

苏北盆地低有机碳含量陆相页岩层系页岩油富集 高产机理与成藏模式

何希鹏^{1,2}, 咎灵^{1,2}, 高玉巧^{1,2}, 蔡潇^{1,2}, 陈鹏^{1,2}, 花彩霞^{1,2}, 白鸾羲^{1,2}, 张琬璐^{1,2}

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化 华东油气分公司, 江苏 南京 210019)

摘要: 苏北盆地古近系阜(阜宁组)二段页岩具有有机质丰度低、岩性复杂和断块破碎的地质特点, 页岩油勘探面临资源潜力和富集机理不清、勘探方向不明等难题。系统开展了低总有机碳含量(TOC)页岩成烃、成储和成藏机理, 明确了勘探潜力和有利目标。研究表明: ①阜二段主要发育5种岩相, 其中阜二段一亚段和二亚段的纹层状黏土质-长英质、长英质-碳酸盐混合质页岩为有利岩相。②页岩有机质类型为I-II型, 发育光面球藻、葡萄藻、沟鞭藻和木栓质体等有利成烃母质, 具有“早生烃、高转化、低排烃、富游离”的生-排-滞-聚特征。③页岩为裂缝-孔隙型储层, 孔隙以黏土矿物晶间孔、长英质矿物粒间孔和溶蚀孔为主, 裂缝主要为层理缝、构造缝和成岩缝, 裂缝孔隙度占17%~21%。④受成岩和构造作用影响, 页岩油在源内发生3次微运移, 页岩具有微运移-自封闭的成藏特征。⑤阜二段具有深凹稳定型、高陡断阶型、复杂断块型和浅埋单斜型4种页岩油成藏模式。⑥页岩油富集高产主要受沉积成岩、保存条件和可压性三因素控制。溱潼凹陷实施12口探评井和3个试验井组, 均获得高产, 提交页岩油探明储量超过4 000×10⁴ t, 揭示了苏北盆地低TOC页岩油良好的勘探开发潜力。

关键词: 成烃母质; 微运移-自封闭; 富集高产机理; 低TOC页岩; 成藏模式; 页岩油; 苏北盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Enrichment and high productivity mechanisms and accumulation patterns of shale oil in lacustrine shales with low total organic carbon content in the Subei Basin

HE Xipeng^{1,2}, ZAN Ling^{1,2}, GAO Yuqiao^{1,2}, CAI Xiao^{1,2}, CHEN Peng^{1,2}, HUA Caixia^{1,2}, BAI Luanxi^{1,2}, ZHANG Wanlu^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China; 2. East China Oil & Gas Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210019, China)

Abstract: Shales in the 2nd member of the Funing Formation (also referred to as the Fu 2 Member) in the Subei Basin are characterized by low organic matter abundance, complex lithological composition, and small fault blocks. These geological characteristics pose considerable challenges for shale oil exploration, including uncertainties regarding resource potential, enrichment mechanisms, and exploration targets. To address these issues, we systematically investigate the mechanisms behind the hydrocarbon generation, reservoir formation, and hydrocarbon accumulation in shales with low total organic carbon (TOC) content in the Fu 2 Member. Accordingly, the potential and favorable targets for shale oil exploration of the shales are determined. The results indicate that shales in the Fu 2 Member consist primarily of five lithofacies types, in which lamellar clayey-felsic and felsic-carbonate mixed shales occurring predominantly in the 1st and 2nd sub-members are identified as favorable lithofacies. The shales contain types I and II kerogen, as well as a range of favorable hydrocarbon-generating parent materials, including the Leiosphaeridia, Botryococcus, dinoflagellates, and suberinite, exhibiting early-stage hydrocarbon generation, high conversion rates, low hydrocarbon expulsion efficiency, and significant free oil enrichment. Shale reservoirs in the Fu 2 Member are classified as fractured-porous reservoirs. In these reservoirs, pores are dominated by intercrystalline pores within clay minerals, intergranular pores within felsic minerals, and dissolution pores. Reservoir fractures consist primarily of bedding-parallel fractures, structural fractures, and diagenetic fractures, contributing to 17%~21% of the

收稿日期: 2025-08-11; 修回日期: 2025-11-04。

第一作者简介: 何希鹏(1970—), 男, 研究员, 油气地质及勘探评价。E-mail: hexp.hdsj@sinopec.com。

通信作者简介: 咎灵(1984—), 男, 博士、研究员, 常规油与页岩油地质。E-mail: zanl.hdsj@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金联合基金项目(U24B6002); 中国石化科技项目(P23190)。

reservoir porosity. Influenced by diagenesis and tectonic processes, shale oil experienced three stages of micro-migration within the source interval, resulting in the shale oil accumulation characteristics of micro-migration and self-sealing. Four shale oil accumulation patterns are identified in the Fu 2 Member: stable shale oil within deep low-lying zones, as well as shale oil hosted in highly-steep faulted terraces, complex fault blocks, and shallowly-buried monoclines. The enrichment and high productivity of shale oil are primarily governed by sedimentary diagenesis, preservation conditions, and fracability. A total of 12 exploration and appraisal wells, along with three test well groups, were deployed in the Qintong Sag. All wells yielded high productivity, with proven shale oil reserves exceeding 40 million tons having been reported. These results reveal that shales with low *TOC* content in the Subei Basin hold considerable potential for shale oil exploration and exploitation.

Key words: hydrocarbon-generating parent material, micro-migration and self-sealing, enrichment and high productivity mechanisms, shale with low *TOC* content, accumulation pattern, shale oil, Subei Basin

引用格式:何希鹏, 咎灵, 高玉巧, 等. 苏北盆地低有机碳含量陆相页岩层系页岩油富集高产机理与成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1927–1946. DOI: 10. 11743/ogg20250612.

HE Xipeng, GAO Yuqiao, ZAN Ling, et al. Enrichment and high productivity mechanisms and accumulation patterns of shale oil in lacustrine shales with low total organic carbon content in the Subei Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1927–1946. DOI: 10. 11743/ogg20250612.

全球页岩油资源丰富, 资源量约 10×10^{12} t, 主要分布在北美(占比 21%)、东欧(占比 14%)和亚太地区(占比 7%)^[1-4]。随着美国页岩油革命成功, 全球能源产业发生了巨大变化^[5-6]。美国作为全球页岩油产量最高、最早实现商业开发的国家, 其页岩油气研究开始于 20 世纪 70 年代, 随着地质认识不断深入、工程技术不断进步, 早在 2019 年初就实现了由石油净进口国向净出口国的转变, 依靠页岩油实现了能源独立, 成为全球第一大石油生产国^[6-8], 2023 年美国页岩油产量已达 4.14×10^8 t, 占原油总产量的 75%。

中国页岩油资源潜力大, 但不同于美国以海相为主, 中国页岩油主要发育在陆相页岩中, 分布在松辽、渤海湾、鄂尔多斯、准噶尔、柴达木及四川盆地等 10 大盆地的断陷、拗陷及前陆盆地深凹区^[9-16], 页岩油技术可采资源量约 22×10^8 t^[14-17], 2023 年中国页岩油产量达到 400×10^4 t, 已成为重要的资源接替领域。近年来, 随着陆相页岩油成藏机理认识不断深入、勘探开发关键技术日益进步, 在吉木萨尔、古龙和济阳地区等国家级示范区实现商业突破, 并形成了以总有机碳含量(*TOC*)大于 2%、母质类型以 I 型和 II₁ 型干酪根为主且镜质体反射率(R_o)大于 0.9% (咸化环境中大于 0.6%) 为核心参数的页岩油甜点优选标准^[2-3, 18-19]。值得注意的是, 苏北盆地古近系阜(阜宁组)二段、准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组、柴达木盆地古近系下干柴沟组和四川盆地侏罗系凉高山组等低 *TOC* 页岩油的发现^[20-25], 突破了传统富集理论束缚。其中, 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩有利岩相为纹层状长英质页岩、纹层状灰云质页岩和厚层状长英质页岩, *TOC* 介于 0.08% ~ 2.33%, 平均值为 0.77%, 形成于陆相碱湖环

境^[18-19]。柴达木盆地英雄岭地区下干柴沟组上段发育一套厚层的咸湖相混积型页岩油储层, 页岩层段具有低有机碳含量(*TOC* 介于 0.40% ~ 2.80%, 平均值为 1.00%)及高生烃潜量[岩石热解生烃潜量($S_1 + S_2$)介于 400 ~ 600 mg/g]的特点^[14, 18]。苏北盆地为典型的新生代中、小型断陷盆地, 与其他富油盆地相比, 阜二段页岩有机质丰度低, *TOC* 平均值为 1.32%, 形成于半咸水的还原环境, 基质孔隙和天然裂缝发育^[25-28]。然而, 页岩油勘探仍然面临生-排-滞机理不清、富集高产规律不明及高效勘探难度大等难题^[29]。

笔者以苏北盆地阜二段低 *TOC* 页岩为研究对象, 深化成烃、成储和成藏机理研究, 明确有利岩相及其展布, 建立成藏模式, 指导部署实施探评井 12 口、实施 3 个试验井组, 15 口生产井的单井累产油均超万吨, 揭示了苏北盆地低 *TOC* 页岩油良好的勘探开发潜力, 为页岩油规模增储和效益开发奠定了基础, 对于中、小型盆地陆相页岩油勘探具有一定的借鉴意义。

1 地质背景

1.1 构造特征

苏北盆地是在扬子地台古生界褶皱基底上发育起来的中-新生代盆地, 面积 3.28×10^4 km², 具有“一隆两拗”的构造格局, 南部的东台拗陷为油气主要富集区, 发育金湖、高邮、溱潼和淮安 4 个凹陷^[30-31]。溱潼凹陷位于吴堡低凸起与泰州凸起之间, 为北东向“南断北超”的箕状凹陷, 面积约为 0.11×10^4 km², 自东向西划分为断阶带、深凹带和斜坡带 3 个构造带^[30](图 1)。

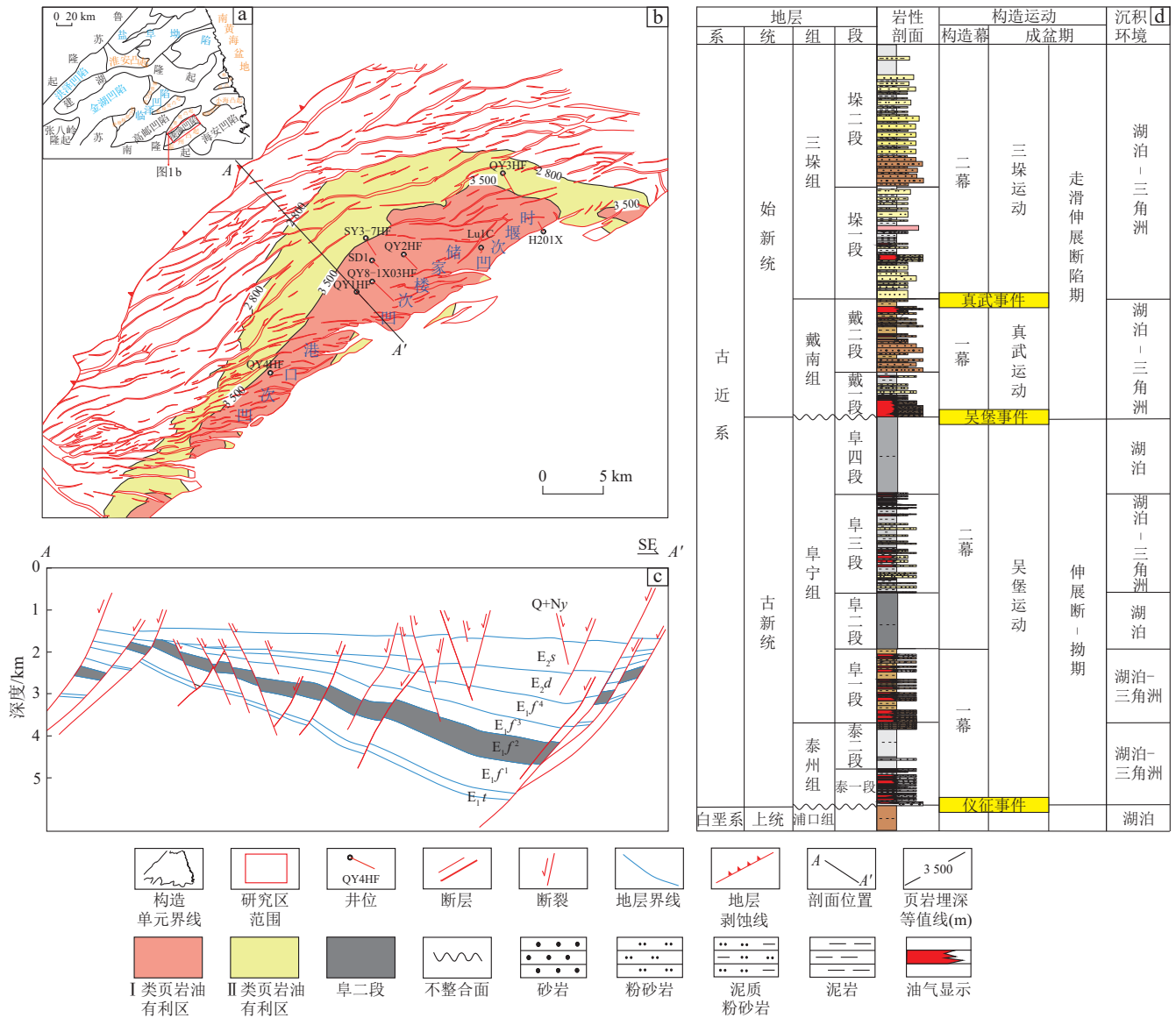


图1 苏北盆地东台坳陷溱潼凹陷构造单元及地层特征

Fig. 1 Structural units and stratigraphic characteristics of the Qintong Sag, Dongtai Depression, Subei Basin

a. 构造区划; b. 苏北盆地溱潼凹陷阜二段一亚段顶面构造; c. 北西-南东向区域地质剖面; d. 地层综合柱状图

E₁f¹. 古近系阜宁组一段; E₁f². 古近系阜宁组二段; E₁f³. 古近系阜宁组三段; E₁f⁴. 古近系阜宁组四段; E₁t. 古近系泰州组; E₂d. 古近系戴南组; E₂s. 古近系三垛组; Ny. 新近系盐城组; Q. 第四系

