DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20260341

苏北盆地阜宁组二段页岩自封闭成因及对含油性的影响

孙中良[1,2,3], 钱门辉[1,2,3], 李志明[1,2,3], 黎茂稳[1,4], 马晓潇[1,4], 李楚雄[1,2,3], 杜心宇[1,2,3]

(1.页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 江苏 无锡 214126; 2.中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所,江苏 无锡 214126; 3.中国石化油气成藏重点实验室,江苏 无锡 214126; 4.中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206)

摘要:苏北盆地阜宁组二段(以下简称阜二段)陆相页岩油具备良好的勘探开发潜力,但页岩储层微观自封闭成因机制及其对页岩油差异富集的控制作用仍缺乏系统的认识。本文以海安、溱潼、高邮凹陷阜二段暗色页岩为研究对象,综合采用X射线衍射(XRD)、高压压汞、低温氮气吸附、扫描电镜(SEM)和岩石热解等实验测试技术,系统表征页岩矿物组成、微观孔隙结构及毛管力、吸附力等特征参数,明确页岩储层自封闭的微观控制因素,揭示“甜点”层与封隔层在含油性、可动性方面的差异化成因。研究结果表明:研究区页岩岩相以混合质页岩为主体,发育块状、层状、纹层状三类产状,主要孔隙类型包括黏土晶间孔、碎屑粒间孔、碳酸盐溶蚀孔;封隔层孔隙尺度集中于2~20 nm,孔隙构型复杂,孔喉连通性较差,“甜点”层优势孔径介于20~80 nm,孔隙连通性显著优于封隔层。孔隙结构与类型决定阜二段页岩毛管力自封闭效应和吸附自封闭效应的强弱;黏土晶间孔的占比、赋存形态以及方解石微晶充填作用协同调控孔喉发育,进而控制毛管力与吸附力。储层自封闭能力差异影响页岩油的差异富集:“甜点”层自封闭能力较弱,具有游离烃含量高、原油可动性强、全孔径含油的特征;封隔层自封闭能力强,页岩油主要赋存于小于50 nm的孔隙中,多以吸附态滞留,可动性受限。封隔层较强的自封闭能力一方面抑制层内油气的运移流动,另一方面阻隔“甜点”层油气向封隔层散失,两类约束效应协同作用,最终在页岩地层内部构建完整的自封闭体系。

关键词:苏北盆地;阜二段;自封闭;页岩油;毛管力;吸附力;孔隙结构;含油性

中图分类号:TE122　　**文献标识码:**A

Genesis of self-sealing in the Member-2 Funing Shale, Subei Basin and its influence on oil-bearing property

Sun Zhongliang[1,2,3], Qian Menhui[1,2,3], Li Zhiming[1,2,3], Li Maowen[1,4], Ma Xiaoxiao[1,4], Li Chuxiong[1,2,3], Du Xinyu[1,2,3]

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, PEPRIS, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 4. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute Beijing 102206, China)

Abstract: The Member 2 of the Funing Formation continental shale oil in the Subei Basin exhibits promising exploration and development potential. Nevertheless, systematic understanding remains lacking regarding the genetic mechanism of microscale self-sealing in shale reservoirs and its controlling effect on differential enrichment of shale oil. Taking dark shales from the Member 2 of the Funing Formation in the Hai′an, Qintong and Gaoyou sags as the research target, this study integrates multiple experimental testing techniques including X-ray diffraction (XRD), high-pressure mercury intrusion, low-temperature nitrogen adsorption, scanning electron microscopy (SEM) and rock pyrolysis. Characteristic parameters such as shale mineral composition, microscopic pore structure, capillary force and adsorption force are systematically characterized to identify the microscale controlling factors of shale reservoir self-sealing and reveal differential genetic mechanisms of oil-bearing property and oil mobility between sweet intervals and sealing layers. The results indicate that the shales in the study area are dominated by mixed lithofacies shale, occurring in three forms: massive, bedded and laminated fabrics. Primary pore types

收稿日期:2026-09-08。

第一作者简介:孙中良(1993—),男,硕士,助理研究员,主要从事页岩油气地质研究。地址:江苏省无锡市滨湖区蠡湖大道2060号,邮政编码:214126。E-mail: sunzhl8188.syky@sinopec.com

基金项目:国家自然科学基金项目(U24B6002);页岩油国家科技重大专项(2026ZD1404001);中国石化科技开发部项目(P25196)。

comprise clay intercrystalline pores, clastic intergranular pores and carbonate dissolution pores. Pore sizes of sealing layers are predominantly distributed within 2–20 nm, featuring complex pore configurations and poor pore–throat connectivity. In contrast, sweet intervals have a dominant pore size range of 20–80 nm with markedly superior pore connectivity compared with sealing layers. Pore structure and pore type govern the intensity of capillary-driven self-sealing and adsorption-driven self-sealing in Member 2 Funing shales. The proportion and occurrence of clay intercrystalline pores, together with microcrystalline calcite infilling, jointly regulate pore–throat evolution and further determine the magnitude of capillary force and adsorption force. Variations in reservoir self-sealing capacity control differential enrichment of shale oil. Sweet intervals possess weak self-sealing capacity, characterized by high free hydrocarbon content, strong crude oil mobility, oil saturation across full pore size. Sealing layers feature strong self-sealing capacity; shale oil mainly accumulates less than 50 nm pores and mostly exists in adsorbed state with restricted mobility. The strong self-sealing capacity of sealing layers exerts twofold constraints: it inhibits intra-layer hydrocarbon migration and flow, and prevents hydrocarbon loss from sweet intervals into sealing layers. The synergistic effect of these two constraints ultimately establishes an intact in-situ self-sealing system within the shale succession.
Keywords: Subei Basin; Member 2 of Funing Formation; self-sealing; shale oil; capillary force; adsorption force; pore structure; oil-bearing property

当前，页岩油气已成为中国油气增储上产和保障能源安全的关键战略接替资源。与常规油气依靠浮力运移、圈闭聚集的成藏机制不同，页岩油气富集保存具有显著的原位滞留特征，其核心受控于页岩的自封闭作用。其主要发生在页岩内部，依赖油气自身或油气与储集层介质界面之间的分子间作用力，在无需外部圈闭条件下，抑制油气运移散失并实现原位富集保存。封闭介质为页岩基质本身，区别于膏盐岩、泥岩盖层的宏观毛管力封闭[1]。随着页岩自封闭理论体系的持续完善，学界已明确连通性自封闭、毛管力自封闭、吸附力自封闭为页岩自封闭的三大核心微观机制[2-3]。针对不同微观自封闭机制，现已形成配套的多手段定量表征技术体系。其中低温氮气吸附、高压压汞、自发渗吸、核磁共振等实验多用于表征孔隙结构与连通性特征，支撑连通性自封闭机制研究[4-7]；毛管力计算、突破压力测试及高压压汞排驱压力分析等方法，是定量评价毛管力封闭能力的核心手段[1,5,8]；吸附实验、核磁共振、分步抽提、物理驱替及分子动力学模拟等技术，则广泛应用于吸附力自封闭机理的精细解析[7,9-10]。多尺度、多类型实验技术的综合运用，有效揭示了页岩油气微观保存机理，为页岩油保存条件评价、成藏机制解析及勘探“甜点”优选提供了坚实的理论与技术支撑。

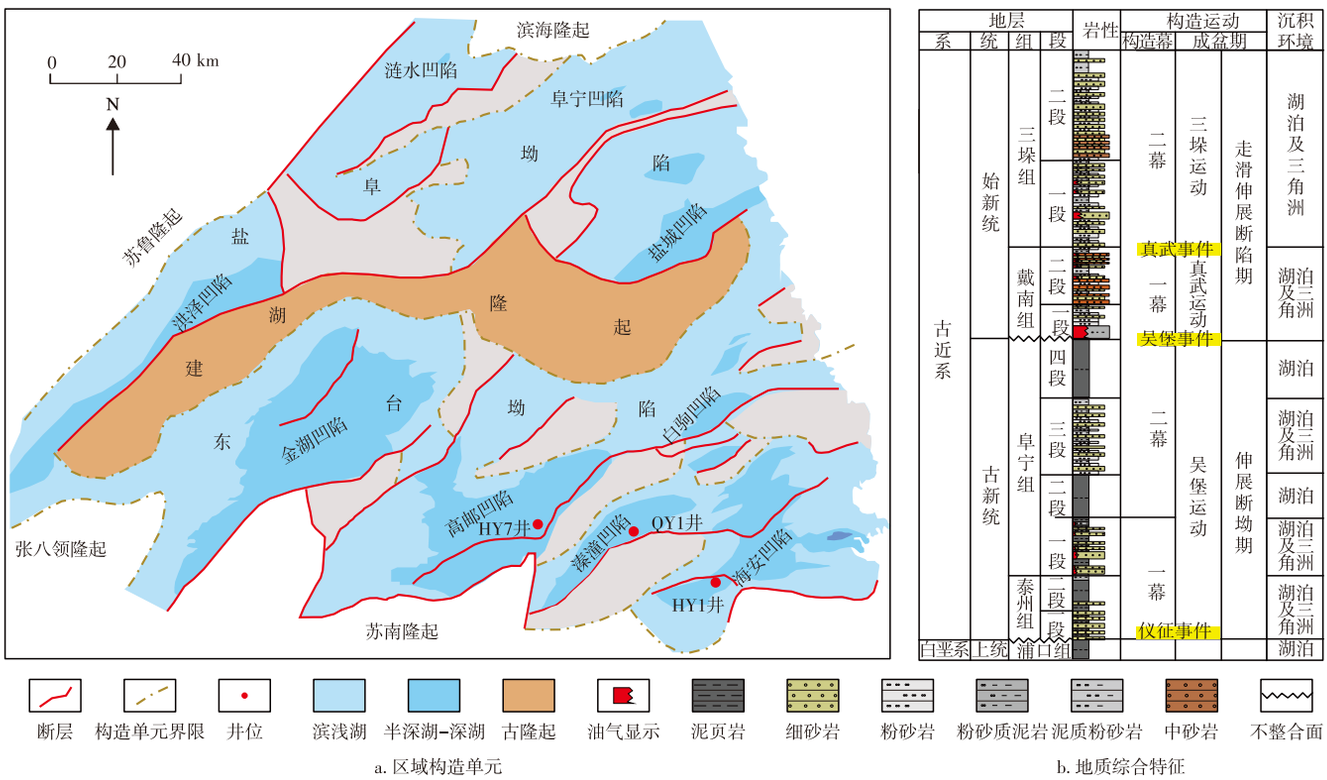
苏北盆地阜宁组二段（以下简称阜二段）断裂体系发育、储层非均质性强，页岩油差异化富集特征显著，页岩自封闭在页岩油差异富集中具有重要作用。当前，针对阜二段页岩油差异富集的研究多聚焦于烃源岩特征、岩相类型、储集空间及沉积环境等方面，并已形成较为系统的地质认识：明确研究区页岩整体有机质丰度中等、混积岩相发育、优势岩相控烃、湖盆演化控层的基本地质规律[11-15]，揭示阜二段烃源岩具有早生烃、高转化、低排烃、富游离烃的演化特征[11]，黏土质长英细粒岩、长英质-黏土质混积岩具有更高的有机碳与游离烃含量，为区内优势岩相[12,14]，纵向上，富有机质页岩集中发育于最大湖泛面上下，对应沉积水体由强还原、干旱咸化环境逐步向氧化、温湿淡水环境转变的过渡区间[15]。但现有研究针对页岩自封闭成因及其对含油性的控制作用探讨不足，前人针对页岩封闭能力的研究多聚焦于顶底板封堵、断裂活动及岩相组合等宏观自封闭要素，侧重从层序演化、岩性空间配置与断裂展布特征入手，刻画油气保存的区域封挡格局，较少关注宏观封盖框架约束下，页岩基质内部由纳米孔隙、矿物与有机质耦合作用形成的微观自封闭效应。宏观自封闭限定了微观自封闭作用的空间发育范围；而页岩内部的孔隙连通性、毛管力、吸附力等微观属性，决定了宏观封盖体系的实际封闭效能，二者协同控制页岩油原位富集过程。当前，针对阜二段页岩储层自封闭微观形成机制、宏微观自封闭耦合关系，以及封闭能力对油气原位滞留与差异化富集的制约机理，仍缺乏系统深入的剖析，制约了研究区页岩油成藏机理的深化认识与有利区的精准评价。

