

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组陆相页岩油甜点评价与立体开发可行性分析

王恩泽^{1,2,3}, 黎茂稳^{1,2,3}, 唐勇⁴, 马晓潇^{1,2,3}, 钱门辉^{1,2,3}, 曹婷婷^{1,2,3}, 李志明^{1,2,3},
付英潇⁵, 金之钧⁶

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 102206;
3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 4. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000;
5. 北京大学地球与空间科学学院, 北京 100871; 6. 北京大学能源研究院, 北京 100871)

摘要:陆相页岩油气是中国目前油气增储上产的重要领域,精细的地质甜点评价是高效立体开发的前提。准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组是中国三大页岩油产能示范区之一。为明确芦草沟组页岩油资源前景和甜点分布,为后续立体开发提供理论支撑,在精细研究芦草沟组地质特征的基础上,开展了“四性”评价,研究提出了定量评价页岩油资源质量的甜点指数,系统划分了岩相及岩相组合,定量评价了不同岩相组合勘探潜力,确定了甜点层纵向分布。研究结果表明:①根据矿物组成、有机质丰度和沉积构造,芦草沟组可划分为11个岩相。②依据岩相组合关系划分出4种岩相组合,其中纹层状富有机质泥岩(灰云岩)和纹层状富有机质粉砂岩组合及纹层状富有机质泥岩(灰云岩)、纹层状富有机质粉砂岩和块状富(贫)有机质粉砂岩(泥岩)组合中的纹层状富有机质泥质粉砂岩是最有利的页岩油勘探岩相。③纹层状富有机质泥岩(灰云岩)组合中部分纹层状富有机质长英质泥岩和纹层状富有机质混合泥岩具有良好的勘探潜力。④芦草沟组中“源-储共生”和“源-储一体”型页岩油是有利勘探目标。⑤芦草沟组中发育多套甜点层,页岩油甜点层的资源潜力都不应忽视。⑥在面对甜点多层叠置的陆相页岩油系统时,应当在精细地质评价基础之上,采用立体开发手段降低成本。

关键词:“四性”评价;立体开发;陆相页岩油;芦草沟组;吉木萨尔凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Sweet spot evaluation and feasibility of cube development of continental shale oil in the Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Junggar Basin

WANG Enze^{1,2,3}, LI Maowen^{1,2,3}, TANG Yong⁴, MA Xiaoxiao^{1,2,3}, QIAN Menhui^{1,2,3}, CAO Tingting^{1,2,3},
LI Zhiming^{1,2,3}, FU Yingxiao⁵, JIN Zhijun⁶

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China; 2. Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, SINOPEC, Beijing 102206, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China; 5. School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871, China; 6. Institute of Energy, Peking University, Beijing 100871, China)

Abstract: Continental shale oil and gas have emerged as an important contributor to petroleum reserve growth and production addition in China. However, their efficient development of multiple reservoirs simultaneously in a three-dimensional space, that is, cube development, requires fine-scale geological sweet spot evaluation. The Lucaogou Formation in the Jimusar Sag, Junggar Basin represents one of China's three major demonstration areas of shale oil production capacity construction. This study aims to ascertain the shale oil resource prospects and sweet spot distribution of the Lucaogou Formation to provide theoretical support for its future cube development. Based on a

收稿日期:2025-04-25;修回日期:2025-07-28。

第一作者简介:王恩泽(1995—),男,博士、助理研究员,石油地质学。E-mail: wangenze9939@163.com。

通信作者简介:黎茂稳(1962—),男,博士、教授级高级工程师,石油地质学。E-mail: limw.syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金重点项目(42090022)。