新生界沉积厚度达6 000 m,发育泰(泰州组)二段、阜二段和阜四段3套泥页岩层系(图1)。新生代以来受仪征、吴堡和三垛3期构造作用控制,经历了断-拗、断陷和拗陷3个发展阶段。阜二段后期遭受了吴堡和三垛2期构造运动,被切割形成复杂断块体^[30, 32]。三垛运动后盆地转为拗陷型沉积,阜二段稳定沉降,断层活动性较弱。受郯庐断裂带的影响,自西向东改造作用逐渐变弱,溱潼凹陷深凹带中部构造相对稳定(图1),断层不发育,东、西两翼为构造复杂区,深凹带东部吴堡期断层发育,深凹带西部三垛期断层发育。

1.2 地层特征

阜二段在苏北盆地广泛分布,为最具页岩油勘探潜力的层系。阜二段沉积期,苏北盆地为广盆湖相沉积,自西向东水体逐渐变深,溱潼凹陷处于深湖-半深湖相,沉积一套灰黑色混合质页岩、灰质泥岩及块状泥岩,厚度在200~450 m。深凹带页岩厚度大于300 m,埋深普遍超过3 500 m,最大埋深达4 500 m;斜坡带厚度在200~277 m,埋深在2 000~3 500 m^[31]。根据岩性、颜色、结构及电性特征,阜二段自下而上可划分为

5个亚段(图2),各亚段暗色泥页岩展布均受沉积中心控制,总体呈现出深凹带厚、向斜坡减薄的趋势,五亚段厚度为49~81 m,四亚段厚度为13~40 m,三亚段厚度为28~60 m,二亚段厚度为55~112 m,一亚段厚度为80~138 m,页岩油主力勘探层系位于下部的一亚段和二亚段。

2 页岩地质特征

2.1 沉积环境

阜二段沉积期,苏北盆地发育了统一的湖盆沉积体系。区域沉积相分析表明,研究区呈现明显的沉积相带分异:沉积水体自西向东逐渐变深,盆地西南边缘发育三角洲相沉积,金湖凹陷以浅湖亚相为主,而高邮凹陷、溱潼凹陷和海安凹陷则发育半深湖-深湖亚相,构成细粒沉积岩的优势发育区。

基于岩心观察、测井资料和地化数据的综合分析,

结合沉积古环境恢复结果(图2),建立了溱潼凹陷阜二段的3期沉积充填模式。研究表明,阜二段沉积环境受控于古气候变化,呈现明显的演化趋势:从早期的干旱炎热气候逐渐过渡到晚期的温暖潮湿环境,伴随沉积水体深度增加(由浅变深)和盐度降低(由高变低)的规律性变化,各亚段沉积特征差异显著。

一亚段形成于沉积初期,表现为干热气候条件下的半咸化沉积环境,微量元素含量比值Sr/Cu远大于10,Mg/Ca属于高值,Sr/Ba大于1,B/Ga大于5。受高频湖平面波动影响,该时期沉积速率低,发育半深湖相沉积。岩性以深灰-灰黑色纹层状页岩为主,普遍发育毫米级沉积纹层和页理构造。

二亚段形成于沉积中期,表现为半干旱气候条件下的半咸水沉积环境,Sr/Cu降低,Mg/Ca维持高值,Sr/Ba降低,B/Ga大于5,发育深湖亚相沉积。该段主要发育灰黑色纹层状页岩,黏土矿物含量较一亚段增加6%,反映持续加深的沉积环境。

三亚段—五亚段形成于沉积晚期,沉积环境向半

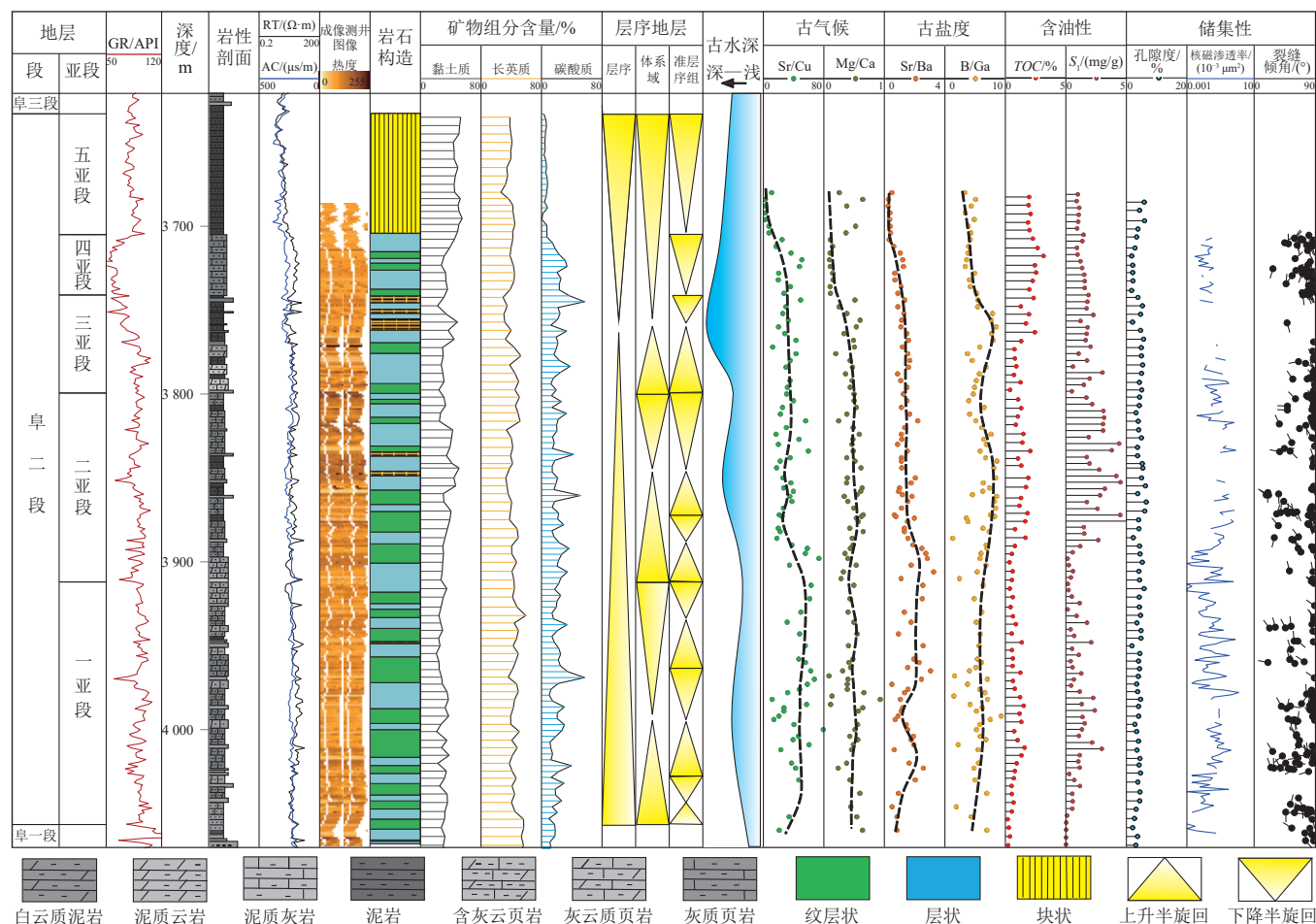


图2 苏北盆地阜二段综合柱状图

Fig. 2 Composite stratigraphic column of the Fu 2 Member, Subei Basin

TOC. 总有机碳含量; S_i. 游离烃含量

咸水-微咸水过渡,最后转为温暖潮湿的淡水环境, Sr/Cu 小于10, Mg/Ca 转为低值, Sr/Ba 小于1, B/Ga 大于3。该阶段沉积速率逐渐增高,发育深湖相沉积,碳酸盐矿物含量逐渐降低,三亚段的碳酸盐矿物为方解石和白云石,四亚段和五亚段为方解石,岩性组合表现为下部灰黑色层状灰质泥页岩向上渐变为块状泥岩的特征序列。

2.2 岩性组合

受沉积环境的影响,与其他含油气盆地不同,苏北盆地阜二段岩性主要为一套混合质页岩,由长英质、黏土质和碳酸盐矿物组成,自阜二段底部到顶部,长英质矿物含量变化不大、黏土矿物含量增大、碳酸盐矿物含量降低。依据沉积构造和矿物组成特征,建立了阜二段“两要素、三端元”岩相划分方案,主要岩相类型为层状、纹层状黏土质-长英质混合质页岩,层状、纹层状长英质-碳酸盐混合质页岩,层状、纹层状长英质页岩,块状黏土质-长英质混合质泥岩和块状黏土质页岩。

2.2.1 层状、纹层状黏土质-长英质混合质页岩(图3a)

该类页岩为阜二段主要岩相类型,在一亚段和二亚段广泛分布^[33],形成于干热-半咸化沉积环境,沉积速率低($<15\text{ cm/a}$),具有层理缝和微裂缝发育及含油性和物性好的特征。长英质矿物含量为39.1%,黏土矿物含量为38.9%,碳酸盐矿物含量为18.2%。纹层类型主要为由长英质矿物+碳酸盐胶结物组成的亮色纹层(图3b)及由黏土矿物与有机质(或泥晶碳酸盐矿物)混合组成的暗色纹层(图3c), TOC 平均值为1.32%(样品数量 $n=115$),游离烃含量(S_1)平均值为2.3 mg/g,储集空间主要为粒间孔、黏土矿物晶间孔和裂缝,孔隙度平均值为4.72%,核磁渗透率平均值为 $0.100\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,纹层密度为1530~2370条/m,为最有利岩相。

2.2.2 层状、纹层状长英质-碳酸盐混合质页岩(图3d)

该类页岩主要分布在一亚段和二亚段中部,沉积环境与黏土质-长英质混合质页岩相似,但沉积水体略浅,碳酸盐矿物含量略高,平均值为24.0%($n=63$)。纹层类型与岩相①基本一致(图3e),差异在于长英质和黏土质纹层含有更多的碳酸盐胶结物(图3f),导致储集空间略低于岩相①。 TOC 平均值为1.10%, S_1 平均值为1.7 mg/g,含油饱和度指数(OSI)平均值为119.9 mg/g,孔隙度平均值为3.91%,纹层密度为

1250~1860条/m,为有利岩相。

2.2.3 层状长英质页岩(图3g)

该类页岩主要分布于一亚段和二亚段下部和顶部,沉积期水体最浅,沉积速率变快,长英质矿物含量增高,平均值为49.0%,具有含油性差及储层致密的特征。镜下观察亮色矿物主要为石英和长石,分布具有非均质性,可见被水动力作用改造的痕迹(图3h,i)。 TOC 平均值为0.62%($n=68$), S_1 平均值为0.5 mg/g,孔隙度平均值为4.31%,渗透率平均值为 $0.024\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,纹层密度为1120~1774条/m。

2.2.4 块状黏土质-长英质混合质泥岩

该类页岩主要分布于四亚段(图3j),形成于微咸水沉积环境,碳酸盐矿物主要为方解石,平均含量为21.7%。该类页岩呈块状结构,层理不发育,基质部分碳酸盐矿物多,染色为红色(图3k),部分样品可见沥青,一般沿着裂缝面流动,部分薄片可见黄铁矿集合体(图3l)。 TOC 平均值为2.42%($n=36$), S_1 平均值为1.3 mg/g,储集物性差,孔隙度平均值为2.50%。

2.2.5 块状黏土质泥岩

该类页岩主要分布五亚段(图3m),形成于温暖、潮湿的淡水沉积环境,矿物组成主要为黏土矿物(含量 $>50\%$)和长英质矿物,镜下观察岩石呈均质块状结构(图3n),整体基质均匀、颗粒细小,发育较多的生物化石,可见完整的介形虫化石(图3o)。 TOC 平均值为2.04%($n=24$), S_1 平均值为1.0 mg/g,孔隙度平均值为5.03%,裂缝不发育。

2.3 页岩静态指标特征

苏北盆地阜二段页岩油藏为混合型页岩油藏,与其他已发现的页岩油藏特征不同,具有厚度大、岩相复杂、有机质丰度低($TOC<2\%$)、岩石矿物组成均匀和断块碎等特征^[32,34]。阜二段暗色泥页岩厚度在200~450 m,有利区埋深在2800~4500 m, TOC 主要介于0.5%~2.0%, R_o 介于0.7%~1.1%,含油性较好, S_1 介于0.5~5.0 mg/g(表1),岩性以矿物组成均匀的混合质页岩为主,由长英质、黏土质和碳酸盐矿物组成,三者比例为4:3:3,脆性矿物含量大于60%。纹层较发育,主要由长英质和黏土质矿物形成。苏北盆地整体构造复杂,断块破碎,断块宽度普遍小于1 km,面积为0.5~2.6 km²(图1),溱潼和海安凹陷深凹带中部构造相对稳定,压力系数介于1.2~1.6,其他区带压力系