基于此，本文以苏北盆地阜二段暗色页岩为研究对象，系统开展储层微观孔隙结构、页岩自封闭形成机制及其主控因素研究，阐明储层储集性能、自封闭能力与页岩油含油性、可动性的耦合关系，揭示阜二段页岩油差异化富集的内在机理，以期为研究区页岩油“甜点”评价与高效勘探开发提供理论支撑与科学依据。

1 地质背景

苏北盆地作为苏北-南黄海盆地的陆上核心部分，是中国东南部规模最大的中新生代近海张性含油气断陷盆地，盆地面积约$3.28\times10^4\ km^2$[16]。构造边界北以嘉山—响水断裂与鲁苏隆起相邻，西沿郯庐断裂与张八岭隆起相接，南抵苏南隆起，东与南黄海盆地连通。盆地内部可划分为东台坳陷、建湖隆起、盐阜坳陷三大一级构造单元，发育多个呈北东—南西走向的箕状断陷与凸起，整体呈现“南陡北缓、南断北超”的构造格局[13,15,17-19]（图1a）。

新生代以来，苏北盆地的构造演化受仪征运动、吴堡运动、三垛运动等多期构造事件控制，历经“断坳—断陷—坳陷”三期演化阶段[12,20]。盆地地层垂向发育完整，自下而上依次为古近系泰州组、阜宁组、戴南组、三垛组及新近系盐城组，累积地层厚度逾 6 000 m[20]（图 1b）。阜二段主体为半深湖—深湖相暗色泥页岩，局部夹油页岩与纹层状碳酸盐岩，纵向上自下而上划分为5个亚段：Ⅰ亚段以厚层块状泥岩为主，Ⅱ—Ⅴ亚段则以混积岩、长英质细粒岩夹白云岩为主要特征，整套亚段是盆地内主力烃源岩层系，同时也是页岩油勘探的核心目标层段[19-21]。



a. 区域构造单元　　b. 地质综合特征

图 1　苏北盆地阜二段地质构造和综合柱状图（据参考文献[20]修改）

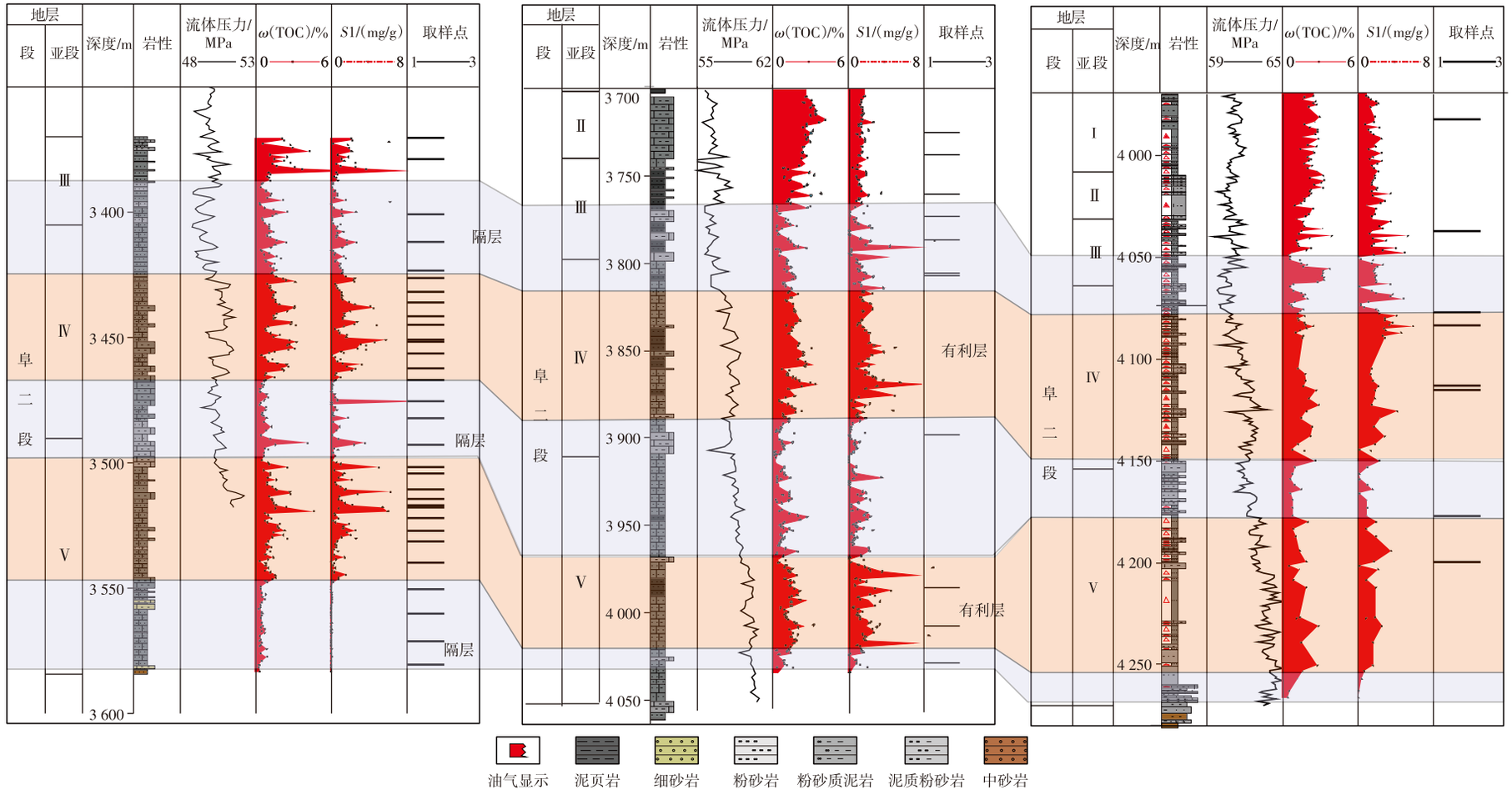
Fig. 1　Geological structure and composite stratigraphic column of the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

2　样品与实验方法

为揭示阜二段页岩自封闭微观机制及其对含油性的影响，本次研究选取不同凹陷阜二段页岩样品开展针对性分析。样品分别取自海安凹陷HY1井、溱潼凹陷QY1井和高邮凹陷HY7井的阜二段地层（图 1），取样点覆盖阜二段Ⅰ—Ⅴ小层（图 2），且重点包含有利层和隔层[13]，为后续研究提供了具有代表性的样本基础。其中，HY1井样品以Ⅲ—Ⅴ小层为主，总有机碳（TOC）含量介于0.34%～3.23%，均值1.63%（n=32，n为样品数），游离烃含量（S_1）介于0.01～10.26 mg/g，均值 2.37 mg/g（n=32），覆盖Ⅳ、Ⅴ两个主要有利层及其间隔层；QY1井样品涵盖Ⅱ、Ⅲ小层及部分Ⅳ、Ⅴ小层，总有机碳含量介于0.27%～2.66%，均值 1.44%（n=12），游离烃含量介于0.11～5.08 mg/g，均值 2.37mg/g（n=12）；HY7井样品则实现Ⅰ—Ⅴ小层全覆盖，总有机碳含量介于0.69%～1.73%，均值 1.17%（n=8），游离烃含量介于0.43～0.88 mg/g，均值0.71 mg/g（n=8）。

采用伊顿法[22-23]预测地层孔隙流体压力，预测结果显示，研究区阜二段页岩普遍具有超压特征，纵向上流体压力波动频繁；其中“甜点”段流体压力条件优于非“甜点”段（图 2），具备自生自储的特征，超压形成原因主要为生烃增压[24]。页岩内部存在有效流体压差，在阻力小于有效流体压差时，页岩油可在该压差驱动下沿纵向（向上或向下）运移，但统计结果显示，有利层与隔层之间的压差明显，并未形成统一的压力系统，表明有利层与隔层的微观自封闭特征存在差异，有利层内的流体超压可作为油气运移的动力，但未能克服隔层毛管力等阻力使油气向隔层运移，从而形成源内差异富集。

