

渤海湾盆地黄骅坳陷歧北次凹古近系沙河街组三段一亚段页岩含油性控制因素与页岩油富集模式

游祖辉^{1,2}, 赵建华^{1,2}, 蒲秀刚³, 刘可禹^{1,2}, 张伟³, 王志昊^{1,2}, 时战楠³, 韩文中³, 官全胜³, 王纪扬^{1,2}

[1. 中国石油大学(华东) 深层油气全国重点实验室, 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. 中国石油 大港油田公司, 天津 300280]

摘要:渤海湾盆地黄骅坳陷歧北次凹古近系沙河街组三段(沙三段)页岩油展现了巨大的勘探开发潜力。通过开展系统的岩心观察、薄片鉴定、扫描电镜、X射线衍射(XRD)、高压压汞、总有机碳含量(TOC)以及岩石热解等实验分析,探讨了页岩油富集的地质条件及控制因素。研究表明:①歧北次凹沙三段一亚段主要发育纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩、层状细粒混合质泥岩、层状中粒混合质泥岩、层状粗粒长英质泥岩和块状中粒混合质泥岩6种典型岩相。②泥/页岩TOC介于0.23%~2.57%,有机质类型以II₁型-III型为主,沙三段一亚段页岩最高热解峰温($T_{\max}$)介于435~463℃,整体处于成熟阶段。③主要发育颗粒间孔、晶体间孔、黏土矿片间孔、粒内溶蚀孔、有机质孔和微裂缝6种类型的储集空间。页岩油主要赋存于小孔喉的黏土矿片间孔、溶蚀孔和大孔喉的晶体间孔、微裂缝中。④有机质含量、有机质类型、储层类型和沉积构造耦合构成的微观“源-储”组合是歧北次凹沙三段一亚段页岩油富集的主控因素。⑤纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩和层状细粒混合质泥岩具备良好的源-储组合关系,是研究区页岩油富集的可利岩相类型。

关键词:岩相类型;微观“源-储”组合;页岩油;沙河街组三段一亚段;歧北次凹;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Controlling factors in oil-bearing properties and shale oil enrichment patterns of the 1st sub-member of the 3rd member of the Paleogene Shahejie Formation, Qibei Sub-sag, Huanghua Depression, Bohai Bay Basin

YOU Zuhui^{1,2}, ZHAO Jianhua^{1,2}, PU Xiugang³, LIU Keyu^{1,2}, ZHANG Wei³, WANG Zhihao^{1,2}, SHI Zhannan³, HAN Wenzhong³, GUAN Quansheng³, WANG Jiyang^{1,2}

[1. State 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. Dagang Oil Company, PetroChina, Tianjin 300280, China]

Abstract: The 3rd member of the Shahejie Formation (E_s^3) in the Qibei Sub-sag, Huanghua Depression, Bohai Bay Basin holds enormous potential for shale oil exploration and exploitation. Using systematic experiments and analyses including core and thin section observations, scanning electron microscopy (SEM), X-ray diffraction (XRD), high-pressure mercury injection, total organic carbon (TOC) content analysis, and rock pyrolysis analysis, we explore the geological conditions and controlling factors for shale oil enrichment in the $E_s^{3(1)}$. Six typical lithofacies of the $E_s^{3(1)}$ are identified: laminated medium-grained calcareous-dolomitic shale, laminated fine-grained mixed shale, lamellar fine-grained mixed mudstone, lamellar medium-grained mixed mudstone, lamellar coarse-grained felsic mudstone, and massive medium-grained mixed mudstone. These mudstones/shales exhibit a TOC content ranging from 0.23 % to 2.57 %, with organic matter dominated by Types II₁ to Type III kerogen. The $E_s^{3(1)}$ shales display peak pyrolysis temperatures ($T_{\max}$) varying from 435 °C to 463 °C, indicating that these shales are generally in the mature stage of

收稿日期:2024-10-14;修回日期:2025-01-16。

第一作者简介:游祖辉(2000—),男,硕士研究生,页岩油赋存机理。E-mail: 1520490182@qq.com。

通信作者简介:赵建华(1985—),男,副教授,非常规油气地质。E-mail: zhaojh@upc.edu.cn。

thermal evolution. Major reservoir space types identified in the study area include intergranular pores, intercrystalline pores, inter-clay-flake pores, intragranular dissolution pores, organic pores, and microfractures. Shale oil predominantly occurs in inter-clay-flake and dissolution pores with small pore-throats, as well as intercrystalline pores and microfractures, both with large pore throats. Major factors controlling shale oil enrichment in the $Es^{3(1)}$ include *TOC* content, organic matter type, reservoir type, and sedimentary structures, which together form microscopic source rock-reservoir assemblages. Among the various lithofacies, the laminated medium-grained calcareous-dolomitic shale, laminated fine-grained mixed shale, and the lamellar fine-grained mixed mudstone exhibit effective source rock-reservoir assemblages, establishing themselves as favorable lithofacies for shale oil enrichment in the study area.

Key words: lithofacies type, microscopic source rock-reservoir assemblage, shale oil, 1st sub-member of the 3rd member of the Shahejie Formation ($Es^{3(1)}$), Qibei Sub-sag, Bohai Bay Basin

引用格式:游祖辉,赵建华,蒲秀刚,等.渤海湾盆地黄骅坳陷歧北次凹古近系沙河街组三段一亚段页岩含油性控制因素与页岩油富集模式[J].石油与天然气地质,2025,46(2):443-461. DOI:10.11743/ogg20250208.

YOU Zuhui, ZHAO Jianhua, PU Xiugang, et al. Controlling factors in oil-bearing properties and shale oil enrichment patterns of the 1st sub-member of the 3rd member of the Paleogene Shahejie Formation, Qibei Sub-sag, Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025,46(2):443-461. DOI:10.11743/ogg20250208.

页岩油的成功勘探和开发对全球能源格局产生了深远影响^[1]。21世纪初,美国通过水平井压裂技术率先实现了页岩油的规模化商业开发^[2],到2019年,Bakken, Eagle Ford, Permian及Niobrara等地区的海相页岩油产量已占美国总产油量的一半以上^[3]。受美国页岩油成功的激励,世界范围内掀起了页岩油资源勘探开发的热潮,俄罗斯西西伯利亚盆地上侏罗统Bazhenov组、阿根廷Neuquen盆地上侏罗统Vaca Muerta组及英国侏罗系Kimmeridge组页岩油勘探均取得了重大突破^[4-6]。

中国页岩油资源潜力巨大,美国能源信息署(EIA)评估中国页岩油可采资源量为 322×10^8 bbl,位居世界第三位,仅次于俄罗斯和美国^[7-8]。页岩油作为中国油气领域现实的战略性接替资源,对缓解油气对外依存度,保障国家能源安全具有重要意义^[9-12]。中国主要发育古近系、白垩系、侏罗系、三叠系和二叠系5套陆相页岩沉积层系,广泛分布于松辽盆地^[13-14]、渤海湾盆地^[15-21]、苏北盆地^[22-23]、江汉盆地^[24]、四川盆地^[25-27]、鄂尔多斯盆地^[28-30]和准噶尔盆地等^[31-32]。然而相较于北美地区发育的海相页岩地层,中国陆相页岩层系具有沉积相变快、非均质性强以及构造条件复杂等特征,整体效益开发面临诸多地质理论认识和技术方面的挑战,亟待深化研究。

中国东部渤海湾盆地古近系沙(沙河街组)一段、沙三段、沙四段和孔(孔店组)二段等半深湖-深湖相沉积层系的页岩油勘探陆续取得突破^[17,33],截至2023年底,页岩油累计产量已超过 90×10^4 t。其中,黄骅坳陷歧北次凹沙三段的页岩油勘探始于2017年,并逐步开

展了系统研究^[18,34-35]。歧口凹陷沙三段页岩油甜点分布面积为1 200 km²,资源量可达 21.5×10^8 t^[36],其中歧北次凹沙河街组三段一亚段(沙三一亚段, $Es^{3(1)}$)页岩油有利勘探面积为547.3 km²,预测资源量为 4.1×10^8 t^[34]。歧口凹陷F38X1, B60-56, B56-1H和B56X1等井在沙三一亚段均获得工业油流^[18,34-36],展示了良好的勘探开发前景。为了进一步探索页岩油富集条件及控制因素,本文基于Q1井和F1井的取心资料及实验分析,对矿物学、沉积学、储集空间和有机地球化学特征等方面开展研究,分析不同岩相类型含油性差异及其控制因素,为渤海湾盆地黄骅坳陷歧北次凹沙三一亚段页岩油勘探开发提供依据。

1 地质概况

歧口凹陷位于渤海湾盆地黄骅坳陷中北部,是渐新世以来长期发育的沉积中心,其北起汉沽断层与燕山褶皱带相接,南至孔店-羊三木凸起与沧东凹陷相望,西抵沧县隆起,东临沙垒田凸起,由歧口主凹和北塘、板桥、歧北、歧南次凹组成^[37-38](图1a)。歧北次凹沙三段沉积时期,沉积物主要来自孔店-羊三木凸起和港西凸起2个盆内物源区以及沧县隆起和埕宁隆起2个盆外物源区^[18,34]。歧北次凹沙三段可划分为 $Es^{3(3)}$, $Es^{3(2)}$ 和 $Es^{3(1)}$ 3个亚段(图1b)。 $Es^{3(3)}$ 沉积期,湖水开始大规模侵入,湖盆水深较浅,主要发育辫状河三角洲和扇三角洲沉积; $Es^{3(2)}$ 沉积期,凹陷快速沉降,湖盆面积迅速扩张,发育大面积泥页岩沉积; $Es^{3(1)}$ 沉积期,歧口凹陷由湖扩体系域向高位体系域沉积转化,湖盆

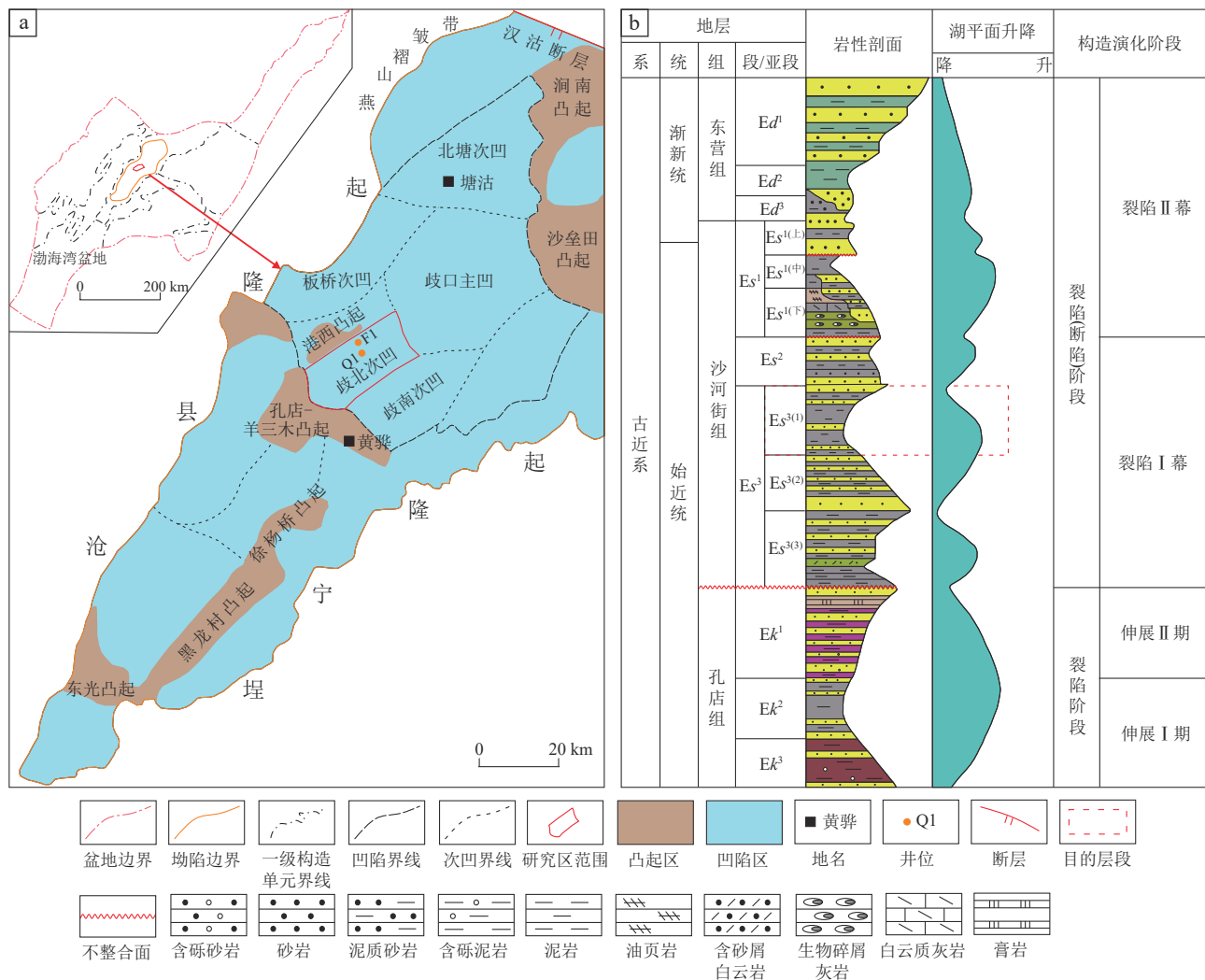


图1 黄骅坳陷构造单元划分(a)与歧北次凹古近系综合柱状图^[19,32-33]