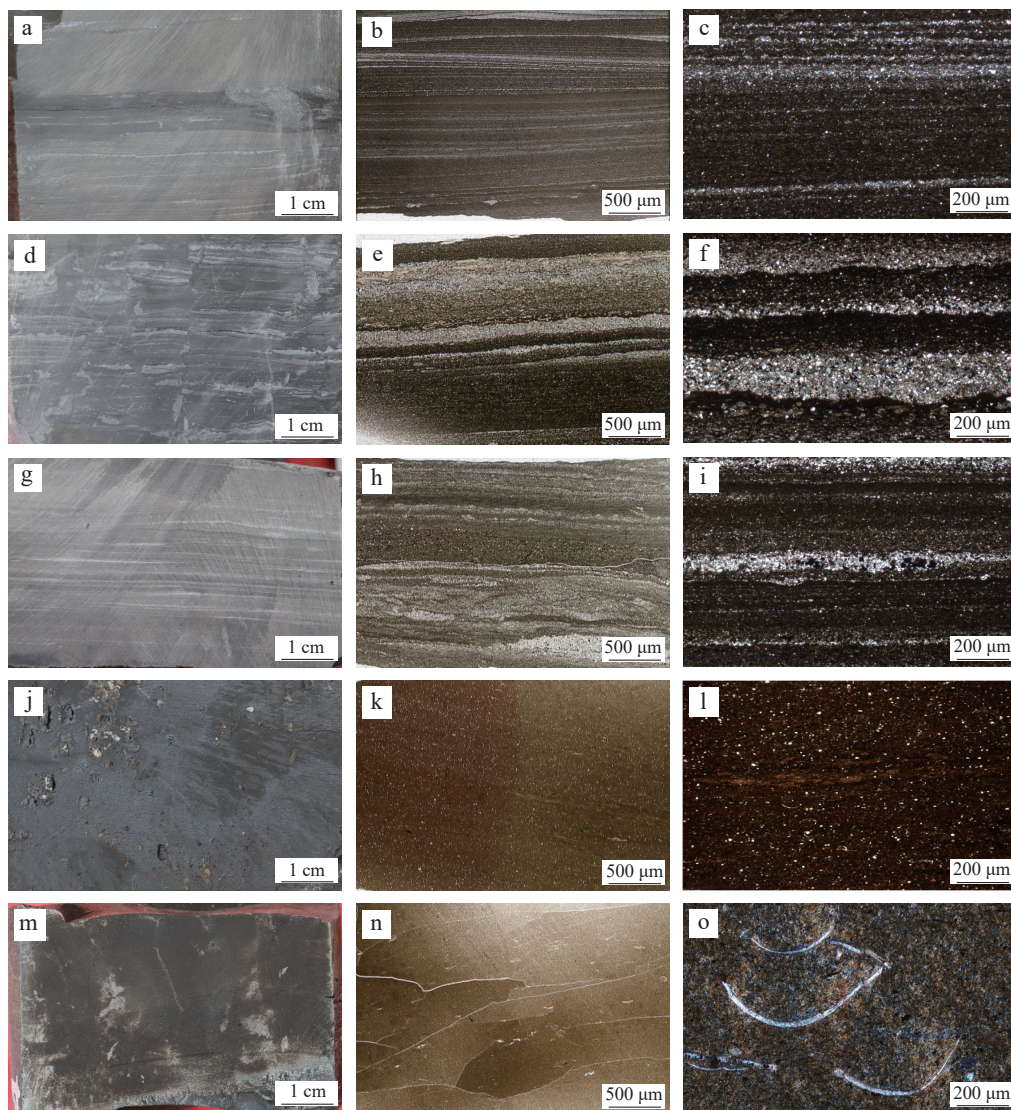


图3 苏北盆地QY1井阜二段主要发育的5种岩相特征照片

Fig. 3 Characteristics of five major lithofacies occurring in the Fu 2 Member, well QY1, Subei Basin

a. 层状、纹层状黏土质-长英质混合质页岩,埋深3 925.30 m,岩心照片;b. 黏土质与长英质呈纹层状发育(a图样品普通薄片单偏光大面积拼接显微照片);c. 黏土质纹层内有有机质富集(b图局部放大照片);d. 纹层状、层状长英质-碳酸盐混合质页岩,埋深4 042.30 m,岩心照片;e. 纹层发育(d图样品普通薄片单偏光大面积拼接显微照片);f. 长英质纹层内碳酸盐胶结物多(e图局部放大照片);g. 纹层、层状长英质页岩,埋深3 990.00 m,岩心照片;h. 纹层发育,见水动力扰动痕迹(g图样品普通薄片单偏光大面积拼接显微照片);i. 长英质纹层厚度大于黏土质纹层,长英质含量高(h图局部放大照片);j. 块状黏土质-长英质混合质泥岩,埋深3 739.90 m,岩心照片;k. 块状,基质部分普遍含碳酸盐矿物,染色为红色(j图样品普通薄片单偏光大面积拼接显微照片);l. 局部见黏土质透镜体,定向排列(k图局部放大照片);m. 块状黏土质泥岩,埋深3 683.85 m,岩心照片;n. 块状(j图样品普通薄片单偏光大面积拼接显微照片);o. 见介形虫(n图局部放大照片)

数介于1.0~1.4。

有机质丰度低是苏北盆地页岩典型地质特征。基于溱潼凹陷QY1井阜二段462个样品 TOC 和 S_1 实验分析数据(表2),阜二段 TOC 介于0.20%~3.68%,平均值为1.32%,小于2.00%的样品占比为83.5%。阜二段纵向不同亚段有机质丰度存在差异,主力页岩油层系一亚段—三亚段有机质丰度和氢指数(HI)相对较低, TOC 平均值分别为1.02%,1.26%和1.37%,氢指数平均值分别为130.7,183.5和265.0 mg/g,四亚段和

五亚段有机质丰度和氢指数平均值最高, TOC 平均值分别为2.53%和1.41%, HI 平均值分别为329.6 mg/g和472.5 mg/g。平面上受热演化程度的影响,深凹带页岩有机质转化率较高, TOC 相对较低,向斜坡带 TOC 逐渐增高。阜二段页岩含油性较好, S_1 介于0.02~10.56 mg/g,平均值为1.74 mg/g,大于1 mg/g的样品占比为67.1%。一亚段—三亚段含油性最好, S_1 平均值分别为1.94,2.32和1.77 mg/g。平面上,由斜坡带到深凹带 S_1 逐渐增大。

表1 中国页岩油勘探重点凹陷参数对比^[31, 35-43]Table 1 Comparison of the parameters of sags as major shale oil exploration targets in China^[31, 35-43]

主要参数	吉木萨尔凹陷	鄂尔多斯盆地	古龙凹陷	沧东凹陷	济阳拗陷	溱潼凹陷
沉积环境	咸水	淡水-微咸水	淡水	半咸水-咸水	半咸水-咸水	微咸-半咸水
页岩厚度/m	200~300	20~124	100~240	50~300	300~1 000	200~450
岩性	云质粉砂岩、 泥质白云岩	粉、细砂岩	长英质页岩	白云质、长英质页岩	泥灰岩、灰泥岩	混合质页岩
矿物组分含量比值 (长英质:碳酸盐:黏土质)	5:4:1	7:1:2	2:3:5	4:4:2	3:6:1	4:3:3
TOC/%	1.2~8.9	2.0~20.0	0.5~10.0	1.3~8.8	1.5~10.0	0.5~2.0
S ₁ /(mg/g)	1.0~11.0	3.0~12.0	12.5~14.8	2.0~5.0	2.0~6.0	0.5~5.0
R _o /%	0.6~1.6	0.7~1.5	0.5~2.0	0.6~1.3	0.6~1.1	0.7~1.1
纹层发育程度	发育	较发育	发育	较发育	发育	发育
孔隙度/%	5.0~15.6	3.0~13.0	5.0~14.0	3.0~13.0	4.0~16.0	1.6~9.1
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	0.020~0.500	0.010~0.300	0.011~1.620	0.100~16.000	0.010~2.000	0.005~2.890
页岩埋深/m	2 700~4 100	700~2 900	1 200~2 600	3 200~4 300	3 000~5 300	2 800~4 500
压力系数	1.1~1.5	0.7~0.8	>1.4	1.3~1.8	1.2~2.0	1.1~1.6
油藏类型	夹层型	夹层型	基质型	夹层型、混合型	夹层型、混合型	混合型

注:TOC为总有机碳含量;S₁为游离烃含量;R_o为镜质体反射率。

表2 溱潼凹陷深凹带QY1井阜二段页岩地质参数

Table 2 Geological parameters of shales of the Fu 2 Member in well QY1 in the deep-lying zone of the Qintong Sag

亚段	厚度/m	R _o /%	TOC/%	S ₁ /(mg/g)	(S ₁₋₁ /S ₁)/%	S ₂ /(mg/g)	HI/(mg/g)	孔隙度/%
五亚段	72	0.95	0.43~2.48	0.03~2.02	—	0.42~15.01	85.90~631.40	2.50~7.90
			1.41(72)	0.80(72)		7.17(72)	472.50(72)	5.00(20)
四亚段	36	0.98	1.82~3.68	0.21~3.90	39.50~74.50	5.26~21.07	259.30~461.00	0.10~4.90
			2.53(36)	1.92(36)	51.80(27)	8.45(36)	329.60(36)	2.20(33)
三亚段	58	1.01	0.27~3.66	0.03~10.00	25.00~70.60	0.09~17.46	26.00~507.00	0.20~9.10
			1.37(74)	1.77(74)	54.90(36)	4.41(74)	265.00(74)	4.70(66)
二亚段	112	1.03	0.25~3.17	0.20~10.56	33.30~78.90	0.09~11.91	30.60~447.00	0.70~9.00
			1.26(121)	2.32(121)	54.10(64)	2.75(121)	183.50(121)	4.40(125)
一亚段	144	1.04	0.14~2.84	0.20~9.80	11.10~73.20	0.04~7.29	5.00~306.00	0.20~7.20
			1.02(159)	1.94(159)	49.50(96)	1.59(159)	130.70(159)	4.00(202)

注:表中数据格式为“最小值~最大值”。 “—”代表未测到数据;R_o为镜质体反射率;TOC为总有机碳含量;S₁为游离烃含量;S₁₋₁为游离烃中

的轻质组分;S₂为裂解烃含量;HI为氢指数。

段,揭示苏北盆地低TOC页岩的页岩油富集机理。

3 低TOC陆相页岩层系页岩油富集机理

TOC是评价页岩生烃潜力的重要指标,根据页岩油评价标准,TOC大于2.0%的页岩称为富有机质页岩,低TOC页岩指的是现今发现的页岩油藏中残留TOC小于2%的页岩。松辽盆地、渤海湾盆地和鄂尔多斯盆地富有机质页岩发育,页岩TOC普遍大于2%,而苏北盆地和柴达木盆地等页岩TOC普遍小于2%,富有机质页岩发育的区域通常被认为页岩油富集的有利区,基于低TOC页岩仍具有较好页岩油潜力的特殊性,本文依据热模拟实验、薄片观察和全岩分析等手

3.1 低TOC页岩成烃特征

3.1.1 低TOC页岩发育较为有利的成烃母质

泥页岩中有机显微组分含量和组成特征可以反映有机质类型和生烃潜力。干酪根显微组分包括腐泥组(S)、镜质组(V)、惰性组(I)和壳质组(E)等,其中镜质组和惰性组为典型的Ⅲ型有机质,壳质组为典型的Ⅱ型有机质,而低等水生生物生源的藻类体和无定形物质为Ⅰ型有机质。根据烃源岩全岩显微组分有机岩石学分析,研究区阜二段烃源岩中除了检测到以上4类

常见的有机显微组分外,还检测到大量矿物沥青基质成分,也检测到部分次生有机组分和少量动物有机碎屑组分。

从阜二段底部到顶部,腐泥组含量先升高后降低,在五亚段达到最高含量(38.6%);壳质组含量整体比较稳定,一亚段含量最高(74.2%);镜质组含量平均值介于6.9%~22.1%,一亚段最高;惰质组含量普遍较低(1.0%~4.5%)。一亚段、二亚段和五亚段有机质类型以Ⅱ型为主,三亚段-四亚段有机质类型以Ⅰ型为主。腐泥组包含各类浮游藻类化石,包括光面球藻、葡萄藻和沟鞭藻,其中光面球藻含量最高,一般占总有机质输入的50%以上,主要分布在二亚段,光面球藻含量变化与古气候、古生产力和古水深关系密切,即气候温暖湿润、生产力较高和水深适宜的条件有利于球藻发育^[44-45]。三亚段-五亚段发现少量沟鞭藻和葡萄藻,也是优质的成烃生物。沟鞭藻为浮游类植物,在中国中-新生代陆相地层普遍发育,随湖泊咸化程度升高,沟鞭藻化石丰度增大^[46]。葡萄藻是广泛分布的淡水或微咸水单细胞微藻,细胞内含有丰富的烃、烯及脂肪酸等,而且含烃量可高达细胞干重的86%,是良好的生烃母质^[44, 47]。壳质组普遍含有木栓质体(含量6.6%)和底栖藻无定型体(含量11.5%),木栓质体在 R_o 分别介于0.35%~0.50%和0.80%~1.10%时有2次生烃高峰,既生油又生气,有利于提升页岩油可动性^[48]。

3.1.2 低TOC页岩具有“早生烃、高转化、低排烃、富游离”的特点

为揭示不同岩相烃源岩在不同热演化阶段的生、排、滞烃规律,本次选取了溱潼凹陷斜坡带阜二段3个具代表性的低演化样品开展高温、高压热模拟实验,封闭体系高温、高压热模拟实验在中国石油勘探开发研究院廊坊分院完成,产物分析在中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室完成。样品岩石类型

包括四亚段的块状黏土质-长英质混合质页岩,黏土矿物含量为45.9%、石英为22.6%、长石为4.7%、方解石为24.1%、黄铁矿为2.7%;三亚段的纹层状黏土质-长英质混合质页岩,黏土矿物含量为36.8%、石英为21.4%、长石为6.1%、白云石为31.5%、其他矿物为2.7%;一亚段的层状长英质-碳酸盐混合质页岩,黏土矿物含量为43.5%、石英为15%、长石为6.7%、方解石为5%、铁白云石为23%、黄铁矿为6.9%。样品的基本信息及地球化学特征详见表3。

首先,将热解反应釜快速升温到200℃,然后以2℃/min的升温速率加热到目标温度(270,300,330,360,390,420℃)并恒温48h。不同温度点对应地质样品的成熟度、所受静岩压力和流体压力如表4所示。反应产物主要由样品残渣、排出烃类和残留在管线中的烃类组成,排出的气态烃和液态烃通过冷阱进行分离,残留在管线和样品表面的液态烃用二氯甲烷冲洗。气态烃通过排水法进行收集,采用内标法进行定量分析;液态烃通过称重法进行定量分析。

