DOI 10.3969/j.issn.2095-4107.2026.05.001

苏北盆地海安凹陷阜二段与泰二段页岩有机地球化学特征及差异富集机理

王雨梦，吴艳艳，姜志高，张婷婷，孙　婧
（中国石化华东油气分公司 勘探开发研究院，江苏 南京　210000）

摘　要：为明确苏北盆地海安凹陷不同层系页岩油勘探潜力与富集规律，以阜宁组二段（E_1f^2）、泰州组二段（E_1t^2）两套烃源岩为研究对象，采用地球化学分析、生物标志化合物分析和微观表征方法，分析两套烃源岩层系地球化学特征、页岩油微观赋存状态，探讨差异富集机理。结果表明：阜二段、泰二段为较好—好烃源岩，处于成熟阶段，阜二段干酪根以Ⅰ型和$Ⅱ_1$型为主，泰二段干酪根以$Ⅱ_1$型和$Ⅱ_2$型为主，二者具备良好的生烃基础，阜二段含油性与流体可动性整体更优。阜二段形成于强还原咸水深湖环境，水体分层和缺氧条件有利于水生藻类等富氢有机质输入与保存；泰二段形成于还原微咸湖相环境，陆源有机质输入贡献显著。阜二段发育纹层状含云、含灰页岩，黏土矿物晶间孔、矿物粒间孔及微裂缝沿纹层方向发育，烃类轻质组分占优，形成“连续网络富集型”模式；泰二段以块状灰质泥岩为主，孔隙多呈孤立状或弱连通状，重质组分富集，形成“吸附滞留型”模式。阜二段页岩油富集由优质烃源条件、强还原保存环境和连通孔缝网络共同主导，构成研究区有利的页岩油勘探层系；泰二段具有一定的资源潜力，勘探开发优先选择纹层发育、储集物性良好的局部层段。该结果为研究区页岩油多层系勘探提供指导。

关　键　词：页岩油；地球化学特征；差异富集机理；微观赋存状态；阜二段；泰二段；海安凹陷；苏北盆地
中图分类号：TE122.1；P595　　**文献标识码**：A　　**文章编号**：2095－4107(2026)05－0001－17

0　引言

苏北盆地是中国东南部陆地上最大的中新生代近海张性含油气断陷盆地[1]，油气资源丰富，常规油气勘探成果显著。近年来，非常规页岩油勘探也取得重大战略性突破，为区域能源保障提供关键支撑[2-8]。海安凹陷作为苏北盆地东南缘构造—沉积演化复杂的次级构造单元之一，因烃源岩厚度大、有机质丰度高、演化程度适中[9-10]，成为江苏油气资源勘探的关键区域之一。

2022 年，海安凹陷曲塘次凹张家垛陡坡带的风险探井——HY1 井在阜二段试采获得高产工业油流，初期日产油 50.7 t，累计产油超过 6 000.0 t，实现该区域页岩油勘探的重大突破。人们对曲塘次凹阜二段烃源岩开展系统研究，明确地球化学特征及基本储集条件[11-14]，为海安凹陷的地质评价奠定基础。曲塘次凹的勘探成功证实海安凹陷陆相湖盆页岩油的勘探价值，勘探重点从单一凹陷向全凹陷、多层系拓展。与其构造背景相似、沉积体系相连的海北次凹[10,15]，因具备相似的优质烃源岩发育条件，成为后续重点攻关的潜力区域。2024 年，海北次凹钻井——HY2 井在泰二段试获得高产工业油流，初步证实新层系的勘探可行性。

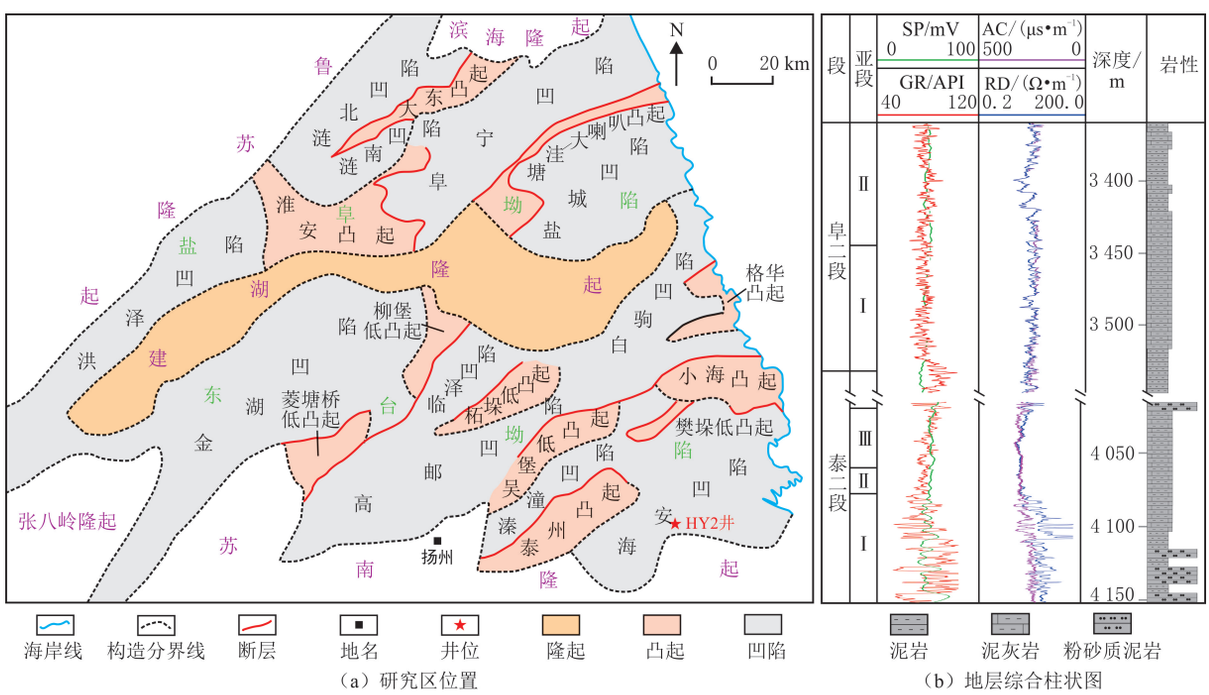
现有研究多聚焦于阜二段单一层系，对海安凹陷其他层系的研究相对薄弱，海安凹陷泰二段烃源岩资源潜力尚未明确，页岩油赋存状态与富集规律缺乏针对性研究，制约新层系的精准勘探部署。以海北次凹 HY2 井阜二段、泰二段两套主要烃源岩为研究对象，进行多层系有机地球化学特征对比，明确不同层系烃源岩的质量、含油性及流体可动性差异；根据生物标志化合物分析，探讨两套层系的沉积环境、有机质来源及成熟演化特征；结合薄片观察、扫描电镜（SEM）及激光共聚焦显微镜（CLSM），精细刻画两套层系页岩油微观赋存状态差异；揭示烃源条件、沉积环境、岩相及储集空间对页岩油富集的影响，建立阜二段、泰二段页岩油富集模式，为海安凹陷多层系页岩油勘探评价和有利层系优选提供依据。

收稿日期：2026－03－06；**编辑**：陆雅玲
基金项目：中国石化科技攻关项目（P21112）；中国石化科技攻关项目（P23190）
作者简介：王雨梦（1999—），女，助理工程师，主要从事非常规油气地球化学方面的研究。

1　地质概况

海安凹陷位于苏北盆地东台坳陷东南缘，是晚白垩世形成的典型箕状断陷盆地（见图 1）。受区域断裂活动影响，凹陷内构造格局复杂，呈“六凹夹一隆”的特征[16]。凹陷内新生界发育完整，自下而上沉积上白垩统、古近系、新近系及第四系，其中古近系阜宁组四段（阜四段，E_1f^4）、阜宁组二段（阜二段，E_1f^2）和泰州组二段（泰二段，E_1t^2）是区域内 3 套重要湖相烃源岩层系[17]。

研究区海北次凹位于海安凹陷南部，构造上呈北东东向展布的不对称半地堑，具有“北深南浅、北断南超、北厚南薄”的典型箕状断陷特征[10,18]。受后期构造隆升导致的剥蚀作用，阜四段在海北次凹部分区域被剥蚀[19]，而阜二段、泰二段保存相对完好，为研究的重点层系。阜二段为深湖—半深湖相沉积，岩性以厚层灰黑色泥岩为主，夹薄层泥灰岩，厚度一般为 200～300 m，是区域主要烃源岩层[15]；泰二段为滨浅湖—半深湖相沉积，岩性以灰黑色泥岩为主，夹薄层泥灰岩或粉砂质泥岩，在海北次凹明显增厚，深凹区厚度为 100～130 m[20]。两套层系厚度大、分布稳定且有机质富集，具备页岩油勘探的基本地质条件。



（a）研究区位置　　（b）地层综合柱状图

图 1　苏北盆地构造单元分布、采样井位置和综合柱状图

Fig. 1 Distribution of tectonic units, locations of sampling wells and stratigraphic comprehensive histogram of the Subei Basin

2　实验样品与方法

2.1　实验样品

页岩岩心样品取自海安凹陷海北次凹重点探井——HY2 井，目标层位为阜二段、泰二段。其中，阜二段样品深度分布在 3 370.00～3 532.00 m 之间，泰二段样品深度分布在 4 020.00～4 108.00 m 之间，采集岩心样品 80 个、岩屑样品 110 个。样品覆盖两套目标层系的主要岩性及有机质富集层段，具有较好的代表性。

2.2　实验方法

2.2.1　地球化学与岩石学分析

采用 Leco CS-230 碳硫仪、YQ-Ⅴ Ⅲ型岩石热解仪、Zeiss Axio Imager A2m 偏光荧光显微镜，分别按照 GB/T 19145—2022《沉积岩中总有机碳测定》、GB/T 18602—2012《岩石热解分析》和 SY/T 5124—2012《沉积岩中镜质体反射率测定方法》开展有机地球化学测试分析，获取 TOC 质量分数（w(TOC)）、常

规热解参数(S_1、S_2、t_{max}等)和镜质体反射率(R_o)。在常规热解方法基础上,开展多温阶热解测试,设置 4 个特征温度(200 ℃恒温 1 min、200～350、350～450、450～600 ℃),分别对应轻质游离油含量($S_{1\text{-}1}$)、轻中质游离油含量($S_{1\text{-}2}$)、束缚油含量($S_{2\text{-}1}$)和干酪根热解生烃($S_{2\text{-}2}$),实现对不同赋存状态烃类的定量表征[21-22]。此外,岩石样品经索氏抽提、柱层析族组分分离后,按照 GB/T 18606—2025《沉积物和原油中生物标志化合物气相色谱—质谱测定方法》,采用 Thermo Trace 1310 色质谱联用仪完成饱和烃 GC-MS 分析测试,获取生物标志化合物参数,分析有机质来源、沉积环境及成熟度。采用 Zeiss Axio Scope A1 荧光显微镜、Ultima IV X 射线粉末衍射仪,分别按照 SY/T 6414—2025《全岩有机显微组分鉴定方法》、SY/T 5163—2018《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物 X 射线衍射分析方法》进行岩石学分析,识别有机质显微组分,测定全岩矿物组成。

2.2.2　页岩油微观分布测试

采用 Zeiss Scope A1 偏光显微镜与 Zeiss Sigma 场发射扫描电子显微镜,分别按照 SY/T 5368—2016《岩石薄片鉴定》和 SY/T 5162—2021《岩石样品扫描电子显微镜分析方法》,进行岩石薄片鉴定与微观结构分析,薄片经磨制、抛光处理后,用于观察岩相、矿物组成和孔隙类型。

激光共聚焦扫描显微镜(CLSM)测试样品取自冷藏保存的新鲜岩心,在低温(0～4 ℃)环境下制备薄片:采用 502 环氧树脂胶结,精磨至 0.04～0.05 mm,薄片未加盖片。采用 Leica STELLARIS 5 激光共聚焦显微镜测试,激发光源为 488 nm 激光,设置双荧光波段与透射光模式:500～590 nm 波段荧光对应原油轻质组分(C_{21-}),荧光信号设为红色;590～780 nm 波段荧光对应原油重质组分(C_{22+}),荧光信号设为蓝色;透射光信号表征岩石骨架,荧光信号设为灰色。