Fig. 1 Map showing the structural units of the Huanghua Depression and stratigraphic column of the Paleogene strata in the Qibei Sub-sag^[19,32-33]

达到沙三段沉积期最大面积,暗色泥页岩层系大规模发育;Es³⁽¹⁾沉积晚期,该区沉积环境相对封闭,湖水蒸发量大于汇入量,湖平面下降,发育生物化学沉积,碳酸盐矿物含量增加^[18,34]。依据层序地层旋回及岩性组合特征,沙三一亚段从上至下又可进一步划分为C1—C6共6个开发单元。歧北次凹沙三一亚段暗色泥页岩厚度大、分布广、连续性好,有效烃源岩最大厚度超过500 m,平均厚度大于200 m,分布面积可达620 km²。其中,厚度大于300 m的区域主要分布于歧北斜坡中、低部位及歧口主凹位置^[18],大规模发育的暗色泥页岩为页岩油的形成和富集提供了重要的物质基础。

2 样品与实验

2.1 实验样品

本次研究的泥/页岩样品取自渤海湾盆地黄骅坳

陷歧北次凹Q1井和F1井沙三一亚段C1,C2,C3和C6开发单元(图1),共50块。其中Q1井C1单元13块,C2单元10块;F1井C2单元8块,C3单元11块,C6单元8块。在岩心描述的基础上开展了薄片观察、总有机碳含量(TOC)测定、岩石热解实验和全岩XRD分析,并对其中典型的20块样品开展了高压压汞和扫描电镜分析测试。

2.2 实验方法

薄片观察与显微组分鉴定使用Leica DM4P显微镜完成。样品制成厚度30 μm的薄片,分别使用10倍和50倍干物镜在单偏光和正交偏光下观察泥/页岩中的矿物成分、形态、粒度、沉积构造及胶结现象;50倍油镜下结合透射光、荧光及反射光观察显微组分,并依据行业标准《透射光-荧光干酪根显微组分鉴定及类型划分方法》(SY/T 5125—2014)对显微组分进行鉴定与分类。

有机碳分析采用LECO CS744型碳硫分析仪完成。称取研磨至100~120目的粉末样品0.1~0.2 g置于坩埚中,用浓度5%的稀盐酸去除碳酸盐矿物,待无气泡产生后,用蒸馏水冲洗10~15次后置于80℃烘箱中12 h,最后加入铁和钨后放入仪器中测试。

岩石热解分析使用VINCI Rock-Eval 7型热解仪完成。称取200目粉末样品40~50 mg置于坩埚中,按25℃/min的升温速率从室温加热至300℃,停留3 min测得 S_1 (游离烃含量),继续升至600℃测得 S_2 (裂解烃含量), S_2 峰对应的最高温度即为 T_{max} (最高热解峰温)。

X射线衍射分析使用Panalytical X'Pert Pro MPD粉末衍射仪完成。将200目的全岩粉末样置于60℃烘箱中12 h,称取2~3 g烘干后的粉末均匀压实于样品台。选择合适的扫描参数对样品进行测试,收集到衍射数据并生成衍射图谱后,使用XPowder软件进行半定量分析。

高压压汞测试使用Micromeritics Pore IV 9520高压孔隙结构分析仪完成。实验前将页岩用线切割切成边长为1 cm的立方体,并将表面抛光以减小麻皮效应,随后将样品进行洗油并置于60℃烘箱中48 h,最后将样品放入抽真空的分析仪中进行测试。

电镜观察使用Zeiss Crossbeam 550场发射扫描电镜完成。制样时,将样品切成6 mm×6 mm×2 mm的小块,对垂直层理的6 mm×6 mm面进行氩离子抛光处理并镀铂。使用15 kV加速电压在8~12 mm的观测距离获取二次电子图像,观察矿物、孔隙及有机质分布特征。

3 实验结果

3.1 岩相特征

正确厘定岩相类型,对探究页岩油富集差异,建立页岩油富集模式具有重要意义。本文综合颗粒粒度、矿物组成和沉积构造参数对歧北次凹沙三—亚段泥/页岩岩相进行划分。

3.1.1 颗粒粒度

Lazar等(2022年)^[39]通过归纳总结前人观点,提出了一套基于岩石颗粒粒度的命名方法:即将细泥(泥+极细粉砂,粒径<8.0 μm)、粗泥(粗粉砂,粒径介于32.0~62.5 μm)和砂(粒径>62.5 μm)作为3个端元。当砂级颗粒含量≤25%时,细泥相对含量(去

除砂级颗粒后细泥的含量)>66.7%为细粒泥/页岩,粗泥相对含量>66.7%为粗粒泥/页岩,其余为中粒泥/页岩。当砂级颗粒含量介于25%~50%为砂质泥岩,含量介于50%~75%时为泥质砂岩,含量>75%时为砂岩。按照上述分类方案,沙三—亚段泥/页岩按粒度可分为细粒、中粒和粗粒3类(图2a)。

3.1.2 矿物成分

矿物成分是岩相划分的基础。沙三—亚段泥/页岩以石英(平均含量31.25%)、碳酸盐矿物(方解石+白云石+铁白云石,平均含量27.51%)和黏土矿物(平均含量29.58%)为主,同时发育少量长石(平均含量8.06%)、黄铁矿(平均含量2.43%)和菱铁矿(平均含量1.17%)等矿物。本文以长英质矿物、灰云质矿物和黏土矿物含量各50%为界,将泥/页岩分为长英质、灰云质、黏土质和混合质4类。歧北次凹沙三—亚段岩性以混合质泥/页岩为主,长英质泥/页岩和灰云质泥/页岩较少,黏土质泥/页岩不发育(图2b)。

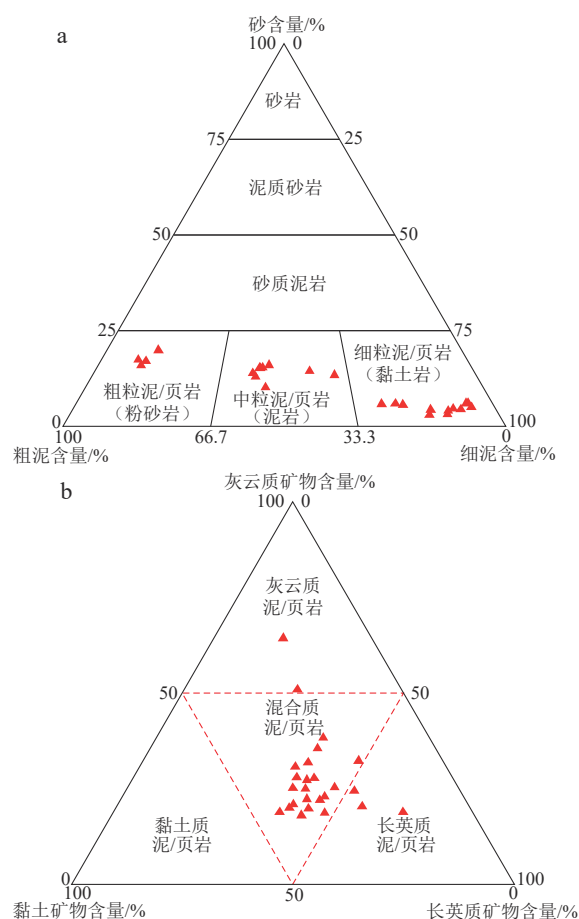


图2 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩粒度(a)及矿物成分(b)特征三角图

Fig. 2 Ternary diagrams of grain sizes (a) and mineral composition (b) of mudstones/shales in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

3.1.3 沉积构造

沉积构造是岩相划分及成因分析的重要依据。根据结构均质性和层厚特征,沙三一亚段泥/页岩可识别出纹层状、层状和块状3类沉积构造。

1) 纹层状构造

纹层状构造在研究区广泛发育,可进一步分为亮色纹层、暗色纹层和褐色纹层。亮色纹层以中泥级(粒径 $8 \sim 32 \mu\text{m}$)亮晶碳酸盐矿物颗粒为主,其自形程度

较高,单个纹层厚度在 $0.05 \sim 0.20 \text{ mm}$ (图3a₁—a₃);暗色纹层由有机质和黏土矿物(粒径 $< 4 \mu\text{m}$)组成,单个纹层厚度在 $0.01 \sim 0.10 \text{ mm}$ (图3b);褐色纹层由长英质、灰云质和黏土矿物组成,以细泥级颗粒(粒径 $4 \sim 8 \mu\text{m}$)为主,含少量中泥级碳酸盐矿物、石英和长石颗粒,纹层厚度在 $0.10 \sim 0.50 \text{ mm}$ (图3b₁—b₃)。

2) 层状构造

层状构造可进一步分为褐色层、浅色层和亮色层,层厚在 $1 \sim 100 \text{ mm}$ 。褐色层以细泥级颗粒为主,含中

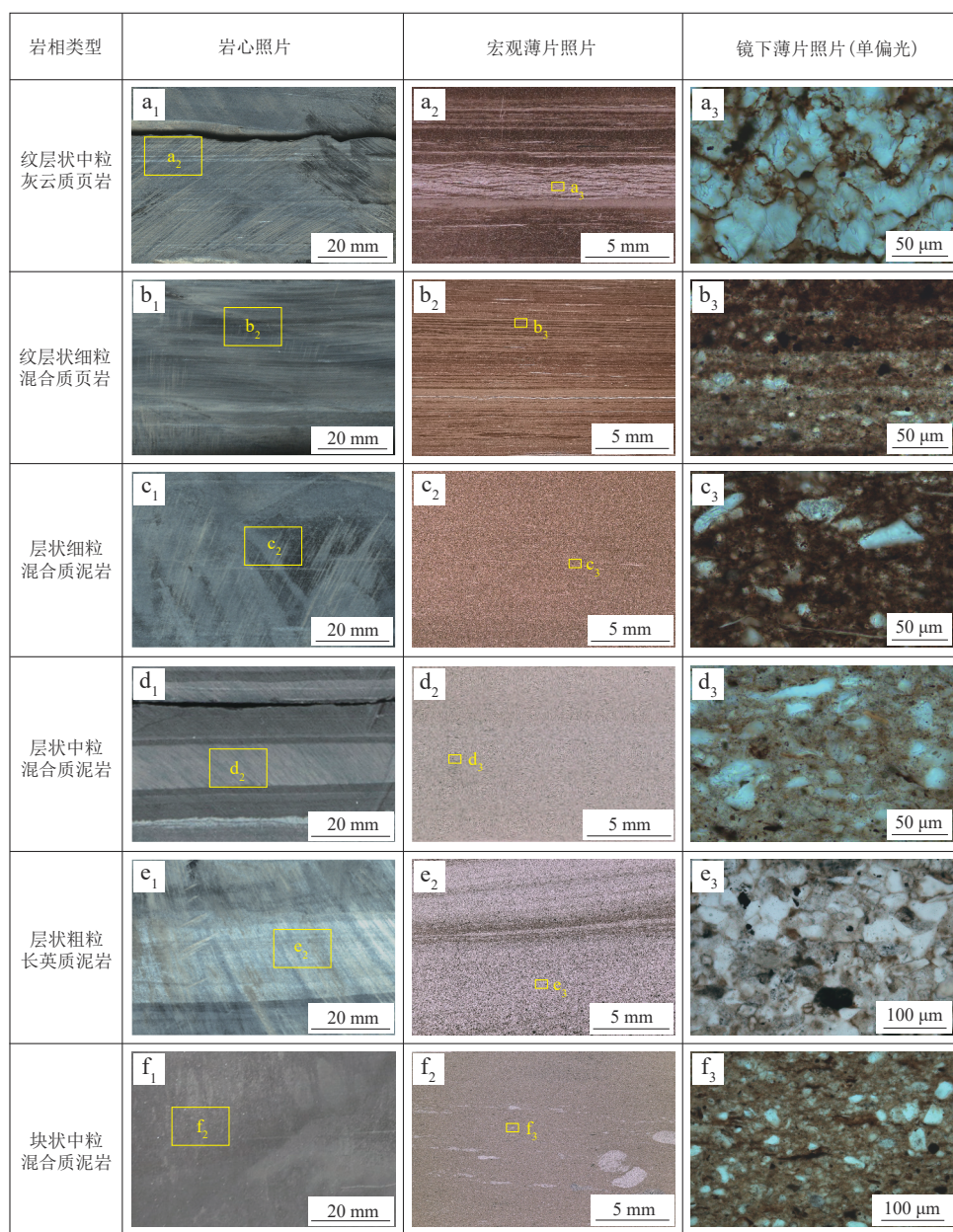


图3 歧北次凹沙三一亚段岩相类型

Fig. 3 Lithofacies types of the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

a₁—a₃. 纹层状中粒灰云质页岩, Q1井, 埋深3993.59 m; b₁—b₃. 纹层状细粒混合质页岩, Q1井, 埋深3996.21 m; c₁—c₃. 层状细粒混合质泥岩, Q1井, 埋深3997.64 m; d₁—d₃. 层状中粒混合质泥岩, F1井, 埋深4372.73 m; e₁—e₃. 层状粗粒长英质泥岩, Q1井, 埋深4064.60 m; f₁—f₃. 块状中粒混合质泥岩, F1井, 埋深3985.20 m