detailed analysis of the geological characteristics of the formation, we assess its “four key properties”, that is, oil-bearing property, oil mobility, reservoir property, and fracability. Accordingly, the concept of sweet spot index is proposed to quantitatively assess the resource quality of shale oil plays. Furthermore, we systematically identify the lithofacies and lithofacies assemblages of shales, quantitatively evaluate the resource potential of varying lithofacies assemblages, and determine the vertical distribution of sweet spot layers. The results indicate that 11 lithofacies can be identified in the Lucaogou Formation based on variations in mineral composition, organic matter abundance, and sedimentary structures. These lithofacies can be further classified into four lithofacies assemblages according to the source rock-reservoir configurations. The most favorable lithofacies for shale oil exploration is identified as the lamellar organic-rich argillaceous siltstone within two lithofacies assemblages: (1) an assemblage consisting of lamellar organic-rich mudstones and limy dolomites and lamellar organic-rich siltstones and (2) an assemblage composed of lamellar organic-rich mudstones and limy dolomites, lamellar organic-rich siltstones, and massive organic-rich to organic-lean siltstones and mudstones. Within the lithofacies assemblage of lamellar organic-rich mudstones and limy dolomites, parts of lamellar organic-rich felsic mudstones and lamellar organic-rich mixed mudstones exhibit considerable potential for shale oil exploration. Shale oil hosted in oil plays characterized by adjacent and integrated source rock-reservoir configurations represents a favorable exploration target in the Lucaogou Formation within the Jimusar Sag. This formation contains multiple sweet spot layers with significant resource potential. Overall, the study area holds promising resource prospects. For continental shale oil systems with multiple superimposed sweet spot layers, the cube development should be adopted based on a fine-scale geological sweet spot evaluation to reducing costs.

Key words: assessment of four properties, cube development, continental shale oil, Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Junggar Basin

引用格式:王恩泽,黎茂稳,唐勇,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组陆相页岩油甜点评价与立体开发可行性分析[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1998–2011. DOI: 10. 11743/ogg20250616.

WANG Enze, LI Maowen, TANG Yong, et al. Sweet spot evaluation and feasibility of cube development of continental shale oil in the Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1998–2011. DOI: 10. 11743/ogg20250616.

页岩油作为一种重要的非常规油气资源,因其巨大的资源潜力而备受工业界关注^[1–10]。例如,2023年北美页岩油(致密油)产量占石油总产量的64%,约为 $4.3 \times 10^8 \text{ t}$ ^[11]。尽管中国页岩油产层多形成于陆相沉积体系,与北美页岩油层系存在明显差异^[12],但近年来中国陆相页岩油气勘探成果斐然,已设立大庆古龙、济阳胜利和新疆吉木萨尔3个国家级页岩油产能示范区^[8]。同时,陆相页岩油产能也稳步攀升^[13],2023年中国页岩油年产量已经突破 $600 \times 10^4 \text{ t}$ ^[14],证明了页岩油成为中国油气增产稳产接替领域的现实可行性。然而,页岩油往往具有产量递减快的特点^[15],北美海相页岩油开采第一年产量递减率高达45%~60%^[16],中国吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组和鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩油开发规律也表明,第一年的产量递减率普遍在30%以上^[17–18]。为实现页岩油长期稳产,可行的策略主要有拓展新勘探层系(区块)和原地挖潜,但拓展新层系和新区块面临高风险、高成本及诸多限制,故目前最经济有效的方式是进行页岩油资源精细

地质评价,实现原地挖潜。

北美页岩油的成功开发凸显了立体开发在页岩油气勘探开发中的关键作用。立体开发是指在完整区块内,将地质体视为整体进行钻、完井作业,实现多个叠加层段的同时开发^[19]。与传统开发手段相比,立体开发可扩大压裂缝网尺度,构建高效经济的开发体系,提升页岩油储量动用程度,降低后续开发成本,提高开发效益^[20]。鉴于陆相页岩非均质性强的特点,国内石油工业界正积极开展地质-工程一体化研究,探索适合中国陆相页岩油的立体开发技术,并已在大庆古龙、新疆吉木萨尔和济阳牛庄洼陷开展初步实践。然而,要实现高效立体开发,精细准确的地质甜点评价是不可或缺的前提条件。

