

渤海湾盆地东营凹陷陆相页岩油滞留烃特征与成藏动力学机制

火勋港¹, 陈君青¹, 陈冬霞¹, 张关龙², 安天下², 杨晓斌¹, 冉均¹

[1. 中国石油大学(北京), 北京 102249; 2. 中国石化 胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 102206]

摘要: 陆相页岩油甜点的精准预测是实现效益勘探开发的核心, 而明确页岩有效滞留烃的分布边界与成藏机制是关键前提。以渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组三段下亚段(E_s^{3L})和四段上亚段(E_s^{4U})页岩为研究对象, 系统阐明了有效滞留烃的概念及其边界判断方法, 揭示了其主控因素, 分析了成藏动力学机制, 并建立了边界的动力平衡模型。研究结果表明: 沉积环境控制的生、排烃差异导致2套层系有效滞留烃边界不同, 以含油饱和度指数(OSI)100 mg/g为判别指标, E_s^{3L} 与 E_s^{4U} 有效滞留烃的边界分别为埋深3 000 ~ 4 000 m ($R_o = 0.48\% \sim 0.85\%$)和2 500 ~ 4 500 m ($R_o = 0.38\% \sim 1.32\%$)。有效滞留烃富集受岩相、总有机碳含量(TOC)、镜质体反射率(R_o)和地层压力协同控制。对于富有机质纹层状、层状页岩, TOC大于2%、 R_o 处于生油窗及压力系数大于1.2的区域为有利区。页岩油成藏是分子作用力主导的非浮力成藏过程。分子膨胀产生的驱动力, 与纳米孔隙的毛细管力、界面吸附力等形成的复合阻力之间达到动态平衡, 形成“表面吸附、大孔储集、小孔阻运”的页岩油滞留富集模式, 控制着有效滞留烃分布边界。研究深化了陆相页岩油源内滞留富集规律的理论认识, 为东营凹陷及类似陆相盆地的页岩油甜点定量预测提供了地质依据。

关键词: 非常规油气; 成藏机制; 成藏动力; 有效滞留烃边界; 页岩油; 渤海湾盆地; 东营凹陷

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Characteristics of retained hydrocarbons and dynamic mechanisms of continental shale oil accumulation in the Dongying Sag

HUO Xungang¹, CHEN Junqing¹, CHEN Dongxia¹, ZHANG Guanlong², AN Tianxia², YANG Xiaobin¹, RAN Jun¹

[1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying, Shandong 102206, China]

Abstract: Accurate prediction of continental shale oil “sweet spots” is essential for achieving economically viable exploration and development, for which clarifying the distribution boundaries and accumulation mechanisms of effective retained hydrocarbons in shale is a critical prerequisite. The shales of the lower sub-member of the 3rd member of the Paleogene Shahejie Formation (E_s^{3L}) and the upper sub-member of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation (E_s^{4U}) in the Dongying Sag were investigated to elucidate the concept of effective retained hydrocarbons and the criteria for identifying their boundaries, determine the main controlling factors, analyze the dynamic mechanisms of hydrocarbon accumulation, and establish a dynamic equilibrium model for these boundaries. As indicated by the research results, sedimentary environment-controlled differences in hydrocarbon generation and expulsion result in different boundaries of effective retained hydrocarbons in the two stratigraphic intervals. With an oil saturation index (OSI) of 100 mg/g as the criterion, the effective retained hydrocarbon boundaries of E_s^{3L} and E_s^{4U} occur at depths of 3 000 ~ 4 000 m (thermal maturity, $R_o = 0.48\% \sim 0.85\%$) and 2 500 ~ 4 500 m ($R_o = 0.38\% \sim 1.32\%$), respectively. The enrichment of effective retained hydrocarbons is jointly controlled by lithofacies, total organic carbon (TOC) content, vitrinite reflectance (R_o), and formation pressure. Areas characterized by organic-rich laminated shale, TOC content > 2%, R_o within the oil window, and a pressure coefficient > 1.2, are favorable for enrichment. Shale oil accumulation is a non-

收稿日期: 2026-03-26; 修回日期: 2026-07-23。

第一作者简介: 火勋港(1997—), 男, 博士研究生, 油气藏多物理场耦合理论与技术、非常规油气成藏机理。E-mail: hxgcup2023@163.com。

通信作者简介: 陈君青(1987—), 女, 博士、副教授、博士研究生导师, 油气藏形成机理与分布规律。E-mail: cjq7745@163.com。

基金项目: 新型油气勘探开发国家科技重大专项(2024ZD1400100)。

buoyancy-driven process dominated by molecular forces. The driving force derived from molecular expansion achieves a dynamic equilibrium with the combined resistance exerted by capillary forces in nano-scale pore throats, interfacial adsorption forces, and other factors, thereby establishing a retention and enrichment model for shale oil characterized by surface adsorption, storage in macropores, and hindered migration in micropores. This model ultimately constrains the distribution boundary of effective retained hydrocarbons. This study improves the theoretical understanding of the intra-source retention and enrichment of continental shale oil and provides a geological basis for the quantitative prediction of shale oil “sweet spots” in the Dongying Sag and analogous continental basins.

Key words: unconventional oil and gas, hydrocarbon accumulation mechanism, hydrocarbon accumulation dynamics, retained hydrocarbon boundary, shale oil, Bohai Bay Basin, Dongying Sag

引用格式:火勋港,陈君青,陈冬霞,等. 渤海湾盆地东营凹陷陆相页岩油滞留烃特征与成藏动力学机制[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(5): 1622–1636. DOI: 10. 11743/ogg20260513.

HUO Xungang, CHEN Junqing, CHEN Dongxia, et al. Characteristics of retained hydrocarbons and dynamic mechanisms of continental shale oil accumulation in the Dongying Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(5): 1622–1636. DOI: 10. 11743/ogg20260513.

全球能源结构转型与中国油气增储上产的双重需求,驱动着中国油气勘探从常规油气向非常规油气战略性转变。页岩油作为非常规油气资源的重要组成部分,其“源内滞留、原位富集”的成藏模式,对现有勘探理论和技术提出了全新挑战^[1-3]。中国陆相湖盆页岩油资源潜力巨大,已成为油气增储上产的重要接替领域^[4-5]。然而,陆相页岩层系与海相页岩相比,普遍具有多样的沉积环境、强烈的非均质性和复杂的成藏过程,甜点预测难度极大,是目前制约其效益勘探开发的核心瓶颈^[6-8]。

渤海湾盆地东营凹陷是中国东部陆相页岩油勘探的先导示范区,其古近系沙河街组三段下亚段(E_s^{3L})和四段上亚段(E_s^{4U})页岩层系多口钻井获得工业油流,展现出良好的勘探前景^[9-12]。前人对该区页岩油的研究在烃源岩评价、储层孔隙空间表征、主控因素分析、含油性分析和成藏机制等方面取得了丰硕成果^[13-16]。在烃源岩评价方面,前人研究发现古生产力、盐度和水深控制着有机质的发育,东营凹陷页岩层段的生烃能力存在差异^[17-18]。在储层特征方面,前人明确了富有机质纹层状页岩为最优岩相,页岩油主要赋存于纳米级孔隙中,微观孔隙以粒间孔、粒内孔、晶间孔和微裂缝为主,有机质丰度和沉积构造对页岩储层具有明显的控制作用^[19-23]。在控制因素方面,前人探讨了生烃条件、岩相组合和流动能力对富集高产的影响,并建立了甜点分类分级评价标准^[24-25]。在含油性方面,前人剖析了不同岩相的含油性,建立了多种评价页岩中滞留烃的方法,探讨了页岩油含量的影响因素^[8, 20, 23, 26]。这些研究成果为认识东营凹陷页岩油奠定了基础。然而,现有研究多聚焦于含油性的静态描述,针对具有经济可采价值的“有效滞留烃”,尚未明确其动态内涵,且

缺乏从“无效滞留”向“有效富集”转化边界的统一定量判别标准。同时,目前研究尚未建立多因素耦合控制下有效滞留烃边界形态与空间位置的定量模型,亦未系统阐明成藏过程中生烃增压、毛细管力、吸附力等多动力的耦合作用机制,以及有效滞留烃边界形成的微观动力平衡条件。这些科学问题的解答,是实现页岩油甜点预测从定性描述迈向定量评价的关键。

本文以渤海湾盆地东营凹陷 E_s^{3L} 和 E_s^{4U} 页岩为研究对象,针对局限动力场中页岩滞留烃的分布特征、主控因素和成藏动力机制展开研究。在系统梳理区域地质背景基础上,明确滞留烃的概念内涵,建立多参数定量判别标准;揭示控制滞留烃分布的关键地质因素及其耦合关系;阐明页岩油成藏的动力学机制与关键动力转换边界,建立滞留烃边界的动力平衡模型。本研究旨在深化陆相页岩油富集规律的理论认识,为东营凹陷及类似的页岩油区的勘探决策提供理论支撑。

1 地质背景

东营凹陷位于渤海湾盆地济阳坳陷东南部,是一个典型的油气资源极其丰富的非对称箕状断陷盆地^[27-28]。凹陷北部为陈家庄凸起,南部为鲁西隆起和广饶凸起,东临青坨子凸起,西靠滨县凸起和青城凸起(图 1a),其构造演化主要受郯庐断裂带的右旋张扭作用控制。自新生代以来,东营凹陷经历了古近纪的强烈断陷阶段和新近纪的拗陷沉降阶段,形成了“北陡南缓、北断南超”的构造格局^[29](图 1b)。凹陷内构造带性明显,可进一步划分为北部陡坡带、中央隆起带、南部缓坡带以及利津、牛庄、博兴和民丰多个次级注陷(图 1a)。这些次级注陷,特别是利津和牛庄注