3种不同类型页岩生烃模拟结果表明(图4):页岩在270℃时即开始生烃,对应的 R_o 为0.60%~0.70%,生烃转化率为1.6%~15.9%,其中层状长英质-碳酸盐混合质页岩的转化率最高、块状黏土质-长英质混合质页岩最低,因此页岩具有早生烃的特征。在相同模拟温度条件下,纹层状黏土质-长英质混合质页岩的总油产率、总烃产率及生气产率均最大,块状黏土质-长英质混合质页岩次之,块状黏土质-长英质混合质页岩最小。生油高峰均在360℃(对应实测 R_o 为0.94%),360℃之后,随模拟温度升高,产油率逐渐降低,产气率逐渐增大,在420℃时块状黏土质-长英质混合质页岩与纹层状黏土质-长英质混合质页岩产气率大致相当,其中块状黏土质-长英质混合质页岩产气率为264.49 mg/g,纹层状黏土质-长英质混合质页岩产气率为268.49 mg/g,而层状长英质-碳酸盐混合

表3 溱潼凹陷阜二段高温、高压热模拟实验样品基本信息

Table 3 General information on samples used for high-temperature and high-pressure thermal simulation experiments from the Fu 2 Member, Qintong Sag

井号	埋深/m	岩性	TOC/%	S_1 /(mg/g)	S_2 /(mg/g)	HI/(mg/g)	$T_{max}/^{\circ}\text{C}$	R_o /%	腐泥组 含量/%	镜质组 含量/%	惰质组 含量/%	壳质组 含量/%	有机质 类型
Gu3	2 772.47	块状黏土质-长英 质混合质页岩	3.07	0.41	15.92	519	439	0.63	59	26	9	6	Ⅱ ₁
TL1	2 565.47	纹层状黏土质-长 英质混合质页岩	3.83	1.40	23.64	617	434	0.69	73	13	9	5	Ⅰ
Guang3	2 127.68	层状长英质-碳酸 盐混合质页岩	1.09	0.14	3.86	354	434	0.58	42	35	17	6	Ⅱ ₂

注:TOC为总有机碳含量; S_1 为游离烃含量; S_2 为裂解烃含量;HI为氢指数; T_{max} 为热解最高峰温; R_o 为镜质体反射率。

表4 溱潼凹陷阜二段高温、高压热模拟实验模拟温度点对应的地层埋藏深度及压力分布

Table 4 Burial depths and pressure distribution of strata corresponding to various simulation temperatures

模拟温度/℃	实测 R_o /%			埋深/m	静岩压力/MPa	流体压力/MPa
	Gu3 井	TL1 井	Guang3 井			
270	0.68	0.72	0.60	1 653.24	37.30	16.22
300	0.71	0.74	0.62	2 276.20	51.36	22.33
330	0.76	0.76	0.76	2 899.16	65.41	28.44
360	0.94	0.94	0.94	3 522.12	79.47	34.55
390	1.14	1.16	1.16	4 145.08	93.53	40.66
420	1.40	1.44	1.44	4 768.04	107.58	46.77

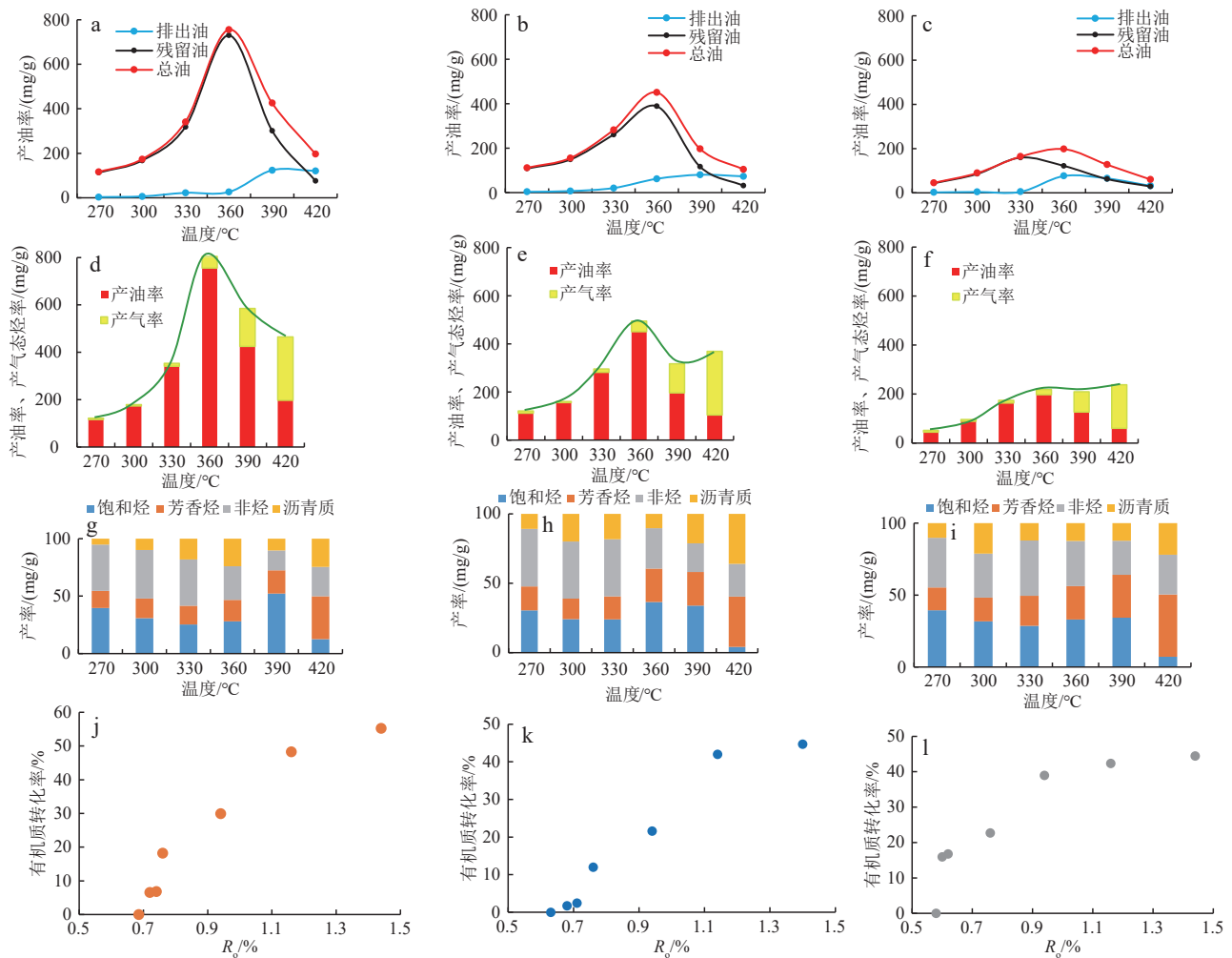


图4 溱潼凹陷阜二段不同类型页岩油、气产率和转化率随模拟温度的变化特征

Fig. 4 Temperature-varying yield and conversion rates of different shale oil and gas types in the Fu 2 Member, Qintong Sag

a. 纹层状黏土质-长英质混合质页岩产油率随温度的变化曲线; b. 块状黏土质-长英质混合质页岩产油率随温度的变化曲线; c. 层状长英质-碳酸盐混合质页岩产油率随温度的变化曲线; d. 层状黏土质-长英混合质页岩产油率和产气态烃率随温度变化条形图; e. 块状黏土质-长英混合质页岩产油率和产气态烃率随温度变化条形图; f. 层状长英-碳酸盐混合质页岩产油率和产气态烃率随温度变化条形图; g. 纹层状黏土质-长英混合质页岩中滞留油族组分产率随温度变化条形图; h. 块状黏土质-长英混合质页岩中滞留油族组分产率随温度变化条形图; i. 层状长英-碳酸盐混合质页岩中滞留油族组分产率随温度变化条形图; j. 纹层状黏土质-长英混合质页岩有机质转化率随 R_o 变化散点图; k. 块状黏土质-长英混合质页岩有机质转化率随 R_o 变化散点图; l. 层状长英-碳酸盐混合质页岩有机质转化率随 R_o 变化散点图

质页岩产气率最低,为 177.75 mg/g。从生油能力来看,纹层状黏土质-长英质混合质页岩的生油能力最

强,其峰值为 755.95 mg/g,有机质转化效率为 30%;块状黏土质-长英质混合质页岩峰值为 450.74 mg/g,有机

质转化效率为20%;层状长英质-碳酸盐混合质页岩生油能力最低,其峰值为197.44 mg/g,但有机质转化效率达39%。

三者生烃能力差异性主要受控于原始有机质类型,纹层状黏土质-长英质混合质页岩有机质类型为I型,腐泥组含量超过70%,富含光面球藻、葡萄藻和沟鞭藻等优质成烃母质,原始有机质丰度和氢指数均比较高,TOC为3.83%,HI为617 mg/g。层状长英质-碳酸盐混合质页岩有机质类型为II₂型,以壳质组为主(含量>60%),含有木栓质体和底栖藻无定型体,腐泥组以沟鞭藻为主,原始有机质丰度和氢指数均中等,TOC为1.09%,HI为354 mg/g。块状黏土质-长英质混合质页岩有机质类型为II₁型,腐泥组含量较高,包括光面球藻、葡萄藻,原始有机质丰度和氢指数均比较高,TOC为3.07%,HI为519 mg/g。其次受到矿物组成差异性影响,纹层状黏土质-长英质混合质页岩和层状长英质-碳酸盐混合质页岩中铁白云石发育,富含铁和镁等金属离子,促进有机质脱羧基、加氢等化学反应,促使有机质向烃类转化,生烃活化能较低、转化率相对较高,而偏淡水环境的块状黏土质-长英质混合质页岩所需的生烃活化能更高、转化率相对较低。

不同类型页岩生、排、滞烃高峰期各不相同(图4)。纹层状黏土质-长英质混合质页岩和块状黏土质-长英质混合质页岩排油高峰为390℃,滞留油的高峰均为360℃,滞留油量峰值分别为730.08 mg/g和388.59 mg/g,层状长英质-碳酸盐混合质页岩的排出油高峰为330℃,滞留油高峰为360℃,滞留油量峰值为159.23 mg/g。3种页岩的排烃效率整体均较低,在生油高峰时的纹层状黏土质-长英质混合质页岩排烃效率仅为3.4%,层状长英质-碳酸盐混合质页岩为38.4%,块状黏土质-长英质混合质页岩为13.7%。微观上不同类型页岩沉积结构差异性可能影响了排烃效率,纹层状黏土质-长英质混合质中不连续长英质纹层发育,侧向封堵原油流动,故排烃效率低;层状长英质-碳酸盐混合质页岩脆性矿物含量高,黏土与长英质矿物呈互层状分布,有机酸生成过程中容易形成次生孔隙,基质孔隙更发育,有利于油气侧向运移,故排烃效率更高;块状黏土质-长英质混合质页岩纹层和微裂缝欠发育,排烃效率也较低。

随着模拟温度的升高,不同类型页岩滞留油中饱和烃和芳烃具有降低—升高—降低的趋势。其中,纹层状黏土质-长英质混合质页岩和块状黏土质-长英质混合质页岩在390℃时滞留油中轻质组分含量最高,层状长英质-碳酸盐混合质页岩在330℃滞留油中

轻质组分含量最高,而非烃和沥青质等重质组分的分布趋势正好相反(图4)。这可能是由于页岩中发育的木栓质体在低演化阶段即可生烃,生烃活化能较低,初期既生油又生气,随着热演化程度增加,光面球藻和葡萄藻等开始大规模生烃,在生烃高峰时滞留油油质达到最好,生烃高峰以后,饱和烃和芳烃含量逐渐降低。阜二段 R_o 为1.0%时,混合质页岩烷烃+芳烃含量高(>90%),游离油中轻质组分占40%~60%(表2),揭示了阜二段页岩油良好的流动能力。游离油的富集程度受到2个因素的影响:① R_o ,随着 R_o 由0.7%上升至1.0%,达到生烃高峰,游离油占比增大;②TOC和黏土矿物含量,页岩TOC和黏土矿物含量低,吸附油能力弱,滞留油以游离油为主。

3.2 低TOC页岩发育复杂的孔缝系统

3.2.1 储集空间类型为裂缝-孔隙型

采用联合分级策略,综合运用长岩心剖切拍照、大面积拼接薄片、伍德合金铸体-扫描电镜、液氮吸附-脱附曲线等技术^[49-50],实现了苏北盆地阜二段混合质页岩储层从厘米级—纳米级全尺度孔隙结构的系统性描述。研究明确该储层为裂缝-孔隙型,储集空间由裂缝系统和基质孔隙构成。裂缝系统则按成因划分为层理缝、构造缝和生烃缝3大类:层理缝主要为不同纹层类型层间缝,镜下线密度为5 000~7 000条/m(图5a);构造缝以高角度为主,岩心缝长2~5 cm,线密度可达20条/m(图5b);生烃缝多为一组垂直方向的微裂缝,缝长1~3 cm(图5c)。基质孔隙按成因可细分为粒间孔、晶间孔(黏土矿物晶间孔、黄铁矿晶间孔)、溶蚀孔及有机质孔。粒间孔主要发育于长英质颗粒间(图5d),晶间孔以黏土矿物为主(图5e),溶蚀孔多见于方解石表面,局部见于黄铁矿(图5f);局部发育丰富的有机质孔,孔径可达数百纳米且连通性好(图5g)。在定性描述基础上,通过逐级开展全直径物性、柱塞物性、CO₂+N₂+压汞联测以及伍德合金铸体-扫描电镜-图像处理等定量测试,实现了储层全孔径的精准表征。对比不同岩相发现,纹层状黏土质-长英质混合质页岩为最有利岩相,其裂缝占比21%,粒(晶)间孔占比72%(其中微孔-介孔占64.43%,大孔占35.57%);其次为纹层、层状长英质页岩,裂缝占比17%,粒(晶)间孔占比74%(其中微孔-介孔占79.01%,大孔占20.99%);再次为层状长英质-碳酸盐混合质页岩,裂缝占比5%,粒(晶)间孔占比77%(其中微孔-介孔占80.24%,大孔占19.76%)。发育的天然裂