观测流程:首先在 10 倍物镜下对薄片进行全视野扫描拼接,获取原油宏观分布特征;然后在 20 倍物镜下选取页岩含油代表性视域进行三维扫描,扫描尺寸为 582.5 μm×582.5 μm,轴向扫描范围以 0.8 μm 为步长,延伸至上下荧光信号完全消失。采用 LAS X 软件对三维数据进行阈值分割和目标提取,可定量获取含油体积分数、含油半径等参数,实现页岩油微观赋存状态表征。

3　有机地球化学特征及赋存状态

3.1　烃源岩地球化学特征

3.1.1　有机质丰度与生烃潜力

总有机碳质量分数(w(TOC))与生烃潜量(S_1+S_2)是评价烃源岩有机质丰度的关键指标,直接反映烃源岩的生烃物质基础。研究区阜二段页岩 w(TOC)分布在 0.57%～2.93%之间,平均为 1.35%;生烃潜量(S_1+S_2)分布在 1.48～19.20 mg/g 之间,平均为 8.23 mg/g。泰二段页岩 w(TOC)分布在 0.85%～3.21%之间,平均为 1.44%;生烃潜量(S_1+S_2)分布在 0.80～15.34 mg/g 之间,平均为 5.39 mg/g(见图 2)。有机质丰度评价参考 SY/T 5735—2019《烃源岩地球化学评价方法》,阜二段 w(TOC)≥1.0% 的样品占比 82%,泰二段的占比 95%,两套层系有机质丰度整体达到好烃源岩标准;生烃潜量方面,阜二段(S_1+S_2)≥6 mg/g 的样品占比 58%,泰二段的占比 42%,其余为中等烃源岩。研究区阜二段、泰二段为较好—好烃源岩,具备充足的生烃物质基础。

3.1.2　有机质类型

干酪根显微组分分析显示,阜二段烃源岩有机质显微组分以腐泥组为主(见图 3(a-b)),浮游藻类体占比为 2.0%～11.1%,壳质组以木栓质体、腐殖无定形体形式少量发育,镜质组、惰质组占比较低;阜二段类型指数介于 51.1～87.2,干酪根以Ⅰ型和$Ⅱ_1$型为主(见表 1),富含脂类等易生烃组分,生烃潜力极高。这表明阜二段沉积时期湖盆为深水还原环境,有机质供给以水生浮游生物为主,伴随少量陆源高等植物输入,母质类型优质。

泰二段烃源岩有机质显微组分以壳质组为主(见图 3(c-d)),占比为 32.3%～85.6%,腐泥无定形体占比较阜二段的低,几乎无浮游藻类体;有机质类型指数介于 38.4～60.6,干酪根以$Ⅱ_1$型和$Ⅱ_2$型为主(见表 1),生烃潜力虽低于阜二段的,但具备较高的液态烃生成能力。这一特征反映泰二段沉积时期湖盆

水体相对变浅，有机质输入以陆源高等植物碎屑为主，少部分水生生物贡献，母质类型较阜二段的有所变差。

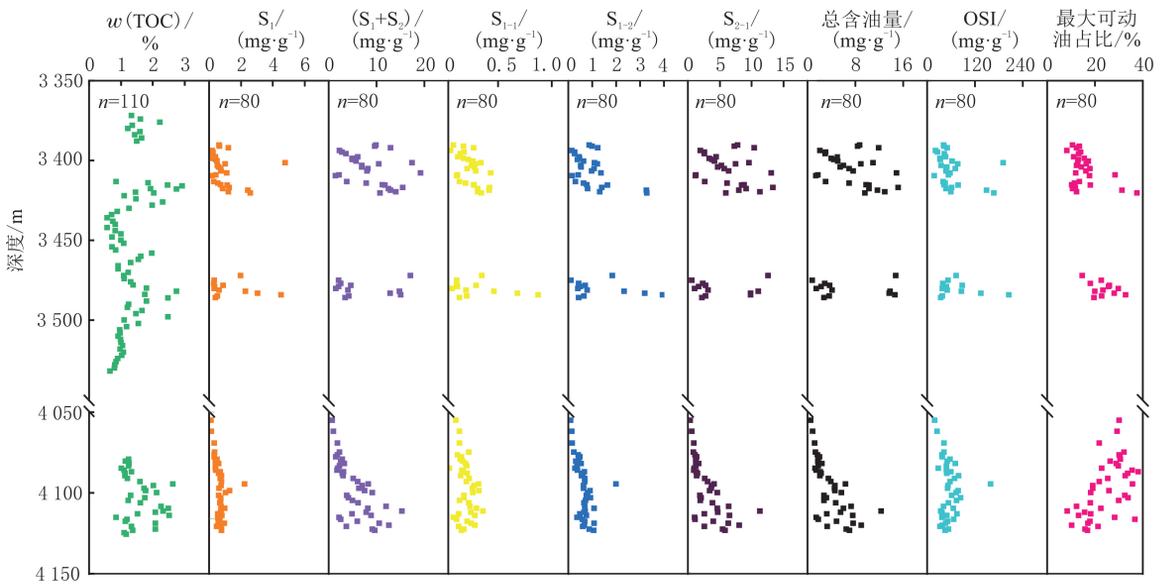
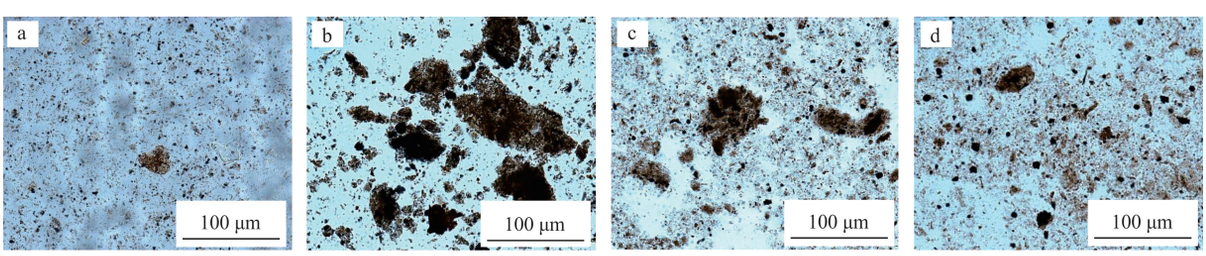


图 2　研究区烃源岩含油性、可动性相关参数与深度关系

Fig. 2 Relationship between oil-bearing properties, mobility-related parameters, and burial depth of source rocks in the study area



（a）浮游藻类体，阜二段，3 420.33 m，透射光；（b）以腐泥型无定形有机质为主，阜二段，3 472.17 m，透射光；（c）有机质为腐殖—腐泥混合无定形，含细微高等植物碎屑痕迹，泰二段，4 059.00 m，透射光；（d）以腐殖型无定形有机质为主，泰二段，4 090.22 m，透射光

图 3　研究区烃源岩显微组分

Fig. 3 Maceral composition of source rocks in the Haian Sag

表 1　研究区烃源岩有机质显微组分统计

Table 1 Statistical summary of organic maceral compositions in source rocks in the study area

样品编号	深度/m	层位	w(腐泥组)/%			w(壳质组)/%								w(镜质组)/%			w(惰质组)/%	类型指数	有机质类型
			浮游藻类体	腐泥无定形体	小计	树脂体	木栓质体	角质体	孢粉体	菌孢体	腐殖无定形体	底栖藻无定形体	小计	富氢镜质体	正常镜质体	小计	丝质体		
1	3 390.67		13.6	50.5	64.1	0	3.9	0	0	0	13.6	1.9	19.4	0	15.5	15.5	1.0	61.2	$Ⅱ_1$
2	3 399.56		3.1	44.3	47.4	0	3.1	0	0	0	32.0	0	35.1	0	14.4	14.4	3.1	51.1	$Ⅱ_1$
3	3 420.33		2.0	79.6	81.6	0	4.1	0	0	0	11.2	0	15.3	0	3.1	3.1	0	86.9	Ⅰ
4	3 472.17	E_1f^2	3.9	81.4	85.3	0	1.0	0	0	0	4.9	0	5.9	0	6.9	6.9	2.0	81.1	Ⅰ
5	3 481.74		11.1	67.7	78.8	0	4.0	0	0	0	12.1	1.0	17.1	0	4.0	4.0	0	84.4	Ⅰ
6	3 482.02		5.1	79.8	84.9	0	4.0	0	0	0	4.0	3.0	11.0	0	3.0	3.0	1.0	87.2	Ⅰ

续表 1

样品编号	深度/m	层位	w(腐泥组)/%			w(壳质组)/%								w(镜质组)/%			w(惰质组)/%	类型指数	有机质类型
			浮游藻类体	腐泥无定形体	小计	树脂体	木栓质体	角质体	孢粉体	菌孢体	腐殖无定形体	底栖藻无定形体	小计	富氢镜质体	正常镜质体	小计	丝质体		
7	4 053.04		0	4.8	4.8	0	12.5	0	1.0	0	61.5	10.6	85.6	0	8.7	8.7	1.0	40.1	Ⅱ$_1$
8	4 059.00		0	21.2	21.2	0	23.2	0	0	0	31.3	11.1	65.6	0	11.1	11.1	2.0	43.7	Ⅱ$_1$
9	4 081.12		1.9	31.1	33.0	0	11.7	0	1.0	0	35.0	4.9	52.6	0	13.6	13.6	1.0	48.1	Ⅱ$_1$
10	4 090.22	E_1t^2	0	29.8	29.8	0	7.7	0	0	0	44.2	10.6	62.5	0	7.7	7.7	0	55.3	Ⅱ$_1$
11	4 095.24		0	28.9	28.9	0	11.3	0	0	0	42.3	7.2	60.8	3.1	6.2	9.3	1.0	51.3	Ⅱ$_1$
12	4 100.36		0	54.5	54.5	0	7.1	0	0	0	23.2	2.0	32.3	0	12.1	12.1	1.0	60.6	Ⅱ$_1$
13	4 105.58		1.0	37.8	38.8	0	11.2	0	1.0	0	21.4	3.1	36.7	1.0	21.4	22.4	2.0	38.4	Ⅱ$_2$

3.1.3　有机质成熟度

有机质镜质体反射率(R_o)、岩石热解参数(t_{max})是评价烃源岩成熟度的重要参数。研究区阜二段 R_o 分布在 0.75%～0.85%之间,平均为 0.77%;t_{max} 分布在 434～446 ℃之间,平均为 439 ℃(见图 4)。泰二段 R_o 分布在 0.83%～0.99%之间,平均为 0.93%;t_{max} 分布在 437～452 ℃之间,平均为 444 ℃。

根据成熟度划分标准[14],阜二段、泰二段处于成熟演化阶段,泰二段烃源岩演化程度略高于阜二段的。这种成熟度差异与两套烃源岩的埋藏深度吻合,表明埋藏深度对烃源岩成熟度具有控制作用。