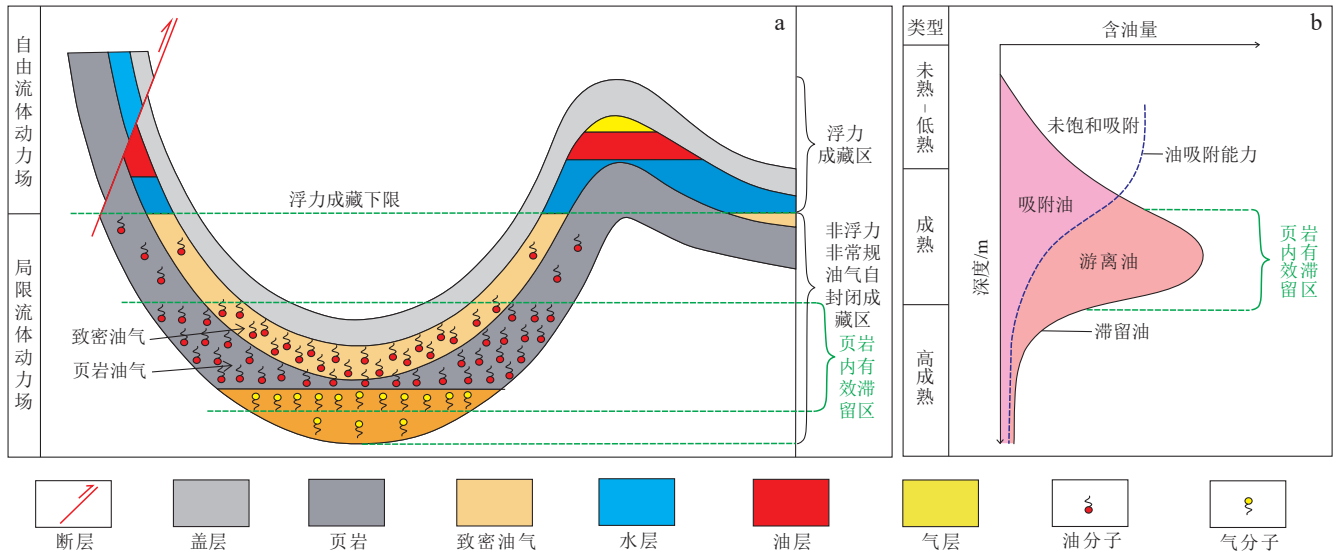


图2 含油气盆地不同类型油气资源临界条件(a)及页岩中滞留油、吸附油与游离油演化(b)示意图

Fig. 2 Schematic diagrams of critical conditions for different types of hydrocarbon resources in petroliferous basins (a), and the evolution of retained, adsorbed, and free oil in shale (b)

①页岩纳米级孔喉结构产生了显著的毛细管阻力,极大地束缚了流体的流动;②有机质和黏土矿物颗粒表面对烃类分子具有强烈的吸附作用^[35-36]。这些作用共同导致油气大部分被“禁锢”在烃源岩层内,形成内部滞留烃。页岩油的勘探潜力取决于有效滞留烃的富集规模,即兼具可动性与可采性的烃类储量。有效滞留烃的形成与富集是一个受多重地质条件约束的动态过程。首先,页岩内部有机质只有达到特定成熟度才能生成足量的液态烃;其次,生成的液态烃在微观尺度上并非静止,而是会在生烃增压、浓度梯度等驱动下发生短距离的“微运移”,从而在有利岩相的孔隙结构中局部富集^[37]。同时,赋存状态直接决定了其可动性,页岩油以游离态、吸附态、溶解态和溶胀态等多种赋存状态存在,其中游离态烃是当前技术条件下最易被开采的部分,而吸附态烃则需克服更大的解吸能量^[14,38-39]。随着热演化程度的升高,页岩内游离油与吸附油的比例会发生规律性变化,通常存在一个游离油含量的最优区间(图2b)。因此,页岩油勘探的核心地质目标是寻找游离态滞留烃富集的甜点段。有效滞留烃特指那些在页岩层系经历生烃、滞留与微运移后,在现今条件下仍以游离态为主、丰度高且流动性较好,能够达到工业性甜点评价标准的烃类。只有在经历生、排烃过程后在多种作用力下仍滞留在页岩储层中,且可动烃量达到甜点评价标准的烃类才是有效滞留烃。

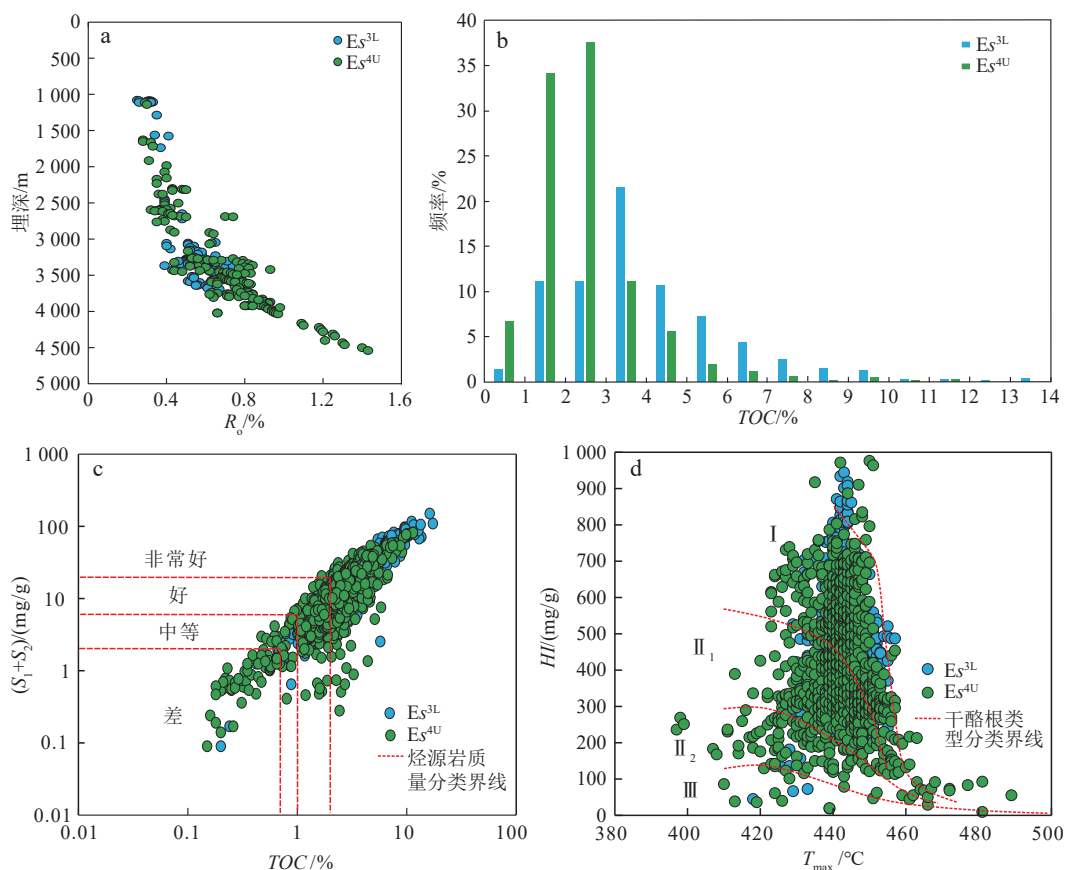
2.2 页岩地球化学特征

东营凹陷 E_s^{3L} 与 E_s^{4U} 烃源岩地球化学特征的显著

差异导致了两者有效滞留烃空间分布的不同。东营凹陷页岩烃源岩热演化程度(镜质体反射率 R_o) 总体介于 0.20% ~ 1.43%, 主要处于热成熟生油阶段(图3a)。 E_s^{3L} 的 R_o 通常处于 0.25% ~ 0.80%, 埋深 2 800 m 左右进入成熟阶段。总体上有有机质达到成熟阶段, 是液态烃生成与排出的主峰期, 也是页岩油滞留富集的关键阶段。 E_s^{4U} 的埋深普遍更深, 其热演化程度也相对较高, R_o 范围为 0.28% ~ 1.43%, 深部已进入高成熟阶段, 但大部分区域仍保持良好的液态烃生成能力。高有机质丰度是页岩油富集的物质前提, E_s^{3L} 与 E_s^{4U} 的总有机碳含量(TOC)整体较高, 平均值约为 2.95%。 E_s^{3L} 的 TOC 在 0.20% ~ 17.32%, 平均值可达 3.66%; E_s^{4U} 的 TOC 在 0.15% ~ 11.40%, 平均值为 2.54% (图3b)。这两套层系 TOC 虽有差异, 但其烃源岩质量整体属于好-非常好, 且均广泛发育 TOC 大于 2% 的优质烃源岩(图3c)。有机质类型决定了烃源岩主要生成液态烃还是气态烃。东营凹陷页岩层系有机质类型较好, 整体以 I 型和 II₁ 型干酪根为主, 少量为 II₂ 型或 III 型干酪根, 以倾油型干酪根为主(图3b)。有机质生油潜力大, 是页岩能够富集大量液态滞留烃的根本原因。 E_s^{3L} 有机质以底栖藻类和浮游藻类无定形体为主, E_s^{4U} 则以浮游藻类无定形体贡献更为突出, 这两种有机质均属典型的湖相倾油型有机质。