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷是中国三大页岩油产能示范区之一,拥有巨大的资源潜力,已成为中国页岩油勘探开发的主要阵地^[4–5],其页岩油年产量已经超过 $100 \times 10^4 \text{ t}$ ^[21]。目前,芦草沟组页岩油的勘探开发主要集中在“上、下甜点”^[22–23],虽有学者强调中部泥岩段的

资源潜力^[24],但总体上对其他层系的关注度不够,这阻碍了对芦苇沟组页岩油资源潜力的全面认识及立体开发策略的制定。同时,鉴于陆相页岩的强非均质性,明确有利勘探岩相对于高效勘探至关重要^[4]。然而,目前缺乏对芦苇沟组页岩岩相特征的系统精细研究,限制了页岩油的高效勘探。

本文以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩为研究对象,精细刻画了其地质特征,系统划分了岩相,并基于“四性”评价,定量表征了不同岩相的勘探潜力及甜点层纵向分布。本研究成果有助于更客观、清晰地认识芦苇沟组页岩油气系统的资源潜力,拓展芦苇沟组页岩油勘探边界,为后续的勘探开发部署提供理论支撑。此外,本研究还强调了详实的地质研究对于制定页岩油立体开发策略的重要意义,可为其他陆相页岩油气系统的精细研究提供参考框架。

1 区域地质概况

准噶尔盆地是中国主要含油气盆地之一,吉木萨尔凹陷位于盆地东南部,面积约1 287 km²。该凹陷受西地断裂、老庄湾断裂、吉木萨尔断裂和三台断裂共同控制(图1)。二叠纪,准噶尔盆地经历了沉积环境从海洋到陆地的关键转变^[25]。在中二叠世晚期,吉木萨尔凹陷开始作为一套独立的二级构造单元接受沉积,发育一套三角洲-湖相沉积,形成了芦苇沟组。

吉木萨尔凹陷芦苇沟组沉积于咸化湖盆,具有混合沉积的特点,加之受到火山和热液活动影响,岩性展现出复杂多变的特点^[26],主要为富有机质泥岩、白云

岩、泥灰岩和粉砂岩^[22,27]。依据岩性差异,芦苇沟组可进一步分为下段和上段。芦苇沟组具有良好的源-储配置和较好的储层物性,目前油气勘探主要集中于“上、下甜点”两个层位^[22]。在这两个甜点层之间,主要发育一套厚层泥岩夹薄层粉砂岩和灰云岩,该套泥岩被称为中部泥岩段。本文研究对象为吉木萨尔凹陷中部的J1X井,目标层段为芦苇沟组,深度范围在3 400~3 800 m。

2 吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩地质特征和岩相划分

2.1 岩石学、矿物学和物性特征

研究区J1X井芦苇沟组主要包括泥岩、粉砂岩和灰云岩等3大类岩性,并可进一步细分为泥岩、粉砂质泥岩、泥质白云岩、泥质灰岩、泥质粉砂岩和粉砂岩等6小类(图2)。目前,“上、下甜点”已进入规模开发阶段,“上甜点段”主要为粉砂岩和泥质云岩,“下甜点段”则主要由泥质云岩、粉砂岩和泥岩组成。

基于上述岩性识别结果,对J1X井芦苇沟组进行了系统的X射线衍射(XRD)分析测试和岩心观察。鉴于录井在细粒沉积岩识别上的不准确性,本研究以XRD测试和岩心观察结果为准。研究区芦苇沟组细粒沉积岩矿物组分分析结果见图2和图3。泥岩中长英质矿物含量最高,范围在20.5%~83.2%(平均值为52.6%),以石英为主;钙质矿物(白云石和方解石)次之,含量范围在5.5%~49.5%(平均值为26.8%),以白云石为主(平均值含量为18.6%);黏土矿物含量最低,范围在6.1%~41.1%(平均值为15.2%),需要说明的是,黏土矿物含量较高的数据点主要集中于芦苇沟组上段顶部和芦苇沟组下段底部的泥页岩中(图2)。粉砂岩矿物组成与泥岩类似,长英质矿物含量最高(平均值为56.1%);钙质矿物次之(平均含量为25.1%);黏土矿物最低(平均含量为14.5%)。灰云岩中以碳酸盐矿物为主,含量范围在50.9%~74.9%(平均值为61.3%);长英质矿物次之,含量范围在19.3%~42.9%(平均值为28.7%);黏土矿物含量最低,含量范围在3.4%~14.2%(平均值为8.4%)。