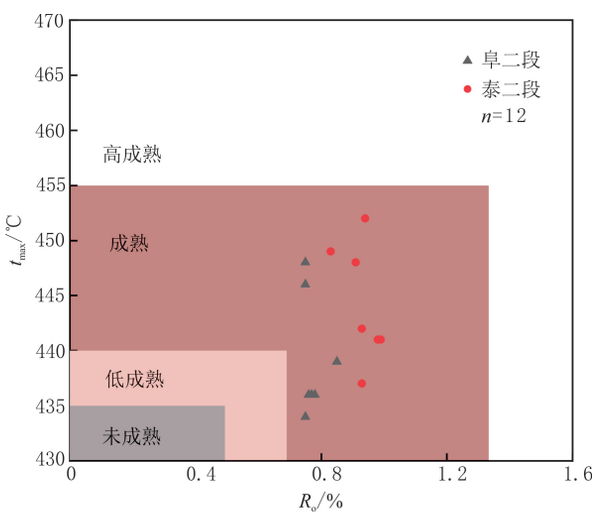


图 4　研究区 R_o 和 t_{max} 关系

Fig. 4 Relationship between R_o and t_{max} in the study area

3.1.4　含油性和流体可动性

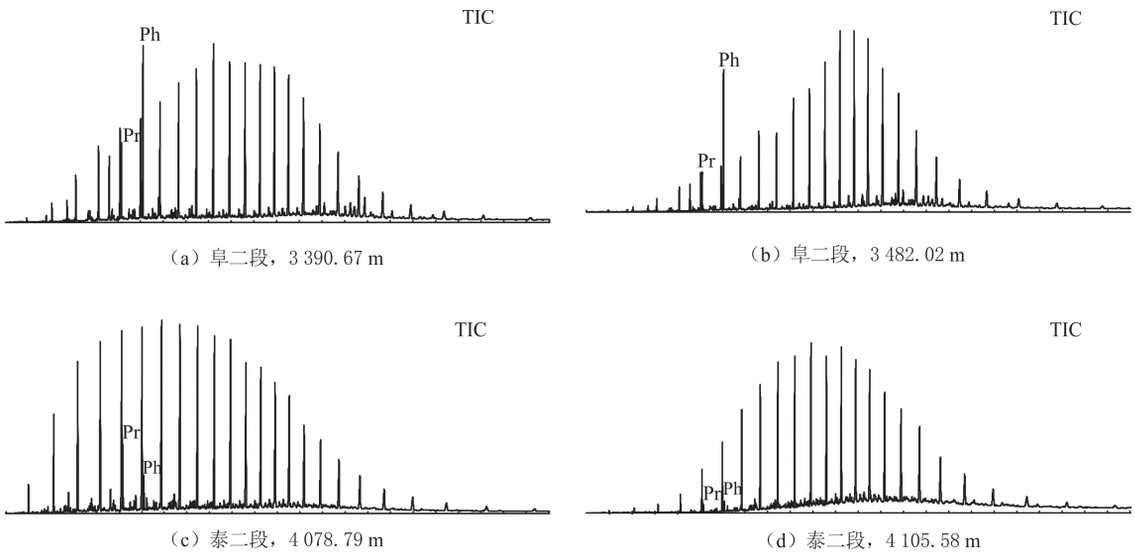
游离烃含量(S_1)、总含油量($S_{1\text{-}1}+S_{1\text{-}2}+S_{2\text{-}1}$)、最大可动油占比[($S_{1\text{-}1}+S_{1\text{-}2}$)/总含油量×100%]及含油饱和度指数(OSI=S_1/w(TOC))是表征页岩含油性与流体可动性的核心参数。阜二段游离烃含量介于 0.20～4.77 mg/g,平均为 1.04 mg/g;总含油量介于 0.84～15.18 mg/g,平均为 7.22 mg/g;最大可动油占比介于 5.24%～37.56%,平均为 17.98%。泰二段游离烃含量介于 0.13～2.23 mg/g,平均为 0.67 mg/g;总含油量介于 0.57～12.36 mg/g,平均为 3.89 mg/g;最大可动油占比介于 8.42%～38.20%,平均为 24.71%。

根据北美主要页岩油产层的 S_1、w(TOC)实测数据,Jarvie D M 提出泥页岩原油流动存在临界阈值,并采用含油饱和度指数 OSI 表征单位有机碳对应的游离烃含量,当 OSI 达到 100 mg/g 时,泥页岩层系中生成烃类在满足有机质吸附和储集空间容纳后,剩余烃类开始向外排出[23-24]。在不同盆地、沉积体系和岩相条件下,OSI 可动性参考阈值存在差异。鄂尔多斯盆地长 7 段湖相泥页岩可动性阈值约为 70 mg/g,Bakken 组及济阳坳陷沙河街组部分产油页岩的 OSI 下限为 50～75 mg/g;苏北盆地阜二段页岩油多以 100 mg/g 作为判定流体可动性的重要指标[5,25-26]。此外,OSI 由 S_1 和 w(TOC)共同确定,评价结果受有机质丰度、成熟度及岩相组合等因素影响[27]。对于高 w(TOC)页岩,即使具有一定游离烃含量,也可能因 w(TOC)较高而呈较低的 OSI;低 w(TOC)岩层中的少量原油充注也可能导致 OSI 偏高。因此,OSI 不宜作为所有页岩油系统流体可动性的唯一判别标准。研究区阜二段、泰二段样品来自同一凹陷,处于成熟演化阶段,阜二段 OSI 平均为 79.55 mg/g,泰二段 OSI 平均为 59.28 mg/g,综合 w(TOC)、S_1、总含油量及最大可动油占比等参数分析,阜二段页岩含油性和流体可动性整体优于泰二段的。

3.2　烃源岩生物标志化合物特征

3.2.1　正构烷烃

研究区阜二段、泰二段烃源岩的正构烷烃碳数分布为 C_{13}～C_{36}，呈单驼峰型（见图 5）。两套烃源岩 OEP 和 CPI 接近 1，无明显奇偶碳优势，表明有机质达到一定成熟阶段。阜二段烃源岩主峰碳为 C_{22} 或 C_{25}，$(nC_{21+}\ nC_{22})/(nC_{28}+nC_{29})$ 介于 0.53～2.50，$\Sigma nC_{21-}/\Sigma nC_{22+}$ 介于 0.18～0.68；泰二段烃源岩主峰碳分布在 C_{19}～C_{25} 之间，$(nC_{21}+nC_{22})/(nC_{28}+nC_{29})$ 介于 0.96～2.96，$\Sigma nC_{21-}/\Sigma nC_{22+}$ 介于 0.27～1.00（见表 2），表明两套烃源岩有机质为低等水生生物与陆源高等植物的混合输入。



（a）阜二段，3 390.67 m　（b）阜二段，3 482.02 m

（c）泰二段，4 078.79 m　（d）泰二段，4 105.58 m

图 5　研究区正构烷烃分布特征

Fig. 5 Distribution characteristics of n-alkanes in the study area

表 2　研究区烃源岩正构烷烃及类异戊二烯烷烃参数

Table 2 Geochemical parameters of n-alkanes and isoprenoid alkanes in source rocks from the study area

样品编号	深度/m	层位	主碳峰	OEP	CPI	$(nC_{21}+nC_{22})/(nC_{28}+nC_{29})$	$\Sigma nC_{21-}/\Sigma nC_{22+}$	Pr/Ph	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}
1	3 390.67	E_1f^2	C_{22}	1.12	1.02	1.22	0.41	0.34	0.83	2.12
2	3 399.56		C_{22}	1.20	0.96	1.11	0.37	0.28	0.85	2.18
3	3 409.59		C_{22}	1.13	0.95	1.35	0.48	0.47	0.34	0.66
4	3 472.17		C_{25}	1.02	1.03	1.21	0.29	0.29	0.59	1.41
5	3 481.74		C_{22}	1.22	1.00	2.50	0.68	0.27	1.20	3.87
6	3 482.02		C_{25}	1.08	1.05	0.53	0.18	0.25	1.13	3.81
7	4 053.04	E_1t^2	C_{19}	1.01	1.13	2.01	0.89	1.76	0.20	0.11
8	4 059.00		C_{21}	1.02	1.50	2.96	0.70	1.95	0.28	0.13
9	4 078.79		C_{21}	1.06	1.05	2.03	1.00	1.70	0.26	0.15
10	4 090.22		C_{25}	1.06	1.05	1.46	0.89	0.88	0.20	0.23
11	4 100.36		C_{25}	1.03	0.99	0.96	0.27	0.67	0.20	0.19
12	4 105.58		C_{23}	1.07	1.01	1.12	0.29	0.92	0.22	0.14

姥植比（Pr/Ph）反映两套层系沉积环境的差异：阜二段 Pr/Ph 介于 0.25～0.47，沉积相为强还原的咸水深湖相；泰二段 Pr/Ph 介于 0.67～1.95，沉积相为还原的微咸湖相。Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 的关系图版[28]证实相同结果（见图 6）。

3.2.2　萜烷类化合物

在 $m/z=191$ 质量色谱图（见图 7）中，阜二段烃源岩的 C_{19}～C_{29} 三环萜烷（TT）系列分布完整，主峰为

C_{20} TT 或 C_{23} TT,C_{19} TT/C_{23} TT、C_{24} TeT/C_{26} TT 分别介于 0.11～0.33、0.13～0.37(见表 3),表明有机质主要来源于藻类等水生生物[29]。泰二段烃源岩的三环萜烷总体丰度较低,主峰为 C_{20} TT,C_{19} TT/C_{23} TT、C_{24} TeT/C_{26} TT 分别介于 0.14～0.62、0.27～0.80(见表 3),表明有机质主要来源于陆源高等植物。

伽马蜡烷指数(γ-Ga/C_{30} H)指示水体盐度和水体分层状况;C_{30} * DH/C_{30} H 指示有氧或无氧环境[30-32]。由图 7 可见,阜二段烃源岩呈伽马蜡烷异常高值,最高为 1.76。伽马蜡烷是咸水还原沉积环境的特征标志物,高丰度表明该层段有机质沉积时处于强还原、高盐度条件,同时伴随水体分层和缺氧的沉积环境,从而抑制微生物对有机质的降解作用,有利于有机质的保存与富集,为烃源岩生烃潜力提供有利条件。阜二段 C_{30} * DH/C_{30} H 低于 0.02,表明阜二段沉积时为咸水贫氧深水环境。泰二段烃源岩伽马蜡烷指数分布在 0.22～0.56 之间,C_{30} * DH/C_{30} H 分布在 0.22～0.84 之间,表明泰二段沉积时为半咸水—咸水的还原中等水深环境,具有较好的生烃潜力(见表 3)。

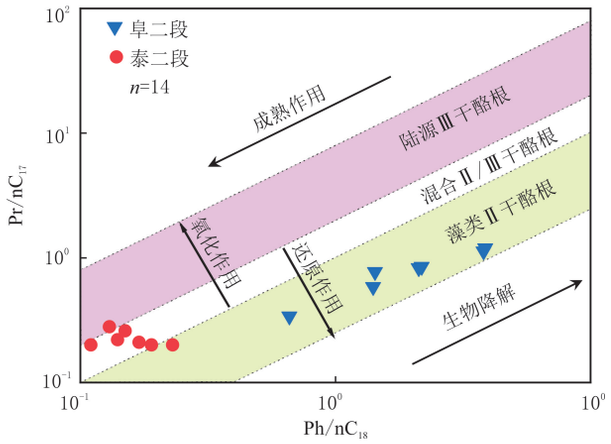
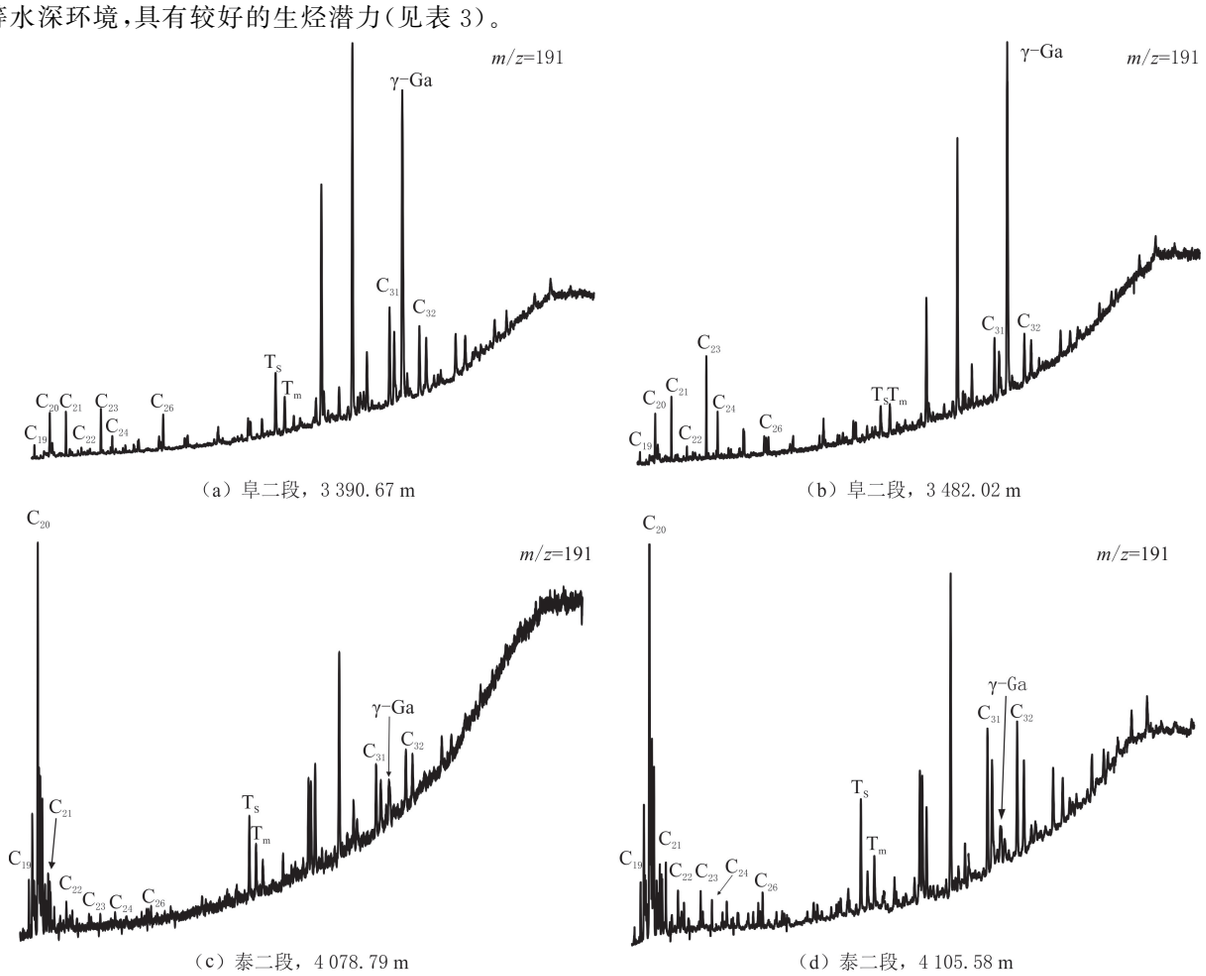