2.3 页岩生、排烃能力与滞留烃形成

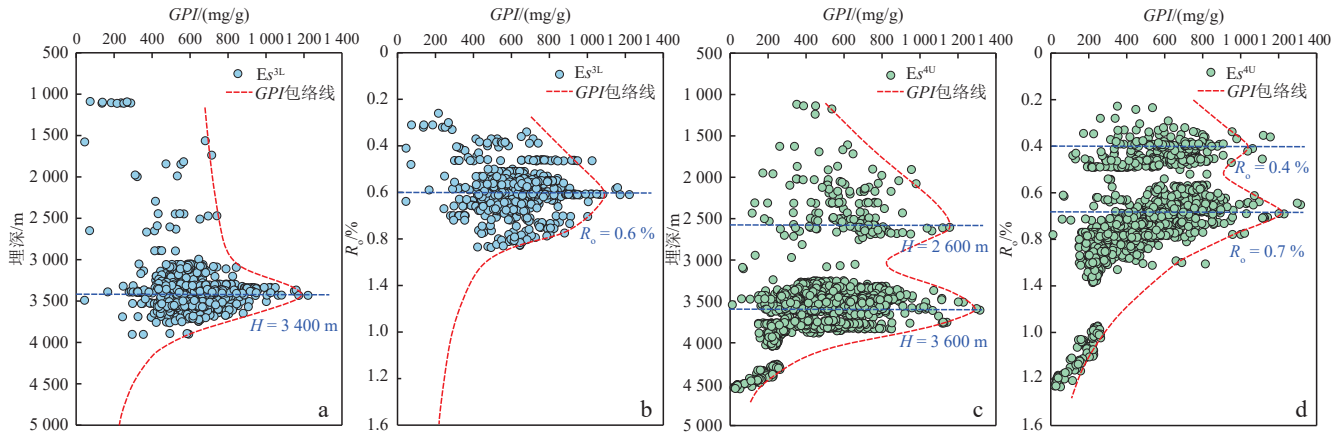
烃源岩生、排烃的强度、时期及过程直接决定了页岩油“源内滞留”的丰度和时空分布, 而沉积环境则是

图3 东营凹陷Es^{3L}和Es^{4U}页岩地球化学特征Fig. 3 Comparative Geochemistry of Es^{3L} and Es^{4U} Shales, Dongying Sag

a. R_o 随埋深变化关系;b. TOC频率分布直方图;c. 烃源岩质量判别图版;d. 有机质类型判别图版
(S_1 , 游离烃; S_2 , 裂解烃。)

控制烃源岩原始有机质组成与生、排烃潜力的根本因素。东营凹陷古近纪湖盆演化呈现从咸化—淡水的轮回特征,其中Es^{4U}沉积期为典型咸化—盐湖环境,Es^{3L}沉积期则为稳定的淡水深湖—半深湖环境。水体盐度的显著差异通过控制有机质的来源、生产力和保存条件,从根本上塑造了2套烃源岩的生烃潜力,进而导致其生排烃特征存在系统性差异,并主导着有效滞留烃的分布格局^[18]。咸化湖盆具有更高的古生产力,Es^{4U}咸化环境的古生产力是淡水环境的3~10倍,为高效生烃提供了雄厚的生烃母质基础^[18,40]。同时,咸化环境中有机质的化学结构与淡水环境存在本质差异:Es^{4U}有机质多以非共价键缔合结构为主,平均活化能较低;而Es^{3L}有机质则以共价键缔合为主,活化能较高。这种差异直接导致了2套烃源岩生、排烃行为的差异性。前人通过自然演化剖面 and 物质平衡法分析揭示,Es^{4U}烃源岩排烃周期长、排烃效率高,在低熟及成熟阶段均存在生烃高峰,具有“早生、早排”的先天优势和较长的生烃窗口^[41]。相比之下,Es^{3L}烃源岩排烃周期短、排烃效率较低,生烃高峰相对集中。

基于生烃潜力法建立的生烃潜力模型进一步揭示了两者的差异(图4)。Es^{3L}烃源岩的排烃门限较深,埋深约在3400 m($R_o \approx 0.6\%$),其生烃潜力指数[GPI, $GPI = (S_1 + S_2) \times 100 / TOC$, S_1 为游离烃, S_2 为裂解烃]在埋深3000 m开始显著增大,于埋深3000~4000 m达到高峰(图4a, b)。在排烃门限之上,烃源岩生成的烃类主要以吸附、溶解态滞留于源岩内部;在此门限之下,生烃速率逐渐超越烃源岩残留烃容纳能力,进而开启大规模排烃过程。而Es^{4U}烃源岩排烃门限大幅提前至埋深约2600 m($R_o \approx 0.4\%$),埋深在约3600 m进入主排烃期,生烃潜力指数呈双峰特征,排烃周期长(图4c, d)。这种由沉积环境和有机质性质差异导致的生、排烃行为差异性,从根本上控制了2套层系有效滞留烃的赋存状态与分布格局。Es^{4U}“早生、早排”的特性使其在较低热成熟度下即开始生成并滞留烃类,生烃增压启动早,烃类在广阔的演化窗口内持续生成并发生微运移,因而有效滞留烃在纵向上的分布范围更广、起始深度更浅。Es^{3L}页岩滞留烃的富集则更高度依赖主生油窗阶段的生烃作用,有效滞留烃的分布范围相对集中。

图4 东营凹陷Es^{3L}与Es^{4U}烃源岩生烃潜力特征Fig. 4 Hydrocarbon generation potential of Es^{3L} and Es^{4U} source rocks, Dongying Sag

a. Es^{3L}生烃潜力随埋深变化关系; b. Es^{3L}生烃潜力随 R_0 变化关系; c. Es^{4U}生烃潜力随埋深变化关系; d. Es^{4U}生烃潜力随 R_0 变化关系

2.4 页岩有效滞留烃边界判识

页岩中的滞留烃并非全部具有经济开采价值,识别具备工业流动能力的“有效滞留烃”是页岩油甜点预测的核心。有效滞留烃是烃类在页岩孔隙系统中,经生排烃、吸附-解吸等一系列作用达到动态平衡后,以可动游离态为主且丰度达标的富集体。含油饱和度指数(OSI , $OSI = S_i/TOC \times 100 \text{ mg/g}$)能有效避免有机质丰度的影响,直接反映单位有机碳上可动烃的富集程度,是国内外常用的判识指标。前人研究认为 $OSI = 100 \text{ mg/g}$ 是页岩产油能力的关键下限,当 OSI 超过此临界值时,目的层段获得工业油流的概率显著提高^[39,42]。因此, OSI 可作为识别页岩是否富含有效滞留烃(即可动烃)的关键指标。

本研究以 $OSI = 100 \text{ mg/g}$ 为核心指标,结合热解数据及成熟度窗口,系统判识了东营凹陷页岩油有效滞留烃边界。根据 OSI 随深度与成熟度的变化,Es^{3L}有效滞留烃

主要赋存于埋深3 000 ~ 4 000 m区间,对应 R_0 为0.48% ~ 0.85%,与其“晚生、晚排”模式高度吻合(图5a, b)。Es^{4U}有效滞留烃则赋存于埋深2 500 ~ 4 500 m的更广范围内($R_0 = 0.38\% \sim 1.32\%$),因其排烃门限浅,在较低成熟度下即开始生成并排出烃类,可动烃初始富集深度更浅(图5c, d)。在有效滞留烃边界之外,页岩层系虽可能含油,但浅层处于未熟-低熟带,烃类以吸附态为主, OSI 远低于100 mg/g;深层演化程度过高,液态烃大量裂解排出,滞留烃丰度低,通常不具备经济开采价值。

3 页岩有效滞留烃主控因素

3.1 页岩岩相

页岩岩相是矿物组成、沉积构造和有机质丰度的综合体现,从根本上决定了页岩储层的原生储集空间

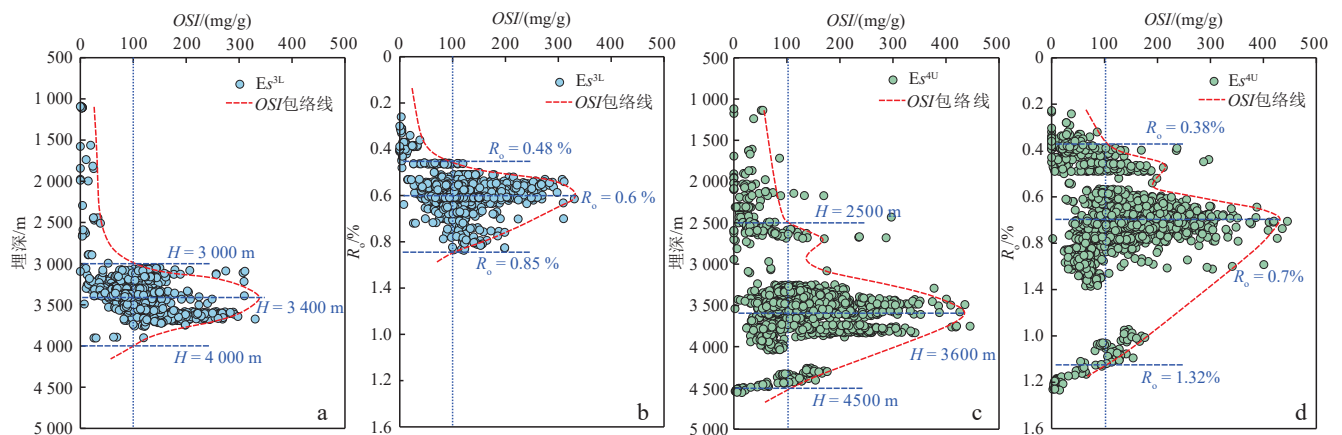


图5 东营凹陷页岩滞留烃边界综合判识图版

Fig. 5 Comprehensive chart for identifying retained hydrocarbon boundaries in the Dongying Sag shales

a. Es^{3L}页岩 OSI 随埋深变化关系; b. Es^{3L}页岩 OSI 随 R_0 变化关系; c. Es^{4U}页岩 OSI 随埋深变化关系; d. Es^{4U}页岩 OSI 随 R_0 变化关系

类型、孔隙结构特征以及力学性质,是控制有效滞留烃富集与可动性的核心地质因素。东营凹陷 E_s^{3L} 和 E_s^{4U} 页岩发育于复杂的陆相湖盆环境,岩相类型多样,非均质性强,页岩油甜点预测面临巨大挑战。前人研究将该区页岩划分为富有机质纹层状泥质灰岩相、富有机质纹层状灰质泥岩相、富有机质层状泥质灰岩相、富有机质层状灰质泥岩相、含有机质层状灰质泥岩相和含有机质块状泥岩相等岩相^[43]。

