermal evolution maturity history modeling of source rocks in Eocene Hetaoyuan Formation of Biyang Sag, Nanxiang Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(2): 187–194.
- [20] 陈祥, 王敏, 严永新, 等. 泌阳凹陷陆相页岩油气成藏条件[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(4): 568–576.
- Chen Xiang, Wangmin, Yan Yongxin, et al. Accumulation conditions for continental shale oil and gas in the Biyang Depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(4): 568–576.
- [21] 尚飞. 泌阳凹陷古近系核三段富有机质页岩非均质性及其控制因素分析[D]. 中国地质大学, 2015.
- Shang Fei. The heterogeneity and controlling factors of organic-rich shale in He-third member of Eocene Hetaoyuan Formation, Biyang Depression[D]. *China University of Geosciences*, 2015.
- [22] Peters K E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. *AAPG Bulletin*, 1986, 70: 318–329.
- [23] 卢双舫, 张敏. 油气地球化学[M]. 石油工业出版社, 北京, 2008.
- Lu Shuangfang, Zhang Min. *Petroleum geochemistry* [M]. *Petroleum Industry Press*, Beijing, 2008.
- [24] Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. The biomarker guide, biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history[M]. *Cambridge University Press*, Cambridge, 2005.
- [25] Hao Fang, Zhou Xinhua, Zhu Yangming, et al. Mechanisms for oil depletion and enrichment on the Shijiutuo uplift, Bohai Bay Basin, China[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(8): 1015–1037.
- [26] 徐姝慧, 何生, 朱钢添, 等. 鄂西渝东下古生界海相页岩饱和烃组成特征及其指示意义[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(2): 217–228.
- Xu Shuhui, He Sheng, Zhu Gangtian, et al. Characteristics of saturated hydrocarbons from Lower Paleozoic marine shales in western Hubei-eastern Chongqing area and their indications[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(2): 217–228.
- [27] Hu Tao, Pang Xiongqi, Jiang Shu, et al. Impact of paleosalinity, dilution, redox, and paleoproductivity on organic matter enrichment in a saline lacustrine rift basin: A case study of Paleogene organic-rich shale in Dongpu Depression, Bohai Bay Basin, Eastern China[J]. *Energy & Fuels*, 2018b, 32: 5045–5061.
- [28] Li Wenhao, Lu Shuangfang, Tan Zhaozhao, et al. Lacustrine source rock deposition in response to co-evolution of paleoenvironment and formation mechanism of organic-rich shales in the Biyang Depression, Nanxiang Basin[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31: 13519–13527.
- [29] 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.
- [30] 金强, 朱光有, 王娟. 咸化湖盆优质烃源岩的形成与分布[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2008, 32(4): 19–23.
- Jin Qiang, Zhu Guangyou, Wang Juan, et al. Deposition and distribution of high-potential source rocks in saline lacustrine environments[J]. *Journal of China University of Petroleum: Science Edition*, 2008, 32(4): 19–23.
- [31] Sinninghe D J S, Kenig F, Koopmans M P, et al. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, 59(9): 1895–1900.
- [32] Summons R E, Hope J M, Swart R, et al. Origin of Nama Basin bitumen seeps: Petroleum derived from a Permian lacustrine source rock traversing southwestern Gondwana[J]. *Organic Geochemistry*, 2008, 39(5): 589–607.
- [33] Fu Jiamo, Sheng Guoying, Xu Jiayou, et al. Application of biological markers in the assessment of paleoenvironments of Chinese non-marine sediments[J]. *Organic Geochemistry*, 1990, 16(4–6): 769–779.
- [34] Hanson A D, Zhang Shuichang, Moldowan J M, et al. Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, Northwest China[J]. *AAPG Bulletin*, 2000, 84(8): 1109–1128.
- [35] 田金强, 邹华耀, 周心怀, 等. 辽东湾地区烃源岩生物标志物特征与油源对比[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2011, 35(4): 53–58.
- Tian Jinqiang, Zou Huayao, Zhou Xinhui, et al. Biomarker characteristics of source rocks and oil-source correlation in Liaodong Bay[J]. *Journal of China University of Petroleum: Science Edition*, 2011, 35(4): 53–58.
- [36] 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 & Development*, 2013, 40(1): 14–26.
- [37] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(2): 249–256.
- Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 249–256.