泥级长英质颗粒和生物碎屑,有机质含量高(图3c₁—c₃)。浅色层的中泥级长英质颗粒明显增多,有机质含量降低(图3d₁—d₃)。亮色层以粗泥级(粒径32.0~62.5 μm)及少量砂级(粒径>62.5 μm)长英质颗粒为主,碳酸盐矿物多以胶结物形式存在,发育递变层理和变形构造(图3e₁—e₃),推测为事件性沉积成因。褐色层和浅色层成分均为混合质,而亮色层成分为长英质。

3) 块状构造

块状构造层厚大于100 mm,颗粒以中泥级为主,矿物分布均匀,无定向性,有时内部发育长英质团块(图3f₁—f₃),成分为混合质。

3.1.4 岩相类型

综合颗粒粒度、矿物组成及沉积构造特征,将歧北次凹沙三—亚段泥/页岩划分为:纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩、层状细粒混合质泥

岩、层状中粒混合质泥岩、层状粗粒长英质泥岩和块状中粒混合质泥岩6种岩相(图3),以此对Q1井和F1井沙三—亚段长度近85 m的岩心进行岩相划分。经统计,纹层状中粒灰云质页岩占6.3%,纹层状细粒混合质页岩占36.9%,层状细粒混合质泥岩占20.5%,层状中粒混合质泥岩占14.4%,层状粗粒长英质泥岩占10.7%,块状中粒混合质泥岩占11.2%。垂向上,Q1井C1单元多发育纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩和层状细粒混合质泥岩3类岩相类型,C2单元陆源输入增加,多发育层状中粒混合质泥岩、块状中粒混合质泥岩和层状粗粒长英质泥岩3类岩相类型(图4)。F1井C2单元岩相类型以纹层状细粒混合质页岩、层状细粒混合质泥岩和层状中粒混合质泥岩为主,C3单元主要发育块状中粒混合质泥岩、纹层状细粒混合质页岩和层状细粒混合质泥岩,C6单元则以纹层状细粒混合质页岩、层状中粒混合质泥岩和层状粗粒长英质泥岩为主。

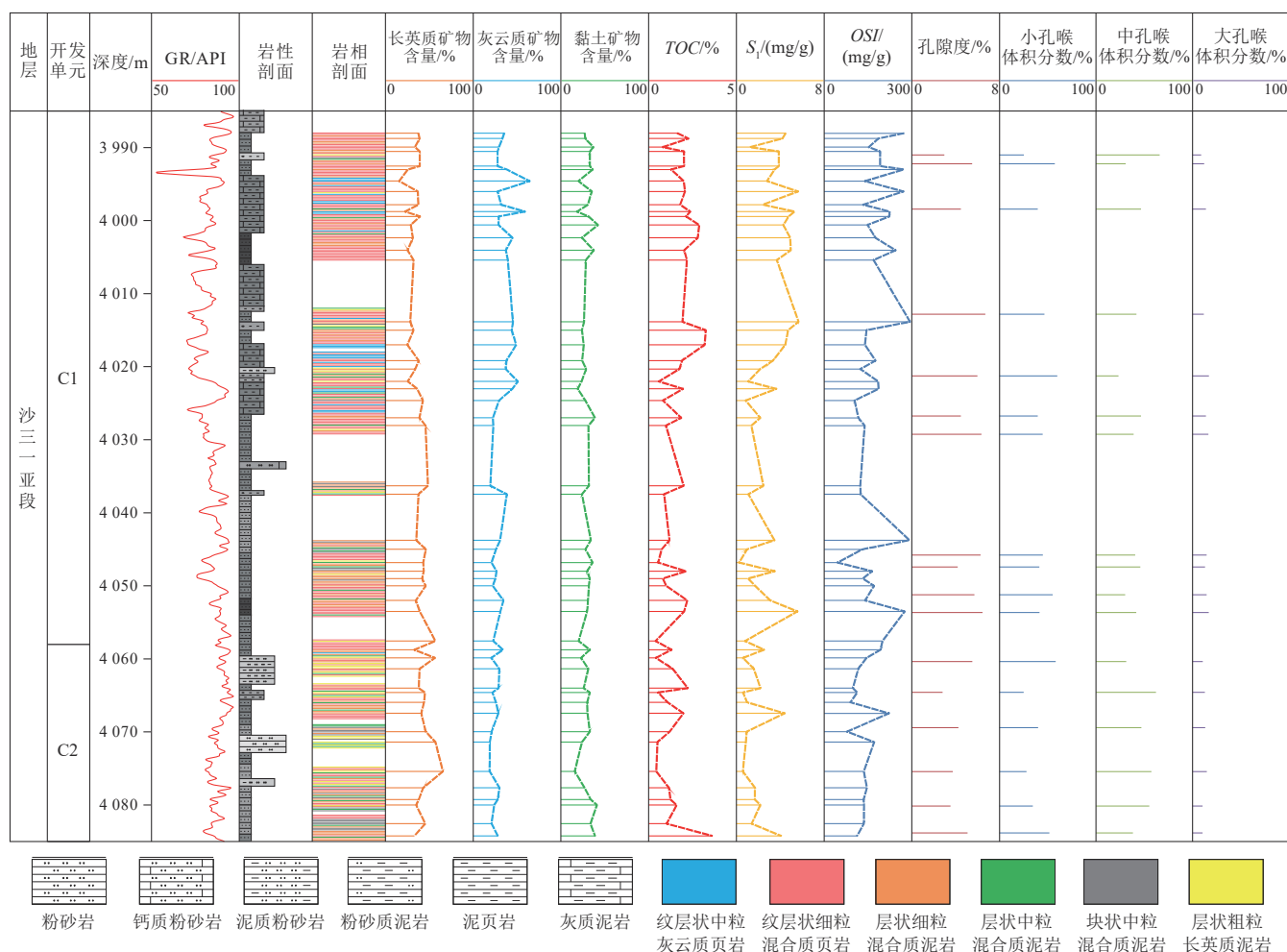


图4 歧北次凹Q1井沙三—亚段综合柱状图

Fig. 4 Composite stratigraphic column of the Es³⁽¹⁾ in well Q1, Qibei Sub-sag

3.2 储层特征

3.2.1 储集空间类型

细粒沉积岩的储集空间主要包括粒间孔隙、粒内孔隙、有机质孔及微裂缝。受压实作用和胶结作用等影响,孔隙多为纳米-微米级,是页岩内烃类的主要赋存空间。研究区主要发育颗粒间孔、晶体间孔、黏土矿片间孔、粒内溶蚀孔、微裂缝和有机质孔6种储集空间类型。①颗粒间孔主要分布于石英和长石等脆性矿物颗粒周围,形态多为狭长状、多边形和似圆状,孔径为数百纳米至数微米,常被有机质和黏土矿物充填(图5a)。②晶体间孔发育于碳酸盐矿物及黄铁矿晶体间隙中。碳酸盐矿物晶体间孔的形成与有机质酸密切相关^[40],当酸性流体运移至富碳酸盐区时,大量溶蚀碳酸盐矿物。有机酸消耗后流体中溶解的碳酸盐结晶析出,未长满碳酸盐矿物的晶体间隙以及后期流体的改造形成的溶孔共同构成了晶体间孔(图5b),为烃类提供了运移通道及储集空间^[41-42]。③黏土矿片间孔多

为原生孔隙,另有部分是黏土间的颗粒被溶蚀而形成的次生孔隙,孔隙形态呈椭圆状,孔径可达数微米(图5c,d)。④粒内溶蚀孔由方解石和白云石等颗粒被溶蚀形成,孔径通常为数微米,孔隙边缘呈港湾状(图5e)。⑤研究区微裂缝较发育,宽度一般为数微米至十几微米。层间缝常见于层理薄弱处,尤其是亮晶碳酸盐纹层边界(图5f)。垂直层理的微裂缝发育较少,能切穿多个纹层或层,其形成可能与有机质生烃导致局部压力异常有关^[43](图5g)。⑥有机质孔的形成与有机质热成熟演化或差异性收缩有关^[44-45],形态多为蜂窝状、椭圆状和长条状,孔径数纳米至数百纳米(图5h,i)。研究区尚未达到高成熟阶段,有机质孔发育程度较弱。

3.2.2 储层孔喉结构特征

本次研究采用高压压汞法表征喉道直径2.8~50 000.0 nm的孔喉体系,可以较好地研究歧北次凹沙三一亚段页岩的储集能力。IUPAC提出的孔隙分类方案将孔隙按照孔径大小分为微孔(<2 nm)、介孔

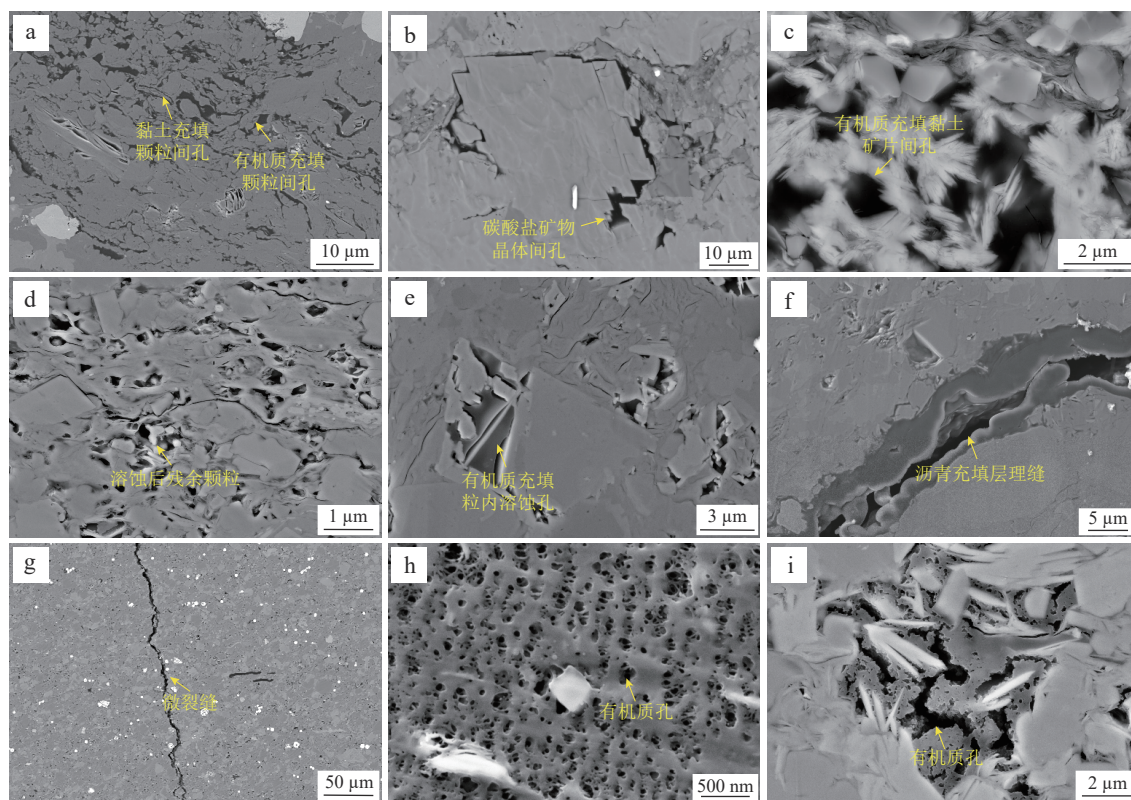


图5 歧北次凹沙三一亚段泥/页岩储集空间类型扫描电镜照片

Fig. 5 Reservoir space types of mudstones/shales in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag (SEM)

a. 有机质和黏土充填颗粒间孔,Q1井,埋深3 996.49 m;b. 方解石重结晶形成的晶体间孔,Q1井,埋深3 994.59 m;c. 有机质充填原生黏土矿片间孔,F1井,埋深4 384.55 m;d. 次生黏土矿片间孔,可见方解石被溶蚀,Q1井,埋深4 016.45 m;e. 有机质充填粒内溶蚀孔,Q1井,埋深4 044.98 m;f. 层间缝,充填沥青,Q1井,埋深3 992.33 m;g. 垂直层理的微裂缝,Q1井,埋深3 994.59 m;h. 蜂窝状有机质孔,Q1井,埋深3 994.59 m;i. 长条状有机质孔,Q1井,埋深3 996.49 m