不同岩相储集性能和含油性的显著差异源于其独特的“沉积-成岩-储集”耦合机制。纹层状页岩的储集性最优,频繁互层的富有机质纹层与脆性矿物纹层在成岩过程中因差异压实与收缩,极易在层间发育大量纳米级有机质孔和无机层理缝,与粒间孔和溶蚀孔共同构成了连通的三维“孔隙-裂缝网络”。不仅提供了充足的储集空间,更极大地改善了流体的渗流能力。实验数据表明,在相同孔隙度条件下,纹层状页岩的渗透率显著高于层状页岩,块状页岩的渗透率最差^[16,27,44]。块状泥岩相虽然可能具有较高的黏土矿物含量,但其均质结构不利于微裂缝的发育,孔隙以孤立的小孔和微孔为主,连通性差,渗透率极低。岩相对含油性的控制体现在“生”与“储”两个层面。东营凹陷最有利的页岩岩相为富有机质纹层状页岩,可提供充足的油气来源和储集空间,含油性最好且游离油含量最高;层状页岩的储集性能次之,含油性可动性中等;含有机质块状泥岩相因有机质丰度低,孔隙结构差,通常含油性较差,难以形成工业产能^[12]。东营凹陷页岩油勘探中,富有机质纹层状页岩为最有利的甜点岩相,其空间展布的精准预测是提升勘探成功率的关键。

3.2 烃源岩 TOC 及 R_o

TOC 与 R_o 是控制页岩油有效滞留烃富集的核心物质基础参数,二者相互制约、协同作用,共同决定了页岩的生烃潜力、储集空间及烃类赋存状态。烃源岩有

机质既是生烃的有机母质,也是储集空间和吸附界面的载体,TOC 控制着有机质生烃能力和油气滞留量。 R_o 则从根本上控制着生烃进程、烃类组成及赋存状态的演化。

东营凹陷页岩层系 TOC 普遍较高,为页岩油形成奠定了优越物质条件。有机质在热演化过程中形成的有机质孔是页岩油重要储集空间^[45],同时有机质巨大的孔隙比表面积对烃类具有强吸附作用。随着 TOC 增加,生烃量增大,吸附能力同步增强,导致 OSI 随 TOC 呈现先增、后降的变化趋势(图 6a)。当 TOC 低于临界值时,页岩难以生成足量烃类实现有效富集;而当 TOC 过高时,生成的烃类可能被大量吸附束缚,反而降低可动烃比例。结合勘探实践,济阳坳陷页岩甜点评价的 TOC 界限确定为 2%^[46-47]。东营凹陷单井 OSI 大于 100 mg/g 的层段大部分位于 TOC 大于 2% 的区域(图 6b),表明 TOC 达到 2% 是形成有效滞留烃富集的物质基础门槛。

东营凹陷页岩 OSI 随 R_o 的变化呈现出明显的“三段式”特征(图 5b, d)。低成熟阶段,有机质尚未进入生烃高峰,生成的烃类以吸附态重质组分为主,OSI 普遍较低,即使 TOC 很高也难以形成有效滞留烃。中成熟阶段,有机质进入生油窗高峰,大量液态烃生成,干酪根转化释放出大量有机孔,同时生烃增压形成超压,OSI 迅速升高且游离油比例显著增加,是有效滞留烃富集的最有利窗口。高-过成熟阶段,液态烃开始裂解为湿气和干气,OSI 逐渐下降,液态烃滞留量减少,气态烃比例增加。值得注意的是,由于沉积环境和生烃动力学差异,2 套层系有效滞留烃对应的 R_o 范围存在显著差异: E_s^{3L} 有效滞留烃主要集中于生油窗中部 R_o 在 0.48% ~ 0.85% 区域;而 E_s^{4U} 因其咸化湖盆有机质活化能低、生烃窗口长,有效滞留烃对应的 R_o 范围更宽,在 0.38% ~ 1.32%,且在 $R_o = 0.38\%$ 时 OSI 即开始显著上升,体现了其“早生、早排”特性。由此

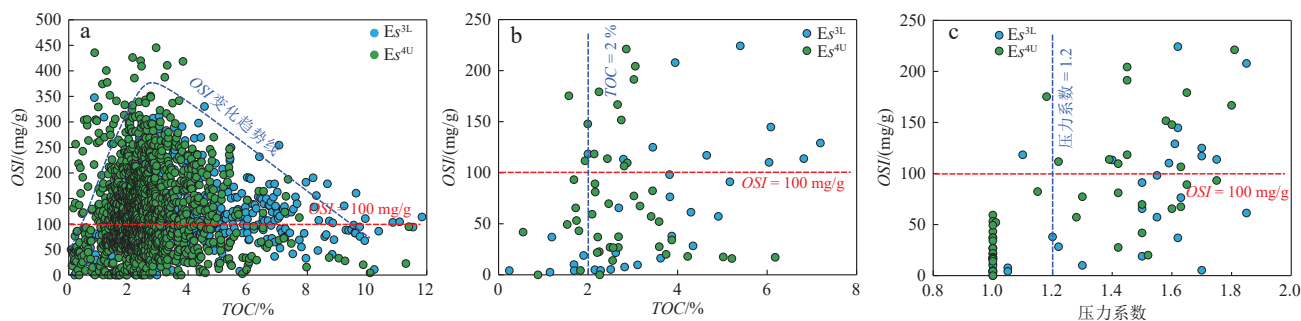


图6 东营凹陷页岩油 OSI 随影响因素变化特征

Fig. 6 OSI and influencing factors for shale oil in the Dongying Sag

a. 东营凹陷页岩层段 OSI 随 TOC 变化关系; b. 东营凹陷页岩单井 OSI 随 TOC 变化关系; c. 东营凹陷页岩单井 OSI 随压力系数变化关系

可见,成熟度决定着有效滞留烃出现、富集、消亡的时间,只有将其与 TOC 结合,才能准确预测页岩油的富集层段。

3.3 地层压力

页岩油气成藏机理的核心是油气自封闭作用,其动力是分子间作用力^[48]。而地层压力是驱动烃类在页岩纳米孔喉系统中运移、聚集的关键动力,也是决定有效滞留烃赋存状态与丰度的决定性因素。在相对封闭的源-储体系内,有机质热演化生烃伴随着体积膨胀,若地层流体无法及时排出,便会在源岩内部形成异常高压。这种自源超压既是系统封闭性良好的体现,也是烃类得以大量滞留的标志。

东营凹陷页岩体系普遍发育异常超压。纵向上,埋深达到 2 200 m 开始出现超压,2 800 m 左右异常压力增强,压力系数最高接近 2.0。平面上,发育利津、牛庄、博兴深洼区 3 个超压中心,其中利津洼陷超压强度最高,牛庄洼陷次之,博兴洼陷最弱。向盆地边缘,压力系数逐渐降低为过渡压或常压。东营凹陷页岩超压主要为生烃增压成因,其形成及演化与生排烃过程紧密耦合。超压段与滞留烃高峰段及因有机酸溶蚀等作用形成的次生孔隙发育带在垂向上高度重合,体现了超压对页岩油富集的控制作用。生烃作用产生超压,一方面抑制了孔隙的压实作用,维系了储集空间;另一方面驱动生成的烃类克服纳米孔喉系统中巨大的毛细管阻力进入次生孔隙和微裂缝等储集空间,从而实现

有效滞留与富集。因此,超压强度与滞留烃量呈正相关关系——异常压力发育的层段,其运移阻力越大,所滞留油气的量也越多。东营凹陷页岩 *OSI* 大于 100 mg/g 的单井大部分位于压力系数大于 1.2 的区域(图 6c)。只有当压力系数超过一定阈值时,才能形成具有工业价值的有效滞留烃富集。因此,压力系数大于 1.2 可作为识别页岩油有效成藏动力边界的关键指标,超压强度直接控制了页岩甜点的储集品质与产能潜力。

4 页岩有效滞留烃的分布特征

4.1 有效滞留烃边界平面及剖面展布

页岩有效滞留烃的富集是页岩岩相、 TOC 、 R_o 和地层压力等多因素协同控制的结果,综合这些主控因素可确定东营凹陷页岩滞留烃的分布边界。在东营凹陷,岩相边界为富有机质纹层状及层状页岩; TOC 边界为2%,低于此值生烃潜力不足,难以持续富集;压力系数边界为1.2,低于此值成藏动力不足,烃类难以有效充注。结合前文确定的2套层系深度边界(Es^{3L} 埋深为3 000~4 000 m, Es^{4U} 埋深为2 500~4 500 m),边界范围内单井 OSI 平均值整体大于100 mg/g。