本研究综合运用X射线衍射（XRD）、盖层微孔联合测试（低温氮气吸附-高压压汞联测）、岩石薄片镜下观测、氩离子抛光扫描电镜（FIB-SEM）与岩石热解等多项储层测试手段。各项实验仪器型号与检测设备信息如下：全岩矿物X射线衍射测试依托布鲁克D8 A25型X射线衍射仪完成，采用Cu靶Kα射线（λ=0.154 06 nm，λ为X



a. HY1井　　b. QY1井　　c. HY7井

图2　苏北盆地阜二段页岩样品信息

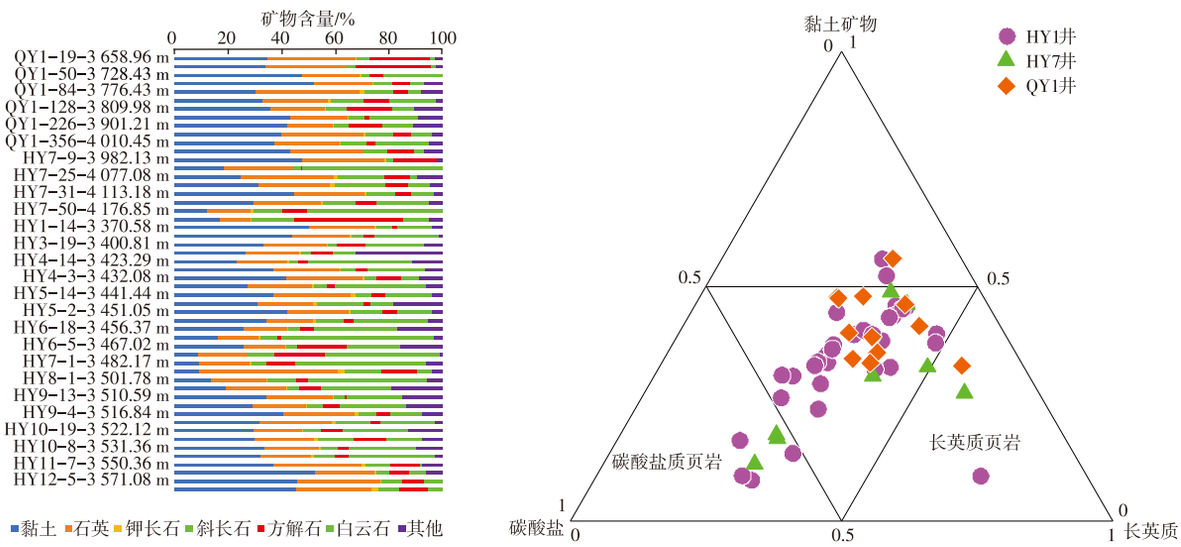
Fig. 2　Information of shale samples from the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

射线波长），光管工作电压40 kV，电流40 mA，页岩样品经粉碎、研磨至200目以下，全岩样品采用粉末压片法制备；常规岩石薄片鉴定采用蔡司Imager.A2m偏光显微镜完成，配置10×目镜及5×、10×、20×、50×、100×偏光物镜；可旋转起偏器与检偏器，支持单偏光、正交偏光观测；页岩样品制备为厚度30 μm的标准岩石薄片，开展透射光单偏光、正交偏光观察，识别岩相类型、纹层结构、矿物组合及有机质赋存形态；氩离子抛光微观形貌观测依托赛默飞FEI Heilos 650型聚焦离子束扫描电镜（FIB-SEM）完成，将页岩样品制成1 cm见方块样，经表面精磨和氩离子抛光后，置于FEI Heilos 650聚焦离子束扫描电镜中，在真空下进行表面观测，电压2 kV，电流0.8 nA；盖层微孔参数由麦克ASAP2460型比表面积及孔径分析仪、AutoPore IV 9520型全自动压汞仪联合测定，其中比表面积与孔径分析仪孔径测量范围介于0.35～500.00 nm，测试条件为低温-195.8 ℃，压力97.3～127.0 kPa，样品粒度介于60～80目；全自动压汞仪测试压力介于0.2～60 000 psi（1 psi≈0.006 895 MPa），孔喉测试范围介于0.003 μm～800 μm，样品规格为1 cm^3立方体。岩石热解地球化学参数通过PES HAWK-STD型页岩综合评价仪获取，样品粒度为80～100目。所有实验测试工作均在无锡石油地质研究所完成，实验过程严格遵循相关行业标准，确保数据的可靠性与准确性。

3 实验结果

3.1 岩石学特征

苏北盆地阜二段页岩受内源化学沉积和外源碎屑的共同影响，主要包含黏土矿物（8.6%～52.4%，均值为32.6%，n=52）、石英（11.7%～51.7%，均值为24.1%，n=52，）、白云石（0～56.8%，均值为18.8%，n=52）、方解石（0.7%～40.4%，均值为8.8%，n=52）、斜长石（2.8%～18.6%，均值为7.9%，n=52）。此外还含有少量钾长石、黄铁矿等。依据岩相划分方案，研究区主要岩相类型为混合质页岩，少量样品为黏土质页岩、碳酸盐质页岩和长英质页岩，岩性类型呈现一定多样性（图3）。



a. 阜二段页岩矿物组成特征　　b. 阜二段页岩岩相特征

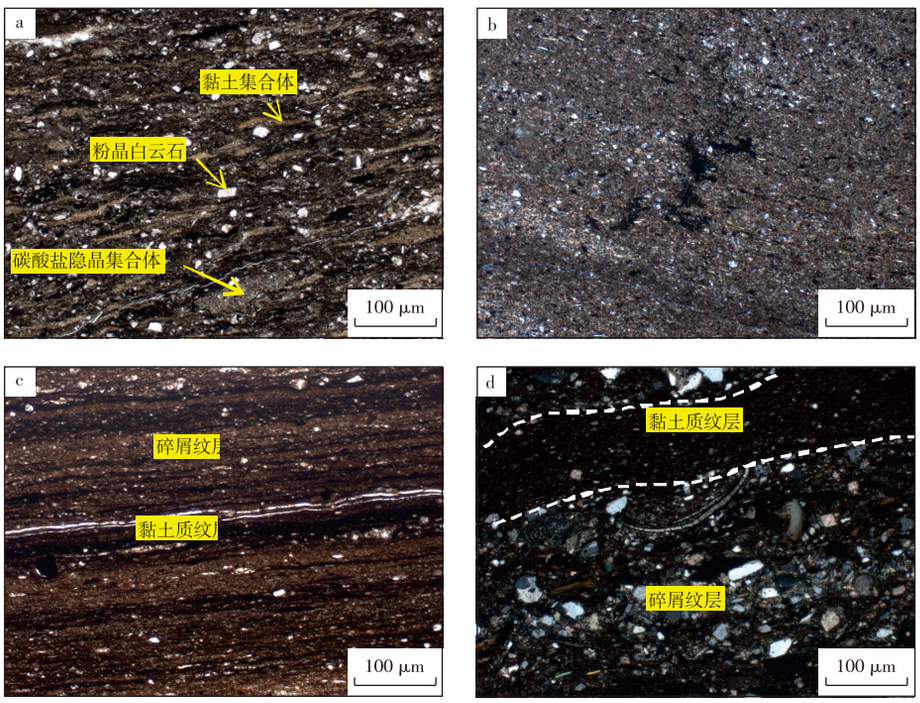
图3　苏北盆地阜二段页岩岩石学特征

Fig. 3　Petrological characteristics of shale from the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

3.2 结构及孔隙类型

根据薄片观察，苏北盆地阜二段泥页岩层系主要呈块状、层状和纹层状结构（图4）。其中，块状泥岩主要包括以泥质为基底的黏土质页岩以及以碎屑颗粒为基底的混合质页岩（图4a、图4b）。样品虽成层性较弱，但内部矿物成分多呈定向分布，如图4 a所示，可见定向性较好的黏土集合体以及碳酸盐矿物集合体，粉晶白云石晶型较好，较为均匀的分布在泥岩泥质中。纹层状混合质页岩层理发育（图4c），暗色黏土矿物与亮色矿物（长英质矿物或碳酸盐矿物）频繁互层发育，均为隐晶质；粉晶白云石主要分布在纹层界面，具有较好的支撑孔隙作用。层状长英质页岩主要为粉晶长英质-灰云质页岩夹纹层状黏土质页岩（图4 d），碎屑颗粒粒径明显增大，呈混杂堆积状，弱成层性，可能反映较为动荡的水体环境。

对比不同样品的孔隙类型可见（图5a），块状黏土质泥岩的孔隙类型主要为黏土晶间孔。受压实作用影响，黏土晶间孔呈定向排列，并受碎屑颗粒支撑控制，部分黏



注：a为块状黏土质页岩，薄片鉴定，3 370.58 m，“甜点”层，HY1井；b为块状混合质泥岩，薄片鉴定，3 412.15 m，“甜点”层，HY1井；c为纹层状混合质页岩，薄片鉴定，3 445.15m，“甜点”层，HY1井；d为层状长英质页岩，薄片鉴定，3 492.83 m，“甜点”层，HY1井。