岩心观察发现,吉木萨尔凹陷芦苇沟组细粒沉积具有块状和纹层状两种沉积构造(图4)。在泥岩、粉砂岩和灰云岩中,不同矿物组成的纹层水平频繁交替叠置(图4a,c,e,g)。不同岩性中形成纹层的矿物有所不同,如泥岩中主要可以见到明显的由有机质-黏土

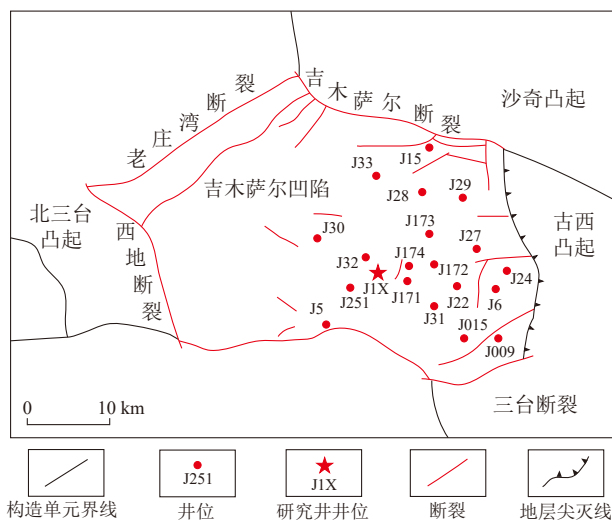


图1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷构造位置(修改自文献[25])

Fig. 1 Tectonic location of the Jimusar Sag, Junggar Basin
(modified after reference [25])