平面上,有效滞留烃富集区主要分布在持续生烃中心(高 TOC)、优势岩相(纹层状、层状)发育区与高强度超压区三者空间叠合的部位(图7)。利津洼陷因其

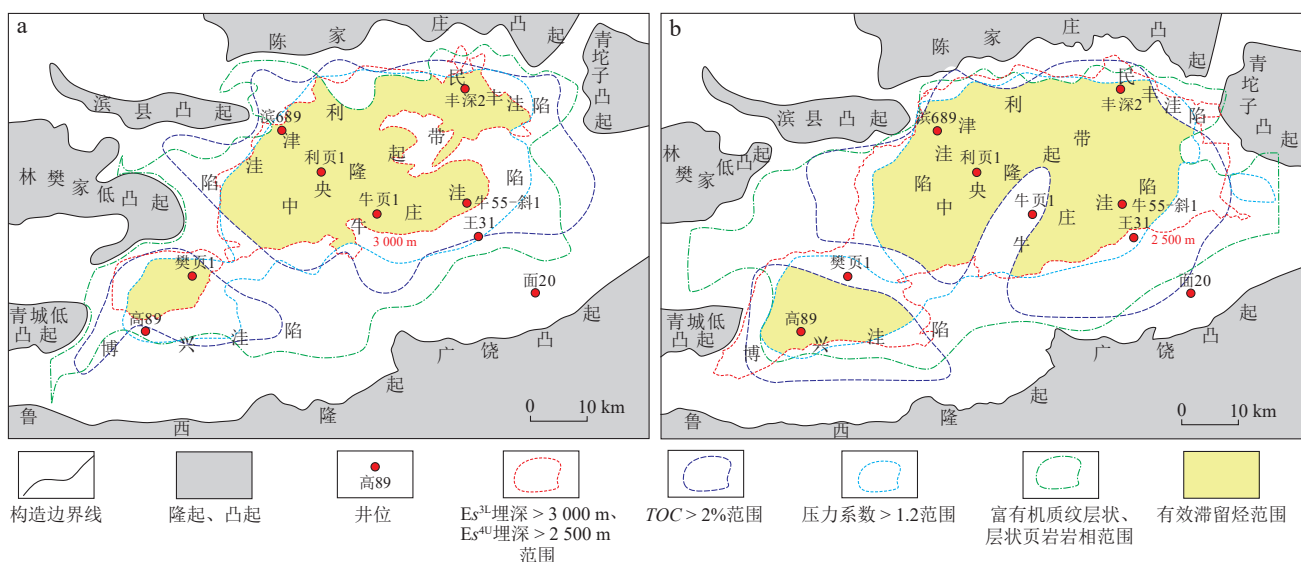


图7 东营凹陷页岩油有效滞留烃富集区综合预测平面图

Fig. 7 Comprehensive prediction maps of favorable zones for effective retained hydrocarbon enrichment in shale oil reservoirs of the

Dongying Sag

a. Es^{3L} 页岩; b. Es^{4U} 页岩

优越条件,成为东营凹陷页岩油最富集区带;从洼陷中心向盆地边缘,随任一主控因素变差,滞留烃有效性迅速降低。剖面上,凹陷中心整体位于有效滞留烃边界内,而凹陷边缘因埋深较浅、成熟度较低、岩相比较差,含油性较差(图8)。受生排烃特征差异控制, E_s^{4U} 页岩因“早生、早排、周期长”特点,其有效滞留烃分布范围普遍广于 E_s^{3L} 。

4.2 有效滞留烃边界单井验证

为验证页岩有效滞留烃边界及其主控因素的实用性,选取位于边界内外的典型钻井进行单井综合柱状图对比分析。通过系统对比牛55-斜1井(边界内)与王31井(边界外)的岩相、 TOC 、 R_o 和 OSI 等关键参数,进一步厘定了有效滞留烃边界的地质响应特征。

牛55-斜1井位于有效滞留烃边界之内(图9a)。该井 E_s^{3L} 和 E_s^{4U} 层段埋深介于3 330~3 700 m, R_o 普遍大于0.5%,已进入成熟生油阶段。 TOC 整体大于2%,具备良好的物质基础; OSI 在大部分层段超过100 mg/g,指示可动烃富集。岩相方面, E_s^{3L} 以层状页岩为主, E_s^{4U} 发育纹层状页岩,后者储集性能更优。尽管 E_s^{3L} 段 TOC 略高于 E_s^{4U} 段,但 E_s^{4U} 因埋深更大、成熟度更高、岩相更优,其 OSI 明显高于 E_s^{3L} 。此外,该井目的层段实测压力系数普遍大于1.2,强超压为烃类克服纳米孔隙毛细管阻力提供了充足动力。上述因素在纵向上高度叠合,共同控制了有效滞留烃的富集。相比之下,王31井位于有效滞留烃边界之外(图9b)。该井目的层段埋深在2 440~2 630 m, R_o 普遍低于0.5%,尚处于低成熟阶段。尽管 TOC 亦高于2%,但受限于热演化程度

不足,生成的烃类以吸附态和重质组分为主, OSI 普遍低于100 mg/g,未能形成有效滞留烃富集。同时,该井段压力系数较低,成藏动力不足,进一步制约了可动烃的聚集。综合2口井对比分析表明:①在有效滞留烃边界之上(埋深较浅、成熟度较低),即使 TOC 达标,也会因热演化和成藏动力不足, OSI 普遍低于100 mg/g,难以形成工业性富集;②边界之内(埋深适中、成熟度适宜),高 TOC 、优势岩相、适宜热演化程度与强超压在纵向上匹配, OSI 普遍超过100 mg/g,形成有效滞留烃富集段;③边界之下(埋深过大),虽热演化程度更高,但受 TOC 降低、岩相变差及孔隙结构劣化等因素影响,滞留烃有效性亦下降。

5 滞留烃成藏动力学机制

5.1 成藏动力类型

页岩油成藏动力系统与常规油气存在根本性区别,其核心特征是由宏观浮力驱动转变为微观分子作用力主导的非浮力过程^[49-50]。常规油气藏中,浮力是油气运聚成藏的主导动力,其作用远超储层毛细管阻力。然而,页岩储层以纳米级孔隙为主体,渗透率极低,宏观浮力与强大的毛细管力、吸附力等相比微不足道。因此,页岩油成藏的本质是分子尺度作用力控制下的原位滞留与聚集,宏观上表现为以异常地层压力为特征的局限动力场。

页岩油成藏是宏观压力驱动与微观分子动力协同作用的结果。动力源于生烃过程本身,有机质热降解

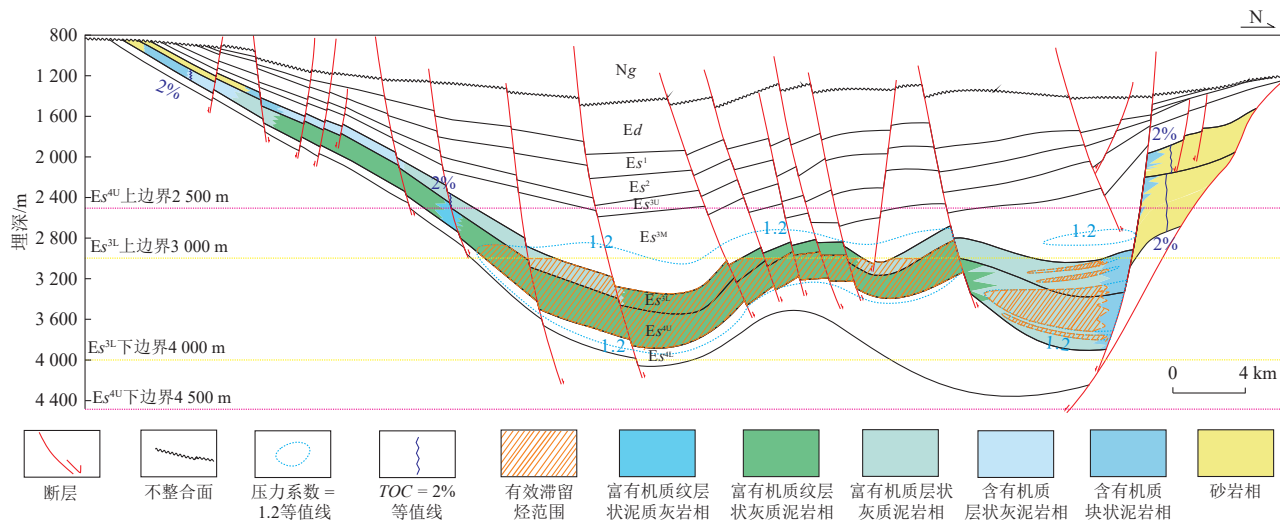


图8 东营凹陷页岩油有效滞留烃富集区综合预测剖面

Fig. 8 Comprehensive prediction section of favorable zones for effective retained hydrocarbon enrichment in shale oil reservoirs of the Dongying Sag