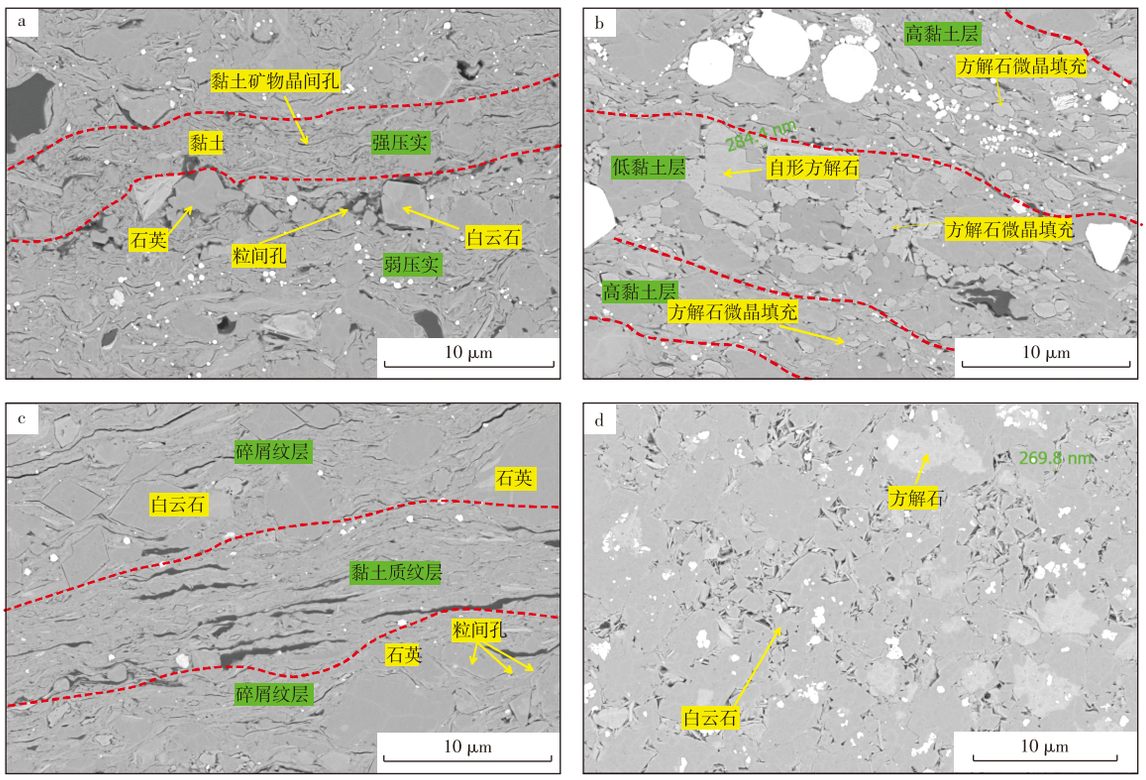
图4　苏北盆地阜二段泥页岩镜下特征

Fig. 4　Microscopic characteristics of mudstone-shale from the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

土晶间孔扭曲变形。这里碎屑颗粒对孔隙的支撑具有两面性，被黏土矿物包裹的单颗粒样品，不仅未能支撑孔隙，反而因为差异压实，导致部分黏土晶间孔更为紧密。而呈连片状分布的碎屑颗粒，对孔隙的支撑性较好，颗粒之间粒间孔尤为发育。在块状混合质泥岩中，主要发育碎屑颗粒粒间孔（图5b），少量黏土矿物充填于粒间孔中，起到减少孔隙的作用。碳酸盐矿物对储层物性的影响可分为两类，其中早期成因的晶型较差的方解石，主要呈胶结物的形式填充在粒间孔隙中，对孔隙发育特别是小孔的发育具有抑制效果，破坏孔隙连通性，而生烃溶蚀形成的粒内溶孔，对连通孔隙的增加影响较弱；晚期形成的自形程度较好的方解石主要占据大孔的孔隙空间，对孔喉的形成影响较弱。纹层状页岩的主要孔隙类型兼具黏土矿物晶间孔和碎屑颗粒粒间孔，其中暗色黏土质纹层主要为黏土晶间孔，而碎屑纹层以粒间孔为主（图5c）。图5d所示样品的的孔隙类型存在显著区别，在长英质碎屑颗粒间，沉淀大量晶型较好白云石微晶和伊利石，构成白云石晶间孔、黏土晶间孔以及二者组成的粒间孔。虽然白云石占据部分原生孔隙，但由于白云石晶型较好，颗粒间形成了大量粒间孔，且对孔隙有较好的支撑作用，因此对孔隙的发育以及孔隙连通性具有积极影响。

3.3　微观孔隙结构

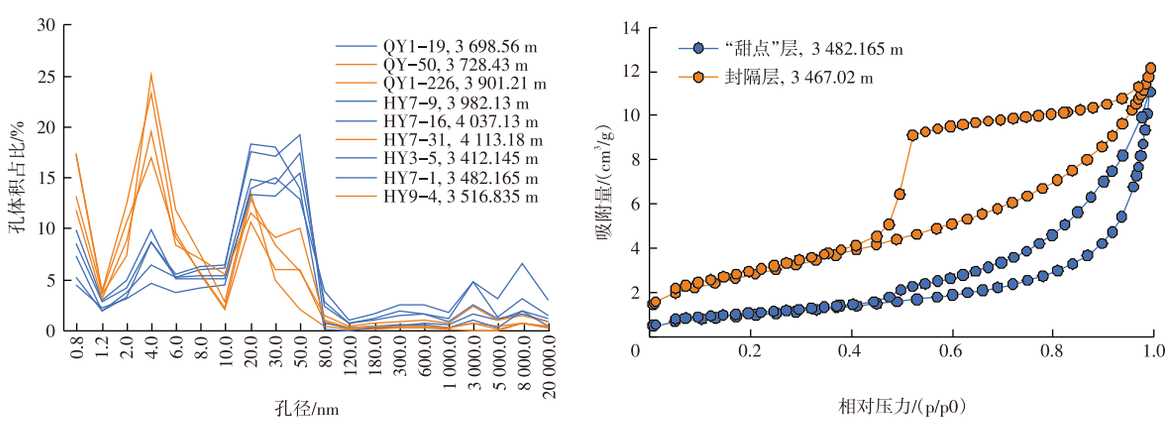
依据低温氮气吸附-高压压汞联测实验结果，统计阜二段56件页岩样品的孔径分布特征，揭示表明，阜二段页岩的孔径分布整体可划分为两类。图6展示了部分实验样品的统计结果，其中，一类样品孔径分布以2～20 nm的微孔—介孔为主，该孔径区间孔隙占比显著偏高，20～80 nm孔径的孔隙也占一定比例，另一类样品则以20～80 nm孔径的孔隙为主，2～20 nm孔隙占比较低。结合对应的含油性特征，以20～80 nm孔径为主的页岩样品含油性更好，且与有利层具有较好的对应性，而以2～20 nm孔径为主的页岩样品含油性较低（相应图件见后文），主要为隔层样品，因此，后文将以2～20 nm孔径为主的页岩样品定名为封隔层，以20～80 nm孔径为主的页岩样品定名为“甜点”层，以便开展后续研究。低温氮气吸附实验结果显示，封隔层样品吸附-脱附滞回环开口较大，反映孔隙形态复杂且连通性较差，以墨水瓶状孔隙为典型特征[4,25]。“甜点”层页岩样品低温氮气吸附-脱附曲线的滞回环开口较小，反映孔隙连通性较好，孔隙形态以四周开放的平板状为主。孔径分布与孔隙连通性反映其内部流体具有可动性，“甜点”层以介孔、宏孔为主，孔隙连通性优越，这一特征与“甜点”层的储集潜力高度匹配。



注：a为块状黏土质页岩，黏土晶间孔，粒间孔，扫描电镜，3 370.58 m，“甜点”层，HY1井；b为块状混合质泥岩，粒间孔，方解石溶蚀孔，扫描电镜，3 412.15 m，“甜点”层，HY1井；c为纹层状混合质页岩，黏土晶间孔，粒间孔，扫描电镜，3 445.15 m，“甜点”层，HY1井；d为层状长英质页岩，白云石晶间孔，黏土晶间孔，粒间孔，扫描电镜，3 492.83 m，“甜点”层，HY1井。

图5　苏北盆地阜二段泥页岩主要孔隙类型

Fig. 5　Main pore types of mudstone-shale, Second Member of Funing Formation, Subei Basin



a. 阜二段页岩孔径分布特征　　b. 阜二段页岩微观孔隙结构特征

注：蓝色表示“甜点”层；橙色表示封隔层。

图6　苏北盆地阜二段泥页岩“甜点”层与封隔层孔径分布及微观孔隙结构特征

Fig. 6　Pore Size Distribution and Microscopic Pore Structure Characteristics of Sweet Spots and Sealing Layers in Mud Shales of the Second Member of the Funing Formation, Subei Basin

4　讨论

4.1　页岩自封闭微观机制

4.1.1　连通性自封闭

页岩孔隙以微纳米尺度孔隙为主体，孔隙网络普遍具有高孔道迂曲度，并发育一定数量封闭孔隙。该微观孔隙结构特征显著阻滞流体在页岩基质内部的运移，使流体在复杂的微纳米孔隙体系内滞留聚集，进而形成连通性自封闭[3]。本次研究采用高压压汞实验模拟复杂孔隙的流体滞留效应（图7）。进汞测试完成并在最高压力稳定后，系统实施分级缓慢卸压，逐级降低腔体压力，各压力点充分平衡并持续记录残余汞体积，获取退汞曲线，

实验结束泄压至常压。结合进汞、退汞曲线计算退汞效率，以表征页岩油的滞留效果。结果显示，“甜点”层与封隔层在退汞效率上存在明显差异。“甜点”层页岩样品随进汞压力增加，累积进汞量缓慢增加，分级泄压至腔体压力后，约60%的进汞量可有效排出，表明页岩的孔隙连通性优越，连通性自封闭能力较弱。封隔层中，当进汞压力增加至约50 MPa以上时，汞才大量进入页岩孔隙，当分级泄压至腔体压力后，仅约30%的进汞量可有效排出，大部分汞被滞留于页岩孔隙中无法排出，形成较好的自封闭效果。

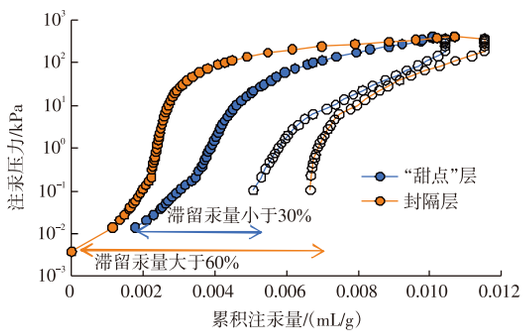


图7　苏北盆地阜二段泥页岩“甜点”层与封隔层滞留汞量特征

Fig. 7　Characteristics of retained mercury volume in sweet intervals and sealing layers of mud shales, Member 2 of Funing Formation, Subei Basin