图 6　研究区 Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 关系

Fig. 6 Relationship between Pr/nC_{17} and Ph/nC_{18} in the study area



(a) 阜二段,3 390.67 m　　(b) 阜二段,3 482.02 m

(c) 泰二段,4 078.79 m　　(d) 泰二段,4 105.58 m

图 7　研究区泥页岩萜烷分布特征

Fig. 7 Terpane distribution characteristics of mudstone and shale in the study area

表3　海安凹陷烃源岩甾烷、萜烷系列化合物参数

Table 3 Sterane and terpane biomarker parameters of source rocks in the Haian Sag

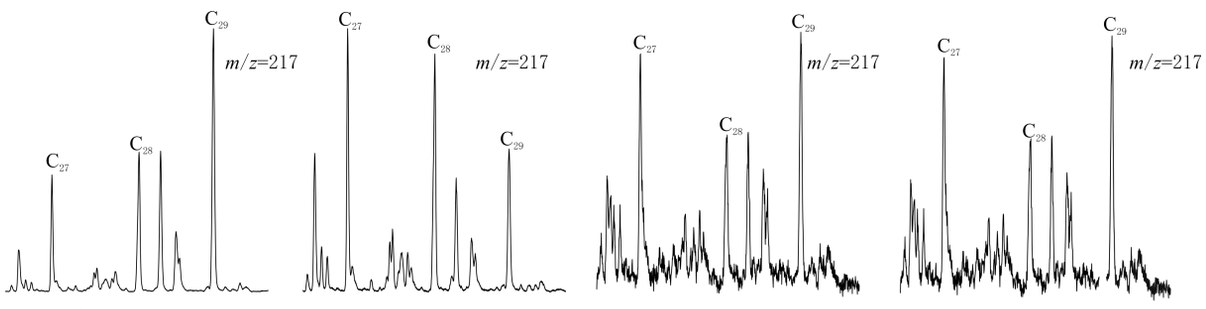
样品编号	深度/m	层位	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	3 390.67		0.25	0.13	1.04	0.01	0.54	0.45	0.62	18.82	21.71	59.48	0.34	0.18
2	3 399.56		0.11	0.30	0.96	0.01	0.55	0.45	0.75	21.70	18.31	59.99	0.33	0.20
3	3 409.59	E_1f^2	0.33	0.17	0.62	0.01	0.54	0.45	0.65	23.60	27.20	49.19	0.33	0.20
4	3 472.17		0.26	0.22	0.91	0.02	0.57	0.47	0.74	40.99	27.02	31.98	0.41	0.26
5	3 481.74		0.10	0.37	1.62	0.02	0.56	0.44	0.64	33.95	25.64	40.41	0.41	0.23
6	3 482.02		0.10	0.36	1.76	0.02	0.58	0.43	0.51	36.54	31.82	31.64	0.42	0.24
7	4 053.04				0.56	0.84	0.47			33.98	24.87	41.14	0.32	0.21
8	4 059.00		0.14	0.80	0.29	0.22	0.56	0.48		30.60	30.60	38.80	0.35	0.28
9	4 078.79	E_1t^2	0.45	0.50	0.33	0.47	0.52	0.45	0.63	35.22	21.44	43.34	0.34	0.30
10	4 090.22					0.39	0.72		0.58	43.08	22.12	34.79		0.52
11	4 100.36		0.62				0.55		0.65	39.02	34.57	26.41		
12	4 105.58		0.38	0.27	0.22	0.27	0.52	0.43	0.67	38.34	24.08	37.58	0.42	0.46

注：A为$C_{19}TT/C_{23}TT$；B为$C_{24}TeT/C_{26}TT$；C为γ-Ca/$C_{30}H$；D为C_{30} * DH/$C_{30}H$；E为C_{31}藿烷22S/(22S+22R)；F为C_{32}藿烷22S/(22S+22R)；G为Ts/(Ts+Tm)；H为C_{27}规则甾烷；I为C_{28}规则甾烷；J为C_{29}规则甾烷；K为αααC_{29}规则甾烷20S/(20S+20R)；L为C_{29}规则甾烷ββ/(αα+ββ)。

藿烷异构化参数是指示成熟度的有效指标，C_{31}藿烷22S/(22S+22R)、Ts/(Ts+Tm)随成熟度升高而增加，达到平衡时约为0.6[33]。阜二段和泰二段烃源岩C_{31}藿烷22S/(22S+22R)分别为0.54～0.58、0.47～0.72；Ts/(Ts+Tm)分别为0.51～0.75、0.58～0.67(见表3)。部分样品比值超过平衡值，表明烃源岩进入高成熟阶段。

3.2.3　甾烷类化合物

规则甾烷的碳数分布指示有机质来源：C_{27}甾烷主要来自低等水生藻类，C_{29}甾烷来自陆源植物[34-36]。研究区阜二段C_{27}、C_{28}和C_{29}规则甾烷分布见图8，质量分数分别为18.82%～40.99%、18.31%～31.82%、31.64%～59.99%(见表3)。由C_{27}、C_{28}和C_{29}规则甾烷三角图(见图9)可见，阜二段下部烃源岩C_{27}规则甾烷质量分数高于C_{29}规则甾烷的，表明沉积早期有机质以水生藻类贡献为主，并有一定比例的陆源高等植物输入，反映处于水体较深、生产力较高的湖相环境；阜二段上部烃源岩向C_{27}规则甾烷端元偏移，C_{27}规则甾烷质量分数低于C_{29}规则甾烷的，表明沉积中晚期陆源高等植物输入显著增加，可能与湖盆收缩、水体变浅及陆源影响增强有关。泰二段烃源岩C_{27}、C_{28}和C_{29}规则甾烷质量分数分别为30.60%～43.08%、21.44%～34.57%、26.41%～43.34%(见表3)，C_{27}ααaR、C_{28}ααaR和C_{29}ααaR三峰基本呈“V”型分布(见图8)，表明泰二段为藻类与陆源有机质混合输入的湖相沉积环境。



(a) 阜二段，3 390.67 m　(b) 阜二段，3 482.02 m　(c) 泰二段，4 078.79 m　(d) 泰二段，4 105.58 m

图8　研究区泥页岩规则甾烷分布特征

Fig. 8 Sterane distribution characteristics of mudstone and shale in the study area

C_{29}规则甾烷的异构化参数20S/(20S+20R)和αββ/(ααα+αββ)是常用的成熟度指标。研究区阜二段两个参数分别介于0.33～0.42和0.18～0.26，泰二段的分别介于0.32～0.42和0.21～0.52。相较于R_o、t_{max}及藿烷异构化参数，部分规则甾烷异构化参数的成熟度偏低。由图8可见，部分样品中的C_{29}规则甾烷ββ构型峰响应较弱，可能受峰强度、化合物丰度、有机质来源及沉积保存条件等因素影响，不宜单独

作为成熟度判断依据。综合 R_o、t_{max}、藿烷异构化参数分析,阜二段、泰二段烃源岩整体处于成熟阶段,且泰二段成熟度略高于阜二段的。

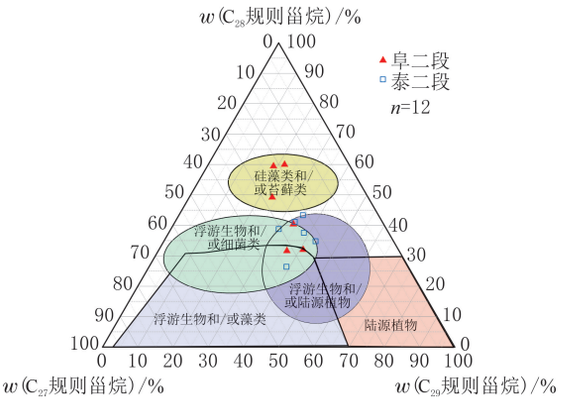


图 9　研究区 C_{27}—C_{28}—C_{29} 规则甾烷三角图(据文献[37]修改)

Fig. 9　C_{27}-C_{28}-C_{29} regular sterane triangulation in the study area(modified by reference[37])

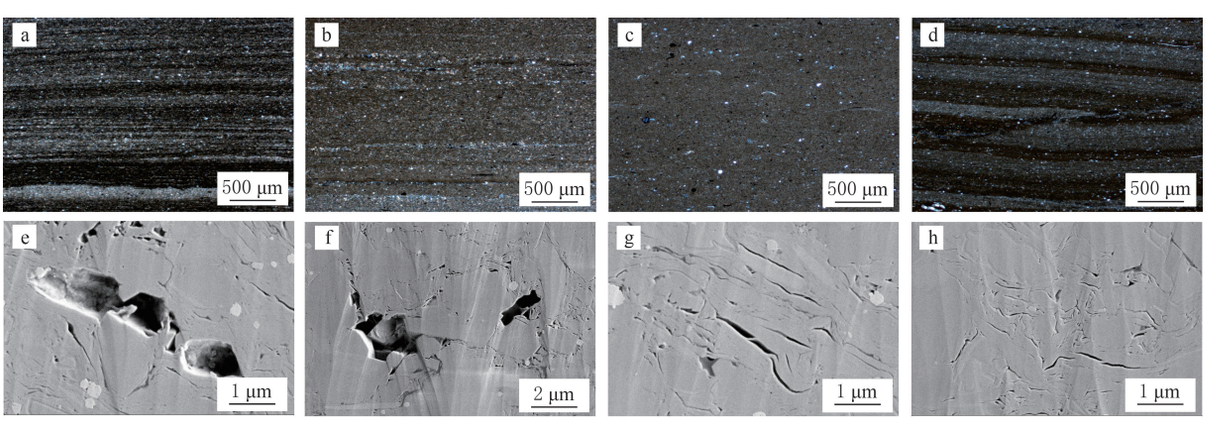
3.3　储层特征与页岩油微观赋存状态

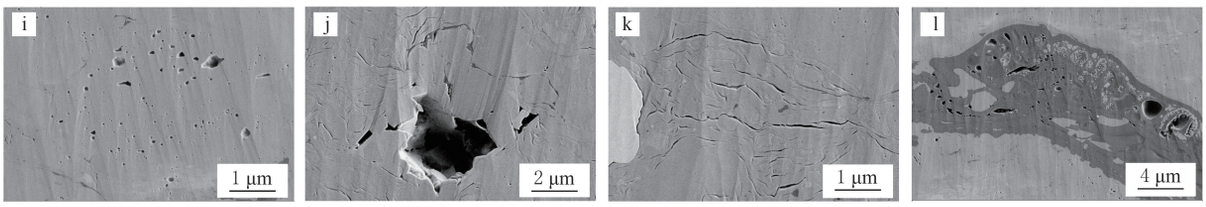
3.3.1　储层特征

全岩分析显示,研究区泥页岩矿物组成主要包括黏土矿物、石英、长石、白云石及方解石。泰二段黏土矿物、石英、方解石、白云石、长石占比分别为 29.2%、25.1%、27.0%、6.5%、6.2%;阜二段黏土矿物、石英、方解石、白云石、长石占比分别为 34.0%、21.3%、12.7%、13.5%、7.6%、9.0%。在矿物组成上,泰二段方解石质量分数明显高于阜二段的,白云石质量分数远低于阜二段的。薄片及扫描电镜观察结果显示,在岩相特征方面,阜二段以纹层状含云、含灰页岩为主,纹层发育良好(见图 10(a-b)),储集空间以黏土矿物晶间孔、矿物粒间孔为主,局部可见溶蚀孔、黏土矿物晶间孔(见图 10(e-h));泰二段主要发育块状灰质泥岩与纹层状含灰/灰质页岩两类岩相(见图 10(c-d)),其中纹层状岩相占比较低,储集空间以黏土矿物晶间孔、溶蚀孔为主,局部可见粒间孔、有机孔(见图 10(i-l))。