缝显著提升了储集物性,全直径岩心孔隙度和渗透率分别为小柱塞样品的1.2~8.5倍和2.9~49.0倍,纹层段水平渗透率可达垂直渗透率的3.9~990.0倍^[26]。裂缝不仅提供额外储集空间,而且大幅改善渗透率,利于压裂后渗吸与油-水置换。

各尺度基质孔隙与复杂的多成因裂缝系统相互切割、交错连通,共同构成了苏北盆地阜二段页岩储层有效的孔缝网络体系,使其兼具优越的储集空间和渗流能力。

基质孔隙的发育受控于沉积环境形成的纹层类型:在长英质纹层内,碎屑颗粒间原始的粒间孔经受压实作用和胶结作用等成岩改造后,仍能保存相当规模的微米级孔隙,这些孔隙构成了页岩储层储集空间的主体贡献者;在黏土质纹层内,黏土矿物经历脱水、压实和矿物转化过程后,仍发育有可观的晶间孔;同时,黏土质纹层富集的有机质达到生烃高峰后生成的烃类,在充满自身有机质孔隙后,会优先赋存于这些黏土矿物晶间孔中;此外,碳酸盐矿物表面的溶蚀孔以及黄铁矿晶间孔也对储集空间起到补充作用。

裂缝系统则提供了关键的渗流通道,其发育具有明确的方向性:水平方向的层理缝是烃类水平渗流的主要通道,大量微观图像证实,长英质纹层与黏土质纹层之间的界面是岩石的薄弱面,极易形成层理缝

(图5h),它们有效地连通了基质孔隙,主导了流体在水平方向的运移;垂直方向的生烃缝则源于有机质生烃高峰阶段,大量生成的烃类在基质孔隙中聚集形成异常高压,导致裂缝生成,这些裂缝起始于脆性更强的长英质纹层内部,终止于塑性更强的黏土质纹层内,成为跨越不同性质纹层、实现垂向沟通的有利通道(图5i);此外,后期构造作用还形成了大量高角度构造缝,同样为油气提供了运移通道。这些由沉积和成岩作用控制的基质孔隙与具有明确成因和方向性的裂缝系统相互交织、紧密连通,最终组合形成了苏北盆地阜二段页岩储层复杂而高效的孔缝网络体系。

3.2.2 页岩具有“微运移+自封闭”富集特征

油-源对比表明,深凹带阜二段页岩油表现为自生自储特征^[30]。但是,微观上通过激光共聚焦显微镜分析,明确了页岩油轻烃和重烃的分布特征。在基质孔隙中,轻烃和重烃相对均匀分布,形成一个个微小的富集体,轻烃和重烃没有发生明显的分异;而在裂缝中,轻烃在微裂缝中发生明显的富集,重烃则更多的以吸附态保留在基质孔隙中,说明轻烃由基质孔隙向微裂缝中发生了微运移(图6a)。胡涛^[51]在准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油储层中,通过排烃潜力法量化微运移烃量,发现69%的页岩存在外来烃充注,31%发

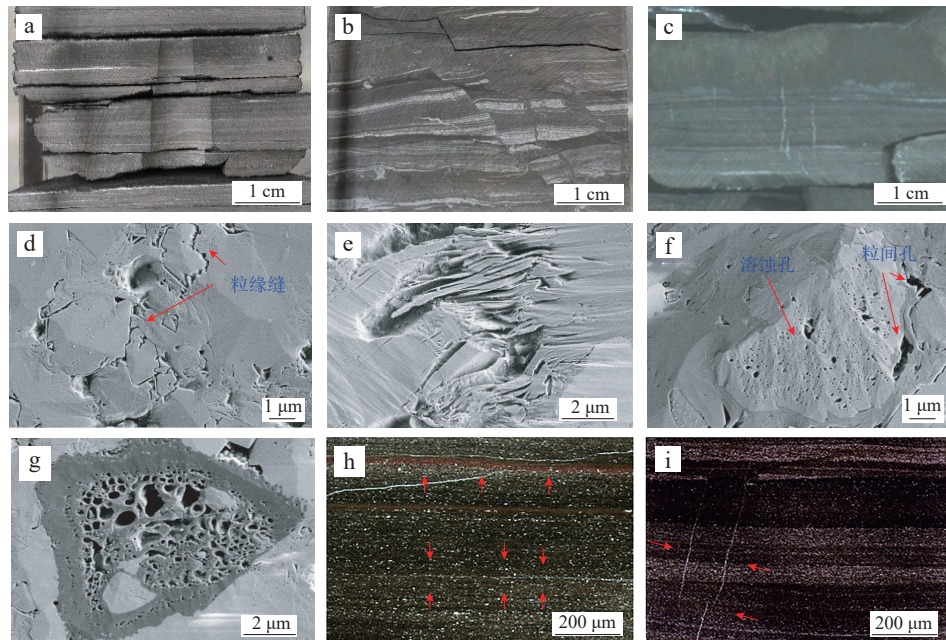


图5 苏北盆地QY1井阜二段页岩储集空间类型显微照片

Fig. 5 Reservoir space types of shales in the Fu 2 Member, well QY1, Subei Basin

a. 层理缝,岩心,埋深3 923.86 m;b. 构造缝,岩心,埋深3 881.90 m;c. 生烃缝,岩心,埋深3 881.55 m;d. 粒间孔缝,扫描电镜,埋深3 998.78 m;e. 黏土矿物晶间孔缝,扫描电镜,埋深4 056.46 m;f. 溶蚀孔,扫描电镜,埋深3 933.86 m;g. 有机质孔,扫描电镜,埋深4 000.59 m;h. 长英质纹层与黏土质纹层界面的纹层缝,岩石薄片,埋深3 967.90 m;i. 近似垂直方向的生烃缝,岩石薄片,埋深3 975.66 m

生排烃作用,其中轻质组分通过游离态运移至贫有机质纹层,提出微运移是连接页岩油生成与富集的桥梁。王鑫等^[52]在济阳坳陷博兴洼陷沙四(沙河街组四段)上亚段页岩油储层中也发现多期次连续充注,其中碳酸盐纹层(如方解石脉体)是微运移的主要通道。

阜二段储集空间为基质孔隙-纹层缝-超压缝-构造缝耦合形成的复杂孔缝网络,页岩油在源内发生微运移与聚集,主要可分为3个阶段:①初次运移阶段,黏土质纹层中有机质达到生烃门限后开始大量生烃,油气优先在周缘的黏土矿物晶间孔内聚集(图6b,f),聚集形成的压力差驱使油气向纹层缝及临近的长英质纹层内发生初次运移聚集(图6c,g);②二次运移阶段,随着热演化进程,油气持续聚集增压形成跨纹层的超压生烃缝,油气经生烃缝进入孔-渗优势更明显的长英质纹层内(图6d,h);③三次运移阶段,晚期三垛构造运动形成阜二段内部构造缝和微断层,油气沿孔缝发生第三次运移聚集(图6e,i)。而长英质纹层不连续分布与微断层的侧向封堵,使得储层内部各微聚集单元具有良好的自封闭性,最终形成了混合质页岩油源内“微运移+自封闭”的聚集模式(图7)。

3.3 低TOC页岩具有良好的保存条件

保存条件是苏北盆地页岩油富集高产的重要保障^[27],保存条件主要受区域构造背景、封盖体系和压力演化的控制,区域构造背景是良好保存条件形成的基础。苏北盆地新生代以来主要经历了吴堡(65~54 Ma)和三垛(38~25 Ma)两期大型构造运动,形成了复杂的断裂系统^[26]。盆地内构造活动强度呈现明显的空间分异特征:距郯庐断裂带170~230 km的溱潼凹陷中部和海安凹陷深凹带,由于处于应力释放的远端效应区,构造变形强度显著减弱。地震解释资料显示,这些区域断层面密度不足0.2条/km²,远低于盆地或凹陷边缘2.0~5.0条/km²的断层发育强度,形成了地层连续的构造稳定区。这种特殊的构造背景为页岩油保存提供了3个方面的有利条件:①弱断裂活动使烃源岩层保持原始沉积结构;②有限断层避免了油气大规模垂向运移;③持续沉降背景下形成的超压系统得以完整保存。

阜二段页岩储层发育典型的“双封堵”保存体系,上部发育厚度介于60~80 m的块状泥岩盖层,岩石渗

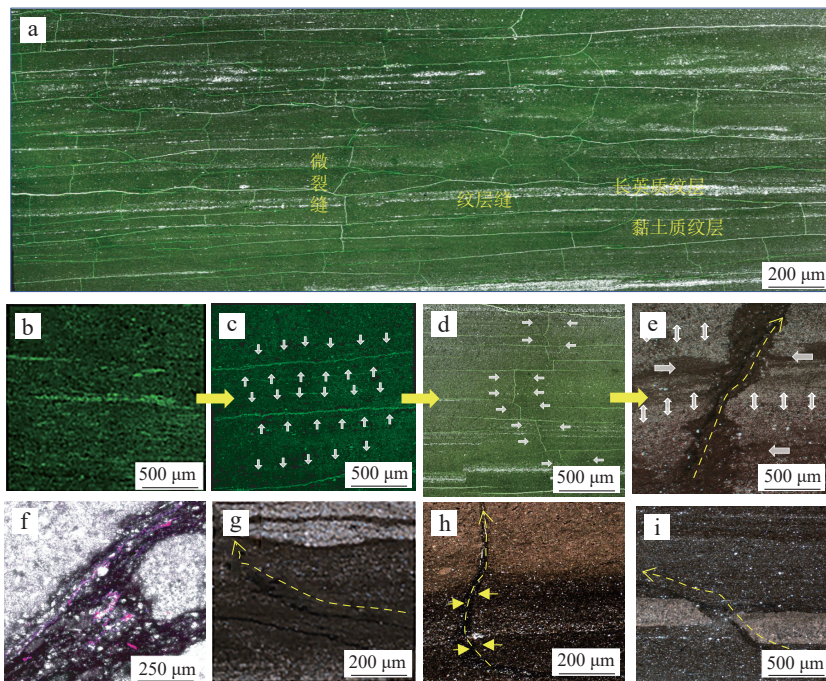


图6 苏北盆地QY1井阜二段二亚段纹层状黏土-长英质混合质页岩激光共聚焦显微照片(铸体薄片)

Fig. 6 Confocal scanning laser microscopy (CSLM) and optical images of lamellar clayey-felsic mixed shales in the 2nd sub-member of the Fu 2 Member, well QY1, Subei Basin

a. 埋深3 897.32 m, 烃类在基质和裂缝中广泛分布, 含油气性较好; b. a图局部放大, 基质孔隙中油气均匀分布, 形成多个微小聚集; c. a图局部放大, 游离烃向纹层缝内聚集; d. a图局部放大, 基质孔隙内游离烃向生烃缝聚集; e. 埋深3 952.71 m, 微断层中可见残余沥青质; f. 埋深3 972.71 m, 烃类优先于有机质周缘的黏土矿物晶间孔内聚集; g. 埋深3 975.23 m, 烃类自黏土质纹层向上覆长英质纹层运移; h. 埋深3 977.36 m, 烃类自纹层内基质孔隙进入生烃缝向上运移; i. 埋深3 987.22 m, 微断层中可见残余沥青质

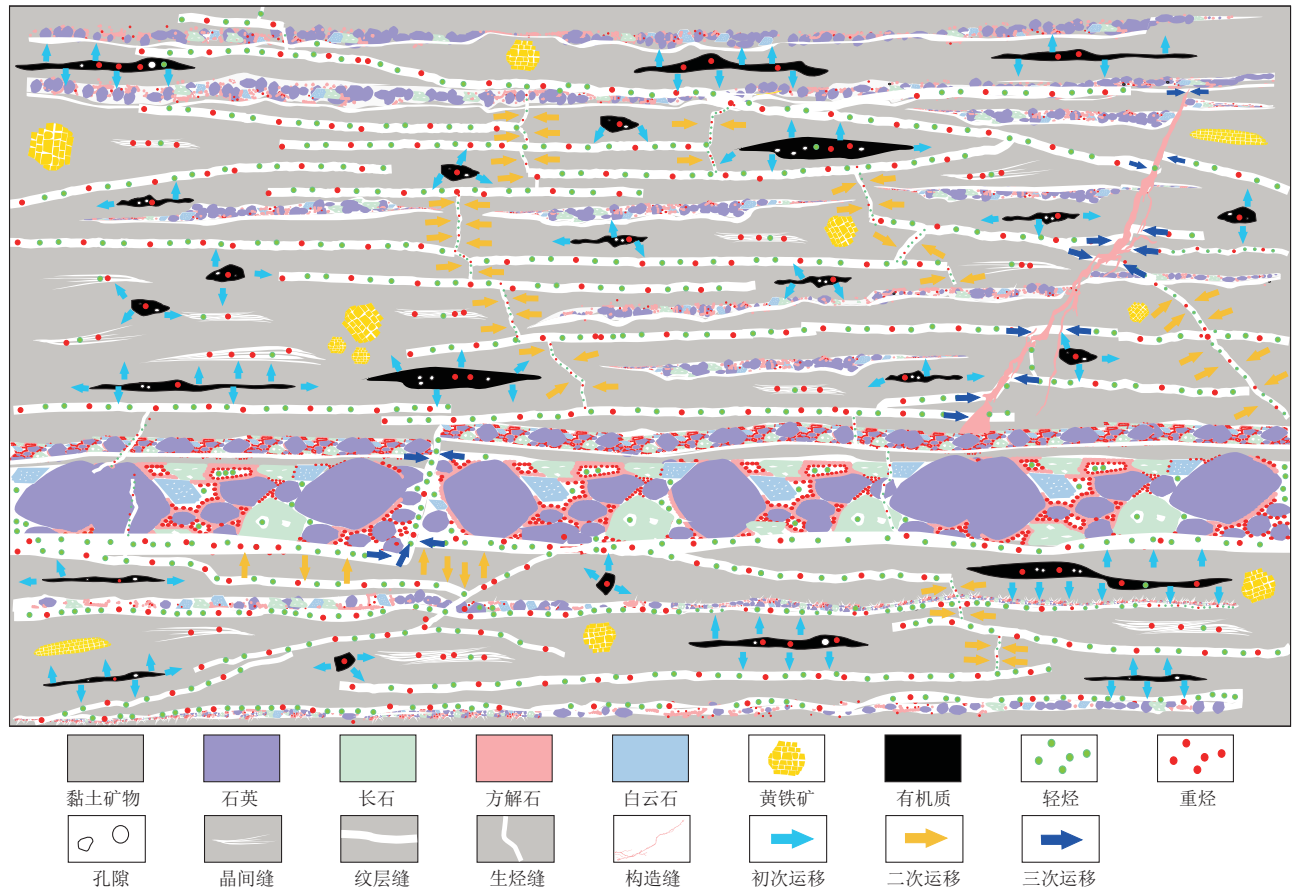


图7 苏北盆地阜二段页岩“微运移+自封闭”聚集模式

Fig. 7 Migration and accumulation patterns characterized by micro-migration and self-sealing of shales in the Fu 2 Member, Subei Basin