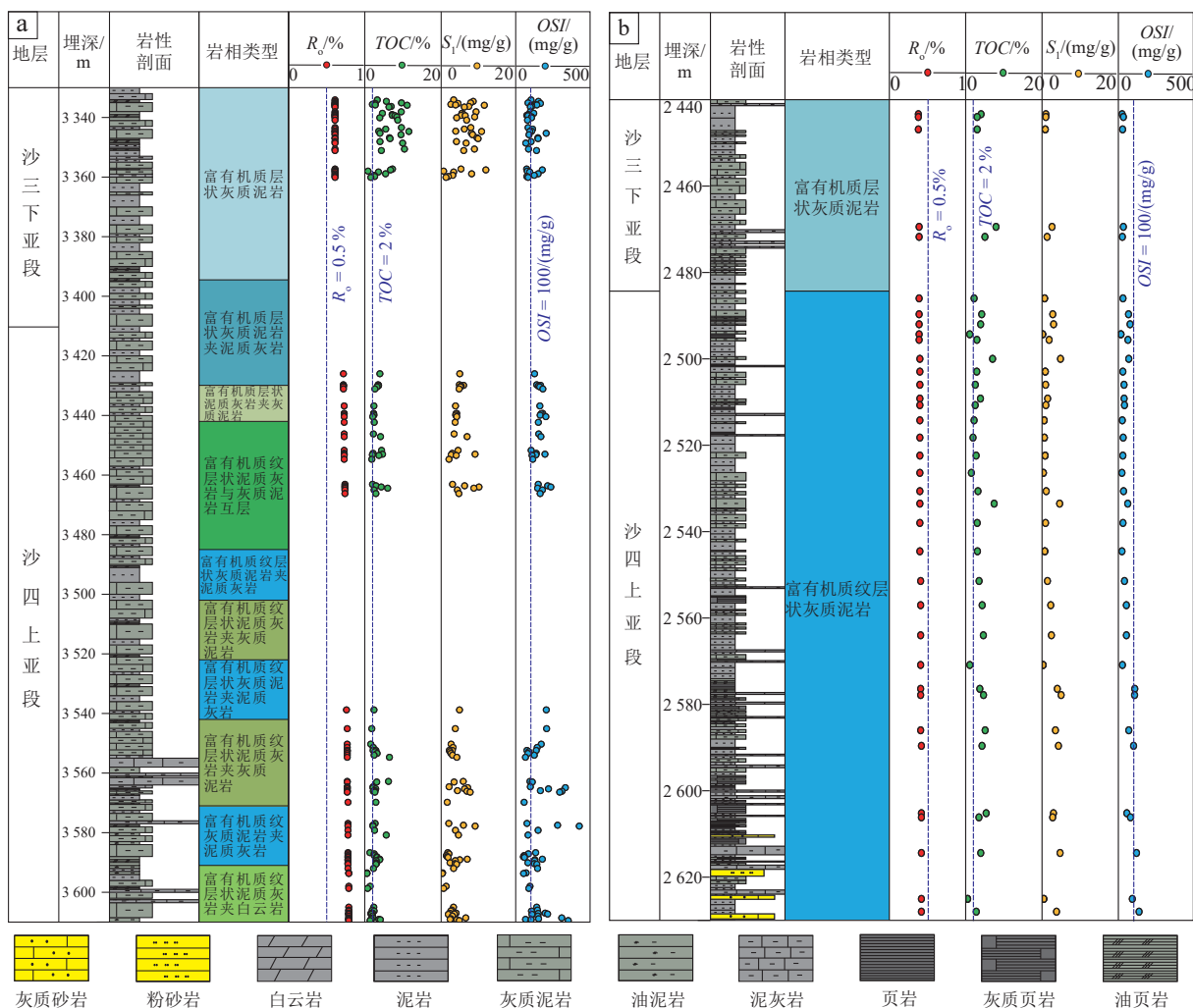


图9 东营凹陷牛55-斜1井(a)和王31井(b)单井页岩油有效滞留烃分布特征综合柱状图

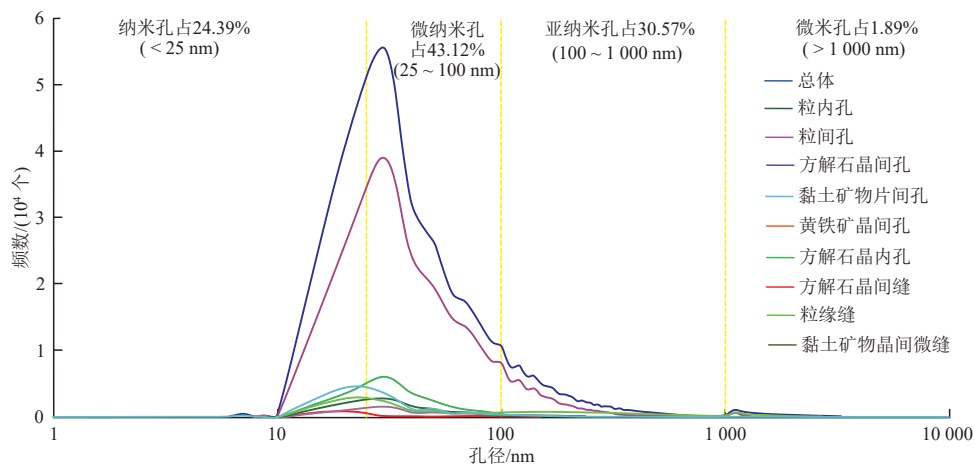
Fig. 9 Single-well columns of effective retained hydrocarbons in shale oil reservoirs of the Dongying Sag: well Niu 55-Xie 1 (a) and well Wang 31 (b)

产生的分子膨胀力是烃类初始排驱的起源,由此累积的生烃超压则是驱动烃类在源内发生短距离运移的关键宏观动力。成藏阻力主要包括束缚游离态油气的毛细管力和固定吸附态油气的分子吸附力,二者共同构成了页岩油自封闭成藏的核心机制^[1]。不同赋存状态的油气由不同的主导作用力控制。游离态烃类的成藏与封存主要受毛细管力控制,其可动性受孔径大小和润湿性影响;吸附态烃类则主要受分子吸附力束缚,赋存于更微小的孔隙中。在纳米级孔隙中,油、水两相界面张力与微小孔喉半径共同作用产生巨大的毛细管阻力,阻碍烃类自由流动,是导致烃类滞留的核心因素。分子吸附力主要指范德华力等分子间作用力^[48]。页岩孔隙壁面(尤其是富有机质或黏土矿物表面)对烃类分子具有强烈的吸附能力,吸附力的强度与分子的化学结构、矿物表面性质及温-压条件密切相关^[35]。生烃超压作为系统的驱动力,其大小决定了能否有效克服

特定储集空间的毛细管阻力门槛,从而定义了有效滞留烃的富集边界。在东营凹陷的勘探实践中,寻找有效滞留烃甜点,实质上是寻找生烃超压动力足够强(毛细管阻力较强,滞留烃类多)且优势储集空间发育的地质单元。

5.2 成藏动力转换边界

页岩油源内滞留成藏的本质,是油气在纳米孔喉系统中多种微观作用力竞争与主导机制转换的动态平衡过程。烃类成藏动力转换边界,即指在不同地质条件和孔隙尺度下,主导烃类运移、赋存状态的核心动力发生质变的临界条件。这种动力转换边界受控于储层的孔隙结构—不同的孔径尺度对应着不同的主导作用力与烃类赋存状态。东营凹陷页岩的孔隙结构以纳米级孔隙为主体,广泛发育粒间孔、晶间孔、粒内孔、有机孔及微裂缝等。结合页岩储层孔径分布曲线(图10),页岩孔

图10 东营凹陷页岩储层孔径分布特征^[27]Fig. 10 Pore-size distribution of shale reservoirs in the Dongying Sag^[27]

隙直径整体分布在 5.2 ~ 52 500.0 nm, 平均值为 154.2 nm; 其中, 纳米孔占 24.39%, 微纳米孔占 43.12%, 亚纳米孔占 30.57%, 微米孔占 1.89%^[30]。孔径小于 100 nm 的孔隙占比较大, 总体上呈现“纳米孔隙为主、多尺度孔隙并存”的孔隙结构特征。这种孔隙结构既构成了页岩油的主要储集空间, 也形成了巨大的毛细管阻力, 为动力转换边界的划分提供了微观依据。

在烃类成藏过程中, 浮力成藏下限是最宏观的转换边界, 对应孔喉半径约 1 μm , 该界限标志着成藏动力从宏观浮力主导向微观分子作用力主导的根本转变, 是常规与非常规油气的理论分界线。在此界面之下, 烃类进入以毛细管力、吸附力和生烃超压为核心的局限动力场。在局限动力场内部, 烃类的有效富集受孔隙尺度上更为精细的动力转换边界所控制, 烃类赋存状态随孔隙孔径从大到小, 呈现从游离油为主到吸附油为主的变化特征。刘惠民等确定, 游离油大量富集孔径门槛为 30 nm, 游离油赋存孔径下限为 10 nm, 页岩油赋存的最小孔径为 5 nm^[43]; 王明等通过洗油前、后孔隙结构的变化认为, 页岩的主要赋存孔径、可动油赋存孔径和游离油赋存孔径下限值分别为 100, 30 和 5 nm^[51]; 李俊乾等研究发现, 富有机质页岩游离油赋存孔径下限在 3.5 ~ 10.5 nm, 游离油开始大量富集的孔径为 100 nm^[14]; 高波等研究结果显示, 页岩油赋存的孔径范围为 15 ~ 100 nm, 游离油赋存的孔径下限约为 3 nm^[16]。综合前人研究, 可识别出 4 个关键孔径阈值及其对应的动力转换机制: 滞留烃边界、游离油富集门槛、游离油赋存下限和页岩油赋存下限(图 11)。

页岩油赋存孔径下限在 3 ~ 5 nm, 界限之下, 孔隙尺度接近油气分子直径, 烃类分子无法进入孔隙或改变形状挤入孔隙, 受位阻效应牢固束缚, 构成“无效”资

源。游离油赋存孔径下限在 5 ~ 10 nm, 界限之下, 孔隙壁面对烃类分子的吸附力占绝对主导, 油气全部以吸附态存在。游离油富集孔径门槛在 30 ~ 100 nm, 该界限之下, 吸附力与分子膨胀力进入竞争阶段, 油气呈吸附态与游离态共存, 吸附力和毛细管力共同控制着油气的运移, 游离油具备一定可动性; 当孔径超过该界限, 分子膨胀力显著超越吸附力, 烃类以游离态为主并具备较好可动性; 能否富集取决于该孔径下的毛细管阻力能否阻止生烃超压对烃类的驱替。因此, 孔径 30 ~ 100 nm 可视为游离油大量富集、可动性显著增强的“有效储集”门槛。滞留烃边界(孔径 100 ~ 400 nm)是页岩油能够滞留在页岩内部的最大孔径边界。当生烃超压足以克服特定孔隙网络的综合阻力时, 会驱动烃类以游离态在邻近砂岩储层中充注富集。

5.3 有效滞留烃边界动力平衡条件

页岩有效滞留烃的形成与富集, 本质是分子膨胀提供的驱动力与页岩多孔介质复合运移阻力达到动态平衡的过程。东营凹陷页岩孔喉半径均值随埋深呈先减小、后增大、再减小的复杂演化。早期压实作用导致孔隙半径缩减; 随有机质成熟生烃形成超压, 一方面有效抑制了上覆岩层的压实效应, 对原生孔隙起到“压力支撑”的保护作用; 另一方面, 有机质转化为烃类后形成大量有机质孔, 持续积累的超压超过岩石破裂强度时还会诱导微裂隙产生。孔隙度在生烃窗内偏离压实曲线的增大现象正是这些机制协同作用的体现, 该孔隙发育带与滞留烃富集深度高度吻合, 奠定了有效滞留的储集基础。