3.3.2　页岩油微观赋存状态

选取两套层系的优势发育岩相样品进行激光共聚焦测试。阜二段两件代表性样品轻质组分平均体积分数分别为 1.76%、2.91%,重质组分平均体积分数分别为 1.21%、2.40%;平均轻重比分别为 1.47、1.22,大于 1,表明阜二段样品轻质组分相对占优。CLSM 三维重构观测结果显示,阜二段典型纹层状样品中,烃类主要赋存于沿纹层方向发育的黏土矿物晶间孔、矿物粒间孔及微裂缝,荧光信号沿纹层方向呈点状—簇状连续分布(见图 11 (a-f))。含油孔径分布显示,烃类主要赋存于 2～5 μm 的孔隙,在大于 8 μm 的大孔隙中,轻质组分占比优势更为明显(见图 12(a-b))。这表明阜二段纹层状岩相发育连通孔隙和微

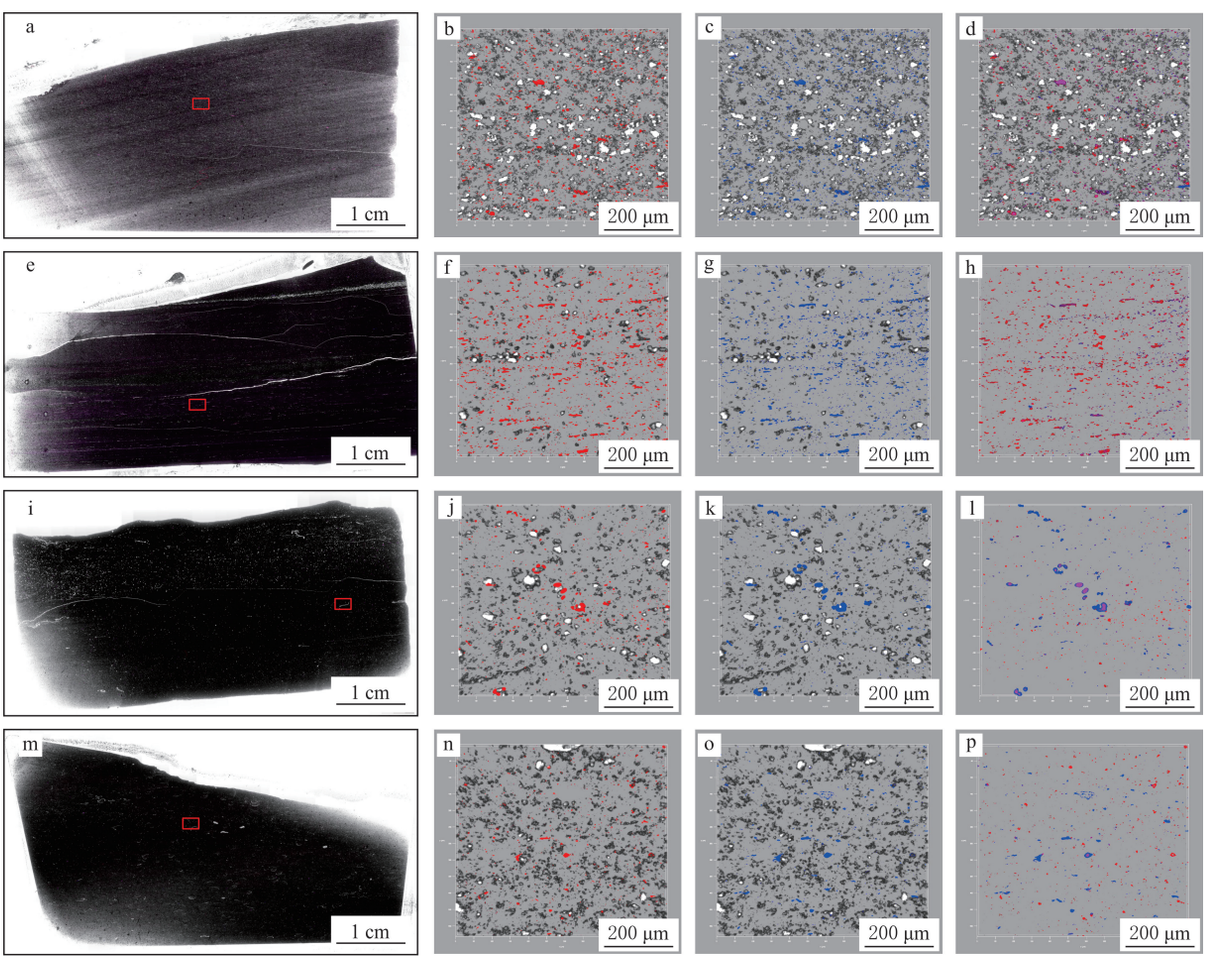




（a）纹层状含云页岩，阜二段，3 420.33 m；（b）纹层状含灰页岩，阜二段，3 415.12 m；（c）块状灰质泥岩，泰二段，4 079.78 m；（d）纹层状灰质页岩，泰二段，4 089.05 m；（e）矿物粒间孔，阜二段，3 399.56 m，扫描电镜照片；（f）矿物粒间孔，阜二段，3 415.51 m，扫描电镜照片；（g）黏土矿物晶间孔，阜二段，3 399.56 m，扫描电镜照片；（h）黏土矿物晶间孔，阜二段，3 471.72 m，扫描电镜照片；（i）白云石粒内溶蚀孔，泰二段，4 105.58 m，扫描电镜照片；（j）矿物粒间孔，泰二段，4 053.04 m，扫描电镜照片；（k）黏土矿物晶间孔，泰二段，4 053.04 m，扫描电镜照片；（l）有机质孔，泰二段，4 105.58 m，扫描电镜照片

图 10　海安凹陷阜二段与泰二段岩相及孔隙类型

Fig. 10 Lithofacies and pore types of the second member of the Funing Formation and the second member of the Taizhou Formation in the Hai'an Sag



（a）纹层状含云页岩，阜二段，3 391.97 m，激光共聚焦大薄片拼接照片，反射光；（b-d）分别为图（a）视域中红色框区域页岩油轻质组分、重质组分和整体分布，激光共聚焦三维扫描照片，透射光；（e）纹层状云质页岩，阜二段，3 407.84 m，激光共聚焦大薄片拼接照片，反射光；（f-h）分别为图（e）视域中红色框区域页岩油轻质组分、重质组分和整体分布，激光共聚焦三维扫描照片，透射光；（i）块状灰质泥岩，泰二段，4 083.65 m，激光共聚焦大薄片拼接照片，反射光；（j-k）分别为图（i）视域中红色框区域页岩油轻质组分、重质组分和整体分布，激光共聚焦三维扫描照片，透射光；（m）块状灰质泥岩，泰二段，4 091.44 m，激光共聚焦大薄片拼接照片，反射光；（n-p）分别为图（m）视域中红色框区域页岩油轻质组分、重质组分和整体分布，激光共聚焦三维扫描照片，透射光

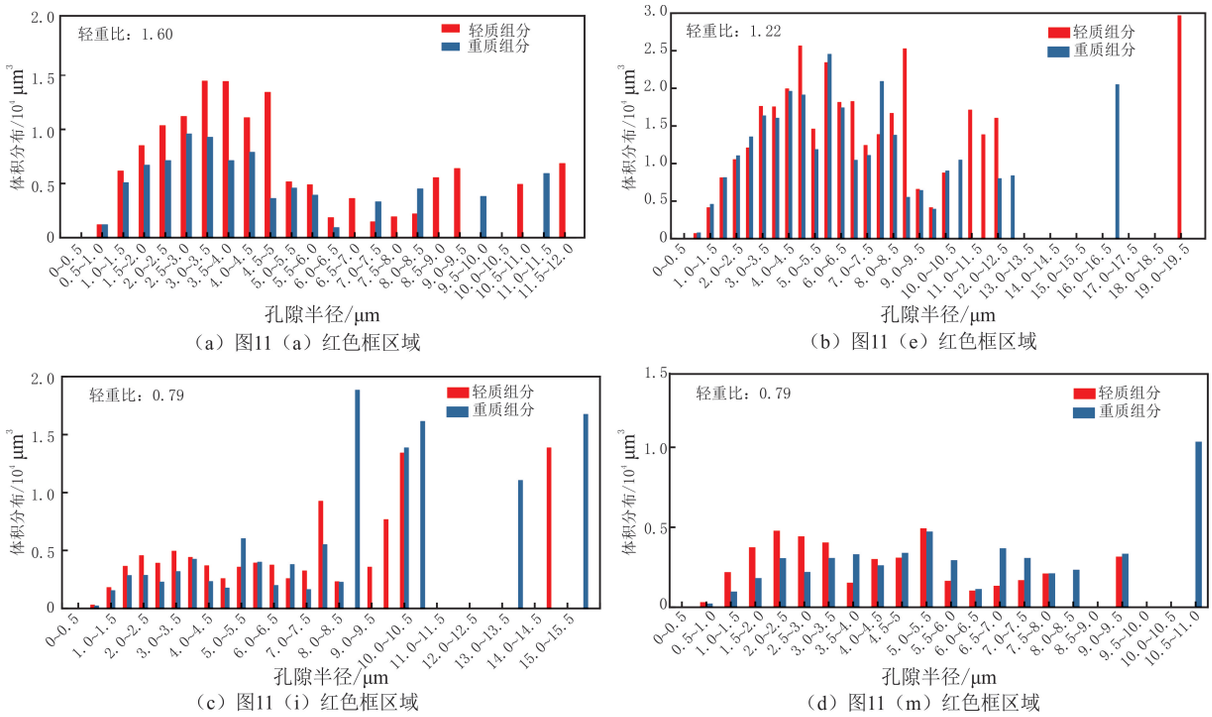
图 11　海安凹陷页岩油微区分布特征

Fig. 11 Distribution characteristics of shale oil microdomains in the Hai'an Sag

裂缝网络，为轻质组分赋存和局部微运移提供有利空间[7,38-39]，整体表现为“连续网络富集型”赋存特征。

泰二段两件代表性样品轻质组分平均体积分数分别为 1.23%、0.50%，重质组分平均体积分数分别

为 1.58%、0.66%;平均轻重比分别为 0.77、0.78,小于 1,表明泰二段样品重质组分相对占优(见图 12(c-d))。CLSM 三维重构观测结果显示,泰二段烃类多赋存于孤立孔隙和局部有机质富集区,荧光信号连续性弱于阜二段的(见图 11(i-n))。这是由于泰二段以块状灰质泥岩为主,孔隙度和渗透率较低,孔隙多且呈孤立状或弱连通状。含油孔径分布显示,泰二段含油孔隙半径主要分布在 0～16 μm 之间,其中 8 μm 以下的中小孔隙轻质组分占比相对较高,8 μm 以上的大孔隙重质组分占比高于轻质组分的(见图 12(c-d))。这与泰二段块状岩相孔隙连通性较差、烃类排驱不畅有关,极性较强的重质组分易在孤立孔隙和有机质富集区发生吸附滞留[40],轻质组分容易散失,最终形成“吸附滞留型”的赋存特征。