透率小于 $0.010 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 下部阜一段发育泥岩夹薄层 (厚度 $< 2 \text{ m}$) 粉砂岩组合, 岩石平均渗透率仅有 $0.002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。顶、底板地层分布稳定且裂缝不发育, 形成良好的顶、底板封堵。盆地模拟结果表明, 阜二段泥页岩在垛 (三垛组) 二段沉积晚期 (约 38 Ma) 进入生油窗 ($R_o = 0.7\%$), 至盐 (盐城组) 一段沉积期 (约 18 Ma) 达到生烃高峰 ($R_o = 1.0\%$)。在此期间, 受三垛运动与其应力影响, 发育少量走滑断层导致部分原油向阜三段等常规储层运移。盐二段沉积 (约 8 Ma) 以来, 盆地进入热沉降阶段, 地层压力系数由 1.05 快速增至现今的 1.20 ~ 1.60, 形成超压体系。这种超压体系的建立不仅有效抑制了油气的散失, 还为页岩油的富集和高产提供了关键保障。

3.4 低 TOC 页岩具有较好的可压性

较好的可改造性是实现高产的重要基础。页岩油藏属于低-特低渗非常规油藏, 采用常规开采方式难以获得高产^[5,7]。目前, 国内外通用的开采技术是水平井分段压裂技术, 压裂效果受施工强度影响, 如施工排量、砂比和液量等; 地质体本身的可改造性更为关键,

地质可改造性主要受控于页岩的脆性和地应力, 页岩的脆性由脆性矿物和岩石力学特性决定, 地应力受成岩作用和构造作用控制^[2, 53]。

页岩中一些脆性矿物在外力作用下极易产生裂缝, 有利于页岩层系石油的开发。因此, 在储层改造中, 岩石脆性是考虑的重要因素之一。苏北盆地溱潼凹陷阜二段主力甜点段脆性矿物含量为 65% ~ 71%, 主要为石英、长石、方解石和白云石, 脆性指数介于 6.26% ~ 77.27% (平均值为 51.91%), 其中一亚段脆性矿物含量最高, 五亚段最低。高脆性矿物占比使岩石在外力作用下更易破裂, 有利于压裂形成复杂缝网。此外, 阜二段页岩具有高杨氏模量 ($> 30 \text{ GPa}$)、低泊松比 (< 0.3) 及低水平应力差异系数 (0.08 ~ 0.10) 的特点, 进一步增强了储层的可压裂性。溱潼凹陷阜二段地应力适中 (56.8 ~ 76.7 MPa), 且水平应力差异小, 表明该区受张性构造应力影响, 层理缝、微裂缝和高角度缝等天然裂缝发育。这种应力环境有利于压裂过程中裂缝的扩展与交织, 形成高效的体积改造缝网体系。阜二段处于中成岩阶段 A 期, 成岩作用较弱, 黏土矿物中不含蒙脱石, 且随埋深增加, 伊/蒙混层含量降低 (埋

深为4 000 m时,含量<40%),伊利石和绿泥石占比上升。弱成岩作用使岩石胶结程度较低,降低了压裂所需的破裂压力,同时减少了塑性矿物对裂缝延伸的阻碍,显著提升了储层的可改造性。脆性矿物含量高、张性应力背景及弱成岩作用的共同作用,使阜二段页岩具备优异的可压裂性,为体积压裂技术的成功应用提供了地质基础,是实现高产的关键因素。

4 低TOC陆相页岩层系页岩油富集高产主控因素

通过阜二段泥页岩成烃、成储、成藏综合研究,明确了阜二段页岩油富集高产主要受“沉积成岩、良好保存和可压性”三因素控制。

4.1 沉积成岩作用是页岩油富集的基础

沉积演化史分析表明,溱潼凹陷在阜二段沉积期沉积环境发生变化,随着气候由早期干旱炎热向晚期温暖潮湿转变,沉积水体由浅变深,盐度由高变低。阜二段沉积早-中期的层序(阜二段一亚段-二亚段)为湖扩体系域,由于湖平面频繁震荡,沉积速率较低,发育一套深灰色-灰黑色纹层状、层状黏土质-长英质混合质页岩和长英质-碳酸盐混合质页岩;晚期为高位体系域,气候变得温暖潮湿、湖水咸化程度变淡、沉积速率增高,主要发育一套层状-块状混合质页岩和块状黏土质泥岩。苏北盆地阜二段的细-极细粒碎屑沉积物来源于张八岭隆起及其周边的火山岩和碎屑岩建造,阜二段形成的特殊岩性组合和有机质类型为页岩成烃成储奠定了基础^[25-26]。阜二段早期形成的纹层状、层状黏土质-长英质和长英质-碳酸盐混合质页岩发育,TOC介于0.50%~2.00%,平均值为1.32%,有机质类型为Ⅱ型,富含木栓质体(含量为6.6%)与底栖藻

无定型体(含量为11.5%),有利于生烃。混合质页岩储集空间类型多样、孔-渗条件较好,统计结果表明碳酸盐矿物与黏土矿物含量介于20%~30%时,页岩的含油性、可动性最好^[30],形成良好源-储耦合。

阜二段页岩埋深在2 000~4 500 m,对应 R_o 介于0.5%~1.1%,页岩含油性受原始有机质丰度和热演化程度共同影响(图8),但热演化对含油性影响更大,随着埋深(成熟度)增加,页岩含油性变好,溱潼凹陷阜二段埋深超过3 500 m, S_1 明显增加。有机质含量与含油性存在正相关关系,TOC大于2%以后增长有限。深凹带阜二段页岩埋深超过3 500 m, R_o 大于0.9%,处于中成岩阶段A期,地层发育异常高压有利于原生孔隙保存,有机质大量生烃形成的有机酸有利于次生孔隙发育,页岩处于生烃高峰,游离油发育。因此,有利的岩相组合提供了良好的成烃、成储条件^[30, 54],良好的成岩阶段有利于生烃增压,为页岩油的形成、储集和保存提供了充足的空间,二者缺一不可。

基于以上分析,通过构建源-储耦合系数 $[SP, SP = \text{游离烃含量}(S_1) \times \text{有效孔隙度}(\Phi)]$,定量表征沉积和成岩作用对页岩油富集的影响, S_1 受到原始物质基础和热演化程度的共同影响, Φ 也受原始沉积结构和后期成岩作用的控制。通过分析不同试采井靶窗段的源-储耦合系数(SP)与单井最终可采储量(EUR)相关关系(图9a),发现它们具有良好的正相关性,证明沉积成岩作用共同控制页岩油富集。

4.2 良好的保存条件是富集高产的重要保障

热演化史表明,阜二段烃源岩在阜二段沉积晚期-盐一段沉积期开始大规模生、排烃,在此期间深凹带发育少量活动断层,沟通源岩与上部阜三段等常规储层,致使阜二段原油部分逸散;盐二段沉积期至今断层活动较弱,溱潼深凹带阜二段为封闭系统,烃源岩持

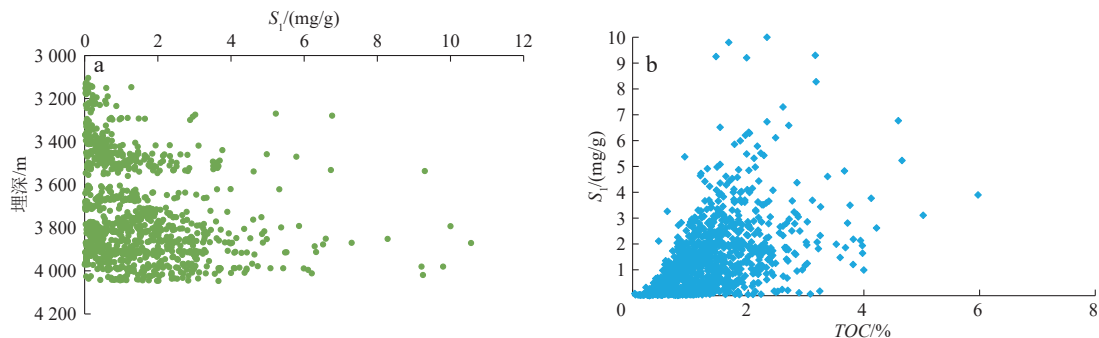


图8 苏北盆地阜二段页岩游离烃含量(S_1)与埋深(a)和总有机碳含量(TOC)(b)相关性

Fig. 8 Correlations of free hydrocarbon content (S_1) with burial depth (a) and TOC content (b) for shales in the Fu 2 Member, Subei Basin

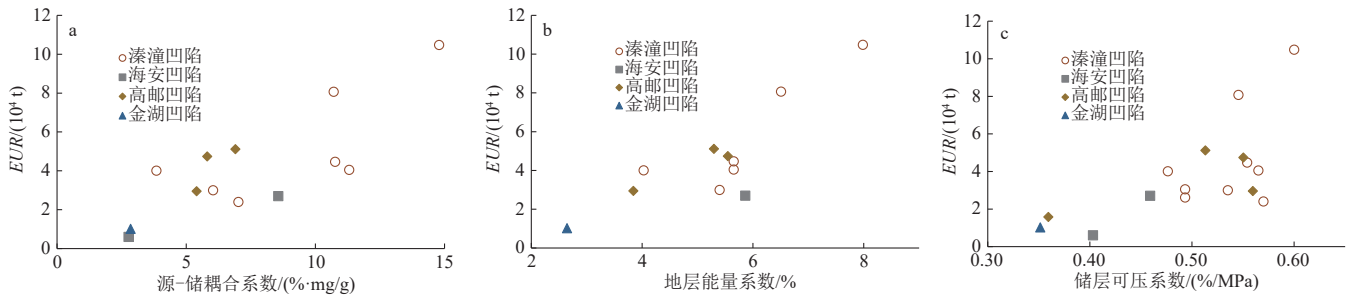


图9 苏北盆地阜二段页岩关键参数与单井最终可采储量(EUR)相关关系图版

Fig. 9 Correlation analysis between key parameters and EUR in the second member of the Funing Formation, Subei Basin.

a. 源-储耦合系数;b. 页岩油井地层能量系数;c. 页岩油井储层可压系数

续生烃增压,形成现今的页岩油超压系统,压力系数介于1.2~1.6。平面上,中部储家楼深凹带构造稳定、断层不发育,保存条件优越,压力系数1.4~1.6,东部时堰深凹和西部港口次凹构造破碎、断裂较发育,压力系数1.2~1.5。纵向上顶底板分布稳定,顶板为五亚段致密泥页岩,厚度在60~80 m,渗透性差,底板为阜一段致密含粉砂泥岩,孔隙度平均值为2.7%,渗透率为 $0.002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,具有良好的封闭条件。阜二段地层水总矿化度为37 107~64 910 mg/L,氯离子浓度为21 224~38 274 mg/L,水型为 CaCl_2 型,pH值趋于中性,反映地层保存条件较好。页岩油中轻质组分多,轻烃含量平均值为9.8%,现场冷冻多温热解实验轻质组分占游离油的40%~60%,气/油比为30~80 m^3/t ,保存条件好。苏北盆地各凹陷阜二段压力系数介于1.15~1.64,平均值为1.38。

页岩是低孔、低渗性储层,超压能够使得油气在该类储层中富集并维持较高的饱和度。超压表明地层能量充足,不仅能够防止油气逸散,并且能够作为后期开发的天然动力驱动油气的开采,降低流动阻力,提高可动性。有效孔隙度是表征页岩储层储集能力的关键参数,其数值直接决定了储层中流体可动空间的大小。同时具备高孔隙度和高压力的区域,意味着油气富集程度高、地层能量充足、流体可动性相对较好。因此构建出地层能量系数 $[Q, Q = \text{有效孔隙度}(\Phi) \times \text{地层压力系数}(p)]$,这是页岩油“甜点区”的核心标志之一。在苏北盆地勘探中,寻找高 Q 值区带是首要目标。 Q 高的区域,即使在人工压裂前,射孔后即可获得一定初始产量。苏北盆地 Q 值主要集中在2~8区间内,与EUR存在较好的正相关关系(图9b)。

4.3 较好的可压性是高产的必要条件

阜二段整体脆性矿物含量大于60%,岩石的矿物组分主要为石英、长石、方解石和白云石,其中,一亚段—

三亚段脆性矿物含量高,平均值为67.6%,具备较好的可压性。深凹带阜二段地层新、成岩作用弱(中成岩阶段A期),黏土矿物组分中不含蒙脱石,随埋深增加伊/蒙混层含量逐步降低,伊利石和绿泥石含量增加,有利于后期压裂改造。苏北盆地新时代以来为张性构造应力背景,阜二段一类区埋深大于3 500 m。地应力由深凹向斜坡呈降低趋势,最大水平主应力介于53~82 MPa,最小水平主应力介于50.9~77.5 MPa,水平地应力差异系数值分布在0.047~0.110。阜二段页岩具有较高的杨氏模量($>30 \text{ GPa}$)、较小的泊松比(<0.3)和较小的水平地应力差异系数(平均值为0.080~0.100)、地应力适中(56.8~76.7 MPa),有利于形成复杂缝网,页岩油井压裂后的复杂缝网在总缝网的占比都超过57%。