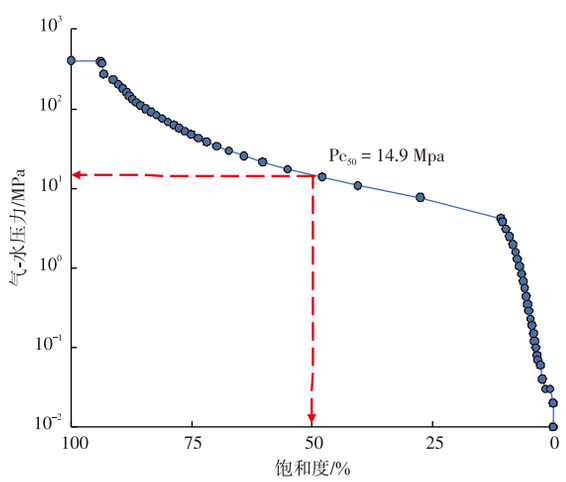
4.1.2　毛管力自封闭

毛管力的本质为界面分子间作用力，其力学理论支撑为杨-拉普拉斯方程[26]：

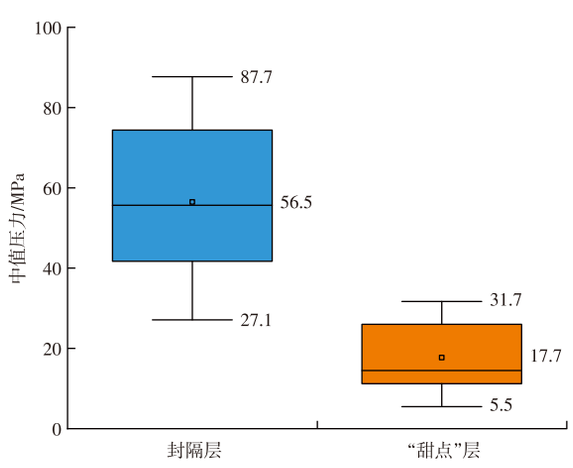
$$p_c = p_g - p_w = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \tag{1}$$

式中：p_c为毛管压力，单位MPa；p_g为气相压力，单位MPa；p_w为水相压力，单位MPa；σ为气液界面张力，单位N/m；θ为润湿接触角，单位(°)；r为毛管孔喉半径，单位μm。

毛管力大小主要受流体界面张力、毛管孔径、岩石润湿性共同控制。界面张力越大、孔隙半径越小，页岩油气驱替孔隙水的毛管阻力越高；一旦油气运移动力不足以克服该阻力，便会形成毛管力自封闭效应[27]。当页岩微细孔隙中存在互不相溶的两相流体时，由于孔隙壁面对两相流体的润湿性存在差异，会在两相流体的接触界面处产生压力差，该压力差的数值等于非润湿相流体压力与润湿相流体压力的差值。在页岩油气运移过程中，盖层微孔测试则主要以毛管力理论为核心基础，依托汞-气两相不混溶体系，模拟地层条件下页岩孔隙中两相流体界面压差演化规律。因此，本次研究采用盖层微孔实验测得的中值压力表征毛管力自封闭强弱(图8a)，为保证实验结果尽可能接近真实值，研究样品在洗油、烘干后进行盖层微孔实验，然后对盖层压汞实验测得的汞-气中值压力进行相态校正，转换为地质条件下气-液两相体系的中值压力。通过统计对比两类特征孔隙的中值压力分布可见：“甜点”层中值压力显著偏低，分布区间介于5.5～31.7 MPa，均值17.71 MPa(n=24)；封隔层中值压力明显偏高，分布区间介于27.1～87.7 MPa，均值56.47 MPa(n=28)(图8b)。这一差异表明，页岩油更易在“甜点”层中流动与赋存，而在封隔层内赋存与流动更为困难。



a. 中值压力定义及取值



b. 阜二段页岩“甜点”层与封隔层的中值压力范围

图8　苏北盆地阜二段页岩“甜点”层与封隔层的中值压力特征

Fig. 8　Median pressure characteristics of shale “sweet spots” and barrier beds in the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

4.1.3　吸附力自封闭

吸附力自封闭的本质是吸附作用对油气运移的抑制效应，依据Lennard-Jones势能函数，分子间吸附作用力主要作用于r_0到$10r_0$(r_0为Lennard-Jones平衡分子间距，单位Å)的分子距离内，对应空间尺度约为3～4 nm[28]。

由此可见，在页岩纳米孔隙体系中，吸附力仅能在有限空间范围内发挥效应，具备显著的空间边界约束特征，主要受页岩表面吸附能的影响。在吸附热力学中，吸附质在吸附剂上的等量吸附热越大或吸附量越多，吸附剂的吸附能力就越强[2]。本次研究着重揭示吸附力对含油性的影响，因此主要表征吸附量差异。前人研究表明[29]，单位页岩的原油吸附量并非各单矿物吸附量的简单加和，这源于实验与地质条件的差异：实验中矿物为松散颗粒，吸附发生于全表面；而地质条件下矿物被压实，原油仅接触孔隙暴露面，且孔隙润湿性会发生转变，而有机质生成的原油待自身饱和后才充填内部孔隙，因此其吸附能力与孔隙暴露表面积无关。本次研究借鉴李政等的计算模型[29]对苏北盆地阜二段页岩吸附能力进行计算，各矿物的单位吸附量如表1所示[30-31]，吸附烃量记为S_p，依据阜二段页岩实际情况，现阶段孔隙度定为4%。由于苏北盆地阜二段主要为Ⅰ型—Ⅱ$_1$型中有机质丰度页岩，与东营凹陷沙三段烃源岩差距较大，不能直接借鉴李政等通过实验得到的有机质吸附量，因此单位有机质的吸附量计算采用柳波[32]提出的计算模型。计算结果揭示（图9），阜二段页岩的总体吸附量较小，约为2 mg/g，远低于东营凹陷沙河街组页岩[30]，主要原因在于苏北盆地阜二段页岩主要为Ⅰ型—Ⅱ$_1$型中低有机质丰度烃源岩，有机质的吸附量较小。其中封隔层的页岩油吸附能力略高于“甜点”层，主要受控于有机质与黏土矿物：由图9可以看出，虽然“甜点”层的有机质吸附量略高于封隔层，但封隔层黏土矿物的吸附量远高于“甜点”层，导致封隔层的吸附力较高。

表1　吸附模型所用基础参数[30-31]

Table 1　Basic Parameters Used in the Adsorption Model

矿物平衡吸附量/(mg/g)				孔隙度/%	
黏土	石英	碳酸盐	黄铁矿	φ_0	φ
18.0	3.0	1.8	10.0	50	4

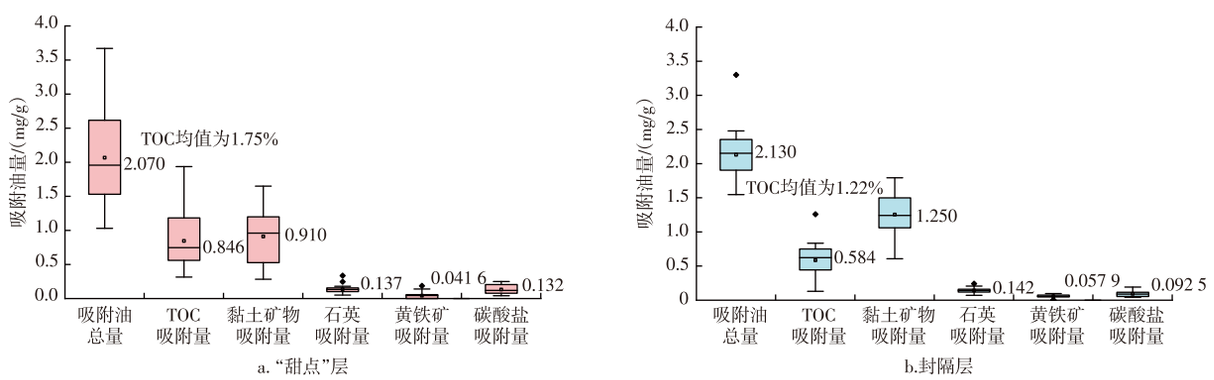


图9　苏北盆地阜二段页岩“甜点”层与封隔层吸附油量特征

Fig. 9　Adsorbed oil content characteristics of shale “sweet spots” and barrier beds in the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

毛管力与吸附量的定量计算表明，阜二段页岩封隔层自封闭能力显著优于“甜点”层。这种显著的层间封闭差异一方面有效束缚了封隔层内部油气的渗流运移，另一方面阻断了“甜点”层游离烃向上、向下窜逸的运移通道。微观孔隙结构统计表明，研究区层段具有明显的夹层式非均质特征：隔层以封隔层孔隙结构为主，整体封闭能力强，但局部夹少量“甜点”纹层；“甜点”层整体孔隙结构优质，封闭能力偏弱，层内亦普遍发育局部致密纹层，可形成层内遮挡。微观上，连通性自封闭依靠复杂微纳米孔隙网络增大油气运移阻力，吸附力自封闭通过将油气分子固着于页岩表面，抑制油气分子运移，狭窄孔喉与吸附作用导致的孔隙有效半径减小，可进一步强化毛管力封闭效应，三者相互耦合、协同增效，共同控制页岩油气的富集与保存。综合孔隙结构差异、微观封闭机理及流体动力条件，建立苏北盆地阜二段页岩多级自封闭模式：宏观上依托上下隔层封堵与层内致密夹层分段封挡，微观上依靠毛管力与吸附力协同封闭，共同构成控制页岩油原位滞留与差异化富集的复合型自封闭体系（图10）。

4.1.4　页岩自封闭成因分析

将矿物成分与中值压力进行相关性分析，结果表明（图11），“甜点”层与封隔层之间的毛管力封闭效果主要受方解石和黏土矿物影响。整体来看，随着方解石含量的升高，页岩毛管力呈先增大后减小的变化规律，且在方解石含量为10%左右时毛管力达到峰值。但是“甜点”层毛管力对方解石含量变化的敏感度较低，受其影响微弱；封隔层毛管力则对方解石含量变化更为敏感。“甜点”层与封隔层中黏土矿物对毛管力的影响也存在显著差异，“甜点”层中黏土矿物对毛管力的影响较为微弱，而封隔层毛管力与黏土矿物呈现良好的正相关。