(a) 图11(a)红色框区域　(b) 图11(e)红色框区域

(c) 图11(i)红色框区域　(d) 图11(m)红色框区域

图 12　海安凹陷页岩油孔径分布

Fig. 12 Pore size distribution of oil-bearing shale in the Hai'an Sag

4　差异富集机理

4.1　生烃潜力差异

烃源条件是页岩油富集的物质基础。阜二段与泰二段两套层系 TOC 质量分数整体达到较好—好烃源岩标准,表明二者具备页岩油形成的物质基础。二者在生烃潜力、含油性及流体可动性存在明显差异:阜二段生烃潜量、游离烃含量、总含油量及含油饱和度指数高于泰二段的,表明页岩油的有效富集程度和流体可动性优于泰二段的。在成熟度方面,阜二段 R_o 平均为 0.77%,泰二段 R_o 平均为 0.93%,两套层系处于成熟演化阶段,具备液态烃生成条件。虽然泰二段埋深更深、成熟度略高,但较高成熟度未转化为更优的含油性,表明在研究区成熟演化背景下,成熟度并非控制两套层系页岩油差异富集的唯一因素。

4.2　有机质来源差异

有机质来源直接影响烃源岩的生烃潜力与产物类型。阜二段有机质显微组分以腐泥组为主,干酪根以Ⅰ型和$Ⅱ_1$型为主,富含脂类等易生烃组分,在热演化过程中有利于生成轻质液态烃。泰二段有机质显微组分以壳质组为主,干酪根以$Ⅱ_1$型和$Ⅱ_2$型为主,陆源高等植物输入贡献相对增加,母质氢指数与生油潜力较阜二段的弱。

生物标志化合物参数揭示两套层系有机质来源差异。阜二段烃源岩 $C_{19}TT/C_{23}TT$ 整体较低,具有显微组分腐泥组和浮游藻类体较发育的特点,指示有机质来源中水生藻类等富氢有机质贡献更明显。泰

二段烃源岩 $C_{19}TT/C_{23}TT$ 相对较高，三环萜烷总体丰度较低，壳质组含量较高，反映陆源高等植物输入贡献增强。规则甾烷组成显示，两套层系具有水生生物和陆源高等植物混合输入的特征，阜二段水生藻类贡献相对更突出，泰二段陆源有机质贡献相对更强。

由有机质输入指标与含油性参数的关系（见图 13）可见，腐泥组占比升高时，页岩游离油含量和总含油量增加；陆源输入增强时，总含油量呈下降趋势。这表明富氢水生有机质供给能够显著提高页岩油富集效率，陆源贫氢有机质占比升高降低有效生油潜力，更易生成重质组分含量偏高、流体可动性变差的原油。有机质来源是阜二段与泰二段页岩油富集能力和油质组成差异的重要物质基础。

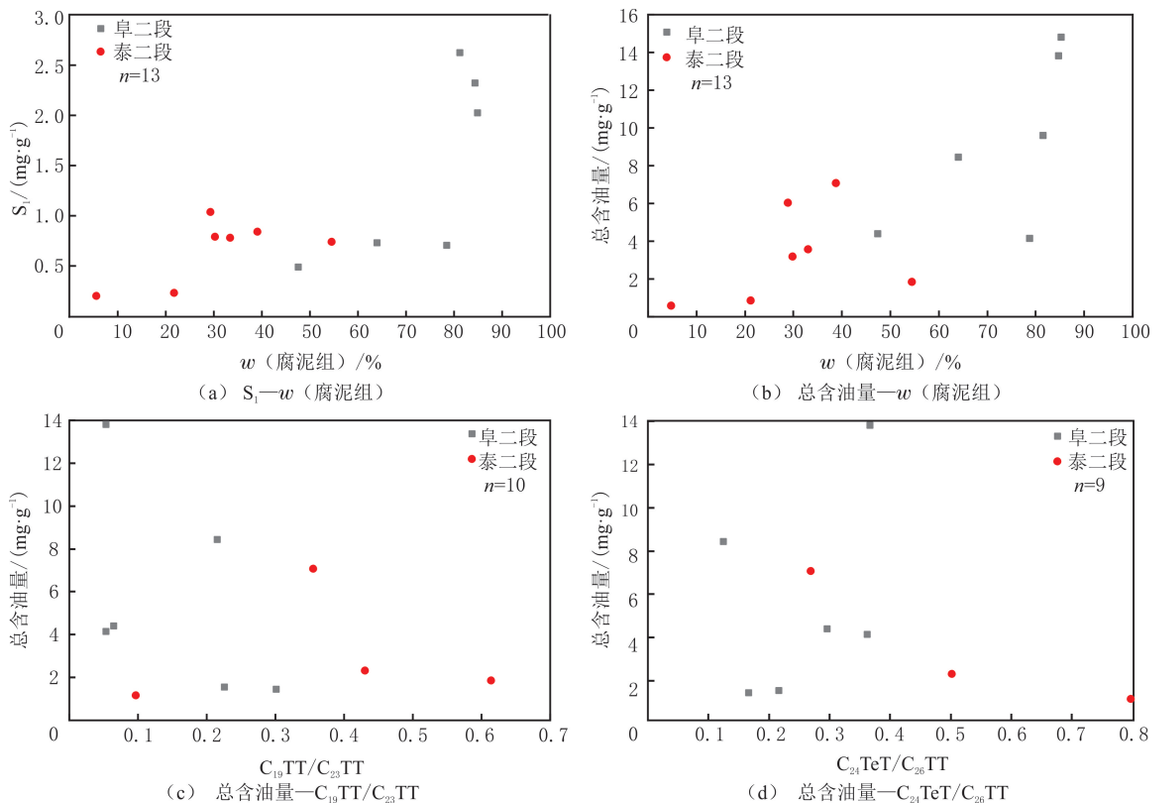


图 13　研究区腐泥组含量、萜烷生物标志物参数与页岩含油性参数关系

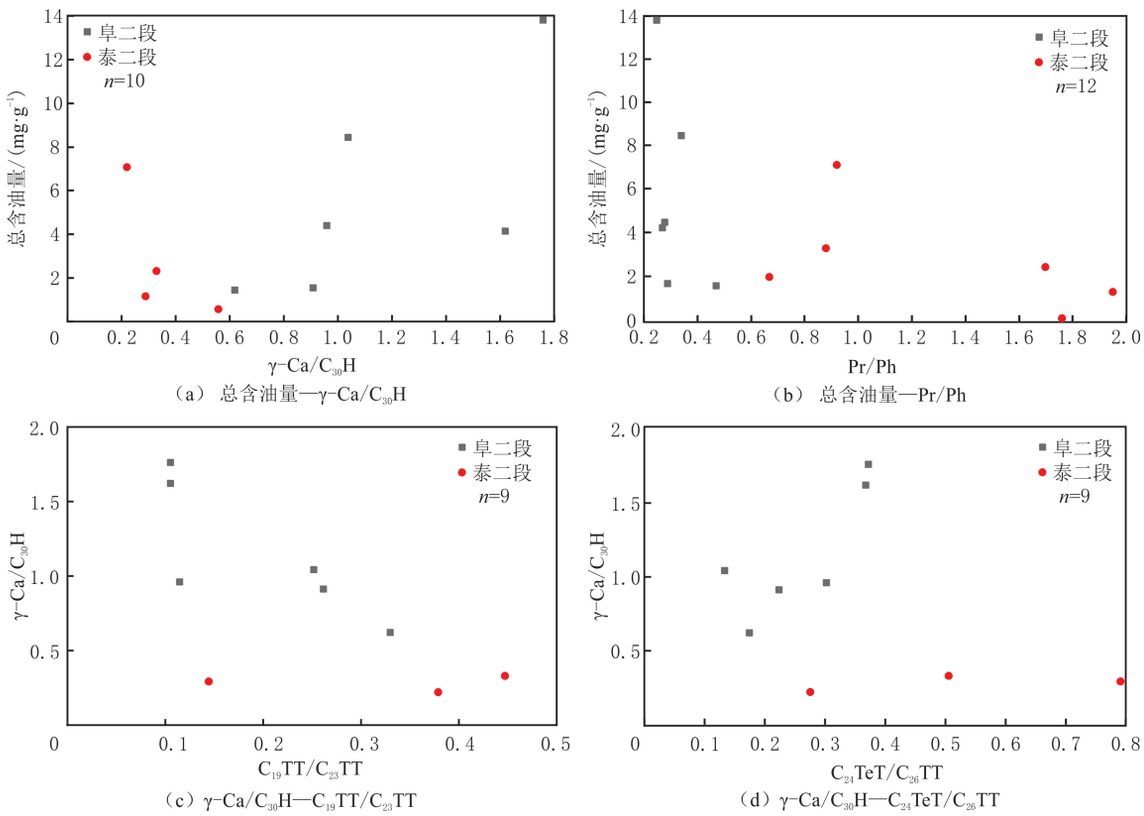
Fig. 13 Correlation of sapropelinite content and terpane biomarker parameters with shale oil content in the study area

4.3　沉积环境差异

湖盆水体盐度分层特征、氧化还原条件是影响有机质生产力与埋藏保存的重要沉积因素。适度咸化的分层水体既能提高湖泊初级生产力，促进藻类等优质生油母质繁育，又易形成底层缺氧还原环境，降低沉积有机质的微生物降解损耗，为有机质长期保存提供有利条件[41]。伽马蜡烷指数 γ-Ga/$C_{30}H$ 与总含油量呈正相关关系；姥植比 Pr/Ph 与总含油量呈明显负相关关系（见图 14）。高伽马蜡烷指数对应阜二段强还原咸水深湖环境，水体分层显著且长期缺氧，有机质保存条件良好；Pr/Ph 指示强还原沉积体系，表明咸化、缺氧环境的沉积组合更有利于页岩油富集；泰二段水体盐度与还原程度降低，有机质损耗增加，页岩含油性偏弱。此外，沉积水体条件与有机质生源输入存在一定关系：γ-Ga/$C_{30}H$ 与 $C_{19}TT/C_{23}TT$、$C_{24}TeT/C_{26}TT$ 呈负相关关系，水体咸度分层程度越高，陆源有机质占比（$C_{24}TeT/C_{26}TT$）越低，藻类来源 $C_{19}TT/C_{23}TT$ 越高（见图 14）。

沉积环境对页岩油富集的影响不仅体现在有机质生源和保存方面，还进一步影响岩相和储集空间发育。阜二段稳定的深水沉积环境有利于细粒沉积物、有机质及碳酸盐矿物协同沉积，促进纹层状页岩发育[42]。纹层界面、黏土矿物晶间孔、矿物粒间孔及微裂缝共同构建相对连续的储集空间，为轻质组分连续赋存和局部微运移提供有利条件。泰二段沉积时期水体相对较浅，陆源输入增加，块状灰质泥岩较发育，

纹层状岩相占比较低，孔隙多呈孤立或弱连通状，制约烃类的连续赋存和有效排驱。



（a）总含油量—γ-Ca/C_{30}H　（b）总含油量—Pr/Ph

（c）γ-Ca/C_{30}H—C_{19}TT/C_{23}TT　（d）γ-Ca/C_{30}H—C_{24}TeT/C_{26}TT

图 14　研究区伽马蜡烷指数、Pr/Ph 与页岩含油量的关系

Fig. 14 Correlation of gammacerane index and Pr/Ph with shale oil content in the study area

4.4　页岩油富集模式

受烃源条件、沉积环境及储层结构综合影响，阜二段、泰二段形成不同的页岩油富集模式。根据页岩油赋存特征，总结研究区两段主要岩相的页岩油富集模式。海北次凹陷阜二段优势岩相——纹层状含云页岩也是苏北盆地阜二段主要岩相，具有“泥生云储”的富集模式[43-44]，阜二段纹层状结构明显，富有机质黏土质纹层与含云纹层间互发育，形成较好的源储配置关系（见图 15(a)）。烃类主要来源于富有机质黏土质纹层，经过短距离运移在大孔发育的云质纹层和混合纹层中富集。该岩相白云岩晶间孔、粒间孔与溶蚀孔发育程度较好，整体孔径较大，排驱阻力小，烃类易于就近充注；同时存在构造缝与层理缝，为烃类赋存提供充足的烃类来源和运移通道，具备良好的富集条件。阜二段页岩油主要表现为以纹层控制、孔缝网络输导和云质储集空间共同作用的“连续网络富集型”模式。

泰二段主要发育块状灰质泥岩，岩性均质性较强，纹层结构不明显。矿物颗粒以分散状态分布在泥质基质中，储集空间以黏土矿物晶间孔、溶蚀孔与有机孔为主，黏土矿物晶间孔多被条带状有机质充填。由于缺少明显的纹层结构，孔隙之间连通性较弱，难以形成有效的连续运移通道。泰二段有机质多呈分散状赋存在泥质基质中，部分烃类易被矿物表面吸附。由于储集空间小、连通性较差，轻质烃类在运移过程中容易散失，重质组分更易在原位吸附滞留（见图 15(b)）。泰二段页岩油主要表现为以泥质基质吸附、局部微孔滞留为特征的“吸附滞留型”模式。