(2~50 nm)和宏孔(>50 nm)。由于研究区不同岩相中2~50 nm喉道控制的孔喉体积分数无明显区别,因此以喉道直径10 nm和50 nm为界,将孔喉分为小孔喉(2~10 nm)、中孔喉(10~50 nm)和大孔喉(>50 nm)。

以小孔喉、中孔喉和大孔喉的体积分数及孔隙度作为分类依据,根据K-均值聚类分析,将研究区泥/页岩储层分为4类(图6a)。从I类储层到IV类储层,大孔喉的体积分数呈逐渐降低的趋势,但变化幅度不明显,而小孔喉和中孔喉的体积分数存在较大的区别(图6b)。

①纹层状中粒灰云质页岩和纹层状细粒混合质页岩主要发育黏土矿片间孔、颗粒间孔、晶体间孔和层理缝,为I类储层,其小孔喉体积分数略大于中孔喉体积分数,孔喉直径中值为11.6 nm,孔隙度平均值为6.53%。

②层状细粒混合质泥岩主要发育黏土矿片间孔和颗粒间孔,为II类储层,其小孔喉体积分数远大于中孔喉体积分数,孔喉直径中值为9.2 nm,孔隙度平均值为5.56%。

③层状中粒混合质泥岩和块状中粒混合质泥岩主要发育颗粒间孔和黏土矿片间孔,为III类储层。其中孔喉体积分数略大于小孔喉体积分数,孔喉直径中值为12.6 nm,孔隙度平均值为4.3%。

④层状粗粒长英质泥岩主要发育颗粒间孔,为IV类储层。其中孔喉体积分数远大于小孔喉体积分数,孔喉直径中值为15.9 nm,孔隙度平均值为3.26%。

3.3 有机地球化学特征

3.3.1 有机质丰度

研究区沙三—亚段泥/页岩TOC介于0.23%~2.57%,平均值为1.17%,不同岩相TOC存在较为显著的差异。纹层状中粒灰云质页岩TOC最高,介于1.13%~2.25%,平均值为1.74%;纹层状细粒混合质页岩TOC

介于0.84%~2.57%,平均值为1.65%;层状细粒混合质泥岩TOC介于0.79%~2.25%,平均值为1.41%;层状中粒混合质泥岩TOC介于0.48%~1.88%,平均值为0.87%;块状中粒混合质泥岩TOC介于0.42%~0.84%,平均值为0.62%;层状粗粒长英质泥岩TOC最低,介于0.23%~0.83%,平均值为0.57%(图7a)。

3.3.2 有机质类型和成熟度

在油浸荧光和反射光下对显微组分进行鉴定,结果表明不同岩相类脂体和镜质体含量差别较为显著,而惰质体含量则无明显变化。从纹层状页岩到长英质泥岩,类脂体含量逐渐降低,而镜质体含量升高(图7b)。采用热解氢指数(HI)和 T_{max} 关系划分有机质类型,歧北次凹沙三—亚段有机质类型以II型和III型为主,其中纹层状细粒混合质页岩、纹层状中粒灰云质页岩和层状细粒混合质泥岩以II₁型干酪根为主,部分为II₂型;层状中粒混合质泥岩以II₂型和III型干酪根为主,少量为II₁型;块状中粒混合质泥岩和层状粗粒长英质泥岩基本全为III型干酪根,II₁型和II₂型极少(图7c)。沙三—亚段页岩热解 T_{max} 介于435~463℃,整体处于成熟阶段。

4 沙三—亚段页岩含油性特征与页岩油富集模式

4.1 含油性特征

歧北次凹沙三—亚段页岩热解 S_1 介于0.09~5.67 mg/g,平均值为1.60 mg/g。纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩和层状细粒混合质泥岩 S_1 较高,平均值分别为2.48、2.64和2.30 mg/g;层状中粒

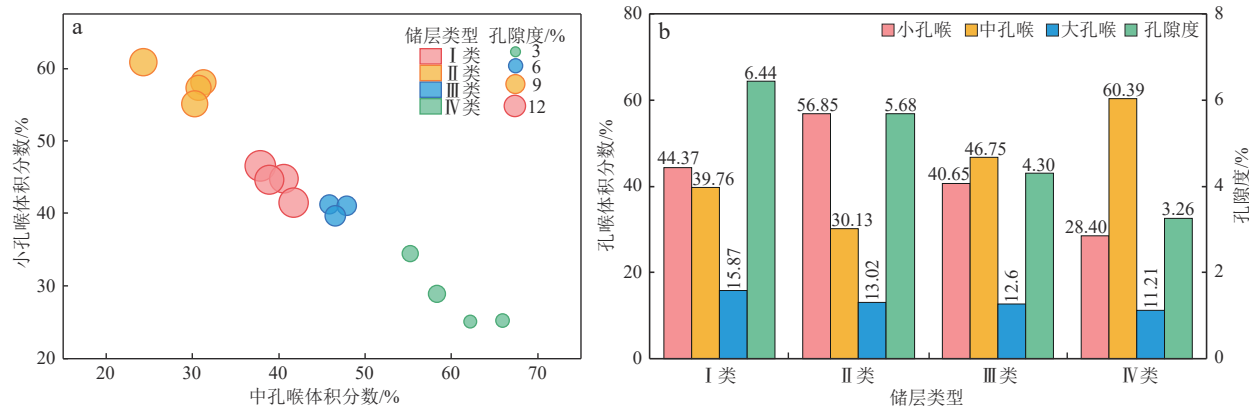


图6 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩储层类型划分图版(a)及孔隙特征分布柱状图(b)

Fig. 6 Reservoir type classification (a) and pore characteristics (b) of the mudstones/shales in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

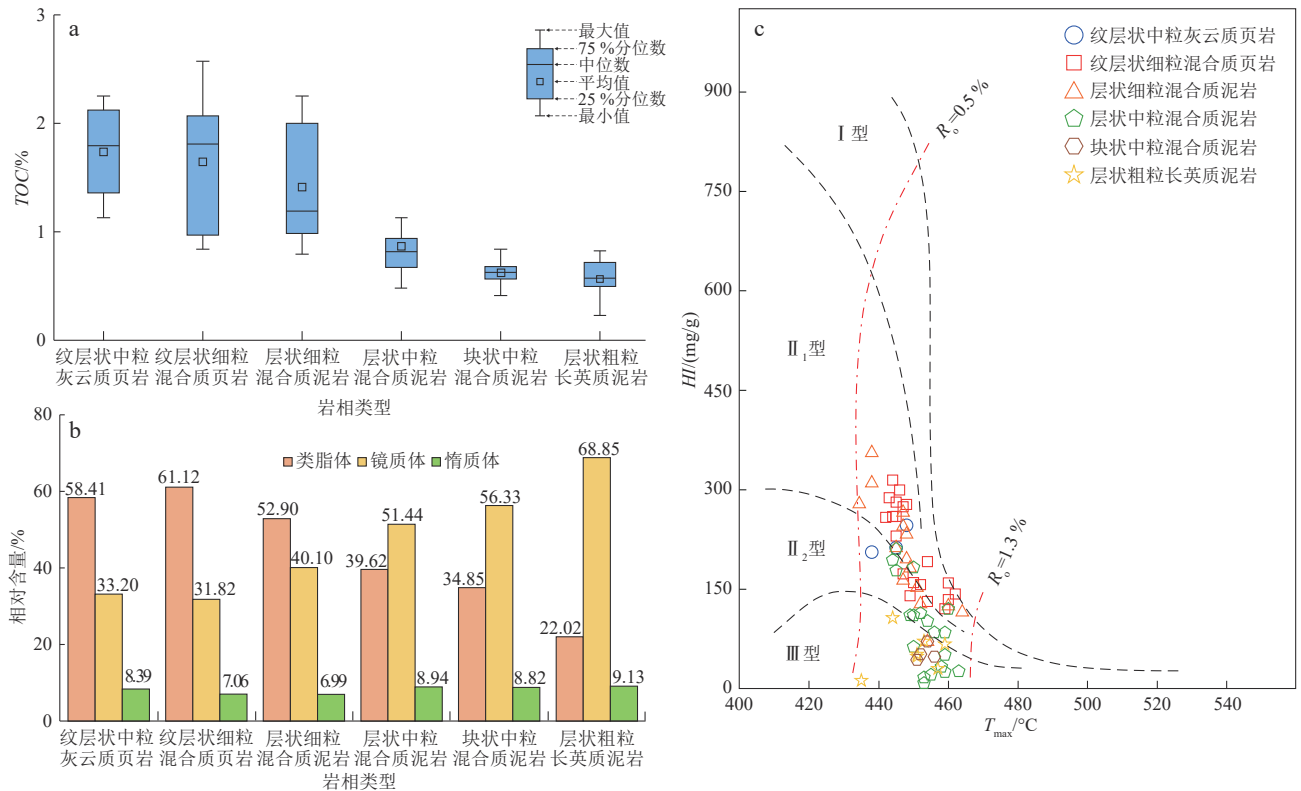


图7 歧北次凹沙三一亚段不同岩相有机质含量分布箱形图(a)、显微组分含量分布柱状图(b)和有机质类型判别图版(c)

Fig. 7 TOC content (a), maceral content (b), and organic matter types (c) of varying lithofacies in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

混合质泥岩、块状中粒混合质泥岩和层状粗粒长英质泥岩 S_1 较低, 平均值分别为 0.86, 0.40 和 0.51 mg/g (图 8)。含油饱和度指数 (OSI) 是表征页岩内部是否具有较高游离烃含量的重要参数, 在含油性评价中具有良好的效果^[6, 15, 46-47]。烃类在 OSI 超越阈值后具备的流动特性被称为超越效应, 国内外研究及勘探实践

已证实超越效应越明显, 烃类的可动概率越大^[6]。北美 Eagle Ford 和 Marcellus 等地区页岩 OSI 大于 100 mg/g 时地层具有良好的产油能力^[6, 15]。歧北次凹沙三一亚段页岩 OSI 介于 14 ~ 292 mg/g, 平均值为 125 mg/g。其中纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩和层状细粒混合质泥岩 OSI 较高, 平均值分别为 144, 163 和

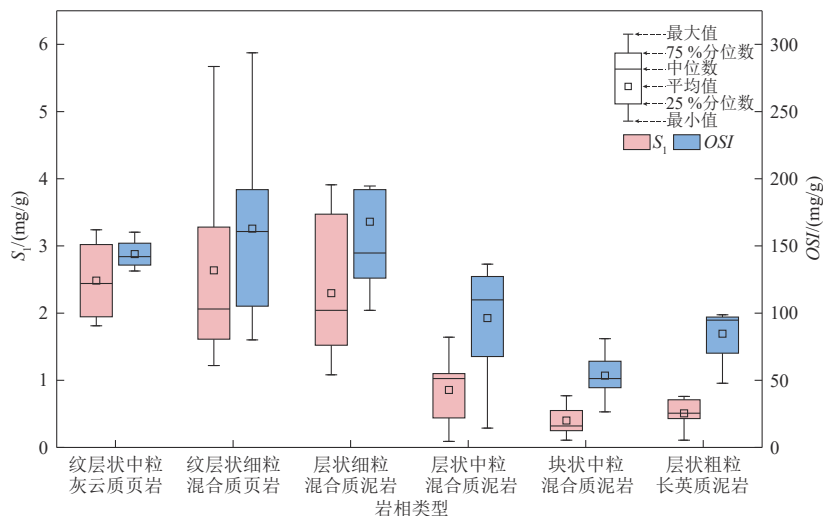


图8 歧北次凹沙三一亚段不同岩相页岩热解 S_1 值和 OSI 值分布箱形图

Fig. 8 Pyrolysis-derived free hydrocarbon content (S_1) and oil saturation index (OSI) values across varying lithofacies of shales in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