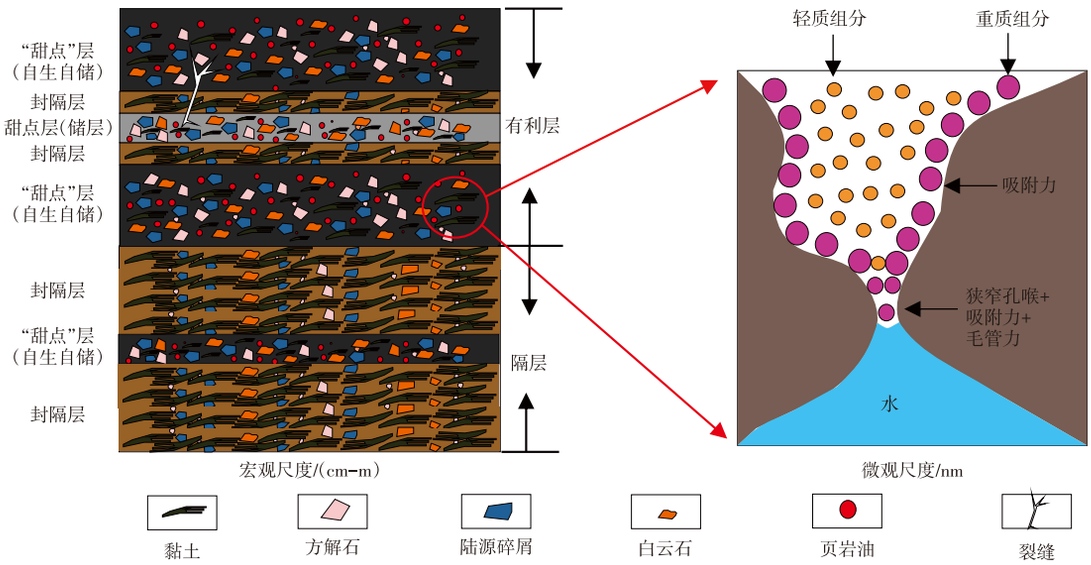
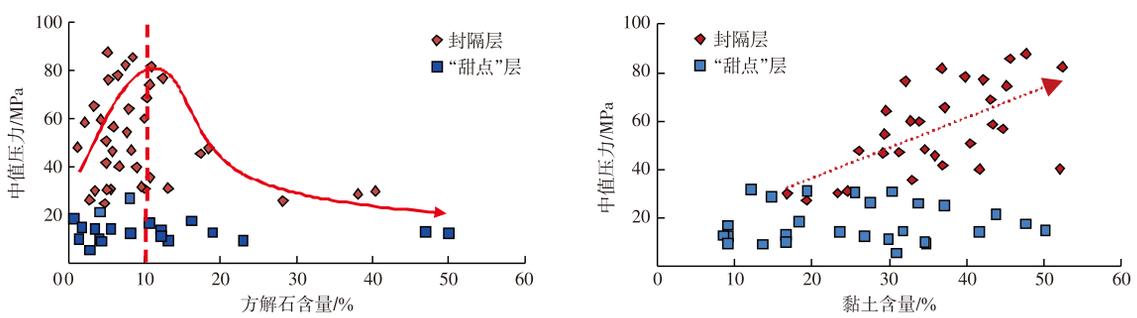


图10　苏北盆地阜二段页岩多级自封闭模式

Fig. 10　Multi-stage self-sealing model of shales in Member 2 of the Funing Formation, Subei Basin



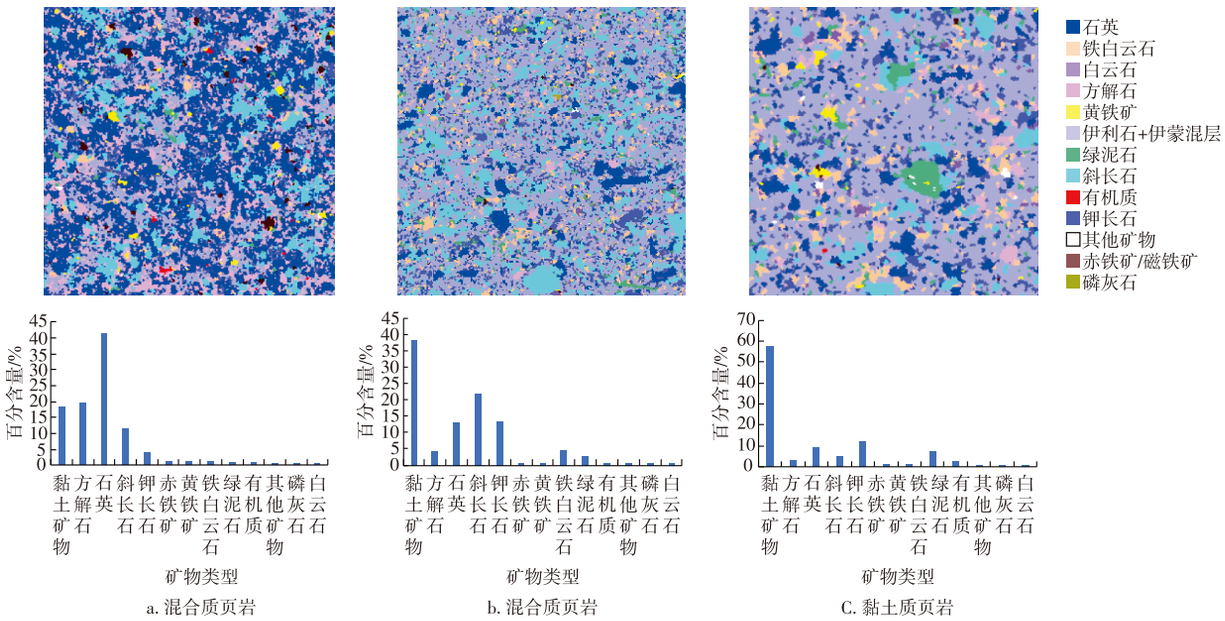
a. “甜点”层与封隔层中方解石对中值压力的影响　　b. “甜点”层与封隔层黏土对中值压力的影响

图11　苏北盆地阜二段页岩“甜点”层与封隔层中值压力影响因素分析

Fig. 11　Analysis of influencing factors on median pressure of shale “sweet spots” and barrier beds in the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

页岩“甜点”层与封隔层的毛管力差异可通过矿物赋存形态与微观孔隙结构特征加以解释。“甜点”层孔隙以粒径大于20 nm的粒间孔为主；黏土矿物多充填于碎屑颗粒之间，或以黏土集合体形式与碎屑颗粒均匀混杂分布（图4a）。刚性碎屑颗粒构成稳定骨架支撑，大幅削弱压实作用对黏土晶间孔的压缩改造，整体孔隙孔径偏大，不易发育窄细孔喉。封隔层黏土矿物含量较高，主要呈连续连片式分布，碎屑颗粒零散分布，骨架支撑能力不足；地层压实改造作用强烈，大量窄细孔喉随之发育，毛管力明显增大（图5a、图5c、图12）。方解石对孔隙毛管力的调控作用主要体现在微晶方解石的孔隙充填效应。封隔层压实程度高，原生孔隙狭小，微晶方解石充填孔隙后会进一步加剧孔喉窄化，孔隙连通性持续变差；“甜点”层压实改造较弱，原生粒间孔发育、孔隙连通基础较好，微晶方解石充填对孔喉结构的负面影响有限（图5b）。加之“甜点”层经历了显著的生烃溶蚀作用，早期密集发育的次生方解石易发生溶蚀改造[33]，进一步提升孔隙连通能力，降低毛管力。此外，当方解石矿物含量较高且呈连片分布时，可形成刚性颗粒支撑体系，内部孔隙连通性优良，毛管阻力整体偏低（图13）。

“甜点”层与封隔层吸附力自封闭的差异除受有机质丰度的影响外，主要受黏土矿物的影响，究其原因，主要与黏土矿物产状及孔隙发育情况有关。图14展示了“甜点”层与封隔层中黏土矿物含量分别与累积孔容、累积比表面积的相关关系。可以发现，封隔层的累积孔容和累积比表面积随黏土矿物含量的增加呈显著增加趋势，而“甜点”层的累积孔容和累积比表面积随黏土矿物的增加仅呈弱增加趋势，进一步佐证了封隔层的黏土晶间孔为重要的孔隙类型，而“甜点”层中黏土晶间孔所占比例较低。由于黏土矿物具有较高的比表面积和较强的单位比表面页岩油吸附力[29]，导致封隔层的黏土吸附力高于“甜点”层。



注：a为混合质页岩，颗粒支撑，中值压力为9.6 Mpa，“甜点”层；b为混合质页岩，黏土含量增多，颗粒支持减弱，中值压力为60.1 Mpa，封隔层；c为黏土质页岩，黏土矿物连续连片式分布，中值压力为87.7 Mpa，封隔层。

图12　苏北盆地阜二段页岩不同矿物含量下接触关系

Fig. 12　Contact relationships under different mineral contents of shale in the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

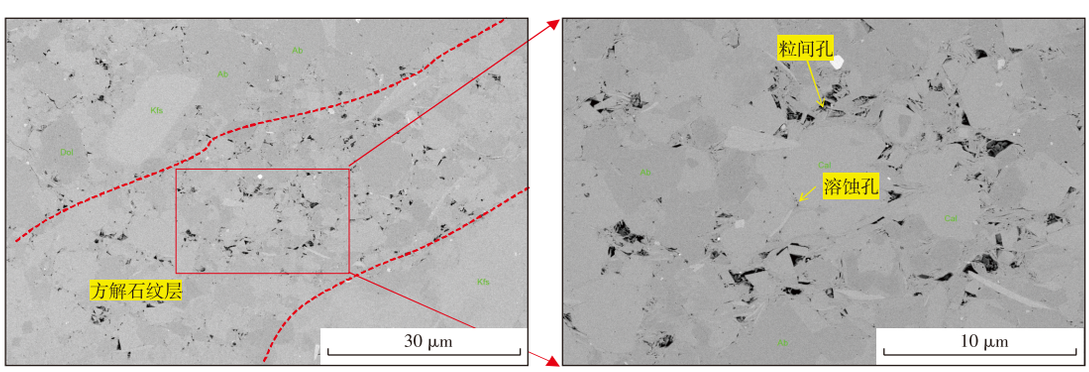


图13　苏北盆地阜二段页岩方解石纹层孔隙类型特征

Fig. 13　Pore type characteristics of calcite laminae in shale of the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