页岩孔隙不仅是页岩油主要储集空间, 也兼具阻碍烃类运移的功能, 孔隙尺度直接控制毛细管阻力强弱。页岩油主要赋存在 100 nm 以下的孔隙中, 但其孔

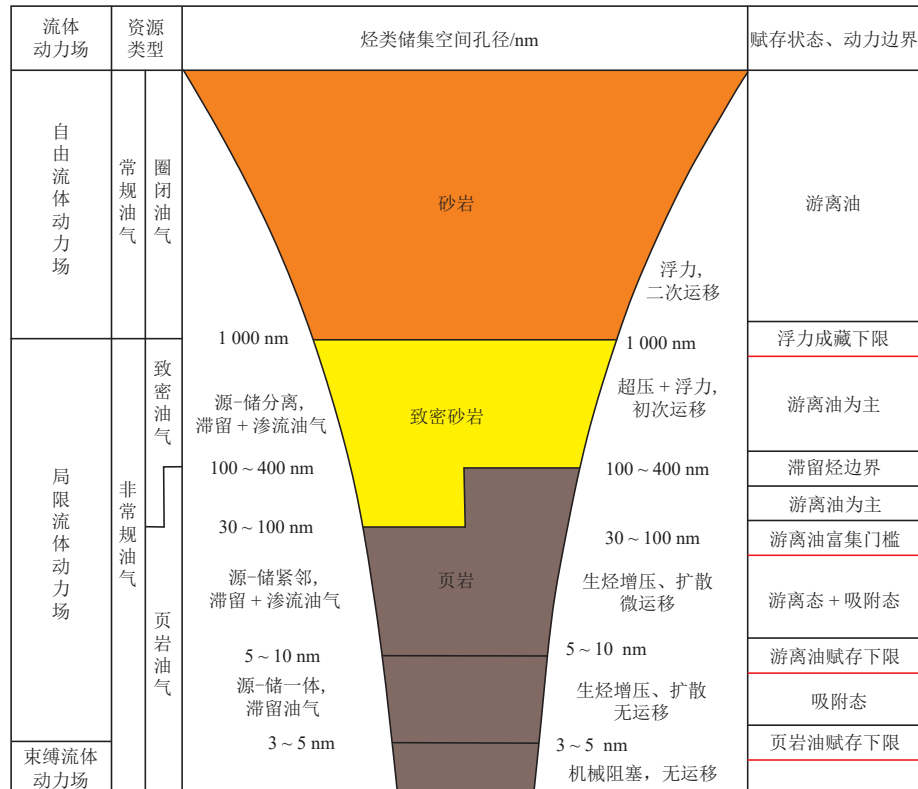


图 11 东营凹陷常规-非常规储集层孔喉结构与油气成藏关系

Fig. 11 Relationship between pore-throat structures and hydrocarbon accumulation in conventional and unconventional reservoirs

径上限所产生的毛细管阻力无法代表页岩油真实运移阻力,真正制约烃类运移的核心阻力为运移路径上的纳米级孔喉瓶颈。毛细管阻力受页岩孔隙尺寸分布特征控制,烃类运移遵循孔喉瓶颈效应,运移通道中最小孔喉的毛细管阻力决定整体阻滞能力,而非储集孔隙平均孔径的平均阻力,串联式纳米孔喉构成了烃类向外排运的主要屏障。同时,页岩油运移的总动阻力包括孔喉毛细管阻力和界面吸附阻力等共同构成的复合阻力。孔壁吸附烃会进一步压缩有效渗流孔径、抬升等效毛细管阻力,流体与矿物、有机质界面间的吸附作用形成附加界面阻力,进一步强化页岩体系的整体阻滞能力。驱动力与复合阻力的平衡关系决定烃类运移和滞留状态,当驱动力小于等于页岩复合运移阻力时,烃类无法突破纳米孔喉屏障,停止运移并发生原地滞留;当超压持续演化、克服全部复合阻力后,烃类方可发生有效向外运移。驱动力与阻力的动态平衡演化最终形成“表面吸附、大孔储集、小孔阻运”的页岩油滞留富集模式,并约束了研究区页岩油的滞留临界深度与空间富集边界。

6 结论

1) 基于沉积环境控制的生、排烃差异,东营凹陷

E_s^{3L} 与 E_s^{4U} 页岩有效滞留烃边界不同。以 $OSI = 100 \text{ mg/g}$ 为判识指标, E_s^{3L} 有效滞留烃主要赋存于埋深 $3\ 000 \sim 4\ 000 \text{ m}$ 区间 ($R_o = 0.48\% \sim 0.85\%$), 与其“晚生、晚排、周期短”的生、排烃特征相符; E_s^{4U} 有效滞留烃则赋存于埋深 $2\ 500 \sim 4\ 500 \text{ m}$ 的更广范围 ($R_o = 0.38\% \sim 1.32\%$), 体现其咸化湖盆有机质“早生、早排、周期长”的特点。

2) 页岩有效滞留烃富集受岩相、 TOC 、 R_o 和地层压力协同控制。富有机质纹层状、层状页岩岩相为有利岩相; TOC 大于 2% 及 R_o 处于生油窗内 ($E_s^{3L} R_o = 0.48\% \sim 0.85\%$, $E_s^{4U} R_o = 0.38\% \sim 1.32\%$) 是物质基础门槛; 压力系数大于 1.2 是成藏动力界限。4 类因素空间叠合区即为有效滞留烃富集区, 凹陷中心整体位于边界内, 边缘含油性较差。

3) 研究揭示了页岩滞留烃的微观动力学机制和关键动力转换界面, 阐明了有效边界的动力平衡本质。页岩油成藏是分子作用力主导的非浮力过程, 其有效滞留烃边界是生烃超压与纳米孔喉中毛细管力和吸附力等构成的复合阻力达到动态平衡的空间体现。

致谢: 感谢国家科技重大专项、中国石化胜利油田的资助与数据支持, 以及对本研究提出建议的评审专家和同事!

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] 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.
- [3] 郭旭升, 申宝剑, 黎茂稳, 等. 陆相断陷湖盆页岩油研究进展与重点攻关方向[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(5): 983-996.
Guo Xusheng, Shen Baojian, Li Maowen, et al. Research progress and key research directions of shale oil in lacustrine rift basins [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(5): 983-996.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 印森林, 谢建勇, 程乐利, 等. 陆相页岩油研究进展及开发地质面临的问题[J]. 沉积学报, 2022, 40(4): 979-995.
Yin Senlin, Xie Jianyong, Cheng Leli, et al. Advances in continental shale oil research and problems of reservoir geology [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40(4): 979-995.
- [8] 郭旭升, 赵培荣, 张宇, 等. 中国陆相页岩油分类分级评价的现状、挑战与发展趋势[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1745-1761.
Guo Xusheng, Zhao Peirong, Zhang Yu, et al. Current status, challenges, and future trends of the classification and grading evaluation of lacustrine shale oil in China [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1745-1761.
- [9] 朱日房, 张林晔, 李政, 等. 陆相断陷盆地页岩油资源潜力评价——以东营凹陷沙三段下亚段为例[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 129-136.
Zhu Rifang, Zhang Linye, Li Zheng, et al. Evaluation of shale oil resource potential in continental rift basin: a case study of Lower Es₃ Member in Dongying Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 129-136.
- [10] 刘姝宁, 乔俊程, 曾溅辉, 等. 东营凹陷沙三下—沙四上亚段页岩油储集空间特征及微观富集模式[J]. 地球学报, 2026, 47(2): 321-334.
Liu Shuning, Qiao Juncheng, Zeng Jianhui, et al. Reservoir space characteristics and micro-enrichment patterns of shale oil of the lower Es₃ Member-Upper Es₄ member in Dongying Sag [J]. Acta Geoscientica Sinica, 2026, 47(2): 321-334.
- [11] 高阳, 刘惠民. 渤海湾盆地济阳坳陷古近系全油气系统特征与成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(3): 551-562.
Gao Yang, Liu Huimin. Geological characteristics and hydrocarbon accumulation model of the whole petroleum system in Paleogene of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(3): 551-562.
- [12] 孔政, 程紫燕, 乔俊程, 等. 东营凹陷牛庄洼陷古近系不同纹层组合富碳酸盐页岩的微观储渗能力[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2025, 49(2): 68-81.
Kong Zheng, Cheng Ziyang, Qiao Juncheng, et al. Microscopic storage and seepage capacities in laminated carbonaceous shale of Paleogene in Niuzhuang sub-sag, Dongying Sag [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2025, 49(2): 68-81.
- [13] 王伟庆, 刘惠民, 李军亮. 东营凹陷古近系页岩组构及典型岩相储集特征[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(2): 1-16.
Wang Weiqing, Liu Huimin, Li Junliang. Paleogene shale fabric and typical lithofacies reservoir characteristics in Dongying Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 1-16.
- [14] 李俊乾, 宋兆京, 王民, 等. 页岩基质孔隙油微观赋存及可动性定量表征——以东营凹陷沙河街组为例[J]. 石油科学通报, 2024, 9(1): 1-20.
Li Junqian, Song Zhaojing, Wang Min, et al. Quantitative characterization of microscopic occurrence and mobility of oil in shale matrix pores: A case study of the Shahejie Formation in the Dongying Sag [J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 9(1): 1-20.
- [15] 王民, 李进步. 陆相页岩油赋存机理与可动性评价[M]. 北京: 科学出版社, 2025.
Wang Min, Li Jinbu. Occurrence mechanisms and mobility evaluation of continental shale oil [M]. Beijing: Science Press, 2025.
- [16] 高波, 郝芳, 徐尚, 等. 东营凹陷沙三下亚段页岩含油性及其赋存特征[J]. 地球科学, 2025, 50(6): 2199-2208.
Gao Bo, Hao Fang, Xu Shang, et al. Oil content and its occurrence state of lower member of Shahejie Formation shale in Dongying Sag [J]. Earth Science, 2025, 50(6): 2199-2208.
- [17] 倪良田, 杜玉山, 蒋龙, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷陆相断陷湖盆中—低成熟度页岩“富烃—成储—富集—高产”的理论认识与开发实践[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1417-1430.
Ni Liangtian, Du Yushan, Jiang Long, et al. Medium-to-low maturity shales in the faulted lacustrine basin in Jiyang