168 mg/g,页岩油可动性强;层状中粒混合质泥岩、块状中粒混合质泥岩和层状粗粒长英质泥岩 OSI 平均值分别为 96, 53 和 85 mg/g(图 8),页岩油可动性较弱。

4.2 含油性控制因素

4.2.1 有机质

有机质是泥/页岩中油气生成的物质基础,有机质丰度对页岩油含量存在多段控制作用^[35]。对于沙三段—亚段页岩而言, S_1 随着 TOC 的增加具有先升高、后平缓的变化规律。当 TOC 介于 0.23 % ~ 2.00 % 时, S_1 随 TOC 的增加而迅速升高;而当 TOC 超过 2.00 % 时,两者的相关性趋于消失(图 9a)。因此,有机质含量对页岩油富集具有双重效应,当泥/页岩有机质含量超过上限值时,随着 TOC 继续增加, S_1 非但不会升高,甚至会由于有机质吸附的烃类增加而降低^[35]。

不同显微组分的生烃潜力不同,富氢的类脂体生油潜力最高,而镜质体和惰质体生油潜力相对较低。I 型干酪根的生油量可以是 III 型干酪根的 10 倍或更多, II₁ 型和 II₂ 型干酪根生油量分别可以是 III 型干酪根的 2 ~ 7 倍^[48]。有机质类型还控制了烃源岩生烃演化过程,类脂体、镜质体、惰质体的生烃活化能依次升高^[49]。前人通过热模拟实验发现 II₁ 型干酪根的生油高峰对应的热演化程度较低,镜质体反射率(R_o)为 1.00 % 左右即达到生油高峰; III 型干酪根的生油高峰

1.20 % 以上才达到生油高峰^[50]。本次研究的样品 R_o 介于 0.82 % ~ 1.09 %,类脂体为此阶段的生油主体。随着类脂体含量的增加,泥/页岩含油量逐渐升高(图 9b)。

4.2.2 储层类型

有机质对泥页岩含油量具有重要控制作用,但并非唯一因素。为厘定储层类型的影响,本文建立了单位有机质含油量(S_1/TOC , 即 OSI)与孔隙度及孔喉直径分布之间的相关关系。结果显示,孔隙度与页岩油含量呈较好的正相关性,与小孔喉及大孔喉的体积分数均存在一定正相关性,而与中孔喉的体积分数呈负相关性(图 9c—f)。研究区泥/页岩不同类型孔隙中充填的有机质存在差异,可见演化程度较高的固体沥青充填颗粒间孔隙,且无明显荧光。黏土矿片间孔、晶体间孔和层理缝中可见油的赋存,油浸荧光下富黏土纹层和碳酸盐纹层荧光性较为强烈(图 10),说明 I 类和 II 类储层相较于 III 类和 IV 类储层的含油性更好。

4.2.3 矿物成分及颗粒粒度

湖泊中自生碳酸盐矿物的沉积通常被认为与藻类和细菌等浮游生物活动以及高盐度的水体环境有关^[51-54]。当自生碳酸盐矿物含量升高时,说明该时期生物繁盛,并且高盐度的环境有利于形成水体分层,水体底部的还原带有利于富含类脂体的有机质保存,从而形成富有机质纹层。有机质在热演化过程中会生成

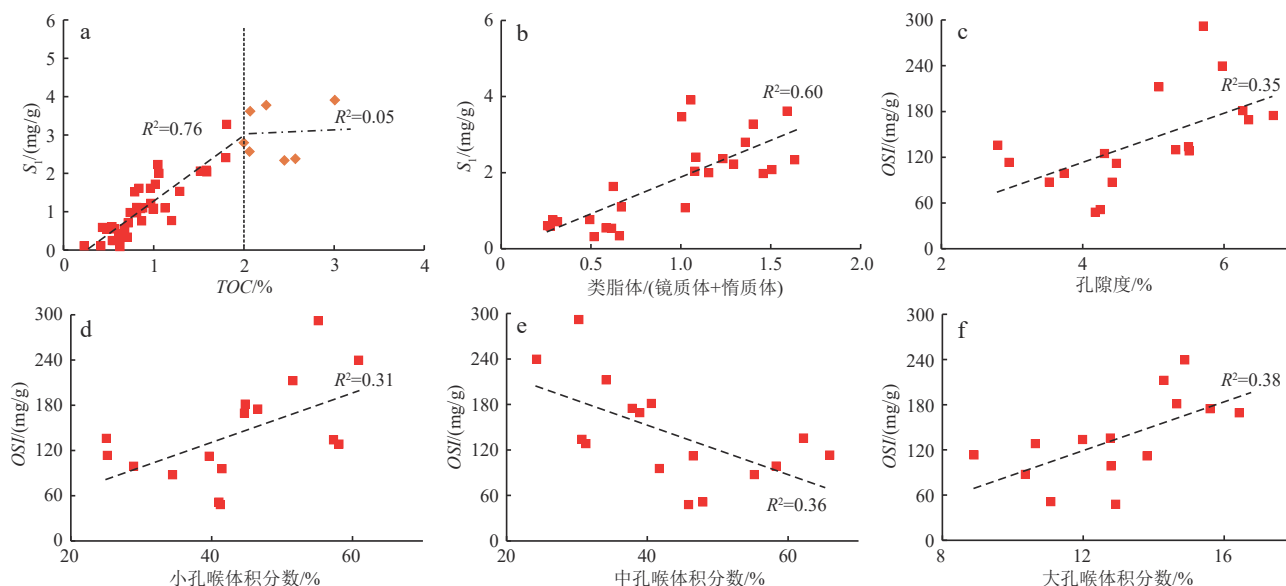


图9 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩含油性有机质类型及孔喉大小相关关系

Fig. 9 Correlations of the oil-bearing properties with organic matter and pore throat characteristics of mudstones/shales in the $Es^{3(1)}$,

Qibei Sub-sag

a. TOC 与 S_1 关系; b. 有机质类型(显微组分含量比值)与 S_1 关系; c. 孔隙度与 OSI 关系; d—f. 分别为不同孔喉体积分数与 OSI 关系

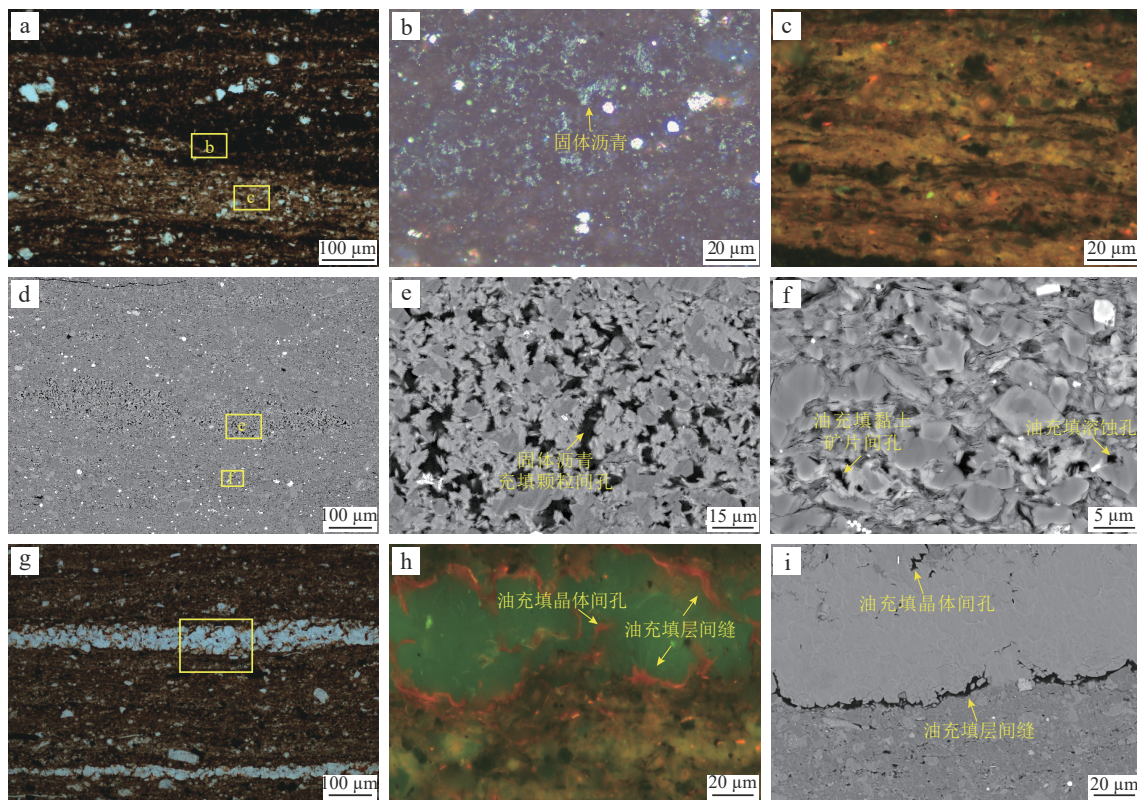


图10 歧北次凹沙三一亚段泥/页岩不同类型孔隙充填的有机质差异特征显微照片

Fig. 10 Differences in organic matter filled in various pore types of mudstones/shales in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

a. 富有机质纹层中发育的颗粒间孔被固体沥青充填,混合质纹层中发育的黏土矿片间孔和溶蚀孔被油充填,单偏光,F1井,埋深4 384.55 m;b,c. 分别为a图对应位置的反射光和荧光照片;d—f. 分别为a—c图对应扫描电镜照片;g. 方解石纹层中发育的晶体间孔和层理缝被油充填,Q1井,埋深3 996.21 m;h,i. 分别为g图中黄色方块对应位置的荧光照片及扫描电镜照片

有机酸,能够促进碳酸盐矿物重结晶并形成晶体间孔,改善了储层物性。因此,泥/页岩含油量随碳酸盐矿物含量升高而增加(图11a—c)。

研究区长英质矿物主要来源于陆源输入,其含量升高指示沉积时水动力增强,导致泥/页岩由细粒向粗粒过渡。陆源碎屑输入湖盆会稀释水生生物产生的有机质^[55],不利于有机质的富集。陆源输入携带的植物碎屑主要为Ⅲ型有机质,其占比升高同样会降低页岩生油能力。且低TOC意味着泥/页岩中生成的有机酸较少,缺乏对储层的改造能力,致使研究区长英质泥岩中碳酸盐胶结强烈。因此,泥/页岩含油量随着长英质矿物含量升高而降低(图11d—f)。

研究区黏土矿物与有机质含量无明显相关性(图11g),但其对储集空间的发育具有重要影响。泥/页岩中的黏土矿物能通过阻止水-岩相互作用来抑制胶结作用,这意味着黏土矿物不能为胶结作用提供吸附位点,与黏土矿物相关的孔隙可能会被保留而使孔隙度提高^[56];不同黏土矿物间的转化也可能有利于次生孔隙的形成,进而增大孔隙度^[57]。研究表明,松辽

盆地白垩系青山口组和渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组三段黏土矿物含量在一定范围内与孔隙度呈正相关关系^[58-59],研究区黏土矿物含量与孔隙度也呈现同样的趋势(图11h)。适量的黏土矿物形成的黏土矿片间孔在抗压实能力较强的长石和石英等刚性矿物颗粒的保护下保存较好,能够作为页岩油的有效储集空间。然而,当泥/页岩中黏土矿物含量过高时,压实作用会造成孔喉缩小甚至闭合。同时,黏土矿物的网络状分布还会分隔孔隙,使其流体通道曲折多变,毛细管力增加,渗流条件变差,烃类难以运移进入其中^[43],导致这些孔隙难以成为页岩油的有效储集空间(图12)。因此,泥/页岩含油量随黏土矿物含量增加先升高后降低(图11i)。

4.2.4 沉积构造

泥/页岩的沉积构造控制了沉积有机质与无机矿物的配置关系和储集空间发育,是页岩油赋存的重要影响因素。中国的页岩油储层中纹层状构造层段具有更高的产能^[60-61],本次实验结果也显示纹层状页岩含