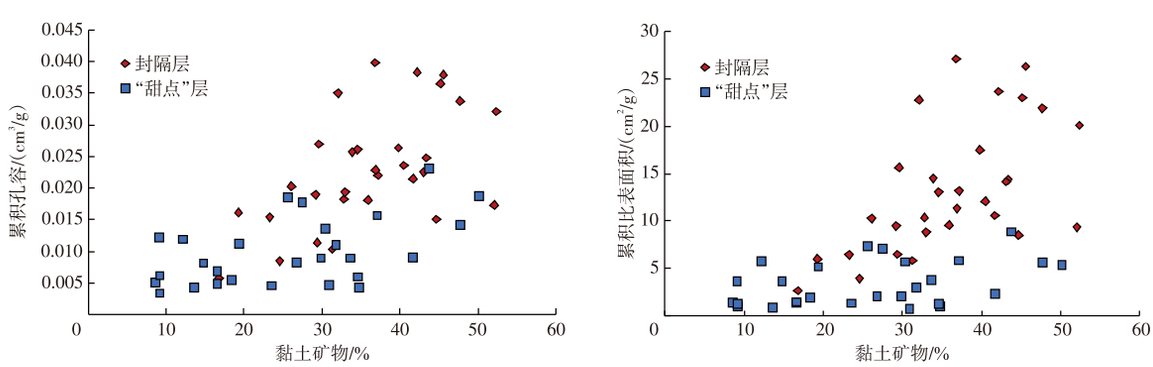


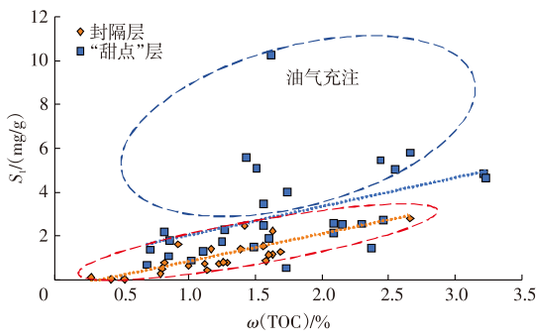
图14　苏北盆地阜二段页岩黏土与累积孔隙、累积比表面积的相关性分析

Fig. 14　Correlation analysis between clay minerals and cumulative pore volume, specific surface area of shale in the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

4.2　页岩自封闭对含油性的影响

“甜点”层与封隔层在毛管力封闭和吸附力封闭上的差异，直接导致二者的含油性特征呈现明显分异。由图15可见，“甜点”层与封隔层均具备生油潜力，部分“甜点”层样品的生油能力与封隔层相近；核心差异在于，多

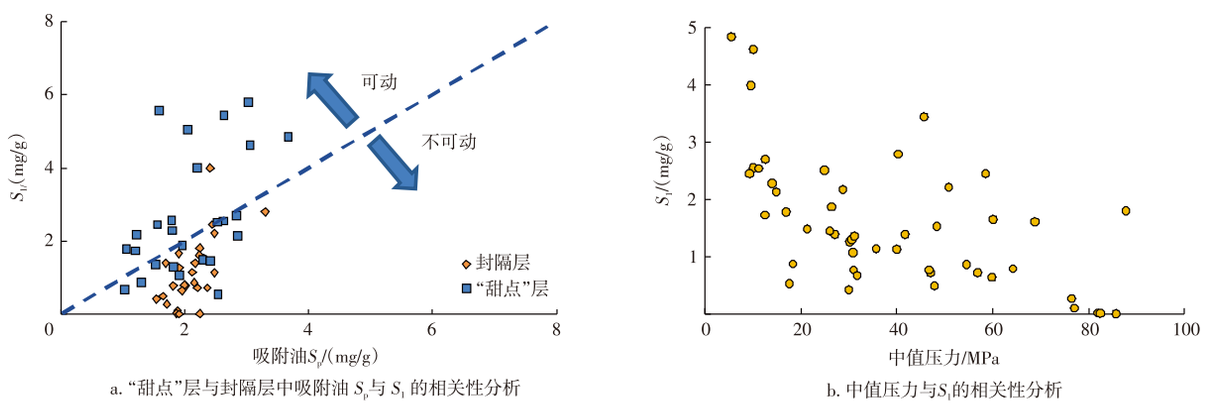
数“甜点”层的游离烃含量(S_1)显著高于封隔层,这一现象主要源于“甜点”层毛管力较小,更易接受外来油气充注,进而使得其游离烃占比明显高于封隔层。游离烃(S_1)包含可动烃和吸附烃两部分,当S_1含量超出吸附烃含量时,超出部分为即为可动烃含量。图9阐明了TOC含量及各类矿物组分对吸附油量的控制规律。有机质与黏土矿物是吸附油的主要载体,吸附烃量随TOC含量、黏土矿物含量升高而增大。为厘清“甜点”层与封隔层页岩油赋存差异规律,本次研究开展了吸附烃(S_p)与游离烃(S_1)的相关性分析(图16a),结果显示,封隔层内页岩油大多以吸附态附着于有机质与矿物颗粒表面,页岩油可动性偏弱;“甜点”层整体游离烃含量更高,除少量样品外,可动油比例普遍高于封隔层,具有较好的可动性。毛管力封闭影响页岩油富集,结合中值压力与S_1的相关性分析能够发现(图16b),随着中值压力的增加,S_1含量逐渐降低,证实毛管力封闭会阻滞页岩油的运移与充注过程,从而限制页岩油富集。



注:ω(TOC)为总有机碳含量。

图15　苏北盆地阜二段页岩“甜点”层与封隔层含油性特征

Fig. 15　Oil-bearing characteristics of “sweet spots” layers and sealing layers in shale of the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

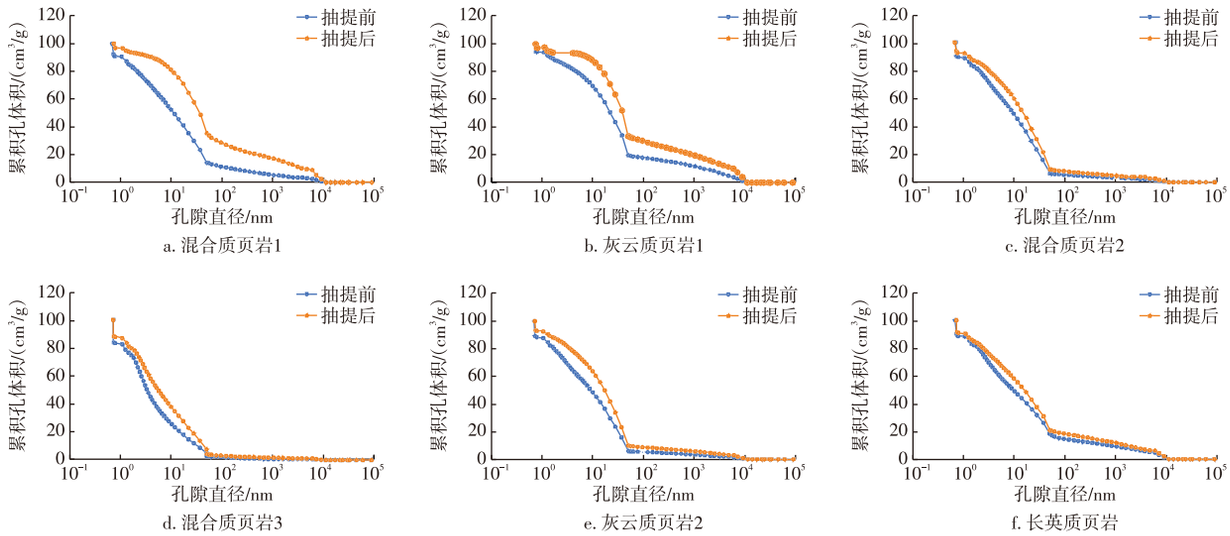


a. “甜点”层与封隔层中吸附油S_p与S_1的相关性分析　　b. 中值压力与S_1的相关性分析

图16　吸附力和毛管力封闭对苏北盆地阜二段页岩含油性的影响

Fig. 16　Effects of Adsorption Force and Capillary Force Sealing on Oil-Bearing Property of Shale in the Second Member of Funing Formation, Subei Basin

页岩油主要赋存于页岩微观孔隙体系内部,对比洗油前后盖层微孔测试数据,能够直观、定量地表征页岩油的真实赋存孔隙空间[4]。本次实验将同一页岩样品均分为两份,一份不经洗油直接开展盖层微孔测试,另一份完成洗油处理后再进行盖层微孔测定。基于两组实验数据差值解析含油孔隙的分布规律,实验选用CH_2Cl_2对苏北盆地阜二段页岩样品持续洗油15 d,确保洗油效果更充分,以此提高页岩油赋存空间表征结果的准确度。由各样品洗油前后孔径分布对比结果(图17)可见,受吸附力与毛管力的差异化调控,“甜点”层与封隔层内页岩油的赋存孔隙空间存在明显分异。“甜点”层孔喉毛管阻力偏小、孔隙连通性较好,页岩油呈现全孔径赋存特征(图17a、17b、17c、17e、17f);封隔层孔喉结构复杂,连通性差,毛管封堵效应更为突出,页岩油仅局限富集于2~50 nm孔喉区间,无法完成全孔径范围的大规模油气充注(图17d)。与此同时,矿物组分不同的页岩样品洗油效果差异明显,究其原因是矿物组成会通过改变吸附强度与毛管阻力,间接约束页岩油赋存空间。方解石含量较高的混合质页岩(图17a)与灰云质页岩(图17b)洗油效果显著,而方解石含量约10%的页岩样品(图17c、17e、17f)整体洗油效果偏弱,即使白云石、石英等刚性矿物含量超过50%,孔隙骨架支撑条件较好,仍未改善洗油效率。该结果进一步印证了前文关于方解石对毛管封闭效应的控制规律:当方解石含量处于10%左右时,更易加剧孔喉非均质性,形成显著的孔喉封堵效应。封隔层矿物组分统计结果显示,其黏土矿物含量可达47.7%,显著高于“甜点”层,高丰度黏土矿物能够同步增强吸附力封闭与毛管力封闭双重效应,使页岩油赋存空间更为局限。



注：混合质页岩1中值压力为26 MPa，黏土含量为33.7%，长英质含量为33.8%，方解石含量为28.2%，白云石含量为1.6%；灰云质页岩1中值压力为13 MPa，黏土含量为16.6%，长英质含量为22.5%，方解石含量为47%，白云石含量为8.5%；混合质页岩2中值压力为31.2 MPa，黏土含量为19.4%，长英质含量为32.5%，方解石含量为13.1%，白云石含量为16.3%；混合质页岩3中值压力为87.7 MPa，黏土含量为47.7%，长英质含量为25.3%，方解石含量为5.2%，白云石含量为21.8%；灰云质页岩2中值压力为31.7 MPa，黏土含量为12.2%，长英质含量为27.8%，方解石含量为9.6%，白云石含量为50.4%；长英质页岩中值压力为30.9 MPa，黏土含量为24.6%，长英质含量为53.4%，方解石含量为10.1%，白云石含量为2.3%。