- Depression, Bohai Bay Basin: theoretical understanding of their hydrocarbon generation, reservoir formation, and shale oil enrichment and high-yield nature and exploitation practices [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(5): 1417–1430.
- [18] 段玮, 曾翔, 蔡进功, 等. 渤海湾盆地东营凹陷沉积环境和古生产力对优质烃源岩形成的控制——以牛庄洼陷沙河街组为例[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(11): 1754–1767.
- Duan Wei, Zeng Xiang, Cai Jingong, et al. Control of sedimentary environment and paleoproductivity on the formation of high-quality hydrocarbon source rocks in Dongying Sag, Bohai Bay Basin: case study of the Shahejie Formation in Niuzhuang sag [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(11): 1754–1767.
- [19] 张顺, 刘惠民, 宋国奇, 等. 东营凹陷页岩油储集空间成因及控制因素[J]. *石油学报*, 2016, 37(12): 1495–1507, 1527.
- Zhang Shun, Liu Huimin, Song Guoqi, et al. Genesis and control factors of shale oil reserving space in Dongying Sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(12): 1495–1507, 1527.
- [20] 王勇, 王学军, 宋国奇, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷泥页岩相与页岩油富集关系[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(5): 696–704.
- Wang Yong, Wang Xuejun, Song Guoqi, et al. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(5): 696–704.
- [21] 李志明, 刘鹏, 钱门辉, 等. 湖相泥页岩不同赋存状态油定量对比——以渤海湾盆地东营凹陷页岩油探井取心段为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2018, 47(6): 1252–1263.
- Li Zhiming, Liu Peng, Qian Menhui, et al. Quantitative comparison of different occurrence oil for lacustrine shale: a case from cored interval of shale oil special drilling wells in Dongying Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2018, 47(6): 1252–1263.
- [22] 刘惠民, 张顺, 王学军, 等. 陆相断陷盆地页岩岩相组合类型及特征: 以济阳坳陷东营凹陷沙四上亚段页岩为例[J]. *地球科学*, 2023, 48(1): 30–48.
- Liu Huimin, Zhang Shun, Wang Xuejun, et al. Types and characteristics of shale lithofacies combinations in continental faulted basins: a case study from upper sub-member of Es₄ in Dongying Sag, Jiyang Depression [J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 30–48.
- [23] 高波, 郝芳, 张志垚. 渤海湾盆地东营凹陷沙四上亚段页岩储层特征及主控因素[J]. *地质科技通报*, 2025, 44(3): 70–81.
- Gao Bo, Hao Fang, Zhang Zhiyao. Characteristics and controlling factors of shale reservoirs in the Upper Fourth Member of the Shahejie Formation in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2025, 44(3): 70–81.
- [24] 杨勇. 济阳陆相断陷盆地页岩油富集高产规律[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(1): 1–20.
- Yang Yong. Enrichment and high production regularities of shale oil reservoirs in continental rift basin: a case study of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 1–20.
- [25] 杨海风, 王飞龙, 胡安文, 等. 渤海湾盆地页岩油勘探现状、进展及展望[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1123–1135.
- Yang Haifeng, Wang Feilong, Hu Anwen, et al. Status quo, advances, and prospects of shale oil exploration in the Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1123–1135.
- [26] 朱日房, 张林晔, 李钜源, 等. 页岩滞留液态烃的定量评价[J]. *石油学报*, 2015, 36(1): 13–18.
- Zhu Rifang, Zhang Linye, Li Juyuan, et al. Quantitative evaluation of residual liquid hydrocarbons in shale [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(1): 13–18.
- [27] 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.
- [28] 张倩. 多方法约束的复杂物源示踪——以渤海湾盆地东营凹陷古近系孔店组-沙河街组四段下亚段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(2): 599–616.
- Zhang Qian. Multi-method-constrained tracing of complex provenance: A case study of the sequence from the Paleogene Kongdian Formation to the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the Dongying Sag [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(2): 599–616.
- [29] 刘惠民, 李军亮, 刘鑫金, 等. 渤海湾盆地东营凹陷沙四上亚段-沙三下亚段页岩裂缝发育特征及成因机制[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(6): 1960–1979.
- Liu Huimin, Li Junliang, Liu Xinjin, et al. Characteristics and genetic mechanism of natural fractures in shales from the upper sub-member of the Sha 4 Member to the lower sub-member of the Sha 3 Member in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(6): 1960–1979.
- [30] 刘庆, 张林晔, 王茹, 等. 湖相烃源岩原始有机质恢复与生排烃效率定量研究——以东营凹陷古近系沙河街组四段优质烃源岩为例[J]. *地质论评*, 2014, 60(4): 877–883.
- Liu Qing, Zhang Linye, Wang Ru, et al. Recovery of original organic matter content and quantitatively study of generation and expulsion efficiency for lacustrine hydrocarbon source rocks: a case study of the excellent source rocks of the Palaeocene E₂₋₃⁴, Dongying Sag [J]. *Geological Review*, 2014, 60(4): 877–883.
- [31] 巢前, 蔡进功, 周祺盛, 等. 东营凹陷沙河街组 Es₃/Es₄ 烃源岩热解特征及生烃差异研究[J]. *高校地质学报*, 2017, 23(4): 688–696.
- Chao Qian, Cai Jingong, Zhou Qisheng, et al. Characteristics of Rock-Eval pyrolysis and hydrocarbon generation for source rocks of Eocene Shahejie third and fourth members, Dongying Depression [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2017, 23(4): 688–696.
- [32] 杜玉山, 蒋龙, 程紫燕, 等. 胜利济阳页岩油开发进展与攻关方向[J]. *油气地质与采收率*, 2024, 31(5): 77–98.
- Du Yushan, Jiang Long, Cheng Ziyan, et al. Progress and research direction of shale oil development in Jiyang Depression, Shengli Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(5): 77–98.
- [33] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩, 等. 全油气系统的4种基本类型及其资源开发领域[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1019–1038.
- Jia Chengzao, Pang Xiongqi, Song Yan, et al. Four basic types of

- whole petroleum systems and their major plays [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1019–1038.
- [34] 贾承造, 姜林, 赵文. 全油气系统理论研究进展[J]. *石油学报*, 2025, 46(7): 1217–1234, 1307.
- Jia Chengzao, Jiang Lin, Zhao Wen. Research progress in the Whole Petroleum System theory [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(7): 1217–1234, 1307.
- [35] Zhao Tongxu, Xu Shang, Hao Fang. Differential adsorption of clay minerals: Implications for organic matter enrichment [J]. *Earth-Science Reviews*, 2023, 246: 104598.
- [36] 马克, 侯加根, 董虎, 等. 页岩油储层混合细粒沉积孔喉特征及其对物性的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1194–1205.
- Ma Ke, Hou Jiagen, Dong Hu, et al. Pore throat characteristics of fine-grained mixed deposits in shale oil reservoirs and their control on reservoir physical properties: a case study of the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1194–1205.
- [37] 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.
- [38] 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.
- [39] 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.
- [40] 王永诗, 张鹏飞, 王学军, 等. 济阳坳陷成熟探区油气精细勘探理论进展与实践[J]. *油气地质与采收率*, 2024, 31(4): 13–23.
- Wang Yongshi, Zhang Pengfei, Wang Xuejun, et al. Theoretical progress and practice of refined oil and gas exploration in mature exploration area of Jiyang Depression [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(4): 13–23.
- [41] 蔡希源. 湖相烃源岩生排烃机制及生排烃效率差异性—以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(3): 329–334, 345.
- Cai Xiyuan. Hydrocarbon generation-expulsion mechanisms and efficiencies of lacustrine source rocks: a case study from the Dongying sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(3): 329–334, 345.
- [42] Jarvie D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. *Geologica Acta*, 2014, 12(4): 307–325.
- [43] 刘惠民, 张顺, 包友书, 等. 东营凹陷页岩油储集地质特征与有效性[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 512–523.
- Liu Huimin, Zhang Shun, Bao Youshu, et al. Geological characteristics and effectiveness of the shale oil reservoir in Dongying sag [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 512–523.
- [44] 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.
- [45] 腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 687–699.
- BORJIGIN Tenger, Lu Longfei, Yu Lingjie, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 687–699.
- [46] 王勇, 刘惠民, 宋国奇, 等. 济阳坳陷页岩油富集要素与富集模式研究[J]. *高校地质学报*, 2017, 23(2): 268–276.
- Wang Yong, Liu Huimin, Song Guoqi, et al. Enrichment controls and models of shale oil in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2017, 23(2): 268–276.
- [47] 杨勇, 张世明, 吕琦, 等. 济阳坳陷古近系沙四段—沙三段页岩油立体评价探索与实践[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(3): 31–44.
- Yang Yong, Zhang Shiming, Lyu Qi, et al. Research and practice of stereoscopic evaluation of shale oil in the fourth-third member of the Paleogene Shahejie Formation in Jiyang Depression [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(3): 31–44.
- [48] 陈君青, 贾承造, 姜林, 等. 全油气系统非常规油气成藏过程中自封闭作用的主要类型与定量表征[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1071–1091.
- Chen Junqing, Jia Chengzao, Jiang Lin, et al. Major types and quantitative characterization of self-sealing during the accumulation of unconventional hydrocarbons in the whole petroleum system [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1071–1091.
- [49] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 全油气系统理论基本原理[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 679–691.
- Jia Chengzao, Pang Xiongqi, Song Yan. Basic principles of the whole petroleum system [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 679–691.
- [50] 王国臻, 唐勇, 潘春年, 等. 焉耆盆地四十里城地区八道湾组全油气系统成藏特征与模式[J]. *地学前缘*, 2026, 33(5): 423–434.
- Wang Guozhen, Tang Yong, Pan Chunnian, et al. The characteristics and reservoir formation models of the whole petroleum system of the Badaowan Formation in the Sishilicheng blocks of the Yanqi Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2026, 33(5): 423–434.
- [51] 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.