烃源条件是物质基础，决定页岩生烃潜力；沉积环境为背景控制因素，影响有机质来源、保存条件及岩相发育；岩相组合与储集空间是控制油气组分分异及富集能力的核心因素。阜二段较泰二段具有更优的页岩油富集和流体可动性条件，是研究区有利的页岩油勘探层系；泰二段虽具备一定资源潜力，但后续勘探开发应重点关注局部纹层发育、OSI 较高及储层物性优良的有利层段。

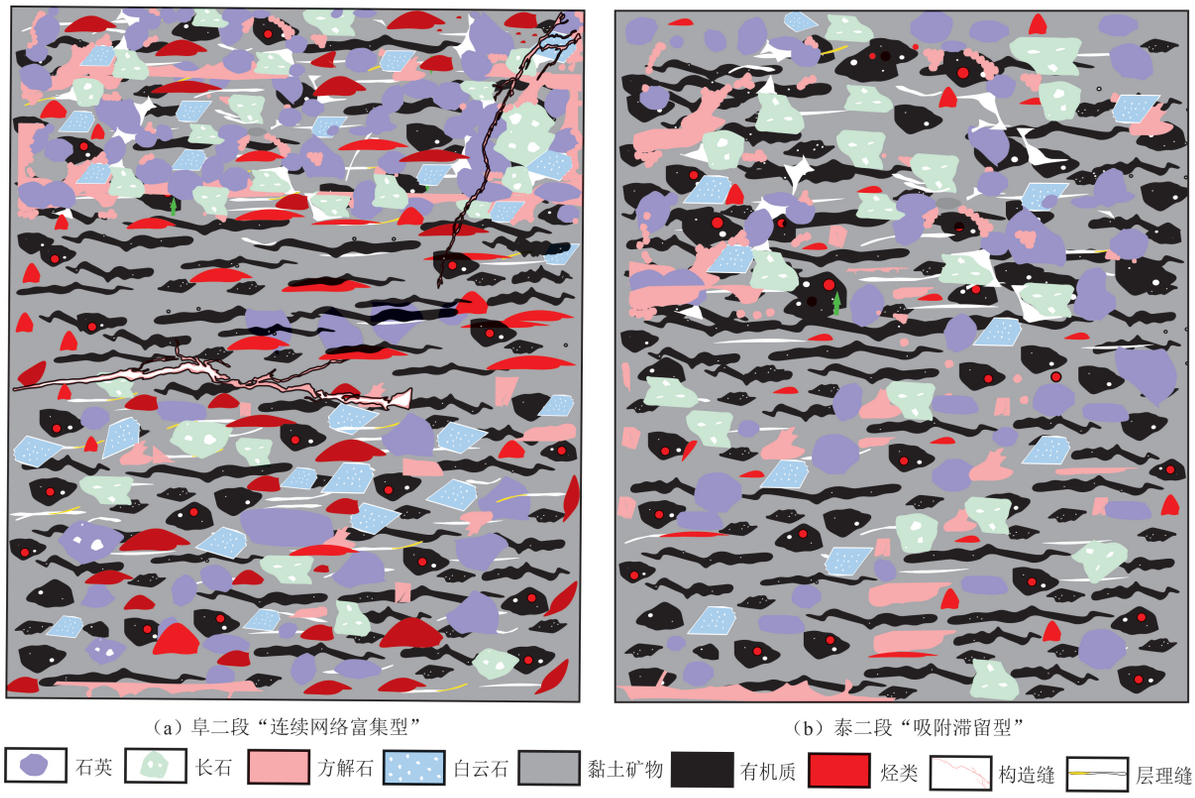


图 15　研究区阜二段、泰二段优势岩相组合样式及烃类富集模式

Fig. 15 Comparison of predominant lithofacies assemblages and hydrocarbon occurrence-enrichment models in the E_1f^2 and E_1t^2 of the study area

5　结论

(1)海安凹陷海北次凹阜二段、泰二段为较好—好烃源岩，处于成熟演化阶段。阜二段干酪根以Ⅰ型和Ⅱ$_1$型为主，含油性、流体可动性更优；泰二段干酪根以Ⅱ$_1$型和Ⅱ$_2$型为主，具有一定资源潜力。

(2)阜二段沉积环境为强还原咸水深湖环境，水体分层和缺氧条件有利于水生藻类等富氢有机质输入与保存，保存条件优越；泰二段沉积环境为还原微咸湖相，陆源高等植物输入增加，有机质类型及保存条件与阜二段的存在差异。

(3)阜二段纹层状含云、含灰页岩较发育，黏土矿物晶间孔、矿物粒间孔及微裂缝沿纹层分布，轻质组分相对占优，烃类主要沿纹层和孔缝网络连续赋存，形成“连续网络富集型”模式；泰二段以块状灰质泥岩为主，孔隙多呈孤立状或弱连通状，重质组分相对富集，烃类多吸附滞留于孤立孔隙和局部有机质富集部位，形成“吸附滞留型”模式。

(4)阜二段、泰二段页岩油差异富集受烃源条件、沉积环境、岩相组合及储集空间共同影响。烃源条件是物质基础，决定页岩生烃潜力；沉积环境是背景控制因素，决定有机质来源、保存条件及岩相发育；岩相组合与储集空间是控制油气组分分异、富集能力的核心因素。阜二段较泰二段具有更优的页岩油富集和流体可动性条件，是研究区有利的页岩油勘探层系。

参考文献(References)：

[1] 江夏，周荔青. 苏北盆地富油气凹陷形成与分布特征[J]. 石油实验地质，2010，32(4)：319-325.
Jiang Xia, Zhou Liqing. Characteristics of formation and distribution of prolific sags in the Northern Jiangsu Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(4): 319-325.

[2] 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.

[3] 何希鹏,昝灵,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.
He Xipeng, Zan Ling, Gao Yuqiao, 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.

[4] 仇永峰,付茜,孙雅雄,等.苏北盆地阜二段页岩油保存条件对比分析[J].油气藏评价与开发,2026,16(2):274-285.
Qiu Yongfeng, Fu Qian, Sun Yaxiong, et al. Comparative analysis of preservation conditions for shale oil in second member of Funing Formation, Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026,16(2):274-285.

[5] 高玉巧, 蔡潇, 夏威,等.苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油储集空间特征及甜点段评价:以溱潼凹陷 QY1 井为例[J].石油实验地质,2024,46(5):916-926.
Gao Yuqiao, Cai Xiao, Xia Wei, et al. Characteristics of reservoir space and sweet spot evaluation of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Subei Basin: a case study of well QY1 in Qintong Sag[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024,46(5):916-926.

[6] 余文端,高玉巧,昝灵,等.溱潼凹陷阜宁组二段泥页岩含油性及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.

[7] 蔡潇,高玉巧,何希鹏,等.陆相页岩层系纹层组合特征及烃类富集机制:以苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段为例[J].石油勘探与开发,2025,52(6):1315-1327.
Cai Xiao , Gao Yuqiao , He Xipeng , et al. Lamina combination characteristics and hydrocarbon enrichment mechanism of continental shale formations: a case study of the second member of the Paleogene Funing Formation in the Qintong Sag, Subei Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025,52(6):1315-1327.

[8] 夏威,蔡潇,刘玉霞,等.苏北盆地溱潼凹陷阜二段页岩油储层成岩作用及孔隙演化特征:以 QY1 井为例[J].东北石油大学学报,2025,49(6):98-111.
Xia Wei, Cai Xiao, Liu Yuxia, et al. Diagenesis and pore evolution characteristics of shale oil reservoirs in the second member of the Funing Formation in the Qintong Sag, North Jiangsu Basin: a case study of well QY1[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025,49(6):98-111.

[9] 冯堃.海安凹陷构造特征与油气成藏[J].复杂油气藏, 2024,17(1):11-15.
Feng Kun. Structural features and hydrocarbon accumulation in Hai'an Sag[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2024,17(1):11-15.

[10] 朱建辉,江兴歌,徐旭辉,等.苏北盆地海安凹陷曲塘—李堡地区新生代演化和油气响应评价[J].石油实验地质,2005,27(2):138-143.
Zhu Jianhui, Jiang Xingge, Xu Xuhui, et al. The cenozoic evolution and petroleum response estimation in the Qutang-Libao region of the Hai'an Depression, the North Jiangsu Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005,27(2):138-143.

[11] 张廷山,彭志,祝海华,等.海安凹陷曲塘次凹阜二段页岩油形成条件及勘探潜力[J].地质科技情报, 2016,35(2):177.
Zhang Tingshan, Peng Zhi, Zhu Haihua, et al. Forming conditions and exploration potential of shale oil from member 2 of Funing Formation in Qutang Subsag, Hai'an Sag[J]. Geological Science and Technology Information, 2016,35(2):177.

[12] 胡维强,马立涛,刘玉明,等.苏北盆地海安凹陷曲塘次凹阜宁组二段烃源岩地球化学特征[J].东北石油大学学报,2018,42(5):73-81.
Hu Weiqiang, Ma Litao, Liu Yuming, et al. Geochemical characteristics of hydrocarbon source rocks in Fu 2 Member of Qutang Subsag, Hai'an Sag, Subei Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2018,42(5):73-81.

[13] 孙彪,刘小平,舒红林,等.湖相泥页岩储层脆性评价及影响因素分析:以苏北盆地海安凹陷曲塘次凹泥页岩为例[J].石油实验地质,2021,43(6):1006-1014.
Sun Biao, Liu Xiaoping, Shu Honglin, et al. Evaluation and influencing factors for brittleness of lacustrine shale reservoir: a case study of Qutang Sub-Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021,43(6):1006-1014.

[14] 张琬璐,荆晓明.海安凹陷曲塘次凹阜二段页岩油形成条件研究[J].非常规油气,2024,11(6):34-43.
Zhang Wanlu, Jing Xiaoming. A study on formation conditions of shale oil in second member of Funing Formation in Qutang Subsag, Hai'an Sag[J]. Unconventional Oil & Gas, 2024,11(6):34-43.

[15] 关铭.海安凹陷阜二段湖相页岩含油性非均质分布及控制机理[D].北京:中国石油大学(北京),2021:12.
Guan Ming. The oil content heterogeneity of lacustrine shale and its controlling mechanism in the second member of Funing Formation in Hai'an Sag[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021:12.

[16] 王淘.苏北盆地海安凹陷曲塘次凹古近系阜三段沉积相研究[D].成都:西南石油大学,2014:16.
Wang Tao. Sedimentary facies characteristics of the third member of the Paleogene Funing Formation in the Qutang Sub-sag, Hai'an Sag, Subei Basin[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014:16.

[17] 郑开富,彭霞玲.苏北盆地上白垩统—第三系页岩油气成藏层位及有利区带[J].地质学刊,2013,37(1):147-154.
Zheng Kaifu, Peng Xialing. Hydrocarbon accumulation and favorable zone of shale oil and gas in Upper Cretaceous-Neogene of North Jiangsu Basin[J]. Journal of Geology, 2013,37(1):147-154.

[18] 夏连军,季红军,谢成龙,等.海安凹陷断裂体系及区域构造差异性成因[J].地质科学,2024,59(6):1500-1515.
Xia Lianjun, Ji Hongjun, Xie Chenglong, et al. Fault system in the Hai'an Sag and genesis of regional tectonic differentiation[J]. Chinese Journal of Geology, 2024,59(6):1500-1515.

[19] 杨西燕.海北次凹新生代烃源岩地球化学特征[J].科学技术与工程,2016,32(16):174-179.
Yang Xiyan. Geochemical characteristics of hydrocarbon source rocks of Cenozoic in Haibei Sub-sag[J]. Science Technology and Engineering, 2016,32(16):174-179.

[20] 刘长利,朱筱敏,王兴明,等.苏北盆地海安凹陷泰州组层序地层及沉积特征[J].吉林大学学报(地球科学版),2010,40(3):519-526.
Liu Changli, Zhu Xiaomin, Wang Xingming, et al. Sequence stratigraphic framework and sedimentary characteristics of Taizhou Formation in Hai'an Depression of Subei Basin[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2010,40(3):519-526.