阜二段页岩纹层主要由长英质和黏土质纹层组成,长英质纹层是重要的刚性支撑骨架,而碳酸盐矿物呈分散状分布,高长英质含量表明岩石脆性高,岩石在压裂作用下更容易发生脆性破裂而非塑性变形,有利于形成分支多、复杂度高的裂缝网络,增大油气聚集空间和后期的改造体积。低破裂压力意味着岩石本身强度较低或天然裂缝发育,更容易被压开。低水平应力差异系数代表着水平方向应力各向异性弱。当最小水平主应力和最大水平主应力接近时,更易形成复杂缝网,压裂形成的裂缝更容易发生转向和分叉,形成复杂的非平面缝网,极大提高改造体积和泄油面积。同时具备高脆性矿物含量、低破裂压力、低水平应力差异的储层,压裂施工时更容易用较低的压力形成大规模、高复杂度的裂缝网络,从而最大程度地沟通储层基质中的油气,获得高产。因此构建新的可压系数 $[F_p, F_p = \text{长英质矿物含量}/\text{最大水平主应力}]$ 来综合评价储层的可压性。在苏北盆地这类陆相页岩非均质性强、天然裂缝发育程度和应力场多变的区域, F_p 是油气高效聚集以及优化压裂设计的关键依据。建立可压系数与EUR相关关系图,可以看出它们呈良好的正相关关系(图9c)。

5 低 TOC 页岩油富集高产模式

以页岩油富集高产研究为主线,开展页岩岩相特征、物性特征、含油性特征、构造样式和保存条件等研究,结合苏北盆地页岩油勘探开发实践,建立深凹稳定型、高陡断阶型、复杂断块型和浅埋单斜型4种富集模式,揭示页岩油差异富集机理及控制因素,指导井位部署及工艺对策优选(图10)。

5.1 深凹稳定型

深凹稳定型页岩油主要分布于溱潼凹陷深凹带中部、海安凹陷曲塘次凹等沉积中心区带。该区断层不发育,地层倾角平缓($6^{\circ} \sim 8^{\circ}$),构造活动相对较弱。页岩厚度较大(300 ~ 480 m),埋藏较深(3 500 ~ 4 500 m)。在有利的沉积背景下,经成岩作用和后期较弱的构造改造作用形成了高效储集系统:多尺度基质孔隙与复杂裂缝系统相互切割、交织连通,共同构建了厘米—纳米级

全尺度孔缝网络,为原油的微运移与聚集提供了优越的储集空间和渗流通道。热演化程度方面,成熟度较高($R_o = 0.9\% \sim 1.1\%$)是该区高产的关键;适宜的成熟度显著提升了页岩的含油性,实测 S_1 介于1.2 ~ 2.8 mg/g, OSI 介于80 ~ 246 mg/g,且游离油占比高;大幅改善了原油的可动性,原油密度介于0.82 ~ 0.89 g/cm³,运动黏度低(11.36 ~ 49.00 mm²/s)。地层保存条件极为有利,表现为高地层压力系数(1.3 ~ 1.6),有效保障了油气的封存与超压体系的形成。研究表明,其富集与高产主要受孔缝网络发育程度控制。基于该富集模式的有效指导,在溱潼凹陷(SD1, QY1HF 和 QY2HF 井等)及海安凹陷(HY1HF 井等)成功部署实施7口探评井,测试日产油量达36.0 ~ 113.1 t,实现了苏北盆地页岩油勘探的重大突破,充分验证了该地质模式的科学性与适用性。

5.2 高陡断阶型

高陡断阶型页岩油主要发育于溱潼凹陷深凹带东部,其核心特征表现为显著差异化的沉积—构造背景:

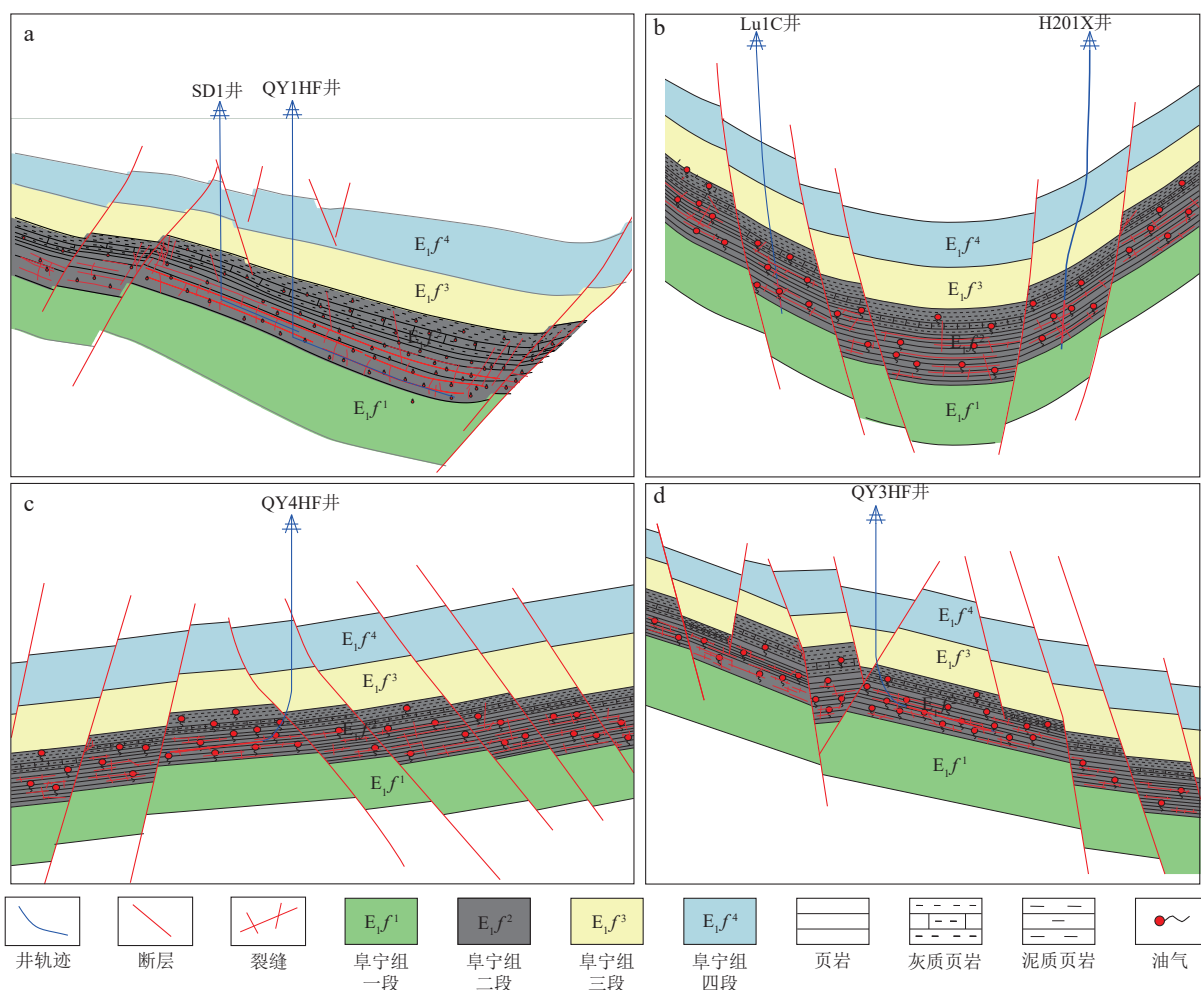


图10 苏北盆地页岩油富集模式

Fig. 10 Shale oil enrichment patterns in the Subei Basin

地层倾角陡峭($12^{\circ} \sim 18^{\circ}$),构造相对复杂,断裂系统较为发育,埋深跨度较大(3 300 ~ 4 300 m),但页岩厚度仍然较大(250 ~ 450 m)。在成岩作用影响下,仍然形成了多尺度基质孔隙系统,但由于遭受更强烈的构造应力改造,微裂缝发育程度显著增高,进一步优化了孔缝网络的连通性。尽管地层压力系数仍维持较高水平($1.3 \sim 1.5$),断裂活动引发的局部封盖失效风险会增大。热演化程度方面,成熟度较高($R_o = 0.9\% \sim 1.1\%$)保障了优质的流体性质:含油性优越($S_1 = 1.2 \sim 2.2 \text{ mg/g}$, $OSI = 60 \sim 256 \text{ mg/g}$),可动性良好(原油密度为 $0.85 \sim 0.88 \text{ g/cm}^3$,运动黏度为 $14.54 \sim 31.60 \text{ mm}^2/\text{s}$)。研究表明,在基质孔隙与微裂缝共同构成的储集基础上,保存条件尤其是断裂系统的封闭有效性是该类页岩油富集高产的核心控制因素。基于对此类页岩油藏的认识,针对性优化开发策略,在溱潼凹陷深凹带东部成功部署实施定向井H201X等井位,测试获得日产油量79.0 t的工业油流,开拓了复杂构造区页岩油定向井高效勘探开发新模式。

5.3 复杂断块型

复杂断块型页岩油主要分布于溱潼凹陷深凹带西部,该区典型特征为倾角地层中等($7^{\circ} \sim 12^{\circ}$),断裂系统高度发育,页岩厚度较大(250 ~ 400 m),埋深较大(3 500 ~ 4 400 m)。成熟度略低于深凹稳定型与高陡断阶型($R_o = 0.9\% \sim 1.1\%$),但仍处于有利窗:含油性较好($S_1 = 1.0 \sim 1.4 \text{ mg/g}$, $OSI = 65 \sim 220 \text{ mg/g}$),可动性良好,虽各项指标较前两类略低,仍具备有效产油潜力。较强的构造作用显著促进了微裂缝及高角度缝的广泛发育,进一步强化了孔缝网络的复杂性与连通性。构造活动呈现“双刃剑”效应:持续构造应力促进了微裂缝的广泛发育,有效改造了储层的渗流能力;发育的断裂系统破坏了地层的封闭性,尽管整体压力系数仍保持较好水平($1.1 \sim 1.3$),但对保存条件构成严峻挑战,导致其保存条件弱于上述两种类型。研究表明,在复杂断裂背景下,断块单元内保存条件的稳定性,尤其断层封堵能力是该类型页岩油富集高产的核心控制因素。基于此认识,在溱潼凹陷港口次凹部署实施QY4HF井等探井,测试获得日产油量27.2 t的工业油流,验证了该地质模式的适用性。

5.4 浅埋单斜型

浅埋单斜型页岩油主要分布于斜坡带,呈现平缓地层倾角($6^{\circ} \sim 11^{\circ}$)与中等断裂发育的构造背景。最核心的特征是埋藏较浅导致的热演化程度不高($R_o =$

$0.7\% \sim 0.9\%$)。成岩作用受浅埋藏影响显著:压实作用较弱,使得基质孔隙保存良好、储集性能优越;同时,较高的碳酸盐矿物含量(25.5%)及方沸石等特殊矿物发育,有效催化有机质转化,促使轻质组分占游离油比例达9% ~ 55%(平均值为26%),部分弥补了成熟度不足的缺陷。热演化程度控制流体性质,含油性明显降低($S_1 = 0.8 \sim 1.2 \text{ mg/g}$),可动油占比与含油饱和度均显著低于中-高熟类型(如深凹稳定型),地层压力系数维持常压-弱超压状态($1.0 \sim 1.2$)。研究表明,热演化程度是该类型富集高产的首要控制因素,直接决定了原油丰度与可动性下限。基于此认识,在溱潼凹陷斜坡带部署QY3HF井并获得日产油量21.1 t的工业油流。此举不仅证实了低熟页岩油的资源潜力,更实现了苏北盆地低演化区页岩油勘探的重大突破,为同类斜坡区勘探提供了理论依据与实践范本。

6 结论

1) 苏北盆地溱潼凹陷阜二段页岩具有“厚度大、岩相复杂、TOC低、断块破碎”等地质特点,纹层/层状黏土质-长英质混合质页岩和长英质-碳酸盐混合质页岩为有利岩相,长英质、黏土质和碳酸盐矿物组成比例为4:3:3,主要分布在阜二段一亚段和二亚段。

2) 混合质页岩有机质类型主要为I-II型,有机显微组分以腐泥组和壳质组为主,发育光面球藻、葡萄藻、沟鞭藻和木栓质体等成烃母质,有利于生油、生气,具有“早生烃、高转化、低排烃、富游离”的生-排-滞-聚特征,页岩油潜力好。

3) 基质孔隙和层理缝、构造缝、成岩缝构成了阜二段页岩复杂孔缝系统,页岩储层类型为裂缝-孔隙型。受成岩和构造作用影响,页岩油在源内发生3次微运移,页岩具有微运移-自封闭的成藏特征。

4) 苏北盆地低TOC页岩油富集高产主要受“沉积成岩、良好保存和可压性”三因素控制,构建了深凹稳定型、高陡断阶型、复杂断块型和浅埋单斜型4种页岩油成藏模式。研究成果有效指导井位部署,实现了不同区带、不同井型的页岩油勘探突破,国内首批提交页岩油探明储量超过 $4\,000 \times 10^4 \text{ t}$,揭示了低TOC页岩油具有良好的勘探开发潜力,研究成果丰富了页岩油地质理论认识,对中、小型断陷盆地页岩油勘探开发具有较好的借鉴意义。