图17　苏北盆地阜二段页岩“甜点”层与封隔层页岩油赋存孔隙特征

Fig. 17　Pore characteristics for shale oil occurrence in “sweet spots” layers and sealing beds of shale, Second Member of Funing Formation, Subei Basin

5　结论

1）苏北盆地古新统阜二段地层整体发育块状、层状、纹层状三种构造，页岩以混合质页岩为主体，局部发育黏土质、碳酸盐质和长英质页岩。储层广泛发育黏土晶间孔、碎屑粒间孔、碳酸盐溶蚀孔等多元孔隙类型。“甜点”层与封隔层孔隙结构差异显著，封隔层以2～20 nm墨水瓶型微孔—介孔为主，孔喉迂曲，连通性差；“甜点”层优势孔径为20～80 nm，多为开放型孔隙，孔喉通畅，储集条件更优。

2）阜二段页岩自封闭能力受毛管力主导、吸附力辅助的双重机制控制。封隔层刚性碎屑含量低，经强压实与微晶方解石充填作用后孔喉急剧收缩，毛管力自封闭效应突出；连片状黏土晶间孔增强烃类吸附能力，进一步提升吸附力自封闭作用。“甜点”层刚性碎屑可支撑孔隙、抵抗压实作用，发育大孔径孔喉，毛管阻力小；黏土矿物呈分散状分布，烃吸附量低，整体自封闭能力弱。

3）自封闭能力控制阜二段页岩油差异富集。“甜点”层自封闭能力弱，易接受油气充注，呈全孔径含油特征，游离烃富集、页岩油可动性强；封隔层受毛管力与吸附力双重封闭，油气多以吸附态滞留于直径小于50 nm的窄小孔喉，可动性差。封隔层依靠毛管力与吸附力抑制层内流体流动，并阻挡“甜点”层油气跨层运移，协同构建内源自封闭体系。

参 考 文 献

[1] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 437-452.
Jia Chengzao, Pang Xiongqi, Song Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: hydrocarbon self-containment and intermolecular forces[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 437-452.

[2] 宋岩, 万成祥. 四川盆地龙马溪组页岩气自封闭机理及差异[J]. 石油学报, 2025, 46 (9): 1677-1687.
Song Yan, Wan Chengxiang. Mechanisms and differences of self-sealing in shale gas reservoirs of Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(9): 1677-1687.

[3] 贾承造, 姜林, 赵文. 全油气系统中的致密油气: 成藏机理、富集规律与资源前景[J]. 石油学报, 2025, 46(1): 1-16.
Jia Chengzao, Jiang Lin, Zhao Wen. Tight oil and gas in whole petroleum system: accumulation mechanism, enrichment regularity, and resource prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(1): 1-16.

[4] 孙中良, 王芙蓉, 韩元佳, 等. 潜江凹陷盐间页岩油储层孔隙结构分形表征与评价[J]. 地质科技通报, 2022, 41(4): 125-137.
Sun Zhongliang, Wang Furong, Han Yuanjia, et al. Characterization and evaluation of fractal dimension of intersalt shale oil reservoirs in Qianjiang Depression[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(4): 125-137.

[5] 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3) : 450-455.
Yang Feng, Ning Zhengfu, Kong Detao, et al. Pore structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 450-455.

[6] Hu Q H, Ewing R P, Dultz S. Low pore connectivity in natural rock

[J]. Journal of Contaminant Hydrology, 2012, 133: 76-83.

[7] 孙中良, 李志明, 申宝剑, 等. 核磁共振技术在页岩油气储层评价中的应用[J]. 石油实验地质, 2022, 44(5): 930-940.
Sun Zhongliang, Li Zhiming, Shen Baojian, et al. NMR technology in reservoir evaluation for shale oil and gas[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(5): 930-940.

[8] 郭旭升, 胡东风, 俞凌杰, 等. 页岩自封闭性与页岩气保存的微观机理研究[J]. 石油实验地质, 2023, 45(5): 821-831.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Yu Lingjie, et al. Study on the micro mechanism of shale self - sealing and shale gas preservation[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(5): 821-831.

[9] 万成祥. 海相页岩自封闭机理及控制因素[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
Wan Chengxiang. Self-sealing mechanism and controllingfactors of marine shale: A case study ofLongmaxi Formation in Sichuan Basin [D]. China University of Petroleum, 2023.

[10] Gorynski K E, Tobey M H, Enriquez D A, et al. Quantification and characterization of hydrocarbon-filled porosity in oil-rich shales using integrated thermal extraction, pyrolysis, and solvent extraction [J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(3): 723-744.

[11] 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.

[12] 刘启东, 李鹤永, 段宏亮, 等. 陆相湖盆不同岩相页岩储层特征及孔缝发育差异性机理: 以苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组二段为例[J]. 石油实验地质, 2026, 48 (1): 74-88.
Liu Qidong, Li Heyong, Duan Hongliang, et al. Reservoir characteristics and differential development mechanisms of pores and fractures in shales with different lithofacies of continental lacustrine basins: a case study of shale of the second member of Paleogene Funing Formation in Gaoyou Sag, Subei Bas[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2026, 48(1): 74-88.

[13] 孙雅雄, 梁兵, 邱旭明, 等. 苏北盆地高邮凹陷阜二段页岩天然裂缝发育特征及其对页岩油富集和保存的影响[J]. 地学前缘,2024, 31 (5): 61-74.
Sun Yaxiong, Liang Bing, Qiu Xuming, et al. Characteristics of natural fractures and its influence on shale oil enrichment and preservation in Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag, Subei Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(5): 61-74.

[14] 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.

[15] 段宏亮, 刘世丽, 付茜. 苏北盆地古近系阜宁组二段富有机质页岩特征与沉积环境[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 612-617.
Duan Hongliang, Liu Shili, Fu Qian. Characteristics and sedimentary environment of organic-rich shale in the second member of Paleogene Funing Formation, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 612-617.

[16] 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.

[17] 刘玉瑞. 苏北后生—同生断陷盆地油气成藏规律研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(6): 721-731.
Liu Yurui. Petroleum accumulation rules in hysterogenetic reconstructive-syngenetic rift basins, North Jiangsu Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(6): 721-731.

[18] 邱旭明, 刘玉瑞, 傅强. 苏北盆地上白垩统—第三系层序地层与沉积演化[M]. 北京: 地质出版社, 2006.
Qiu Xuming, Liu Yurui, Fu Qiang. Sequence stratigraphy and sedimentary evolution of Upper Cretaceous-Tertiary in Subei Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2006.

[19] 朱相羽, 段宏亮, 孙雅雄. 苏北盆地高邮凹陷古近系陆相页岩油勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2023, 44 (8): 1206-1221.
Zhu Xiangyu, Duan Hongliang, Sun Yaxiong. Breakthrough and significance of Paleogene continental shale oil exploration in Gaoyou sag, Subei Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(8): 1206-1221.

[20] 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.

[21] 黄振凯, 刘晓宇, 昝灵, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜二段页岩油储层元素地球化学特征差异性及其对页岩油富集的影响[J]. 天然气地球科学, 2026, 37(3): 542-557.
Huang Zhenkai, Liu Xiaoyu, Zan Ling, et al. The geochemical differences in the elements of typical shale oil reservoirs of the second member of Funing Formation in Qintong Sag of northern Jiangsu Basin and its effects on shale oil enrichment[J]. Natural Gas Geoscience, 2026, 37(3): 542-557.

[22] Eaton B A. The equation for geopressure prediction from well logs [C]//Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1975: SPE 5544-MS.

[23] 祁文莉, 吴惠梅, 楼一珊, 等. 基于声波测井的地层孔隙压力预测及应用[J]. 测井技术,2023, 47 (4): 415-420.
Qi Wenli, Wu Huimei, Lou Yishan, et al. Formation pore pressure prediction and application based on aacoustic logging[J]. Well Logging Technology, 2023, 47(4): 415-420.

[24] 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.

[25] Sun Z L, Li Z M, He C C, et al. Characteristics of connected pores and evaluation of shale oil mobility in the Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jianghan Basin, China[J]. Journal of Earth Science, 2025, 36(4): 1591-1604.

[26] Watts N L. Theoretical aspects of cap-rock and fault seals for single- and two-phase hydrocarbon columns[J]. Marine and Petroleum Geology, 1987, 4(4): 274-307.

[27] Deming D, Cranganu C, Lee Y. Self-sealing in sedimentary basins [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2002, 107(B12): 2-9.

[28] 降文萍, 崔永君, 张群, 等. 不同变质程度煤表面与甲烷相互作用的量子化学研究[J]. 煤炭学报, 2007, 32(3): 292-295.
Jiang Wenping, Cui Yongjun, Zhang Qun, et al. The quantum chemical study on different rank coals surface interacting with methane[J]. Journal of China Coal Society, 2007, 32(3): 292-295.

[29] Acevedo S, Ranaudo M A, Escobar G, et al. Adsorption of asphaltenes and resins on organic and inorganic substrates and their correlation with precipitation problems in production well tubing[J]. Fuel, 1995, 74(4): 595-598.

[30] Li Z, Zou Y R, Xu X Y, et al. Adsorption of mudstone source rock for shale oil-Experiments, model and a case study[J]. Organic Geochemistry, 2016, 92: 55-62.

[31] Balabin R M, Syunyaev R Z. Petroleum resins adsorption onto quartz sand: near infrared (NIR) spectroscopy study[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2008, 318(2): 167-174.

[32] 柳波, 田善思, 董振涛, 等. 页岩油赋存状态及其定量表征方法在泥纹型页岩油评价中的应用[J]. 中国科学: 地球科学, 2026, 56(5): 1878-1894.
Liu Bo, Tian Sitian, Dong Zhentao, et al. Shale oil occurrence states and quantitative characterization: theories and application to claylaminated shale oil evaluation[J]. Scientia Sinica (Terrae), 2026, 56(5): 1878-1894.

[33] 孙中良, 李志明, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩源-储协同演化机理[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 2012-2025.
Sun Zhongliang, Li Zhiming, He Wenjun, et al. Mechanisms behind source rock-reservoir coevolution of shales in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46 (6): 2012-2025.