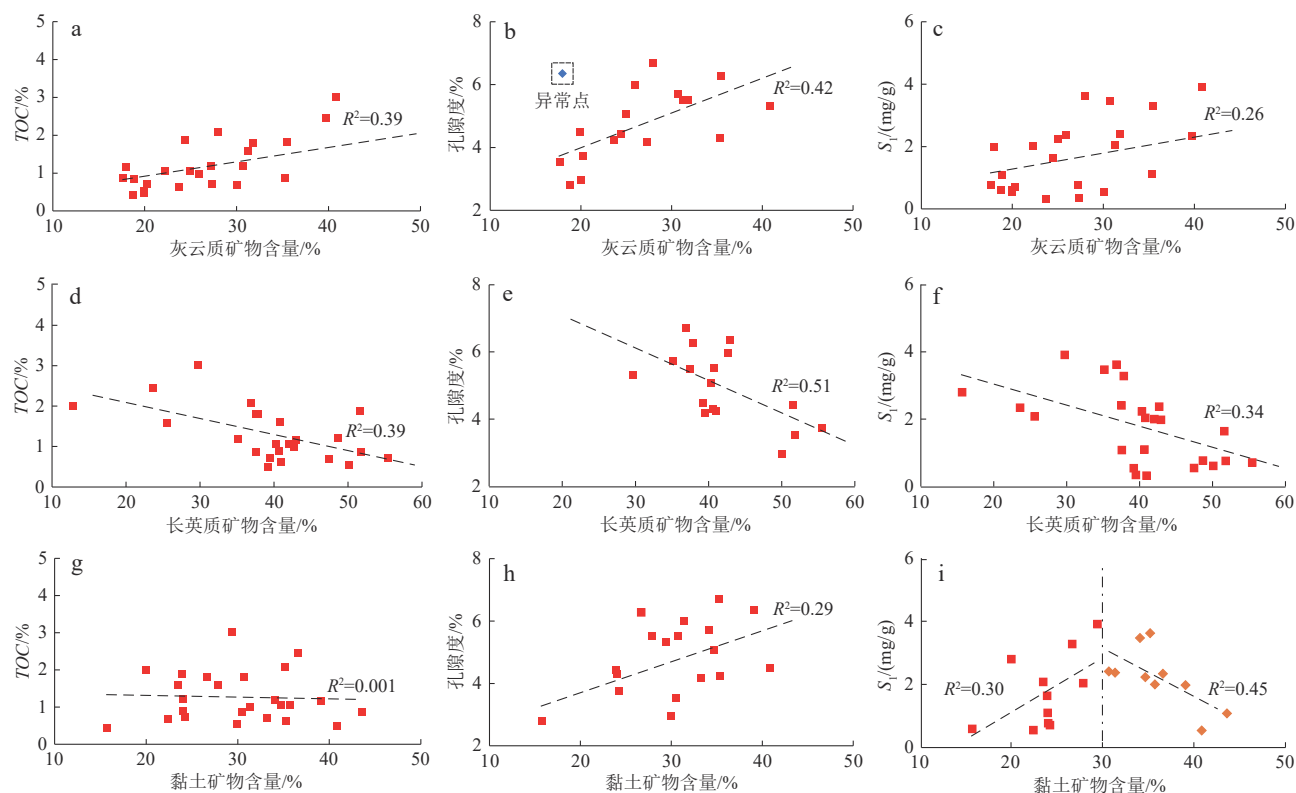


图 11 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩矿物成分与 TOC、孔隙度及 S_1 相关关系

Fig. 11 Correlations of the constituent minerals with the TOC content, porosity, and S_1 of mudstones/shales in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag
a—c. 分别为灰云质矿物含量与 TOC、孔隙度及 S_1 相关关系; d—f. 分别为长英质矿物含量与 TOC、孔隙度及 S_1 相关关系; g—i. 分别为黏土矿物含量与 TOC、孔隙度及 S_1 相关关系

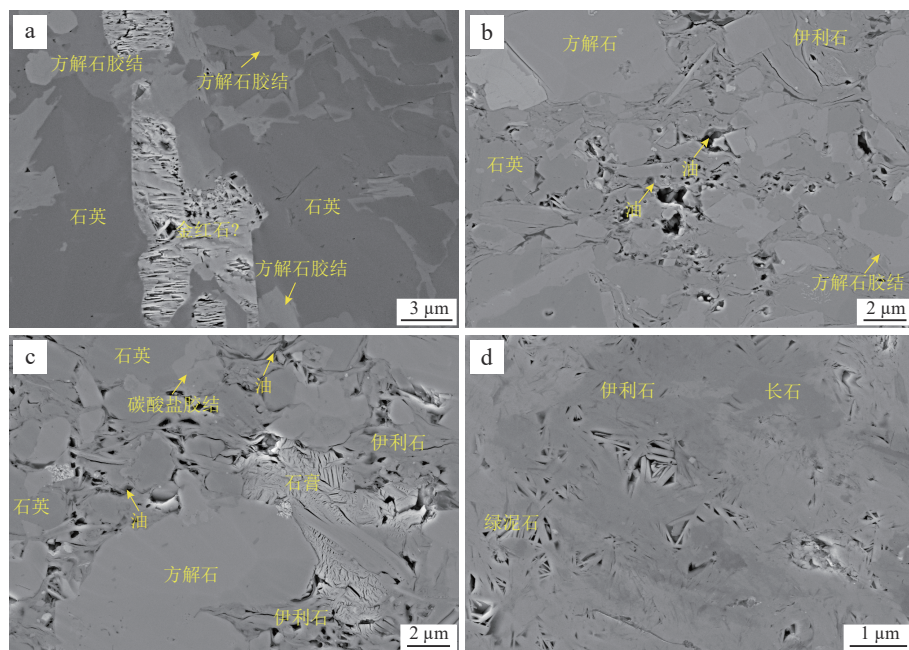


图 12 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩黏土矿物与孔隙发育和烃类赋存特征扫描电镜照片

Fig. 12 Characteristics of clay minerals associated with pore development and hydrocarbon occurrence of mudstones/shales in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag (SEM)

- a. 黏土矿物含量少, 胶结强烈, 孔隙不发育, 面孔率为 0.60%, 无烃类赋存, Q1 井, 埋深 4 028.61 m; b. 黏土矿物含量适中, 孔隙较发育, 面孔率为 1.58%, 可见烃类赋存于黏土矿片间孔等孔隙中, F1 井, 埋深 4 384.55 m; c. 黏土矿物含量适中, 孔隙较发育, 面孔率为 1.85%, 可见烃类赋存于黏土矿片间孔等孔隙中, Q1 井, 埋深 4 016.45 m; d. 黏土矿物含量高, 孔隙发育, 面孔率为 2.87%, 压实强烈, 无烃类赋存, Q1 井, 埋深 3 990.46 m

油量最高,层状页岩次之,块状页岩最低(图8)。纹层状页岩主要为静水悬浮和生物化学沉积产物,矿物颗粒分选较好,有利于孔隙的保存。此外,富有机质纹层和其他纹层的频繁互层,在差异压实、生烃增压和有机质热收缩作用下容易形成微裂缝^[62],烃类在超压和毛细管压力差作用下能够沿着微裂缝从富有机质纹层短距离运移至贫有机质纹层中。与块状泥岩相比,层状泥岩发育的微裂缝更多,且层厚更小,流体运移过程中受到的毛细管力等阻力也相对较小,微观源-储配置适中。统计歧北次凹沙三段一亚段纹层密度与有机质含量、孔隙度及 S_1 相关关系,结果表明其均具有良好的相关性(图13)。

4.3 页岩油富集主控因素与模式

选取影响页岩油含量的典型参数,绘制相关矩阵图(图14)。其中, TOC 、类脂体与(镜质体+惰质体)含量比值、孔隙度、小孔喉体积分数、中孔喉体积分数和大孔喉体积分数与 S_1 具有较为显著的相关性;灰云质矿物含量、长英质矿物含量和颗粒粒径与 S_1 具有中等程度的相关性。结合前文分析,有机质(有机质含量及有机质类型)、储层类型(孔隙度和孔喉直径分布)和沉

积构造(纹层密度)耦合构成的微观“源-储”组合是含油性的主控因素(表1),矿物成分和颗粒粒度为次要控制因素。

赵贤正等(2023年)^[35]基于“中-高匹配”富集规律,提出了黄骅坳陷页岩型页岩油毫米级有机质-长英质纹层、厘米级有机质-粉砂纹层和毫米级有机质-碳酸盐纹层3类“优势组构相”的页岩油富集模式。借鉴该研究思路,本文构建了适用于研究区的页岩油富集模式(图15)。纹层状中粒灰云质页岩和纹层状细粒混合质页岩有机质含量高,主要发育 II_1 型干酪根,储层类型为I类,具备优越的生烃和储集能力。这类页岩以富有机质的黏土纹层及混合质纹层或灰云质纹层的高频互层组合为特征,其中黏土纹层生成的烃类主要通过孔隙和微裂缝进行微运移,并滞留在相邻的灰云质或混合质纹层中,从而形成最为有利的“富有机质纹层生-贫有机质灰云质/混合质纹层储”页岩油富集模式(图15a,b)。层状细粒混合质泥岩的有机质含量较高,主要发育 II_1 型干酪根,储层类型为II类,生烃和储集能力均较好。该类页岩在自身产油的同时,还能接收来自邻近纹层状页岩排出的油,形成较为有利的“自身生油为主,外来油源辅助”页岩油

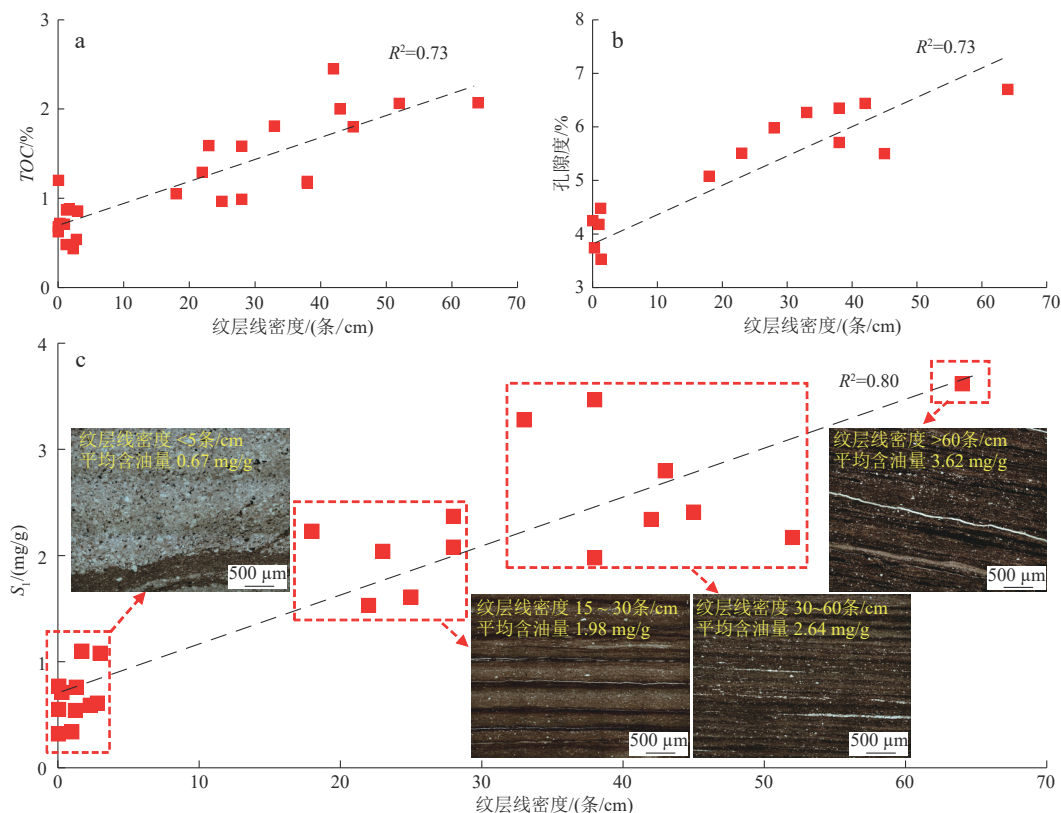


图13 歧北次凹沙三段一亚段泥/页岩纹层线密度与 TOC (a)、孔隙度(b)及 S_1 (c)相关关系

Fig. 13 Correlations of the lamina density with the TOC content (a), porosity (b), and S_1 (c) of mudstones/shales in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