参考文献

- [1] 方圆,张万益,马芬,等. 全球页岩油资源分布与开发现状

- [J]. 矿产保护与利用, 2019, 39(5): 126-134.
- FANG Yuan, ZHANG Wanyi, MA Fen, et al. Research on the global distribution and development status of shale oil [J]. Conservation and Utilization of Mineral Resources, 2019, 39(5): 126-134.
- [2] 包书景, 葛明娜, 徐兴友, 等. 我国陆相页岩油勘探开发进展与发展建议[J]. 中国地质, 2023, 50(5): 1343-1354.
- BAO Shujing, GE Mingna, XU Xingyou, et al. Progress and development proposals in the exploration and development of continental shale oil in China [J]. Geology in China, 2023, 50(5): 1343-1354.
- [3] 杨阳, 郑兴范, 肖毓祥, 等. 中国石油中高成熟度页岩油勘探开发进展[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(3): 23-33.
- YANG Yang, ZHENG Xingfan, XIAO Yuxiang, et al. Progress in exploration and development of high-mature shale oil of PetroChina [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(3): 23-33.
- [4] 朱筱敏, 王晓琳, 张美洲, 等. 中国典型陆相盆地细粒沉积环境和岩相特征[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 873-892.
- ZHU Xiaomin, WANG Xiaolin, ZHANG Meizhou, et al. Sedimentary environments and lithofacies characteristics of fine-grained sediments in typical continental basins in China [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 873-892.
- [5] 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 等. 中国页岩油革命值得关注的十个问题[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2007-2019.
- SUN Longde, LIU He, ZHU Rukai, et al. Ten noteworthy issues on shale oil revolution in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2007-2019.
- [6] 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1276-1287.
- JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1276-1287.
- [7] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 327-340.
- ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 327-340.
- [8] 张福祥, 李国欣, 郑新权, 等. 北美页岩革命时代带来的启示[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 26-39.
- ZHANG Fuxiang, LI Guoxin, ZHENG Xinquan, et al. Enlightenment from the post shale revolution era in North America [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 26-39.
- [9] 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 373-390.
- ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, LIU Wei, et al. Advances in theory and technology of non-marine shale oil exploration in China [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 373-390.
- [10] 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.
- [11] 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.
- 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.
- [12] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
- GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [13] 孙龙德, 贾承造, 张君峰, 等. 松辽盆地古龙页岩油重点地区资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1699-1714.
- SUN Longde, JIA Chengzao, ZHANG Junfeng, et al. Resource potential of Gulong shale oil in the key areas of Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(12): 1699-1714.
- [14] 李国欣, 雷征东, 董伟宏, 等. 中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 1-11.
- LI Guoxin, LEI Zhengdong, DONG Weihong, et al. Progress, challenges and prospects of unconventional oil and gas development of CNPC [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 1-11.
- [15] 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.
- [16] 蔡潇, 夏威, 马晓东, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组页岩油储集空间特征及其影响因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(5): 1482-1493.
- CAI Xiao, XIA Wei, MA Xiaodong, et al. Storage spaces characteristics and influencing factors of shale oil reservoirs of Paleogene in Funing Formation of Qintong Sag, Subei Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(5): 1482-1493.
- [17] 王建, 郭秋麟, 赵晨蕾, 等. 中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2033-2044.
- WANG Jian, GUO Qiulin, ZHAO Chenlei, et al. Potentials and prospects of shale oil-gas resources in major basins of China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2033-2044.
- [18] 邢浩婷, 匡立春, 伍坤宇, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩岩相特征及有利源储组合[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(2): 70-82.
- XING Haoting, KUANG Lichun, WU Kunyu, et al. Lithofacies characteristics and favorable source rock-reservoir combination of Yingxiongling shale in Qaidam Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(2): 70-82.
- [19] 支东明, 曹剑, 向宝力, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(5): 499-506.
- ZHI Dongming, CAO Jian, XIANG Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu Sag in Junggar Basin: Hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(5): 499-506.
- [20] 汪海燕, 邱彤, 王志国, 等. 四川盆地平昌地区凉高山组页岩油气富集条件及有利区预测[J]. 大庆石油地质与开发, 2025, 44(4): 42-50.
- WANG Haiyan, QIU Tong, WANG Zhiguo, et al. Oil and gas enrichment conditions and favorable areas prediction of Lianggaoshan Formation shale in Pingchang area of Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,

- 2025, 44(4): 42–50.
- [21] 孟庆涛, 胡菲, 刘招君, 等. 陆相拗陷湖盆细粒沉积岩岩相类型及成因——以松辽盆地晚白垩世青山口组为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(1): 20–37.
- MENG Qingtao, HU Fei, LIU Zhaojun, et al. Lithofacies Types and Genesis of Fine-Grained Sediments in Terrestrial Depression Lake Basin: Taking Upper Cretaceous Qingshankou Formation in Songliao Basin as an Example [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(1): 20–37.
- [22] 咎灵, 骆卫峰, 印燕铃, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油形成条件及有利区评价[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 233–241.
- ZAN Ling, LUO Weifeng, YIN Yanling, et al. Formation conditions of shale oil and favorable targets in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(2): 233–241.
- [23] 张志杰, 袁选俊, 汪梦诗, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖沉积特征与古环境演化[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 972–984.
- ZHANG Zhijie, YUAN Xuanjun, WANG Mengshi, et al. Alkaline-lacustrine deposition and Paleoenvironmental evolution in Permian Fengcheng Formation at the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 972–984.
- [24] 姜福杰, 胡美玲, 胡涛, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油富集主控因素与模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 706–718.
- JIANG Fujie, HU Meiling, HU Tao, et al. Controlling factors and models of shale oil enrichment in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 706–718.
- [25] 荆晓明. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜二段页岩油甜点评价[J]. 非常规油气, 2023, 10(3): 31–38, 45.
- JING Xiaoming. Evaluation of shale oil sweet spots in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(3): 31–38, 45.
- [26] 孙雅雄, 朱相羽, 邱旭明, 等. 苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段页岩裂缝特征分析[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 414–424.
- SUN Yaxiong, ZHU Xiangyu, QIU Xuming, et al. Characteristics of shale fractures in the second member of Funing Formation in Gaoyou Sag of Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 414–424.
- [27] 余文端, 高玉巧, 咎灵, 等. 溱潼凹陷阜宁组二段泥页岩含油性 & 页岩油富集层段分布[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 688–698.
- YU Wenduan, GAO Yuqiao, ZAN Ling, et al. Distribution of oil bearing and shale oil-rich strata in the second member of Funing Formation in Qintong Sag [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 688–698.
- [28] 姚红生, 云露, 咎灵, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜二段断块型页岩油定向井开发模式及实践[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(2): 141–151.
- YAO Hongsheng, YUN Lu, ZAN Ling, et al. Development mode and practice of fault-block oriented shale oil well in the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 141–151.
- [29] 何希鹏, 张培先, 高玉巧, 等. 中国非常规油气资源效益开发面临的挑战与对策[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(1): 28–43.
- HE Xipeng, ZHANG Peixian, GAO Yuqiao, et al. Challenges and countermeasures for beneficial development of unconventional oil and gas resources in China [J]. China Petroleum Exploration, 2025, 30(1): 28–43.
- [30] 咎灵, 白鸾羲, 印燕铃, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油基本特征及成因分析[J]. 石油实验地质, 2023, 45(2): 356–365.
- ZAN Ling, BAI Luanxi, YIN Yanling, et al. Basic characteristics and genesis analysis of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(2): 356–365.
- [31] 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.
- [32] 姚红生, 咎灵, 高玉巧, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油富集高产主控因素与勘探重大突破[J]. 石油实验地质, 2021, 43(5): 776–783.
- YAO Hongsheng, ZAN Ling, GAO Yuqiao, et al. Main controlling factors for the enrichment of shale oil and significant discovery in second member of Paleogene Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(5): 776–783.
- [33] 唐磊, 廖文婷, 夏连军, 等. 页岩纹层类型与测井表征方法研究——以苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段为例[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(1): 28–39.
- TANG Lei, LIAO Wenting, XIA Lianjun, et al. Research on shale lamination types and logging characterization methods: A case study of the Funing Formation Member 2 in Gaoyou Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 28–39.
- [34] 钟志国, 于雯泉, 段宏亮, 等. 苏北盆地中低TOC复杂断块页岩油勘探进展与攻关方向[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(1): 11–18.
- ZHONG Zhiguo, YU Wenquan, DUAN Hongliang, et al. Progress and research direction of shale oil exploration in complex fault blocks with low to medium TOC in Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 11–18.
- [35] 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.
- [36] 刘金, 曹剑, 王剑, 等. 陆相页岩油微观赋存特征与自封闭机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 石油学报, 2025, 46(7): 1355–1368.
- LIU Jin, CAO Jian, WANG Jian, et al. Microscopic occurrence and self-containment mechanism of continental shale oil: Case study of Lucaogou Formation in Jimusaer Sag, Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(7): 1355–1368.

- [37] 倪良田, 杜玉山, 蒋龙, 等. 济阳坳陷东营凹陷不同岩相页岩储层微观结构定量特征[J]. 油气地质与采收率, 2025, 32(4): 1-16.
NI Liangtian, DU Yushan, JIANG Long, et al. Quantitative characteristics of microstructure of shale reservoirs with different lithofacies in Dongying Sag, Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(4): 1-16.
- [38] 赵文智, 卞从胜, 蒲秀刚, 等. 中国典型咸化湖盆页岩油富集与流动特征及在“甜点”评价中的意义[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 25-37.
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, PU Xiugang, et al. Enrichment and flow characteristics of shale oil in typical salinized lake basins in China and its significance for “sweet spot” evaluation [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 25-37.
- [39] 张宸嘉, 曹剑, 王俞策, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油富集规律[J]. 石油学报, 2022, 43(9): 1253-1268.
ZHANG Chenjia, CAO Jian, WANG Yuce, et al. Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(9): 1253-1268.
- [40] 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.
- [41] 刘惠民. 济阳坳陷页岩油勘探实践与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 73-87.
LIU Huimin. Exploration practice and prospect of shale oil in Jiyang Depression [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 73-87.
- [42] 王广昀, 王凤兰, 蒙启安, 等. 古龙页岩油战略意义及攻关方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 8-19.
WANG Guangyun, WANG Fenglan, MENG Qi'an, et al. Strategic significance and research direction for Gulong shale oil [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 8-19.
- [43] 王玉华, 梁江平, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油资源潜力及勘探方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 20-34.
WANG Yuhua, LIANG Jiangping, ZHANG Jinyou, et al. Resource potential and exploration direction of Gulong shale oil in Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 20-34.
- [44] 徐宁, 刘静雅, 赖海燕, 等. 海洋微藻对游离氨基酸的利用特性研究[J]. 环境科学学报, 2013, 33(4): 1058-1065.
XU Ning, LIU Jingya, LAI Haiyan, et al. Uptake and utilization characteristics of *Procentrum donghaiense*, *Phaeocystis globosa*, *Karenia mikimotoi* and *Skeletonema costatum* for dissolved free amino acids [J]. Acta Scientiae Circumstantiae, 2013, 33(4): 1058-1065.
- [45] 何雁兵, 雷永昌, 邱欣卫, 等. 珠江口盆地陆丰南地区文昌组沉积古环境恢复及烃源岩有机质富集主控因素研究[J]. 地学前缘, 2024, 31(2): 359-376.
HE Yanbing, LEI Yongchang, QIU Xinwei, et al. Sedimentary paleoenvironment and main controlling factors of organic enrichment in source rocks of the Wenchang Formation in southern Lufeng, Pearl River Mouth Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(2): 359-376.
- [46] 吉利明, 李林涛, 吴涛, 等. 柴达木盆地始新统沟鞭藻及其油源意义[J]. 地球科学进展, 2007, 22(3): 221-226.
JI Liming, LI Lintao, WU Tao, et al. Eocene dinoflagellate in Qaidam Basin and its significance on hydrocarbon source [J]. Advances in Earth Science, 2007, 22(3): 221-226.
- [47] 胡章喜, 徐宁, 段舜山. 能源微藻葡萄藻的研究进展[J]. 生态科学, 2012, 31(5): 577-584.
HU Zhangxi, XU Ning, DUAN Shunshan. Research progress on energy microalga *Botryococcus braunii* [J]. Ecological Science, 2012, 31(5): 577-584.
- [48] 张科, 姚素平, 胡文瑄, 等. 木栓质的菌解-热模拟实验特征及木栓质体的成烃演化机制[J]. 地质学报, 2011, 85(6): 1045-1057.
ZHANG Ke, YAO Suping, HU Wenxuan, et al. Bacterial degradation and thermal simulation of suberin in *Quercus suberus*: Implications for hydrocarbon generation of suberinite [J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(6): 1045-1057.
- [49] 高玉巧, 花彩霞, 蔡潇, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段页岩油储层裂缝形成机制及对烃类赋存的影响[J]. 地学前缘, 2024, 31(5): 35-45.
GAO Yuqiao, HUA Caixia, CAI Xiao, et al. Fracture formation mechanism in shale oil reservoirs, Qintong Depression, North Jiangsu Basin and its influence on hydrocarbon occurrence [J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(5): 35-45.
- [50] 王欣, 韩建强, 胥灵, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段页岩油测井评价研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 364-372.
WANG Xin, HAN Jianqiang, ZAN Ling, et al. Logging evaluation of shale oil in the second member of Funing Formation of Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 364-372.
- [51] 胡涛, 姜福杰, 庞雄奇, 等. 页岩油微运移识别、评价及其石油地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 114-126.
HU Tao, JIANG Fujie, PANG Xiongqi, et al. Identification and evaluation of shale oil micro-migration and its petroleum geological significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 114-126.
- [52] 王鑫, 刘惠民, 张顺, 等. 济阳坳陷博兴洼陷页岩油微运移特征[J]. 地质论评, 2023, 69(增刊1): 270-272.
WANG Xin, LIU Huimin, ZHANG Shun, et al. Micro-migration characteristics of shale oil in Boxing Subbasin of Jiyang Depression [J]. Geological Review, 2023, 69(S1): 270-272.
- [53] 李倩文, 马晓潇, 高波, 等. 美国重点页岩油区勘探开发进展及启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(5): 630-640.
LI Qianwen, MA Xiaoxiao, GAO Bo, et al. Progress and enlightenment of exploration and development of major shale oil zones in the USA [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(5): 630-640.
- [54] 郭旭升, 胡宗全, 申宝剑, 等. 中国页岩油气源-储耦合类型划分及勘探意义[J]. 石油学报, 2024, 45(11): 1565-1578.
GUO Xusheng, HU Zongquan, SHEN Baojian, et al. Classification and exploration significance of source-reservoir coupling types of shale oil and gas in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(11): 1565-1578.