[21] 姜志高,马晓东,丁安徐,等.苏北盆地阜二段页岩油含油性及可动性实验评价:以H井为例[J].油气藏评价与开发,2026,16(2):266-273.
Jiang Zhigao, Ma Xiaodong, Ding Anxu, et al. Experimental evaluation of oil content and mobility of shale oil in second member of Funing Formation, Subei Basin: a case study of well H[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026,16(2):266-273.

[22] 何晋译,冷筠滢,李志明,等.不同岩相泥页岩生烃能力与含油性特征:以玛湖凹陷风城组玛页1井为例[J].东北石油大学学报,2025,49(1):1-17.
He Jinyi, Leng Junying, Li Zhiming, et al. Hydrocarbon generation capacity and oil-bearing properties of shale with different lithofacies: a case study of well Maye 1 in Fengcheng Formation, Mahu Sag[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025,49(1):1-17.

[23] 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.

[24] Jarvie D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems[J]. Geologica Acta, 2014,12(4):307-325.

[25] 黄振凯,郝运轻,李双建,等.鄂尔多斯盆地长7段泥页岩层系含油气性与页岩油可动性评价:以H317井为例[J].中国地质,2020,47(1):210-219.
Huang Zhenkai, Hao Yunqing, Li Shuangjian, et al. Oil-bearing potential, mobility evaluation and significance of shale oil in Chang 7 shale system in the Ordos Basin: a case study of well H317[J]. Geology in China, 2020,47(1):210-219.

[26] 刘惠民,包友书,黎茂稳,等.页岩油富集可动性地球化学评价参数探讨:以威利斯顿盆地Bakken组和渤海湾盆地济阳坳陷古近系沙河街组页岩为例[J].石油与天然气地质,2024,45(3):622-636.
Liu Huimin, Bao Youshu, Li Maowen, et al. Geochemical parameters for evaluating shale oil enrichment and mobility: a case study of shales in the Bakken Formation, Williston Basin and the Shahejie Formation, Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2024,45(3):622-636.

[27] 黄振凯,刘全有,黎茂稳,等.鄂尔多斯盆地长7段泥页岩层系排烃效率及其含油性[J].石油与天然气地质,2018,39(3):513-521.
Huang Zhenkai, Liu Quanyou, Li Maowen, et al. Hydrocarbon expulsion efficiency and oil-bearing property of the shale system in Chang 7 Member, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018,39(3):513-521.

[28] 张鸿.页岩油赋存状态的地球化学表征:以东营凹陷沙河街组为例[D].北京:中国地质大学(北京), 2020: 42.
Zhang Hong. Geochemical characterization on the occurrence of shale oil: a case study on Shahejie Formation, Dongying Depression [J]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2020: 42.

[29] 包建平,朱翠山,杨茜,等.原油中C_{19-49}长链三环萜烷系列及其地球化学意义:以柴达木盆地西部英西地区原油为例[J].沉积学报,2024,42(5):1765-1783.
Bao Jianping, Zhu Cuishan, Yang Xi, et al. C_{19-49} extended tricyclic terpanes and their geochemical significance in crude oils: a case of crude oils from the Yingxi Area in the Western Qaidam Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2024,42(5):1765-1783.

[30] 崔德艺,辛红刚,张亚东,等.鄂尔多斯盆地宁县地区长7^3亚段泥页岩地球化学特征及页岩油意义[J].天然气地球科学,2023,34(2):210-225.
Cui Deyi, Xin Honggang, Zhang Yadong, et al. Geochemical characteristics and shale oil significance of Chang 7^3 Sub-member mud shale in Ningxian Area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023,34(2):210-225.

[31] 赵阳,姚泾利,段毅,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长 9 油层组油源分析[J].沉积学报,2015,33(5):1023-1032.
Zhao Yang, Yao Jingli, Duan Yi, et al. Oil-source analysis for Chang-9 subsection(Upper Triassic) of Eastern Gansu Province in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015,33(5):1023-1032.

[32] 张水昌,梁狄刚,朱光有,等.中国海相油气田形成的地质基础[J].科学通报,2007,52(增刊 1):19-31.
Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhu Guangyou, et al. Geological basis for the formation of marine oil and gas fields in China[J]. Chinese Science Bulletin, 2007,52(S1):19-31.

[33] Seifert W K, Moldowan J M. Use of biological markers in petroleum exploration[J]. Methods in Geochemistry and Geophysics, 1986,24: 261-290.

[34] Huang W-Y, Meinschein W G. Sterols as ecological indicators[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1979,43(5):739-745.

[35] Moldowan J M, Seifert W K, Gallegos E J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rock[J]. AAPG Bulletin, 1985,69(8):1255-1268.

[36] Peters K E, Snedden J W, Sulaeman A, et al. A new geochemical-sequence stratigraphic model for the Mahakam Delta and Makassar Slope, Kalimantan, Indonesia[J]. AAPG Bulletin, 2000,84(1):12-44.

[37] 李志鹏,余麒麟,咎灵,等.苏北盆地溱潼凹陷阜二段不同岩性烃源岩的地球化学特征及生烃潜力对比[J].现代地质,2023,37(5):1345-1357.
Li Zhipeng, Yu Qilin, Zan Ling, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of different lithologic source rocks in the second member of Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin[J]. Geoscience, 2023,37(5):1345-1357.

[38] 周翔,肖正录,张少敏,等.激光扫描共聚焦显微技术表征页岩油赋存特征:以四川盆地侏罗系自流井组大安寨段为例[J].天然气勘探与开发,2025,48(6):41-53.
Zhou Xiang, Xiao Zhenglu, Zhang Shaomin, et al. Characterization of shale oil occurrence using laser scanning confocal microscopy: a case study of Da'anzhai Member of Jurassic Ziliujing Formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2025,48(6):41-53.

[39] 万佳林,于志超,黄文辉.陆相纹层型页岩油储集空间特征及其控制因素:以松辽盆地长岭凹陷青山口组页岩为例[J].天然气地球科学,2024,35(9):1671-1687.
Wan Jialin, Yu Zhichao, Huang Wenhui. Reservoir space and controlling factors of lacustrine laminated shale oil reservoir: a case study of Cretaceous Qingshankou Formation in the Changling Sag, Southern Songliao Basin, NE China[J]. Natural Gas Geoscience, 2024,35(9):1671-1687.

[40] 王民,马睿,李进步,等.济阳坳陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J].石油勘探与开发,2019,46(4):789-802.
Wang Min, Ma Rui, Li Jinbu, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019,46(4):789-802.

[41] 周杰,孙雨,吴科睿,等.陆相湖盆细粒沉积岩有机质富集影响因素与模式研究进展[J].地质论评,2025,71(2):421-438.
Zhou Jie, Sun Yu, Wu Kerui, et al. Influence factors and models of organic matter enrichment in fine grained sedimentary rocks of lacustrine basin[J]. Geological Review, 2025,71(2):421-438.

[42] 杨保良,于雯泉,段宏亮,等.细粒沉积岩岩相组合特征及评价:以苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段深层为例[J].油气藏评价与开发,2026,16(1):153-161.
Yang Baoliang, Yu Wenquan, Duan Hongliang, et al. Characteristics and evaluation of lithofacies combination of fine-grained sedimentary rocks: a case study of deep second member of Funing Formation in Gaoyou Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026,16(1):153-161.

[43] 杜心宇,钱门辉,沈臻欢,等.东部陆相混积页岩储层差异对比及页岩油富集模式[J].地球科学,2026,51(5):1698-1720.
Du Xinyu, Qian Menhui, Shen Zhenhuan, et al. Comparative analysis of eastern continental mixed sedimentary shale reservoirs and shale oil enrichment patterns[J]. Earth Science, 2026,51(5):1698-1720.

[44] 王永辉,刘超英,段宏亮,等.苏北盆地高邮凹陷古近系阜二段页岩油富集模式:岩相组合控油作用与差异含油性特征[J].东北石油大学学报,2026,50(2):64-80.
Wang Yonghui, Liu Chaoying, Duan Hongliang, et al. Enrichment model of shale oil in the second member of Paleogen Funing Formation in Gaoyou Sag, Subei Sag, Subei Basin: oil controlling mechanism of lithofacies assemblage and differential oil-bearing characteristics[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2026,50(2):64-80.

Abstracts

Geochemical characteristics and differential enrichment mechanisms of shale in the second member of the Funing Formation and the second member of the Taizhou Formation, Hai'an Sag, Subei Basin/2026,50(5): 1-17

Wang Yumeng, Wu Yanyan, Jiang Zhigao, Zhang Tingting, Sun Jing

(*Exploration and Development Research Institute, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu* 210000, *China*)

Abstract: To clarify the shale oil exploration potential and enrichment patterns of different stratigraphic intervals in the Hai'an Sag, Subei Basin, the second member of the Funing Formation(E_1f^2) and the second member of the Taizhou Formation(E_1t^2) were selected as the two-target source-rock intervals. Geochemical analysis, biomarker analysis, and microscopic characterization were integrated to compare the geochemical characteristics and microscopic occurrence states of shale oil in the two intervals and to investigate their differential enrichment mechanisms. The results show that both the E_1f^2 and E_1t^2 are fair-to-good source rocks and have reached the mature stage. Kerogen in the E_1f^2 is dominated by type Ⅰ-Ⅱ$_1$, whereas that in the E_1f^2 is mainly type Ⅱ$_1$-Ⅱ$_2$, indicating favorable hydrocarbon-generating potential in both intervals. The E_1f^2 exhibits better oil-bearing properties and fluid mobility. The E_1f^2 was deposited in a strongly reducing, saline, deep-lacustrine environment, where water-column stratification and anoxic conditions favored the input and preservation of hydrogen-rich organic matter, such as aquatic algae. In contrast, the E_1f^2 was deposited in a reducing, brackish lacustrine environment with a significant contribution from terrigenous organic matter. The E_1f^2 is characterized by laminated dolomitic and calcareous shales, in which intercrystalline pores in clay minerals, intergranular pores, and microfractures are well developed along the lamination direction. Light hydrocarbon components are relatively abundant, resulting in a continuous-network enrichment model. By contrast, the E_1t^2 is dominated by massive calcareous mudstone, with pores occurring mainly as isolated or weakly connected spaces and relatively enriched heavy hydrocarbon components, forming an adsorption-retention enrichment model. The shale oil enrichment in the E_1f^2 is jointly controlled by high-quality source-rock conditions,

a strongly reducing preservation environment, and a well-connected pore-fracture network, making it a favorable shale oil exploration interval in the study area. The E_1t^2 also has certain resource potential, but exploration and development should preferentially target local intervals with well-developed laminations and favorable reservoir properties. These results provide guidance for multi-stratigraphic shale oil exploration in the Hai'an Sag.

Key words: shale oil; geochemical characteristics; differential enrichment mechanism; microscopic occurrence state; second member of the Funing Formation; second member of the Taizhou Formation; Hai'an Sag; Subei Basin

Reservoir characteristics and pore evolution mechanisms of dolomitized and weakly dolomitized carbonates in the second member of the Permian Maokou Formation, Central Sichuan Basin/2026,50(5):18-36

Li Changwei[1], Zhang Xihua[1], Huang Baiwen[2,3], Gao Zhaolong[1], Li Tianjun[1], Xie Jingping[1], Chen Cong[1], Hou Haili[2,3], Lyu Hao[2,3], Wang Xingzhi[2,3], Wei Mingyang[2,3]

(1. *Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan* 610041, *China*; 2. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan* 610500, *China*; 3. *School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan* 610500, *China*)

Abstract: In the second member of the Permian Maokou Formation in the Central Sichuan Basin, dolomitized and weakly dolomitized carbonate rocks commonly coexist. The strong heterogeneity of these rocks and its role in controlling differential diagenetic evolution and resulting reservoir quality variations remain a key challenge for fine-scale deep exploration in this region. Integrating core, thin-section, petrophysical, and multi-parameter geochemical analyses, this study systematically investigates the reservoir characteristics and analyzes the diagenetic processes, and on this basis, explores the pore evolution mechanisms. The results indicate that the interplay between primary sedimentary microfacies and subsequent diagenetic overprints drives marked divergence in pore evolution pathways. In high-energy shoal-core microfacies, relatively favorable initial physical properties allowed penecontemporaneous meteoric dissolution, seepage-reflux dolomitization, and shallow-burial hydrothermal dissolution to occur successively, favoring the development of high-quality reservoirs. In contrast, low-energy shoal-flank