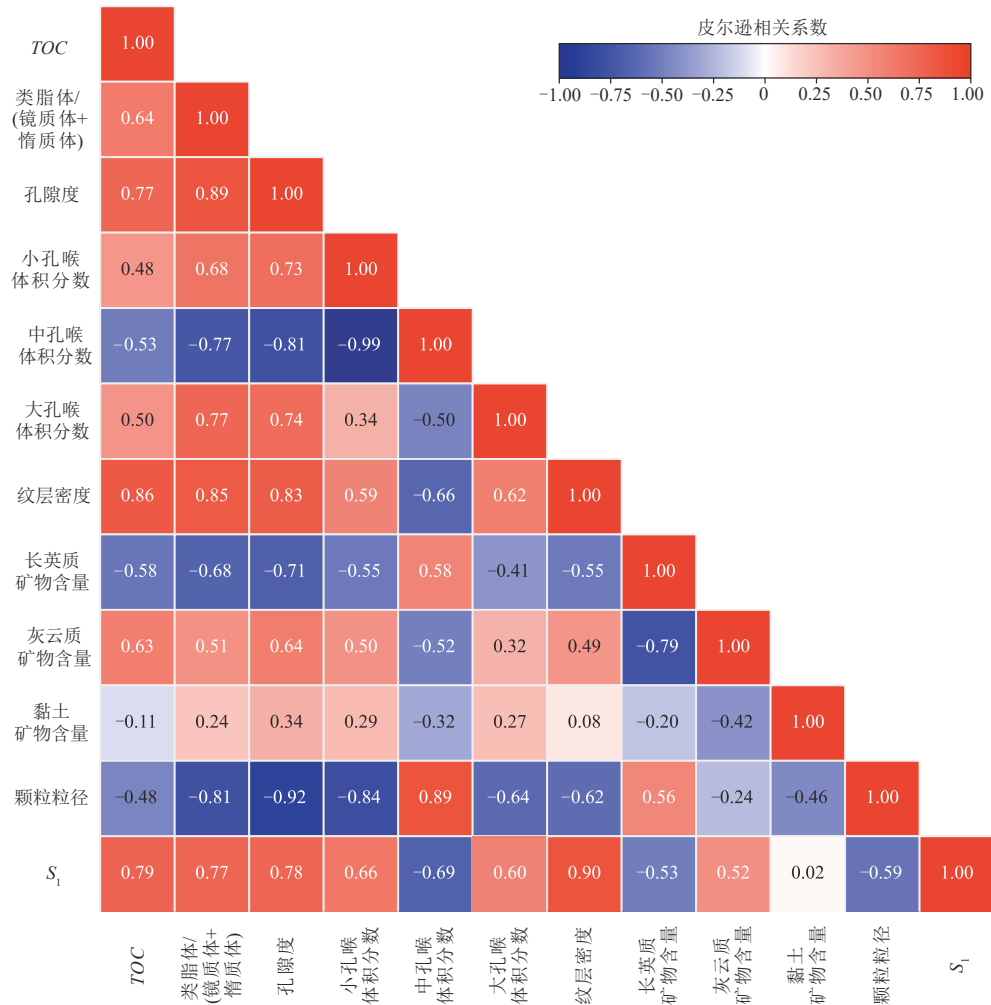


图 14 歧北次凹沙三—亚段页岩油富集要素相关性矩阵图

Fig. 14 Correlation matrix of shale oil enrichment factors for shale oil enrichment in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

表 1 歧北次凹沙三段—亚不同岩相有机质含量(TOC)、有机质类型、储层类型、纹层线密度及含油量(S_1)

Table 1 TOC content, organic matter types, reservoir types, lamina density, and oil content of varying lithofacies in the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

岩相类型	TOC/%	有机质类型	储层类型	纹层线密度/(条/cm)	S_1 /(mg/g)
纹层状中粒灰云质页岩	1.74	Ⅱ ₁	I	35.50	2.48
纹层状细粒混合质页岩	1.65	Ⅱ ₁	I	39.43	2.64
层状细粒混合质泥岩	1.41	Ⅱ ₁	Ⅱ	—	2.30
层状中粒混合质泥岩	0.87	Ⅱ ₂	Ⅲ	2.55	0.86
块状中粒混合质泥岩	0.62	Ⅲ	Ⅲ	1.32	0.40
层状粗粒长英质泥岩	0.57	Ⅲ	Ⅳ	0.06	0.51

注:“—”为无此数据。

富集模式(图 15c)。层状中粒混合质泥岩、块状中粒混合质泥岩和层状粗粒长英质泥岩的有机质含量较低,主要发育Ⅱ₂型和Ⅲ型干酪根,储层类型分别为Ⅲ类和Ⅳ类,其生烃和储集能力均较差。这类岩石中微裂缝等流体运移通道发育较少,烃类运移阻力较大,自身生油量有限,外来油源供给不足,不利于页岩油的富集(图 15d—f)。

5 结论

1) 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩根据矿物成分、颗粒粒度和沉积构造可划分为纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩、层状细粒混合质泥岩、层状中粒混合质泥岩、层状粗粒长英质泥岩和块状中粒

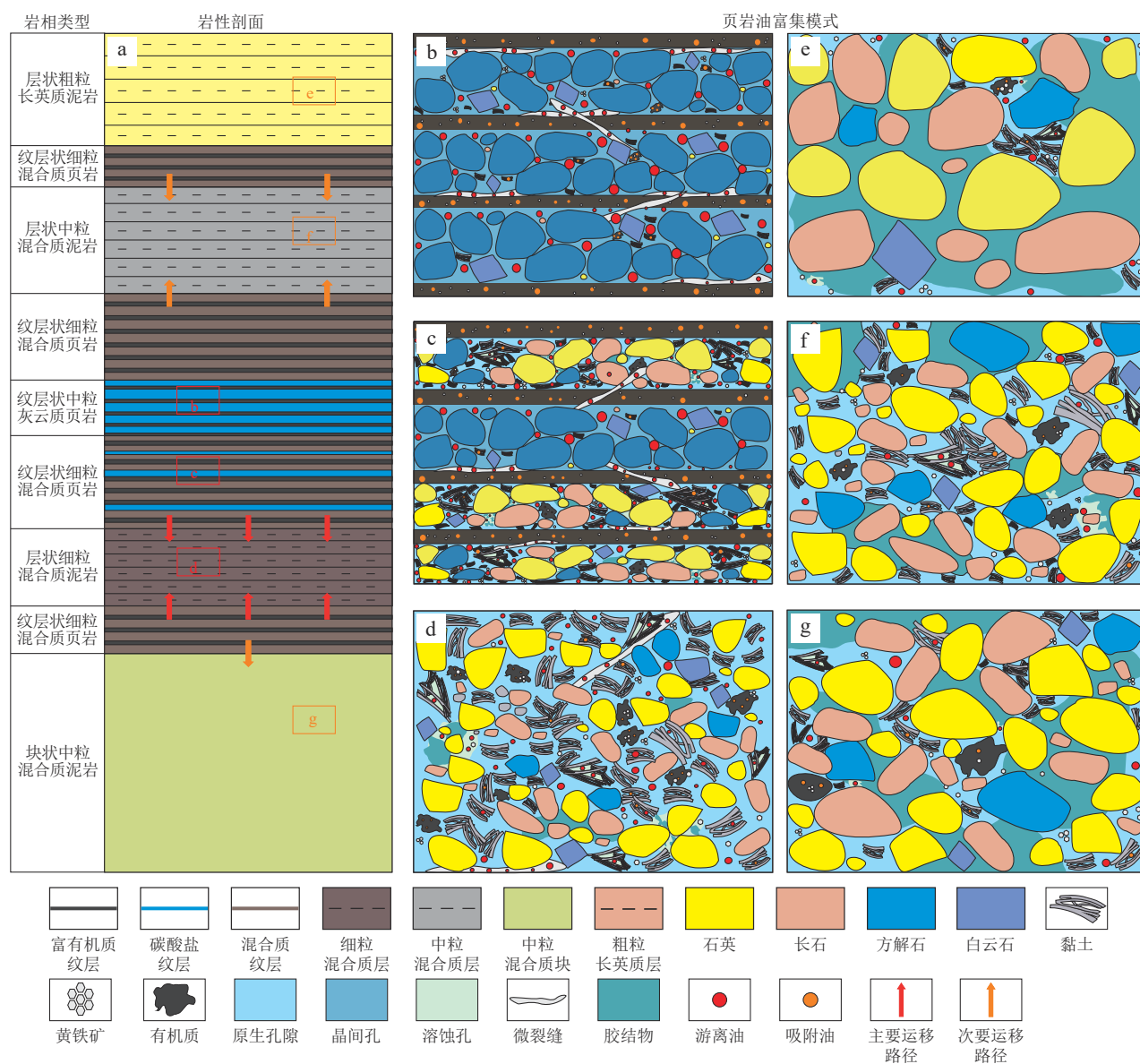


图 15 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩页岩油富集模式

Fig. 15 Shale oil enrichment patterns in mudstones/shales of the Es³⁽¹⁾, Qibei Sub-sag

a. 岩性剖面; b. 纹层状中粒灰云质页岩; c. 纹层状细粒混合质页岩; d. 层状细粒混合质泥岩; e. 层状粗粒长英质泥岩; f. 层状中粒混合质泥岩; g. 块状中粒混合质泥岩

混合质泥岩 6 种典型岩相类型。纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩、层状细粒混合质泥岩以 II₁ 型干酪根为主, 部分 II₂ 型; 层状中粒混合质泥岩以 II₂ 型和 III 型干酪根为主, 少量 II₁ 型; 块状中粒混合质泥岩及层状粗粒长英质泥岩基本全为 III 型干酪根。泥/页岩热解 $T_{\max}$ 介于 435 ~ 463 °C, 整体处于成熟阶段。

2) 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩储层分为 4 类, 纹层状中粒灰云质页岩和纹层状细粒混合质页岩主要发育黏土矿片间孔、颗粒间孔、晶体间孔和层理缝, 为 I 类储层, 孔喉直径中值为 11.6 nm, 孔隙度平均值为

6.53 %。层状细粒混合质泥岩主要发育黏土矿片间孔和颗粒间孔, 还发育一定的层理缝, 为 II 类储层, 孔喉直径中值为 9.2 nm, 孔隙度平均值为 5.56 %。层状中粒混合质泥岩和块状中粒混合质泥岩主要发育颗粒间孔和黏土矿片间孔, 为 III 类储层, 孔喉直径中值为 12.6 nm, 孔隙度平均值为 4.30 %。层状粗粒长英质泥岩主要发育颗粒间孔, 为 IV 类储层, 孔喉直径中值为 15.9 nm, 孔隙度平均值为 3.26 %。

3) 歧北次凹沙三—亚段泥/页岩热解 S_1 介于 0.09 ~ 5.67 mg/g, 平均值为 1.6 mg/g。OSI 介于 14 ~ 292 mg/g, 平均值为 125 mg/g, 证实了其具备良好的页岩油勘探

开发潜力。其中纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩和层状细粒混合质泥岩的 S_1 和 OSI 均较高, S_1 平均值分别为2.48、2.64和2.30 mg/g; OSI 平均值分别为144、163和168 mg/g。

4) 有机质含量、有机质类型、储层类型和沉积构造耦合构成的微观“源-储”组合是歧北次凹沙三一亚段页岩油富集的主控因素。纹层状中粒灰云质页岩、纹层状细粒混合质页岩和层状细粒混合质泥岩 TOC 介于0.79%~2.57%,有机质类型以 II_1 型为主,储层类型为I类和II类,含油性整体较好,为有利岩相类型。层状中粒混合质泥岩、块状中粒混合质泥岩和层状粗粒长英质泥岩 TOC 介于0.23%~1.88%,有机质类型以 II_2 型和III型为主,储层类型为III类和IV类,含油性相对较差。

参 考 文 献

- [1] 金之钧,王冠平,刘光祥,等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 821-835.
JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [2] 杨雷,金之钧. 全球页岩油发展及展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 553-559.
YANG Lei, JIN Zhijun. Global shale oil development and prospects [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 553-559.
- [3] U. S. Energy Information Administration. Drilling productivity report: For key tight oil and shale gas regions[R]. Washington, D. C.: EIA Independent Statistics and Analysis, 2020.
- [4] LOPATIN N V, ZUBAIRAEV S L, KOS I M, et al. Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov black shale formation, west Siberian Basin: A self-sourced reservoir system[J]. Journal of Petroleum Geology, 2003, 26(2): 225-244.
- [5] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 1—Shale-gas resource systems [M]//BREYER J A. Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012: 69-87.
- [6] 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.
- [7] EIA. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States [R]. Washington, D. C.: U. S. Department of Energy, 2013.
- [8] U. S. Energy Information Administration. World shale resource assessments[EB/OL]. (2015-09-24)[引用日期不详]. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.
- [9] 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.
- [10] 杜金虎,胡素云,庞正炼,等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 560-568.
DU Jinhu, HU Suyun, PANG Zhenglian, et al. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 560-568.
- [11] ZOU Caineng, PAN Songqi, HAO Qun. On the connotation, challenge and significance of China's "energy independence" strategy [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 449-462.
- [12] 赵文智,胡素云,侯连华,等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1-10.
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.
- [13] 柳波,石佳欣,付晓飞,等. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件——以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 828-838.
LIU Bo, SHI Jiaxin, FU Xiaofei, et al. Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: A case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 828-838.
- [14] 刘成林,李冰,吴林强,等. 松辽盆地上白垩统页岩油地质条件评价[M]. 北京:地质出版社,2016.
LIU Chenglin, LI Bing, WU Linqiang, et al. Evaluation of geological conditions of Upper Cretaceous shale oil in Songliao Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2016.
- [15] 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.
- [16] ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Exploration breakthroughs and geological characteristics of continental shale oil: A case study of the Kongdian Formation in the Cangdong Sag, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102: 544-556.
- [17] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 湖相页岩滞留烃形成条件与富集模式——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. 石油勘探

- 与开发, 2020, 47(5): 856-869.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Formation conditions and enrichment model of retained petroleum in lacustrine shale: A case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 856-869.
- [18] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 歧口凹陷歧北次凹沙河街组三段页岩油地质特征与勘探突破[J]. *石油学报*, 2020, 41(6): 643-657.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Geological characteristics and exploration breakthrough of shale oil in Member 3 of Shahejie Formation of Qibei subsag, Qikou sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(6): 643-657.
- [19] 冯家乐, 杨升宇, 胡钦红, 等. 沧东凹陷孔二段页岩生排烃效率及对含油性的影响[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(2): 45-56.
- FENG Jiale, YANG Shengyu, HU Qinhong, et al. Hydrocarbon generation and expulsion efficiency and influence on oil bearing property of shale in the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(2): 45-56.
- [20] 宋明水, 刘惠民, 王勇, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集规律认识与勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(2): 225-235.
- SONG Mingshui, LIU Huimin, WANG Yong, et al. Enrichment rules and exploration practices of Paleogene shale oil in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(2): 225-235.
- [21] 米立军, 徐建永, 李威. 渤海海域页岩油资源潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1366-1377.
- MI Lijun, XU Jianyong, LI Wei. Shale oil resource potential in the Bohai Sea area [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1366-1377.
- [22] 高和群, 高玉巧, 何希鹏, 等. 苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油储层岩石力学特征及其控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 502-515.
- GAO Hequn, GAO Yuqiao, HE Xipeng, et al. Rock mechanical properties and controlling factors for shale oil reservoirs in the second member of the Paleogene Funing Formation, Subei Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 502-515.
- [23] 高玉巧, 何希鹏, 程熊, 等. 陆相咸化湖盆“低TOC”烃源岩高生烃效率探讨——以苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段泥页岩为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(5): 678-687.
- GAO Yuqiao, HE Xipeng, CHENG Xiong, et al. Discussion on high hydrocarbon generation efficiency of saline lacustrine source rocks with low TOC: A case study of the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(5): 678-687.
- [24] 李乐, 王自翔, 郑有恒, 等. 江汉盆地潜江凹陷潜三段盐韵律层页岩油富集机理[J]. *地球科学*, 2019, 44(3): 1012-1023.
- LI Le, WANG Zixiang, ZHENG Youheng, et al. Mechanism of shale oil enrichment from the salt cyclotherm in Qian3 member of Qianjiang Sag, Jiangnan Basin [J]. *Earth Science*, 2019, 44(3): 1012-1023.
- [25] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(2): 166-178.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II) [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43 (2) : 166-178.
- [26] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(4): 561-574.
- MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45 (4) : 561-574.
- [27] HU Zongquan, LIU Zengqin, DU Wei, et al. Key geological factors governing sweet spots in the Wufeng-Longmaxi shales of the Sichuan Basin, China [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5 (3) : 100268.
- [28] 杨华, 梁晓伟, 牛小兵, 等. 陆相致密油形成地质条件及富集主控因素——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 12-20.
- YANG Hua, LIANG Xiaowei, NIU Xiaobing, et al. Geological conditions for continental tight oil formation and the main controlling factors for the enrichment: A case of Chang 7 Member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 12-20.
- [29] 蒯克来, 李克, 操应长, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7₃亚段富有机质页岩纹层组合与页岩油富集模式[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(6): 1244-1255.
- XI Kelai, LI Ke, CAO Yingchang, et al. Laminae combination and shale oil enrichment patterns of Chang 7₃ sub-member organic-rich shales in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1244-1255.
- [30] BIAN Ruikang. The formation and evolutionary characteristics of organic matter and pyrites in the continental shales of the 3rd submember of Chang 7 member, Yanchang Formation, Ordos Basin, China [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(2): 100250.
- [31] 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.
- [32] 支东明, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规-非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(1): 38-51.
- ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly

- coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(1): 38–51.
- [33] 邹才能, 朱如凯, 董大忠, 等. 页岩油气科技进步、发展战略及政策建议[J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1675–1686.
- ZOU Caineng, ZHU Rukai, DONG Dazhong, et al. Scientific and technological progress, development strategy and policy suggestion regarding shale oil and gas[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1675–1686.
- [34] 周立宏, 韩国猛, 杨飞, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷沙河街组三段一亚段地质特征与页岩油勘探实践[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(2): 443–455.
- ZHOU Lihong, HAN Guomeng, YANG Fei, et al. Geological characteristics and shale oil exploration of Es³⁽¹⁾ in Qikou Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42 (2) : 443–455.
- [35] 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.
- [36] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(2): 143–162.
- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: A case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 143–162.
- [37] 姜文亚, 柳飒. 层序地层格架中优质烃源岩分布与控制因素——以歧口凹陷古近系为例[J]. *中国石油勘探*, 2015, 20 (2): 51–58.
- JIANG Wenya, LIU Sa. Distribution and controlling factors of high-quality hydrocarbon source rock in sequential stratigraphic framework——Taking Paleogene system in Qikou Depression for instance[J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(2): 51–58.
- [38] 王振升, 滑双君, 于学敏, 等. 歧口凹陷沙河街组烃源岩分级评价及优质烃源岩分布[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(12): 1896–1902.
- WANG Zhensheng, HUA Shuangjun, YU Xuemin, et al. Grading evaluation and high quality source rock distribution in Qikou Sag [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(12): 1896–1902.
- [39] LAZAR O R, BOHACS K M, SCHIEBER J, et al. Mudstone nomenclature[M]//BOHACS K M, LAZAR R. *Sequence Stratigraphy: Applications to Fine-Grained Rocks*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, 2022: 21–33.
- [40] 张顺, 刘惠民, 王永诗, 等. 东营凹陷古近系页岩成岩事件及其对页岩储集空间发育特征的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 109–118.
- ZHANG Shun, LIU Huimin, WANG Yongshi, et al. Diagenetic event of Paleogene shale and its influence on development characteristics of shale pore space in Dongying Sag[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 109–118.
- [41] 张顺, 刘惠民, 宋国奇, 等. 东营凹陷页岩油储集空间成因及控制因素[J]. *石油学报*, 2016, 37(12): 1495–1507, 1527.
- ZHANG Shun, LIU Huimin, SONG Guoqi, et al. Genesis and control factors of shale oil reserving space in Dongying Sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(12): 1495–1507, 1527.
- [42] 王勇. 济阳坳陷古近系沙三下—沙四上亚段咸化湖盆证据及页岩油气地质意义[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(3): 27–36.
- WANG Yong. Evidence of paleogene saline lake basin in the 3rd and 4th members of Shahejie Formation in Jiyang Depression and geological significance of shale oil and gas [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48 (3): 27–36.
- [43] 孔祥鑫. 湖相含碳酸盐细粒沉积岩特征、成因与油气聚集[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020.
- KONG Xiangxin. Sedimentary characteristics, origin and hydrocarbon accumulation of lacustrine carbonate-bearing fine-grained sedimentary rocks [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2020.
- [44] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96 (6): 1071–1098.
- [45] LIU Bei, SCHIEBER J, MASTALERZ M. Combined SEM and reflected light petrography of organic matter in the New Albany Shale (Devonian-Mississippian) in the Illinois Basin: A perspective on organic pore development with thermal maturation [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 184: 57–72.
- [46] 薛海涛, 田善思, 卢双舫, 等. 页岩油资源定量评价中关键参数的选取与校正——以松辽盆地北部青山口组为例[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2015, 34(1): 70–78.
- XUE Haitao, TIAN Shansi, LU Shuangfang, et al. Selection and verification of key parameters in the quantitative evaluation of shale oil: A case study at the Qingshankou Formation, northern Songliao Basin [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2015, 34(1): 70–78.
- [47] 金芸芸, 李楚雄, 王勇, 等. 南襄盆地泌阳凹陷古近系核桃园组页岩含油性 & 烃类赋存特征[J]. *石油实验地质*, 2024, 46 (2): 354–365.
- JIN Yunyun, LI Chuxiong, WANG Yong, et al. Oil-bearing potential and hydrocarbon occurrence characteristics of shale in Paleogene Hetaoyuan Formation in Biyang Sag, Nanxiang Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2024, 46 (2) : 354–365.
- [48] 陈建平, 邓春萍, 王汇彤, 等. 中国西北侏罗纪煤系显微组分生烃潜力、产物地球化学特征及其意义[J]. *地球化学*, 2006, 35(1): 81–87.

- CHEN Jianping, DENG Chunping, WANG Huitong, et al. Genetic potential and geochemical features of pyrolysis oils of macerals from Jurassic coal measures, Northwest China [J]. *Geochimica*, 2006, 35(1): 81–87.
- [49] 蒋启贵, 王勤, 承秋泉, 等. 不同组分烃源岩生烃动力学特征浅析[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(5): 512–518, 533.
- JIANG Qigui, WANG Qin, CHENG Qiuquan, et al. Discussion on the kinetic characteristics of hydrocarbon generation of different maceral source rocks [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2005, 27(5): 512–518, 533.
- [50] 王圣柱, 梅文科, 熊峥嵘, 等. 准噶尔盆地东北缘石炭系烃源岩生烃演化特征及其石油地质意义[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(4): 667–680.
- WANG Shengzhu, MEI Wenke, XIONG Zhengrong, et al. Hydrocarbon generation and evolution characteristics of Carboniferous source rocks on the northeastern margin of the Junggar Basin and its petroleum geological significance [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(4): 667–680.
- [51] STABEL H H. Calcite precipitation in Lake Constance: Chemical equilibrium, sedimentation, and nucleation by algae [J]. *Limnology and Oceanography*, 1986, 31(5): 1081–1094.
- [52] DITTRICH M, MÜLLER B, MAVROCORDATOS D, et al. Induced calcite precipitation by cyanobacterium *synechococcus* [J]. *Acta Hydrochimica et Hydrobiologica*, 2003, 31(2): 162–169.
- [53] GIERLOWSKI-KORDESCH E H. Chapter 1 lacustrine carbonates [J]. *Developments in Sedimentology*, 2010, 61: 1–101.
- [54] ZHANG Fangfu, XU Huifang, KONISHI H, et al. Polysaccharide-catalyzed nucleation and growth of disordered dolomite: A potential precursor of sedimentary dolomite [J]. *American Mineralogist*, 2012, 97(4): 556–567.
- [55] BAI Luheng, SHI Wanzhong, POGGE VON STRANDMANN P A E, et al. Sedimentology and geochemistry of the Upper Permian transitional shale, Western Guizhou, China: Implications for the environmental effect of the Emeishan large igneous province and organic matter accumulation [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, 233: 212580.
- [56] YANG Yunlai, APLIN A C. A permeability-porosity relationship for mudstones [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2010, 27(8): 1692–1697.
- [57] APLIN A C, MACQUAKER J H S. Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(12): 2031–2059.
- [58] WANG Fenglan, FENG Zihui, WANG Xue, et al. Effect of organic matter, thermal maturity and clay minerals on pore formation and evolution in the Gulong Shale, Songliao Basin, China [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 223: 211507.
- [59] 张顺, 刘惠民, 王敏, 等. 东营凹陷页岩油储层孔隙演化 [J]. *石油学报*, 2018, 39(7): 754–766.
- ZHANG Shun, LIU Huimin, WANG Min, et al. Pore evolution of shale oil reservoirs in Dongying sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(7): 754–766.
- [60] 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.
- [61] 宋国奇, 徐兴友, 李政, 等. 济阳坳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.
- [62] XIN Bixiao, ZHAO Xianzheng, HAO Fang, et al. Laminar characteristics of lacustrine shales from the Paleogene Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China: Why do laminated shales have better reservoir physical properties? [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 260: 104056.

(编辑 张玉银)