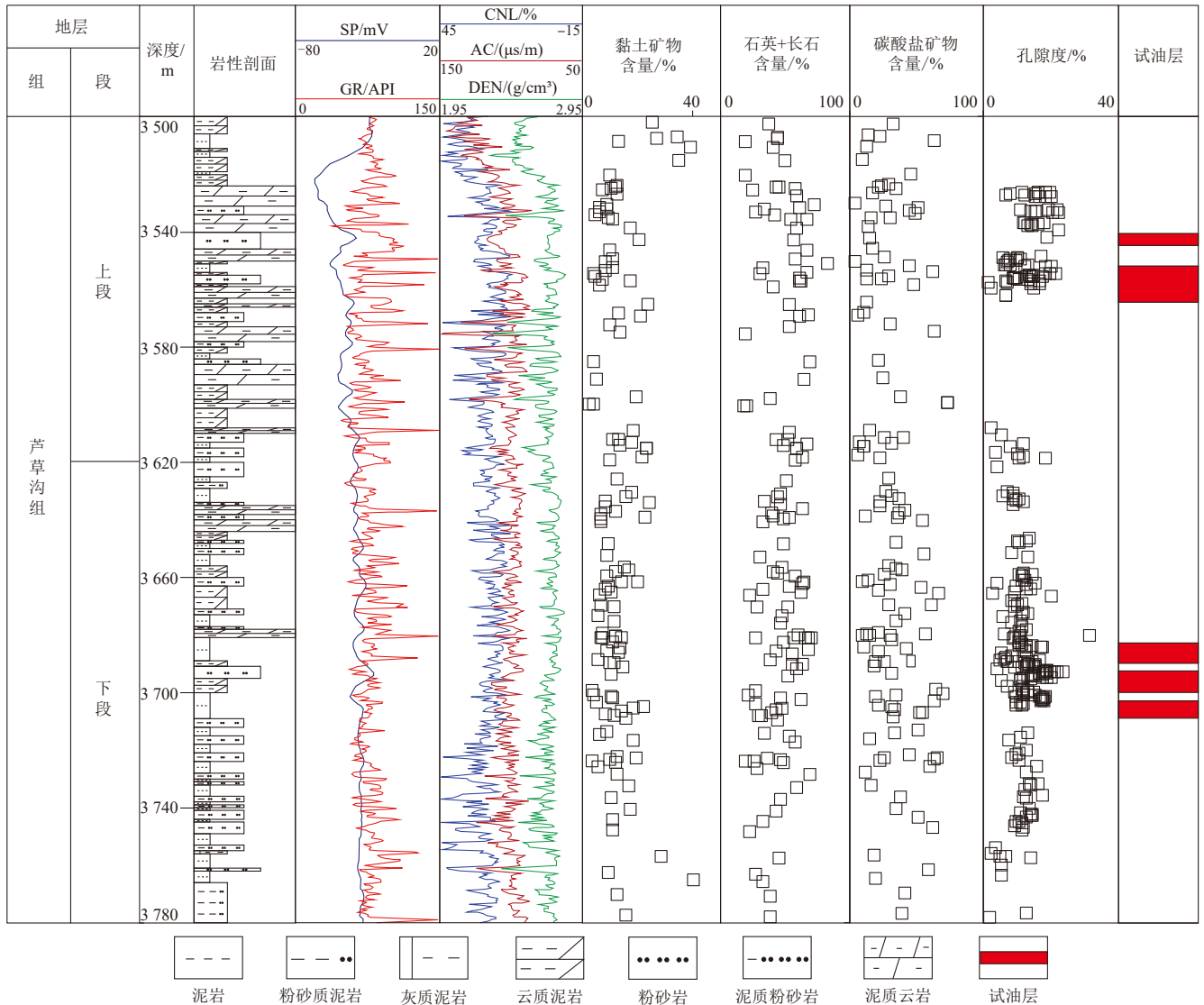


图2 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive logs of the Lucaogou Formation in well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin

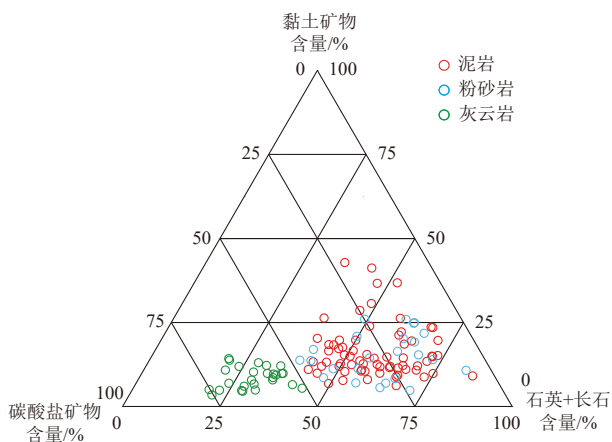


图3 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组矿物组成三角图

Fig. 3 Ternary diagram showing the mineral composition of the Lucaogou Formation in well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin

矿物组成的暗色纹层由钙质矿物(方解石和白云石)和长英质矿物(石英和长石)组成的亮色纹层互层发育(图4g),而灰云岩中则以白云石为主(图4c)。相比之下,块状构造的样品中矿物无明显定向排列(图4b,d,f,h),这可能暗示沉积时期水动力条件相对较强。

从储集物性角度来看,J1X井芦草沟组细粒沉积岩的孔隙度分布范围较广,为2.0%~31.7%(平均值为12.8%)。不同岩性之间孔隙度存在差异,总体上灰云岩的孔隙度平均值(13.6%)高于粉砂岩(13.2%),而泥岩样品的孔隙度平均值最低(12.3%)。就不同层段而言,试油层的孔隙度普遍较高,“上甜点段”的孔隙度最高可达21.6%,平均值为13.1%;而“下甜点段”的孔隙度最大值为23.9%,平均值为14.5%。需要注意的是,除“上、下甜点”外,在两个甜点段中间还存在部

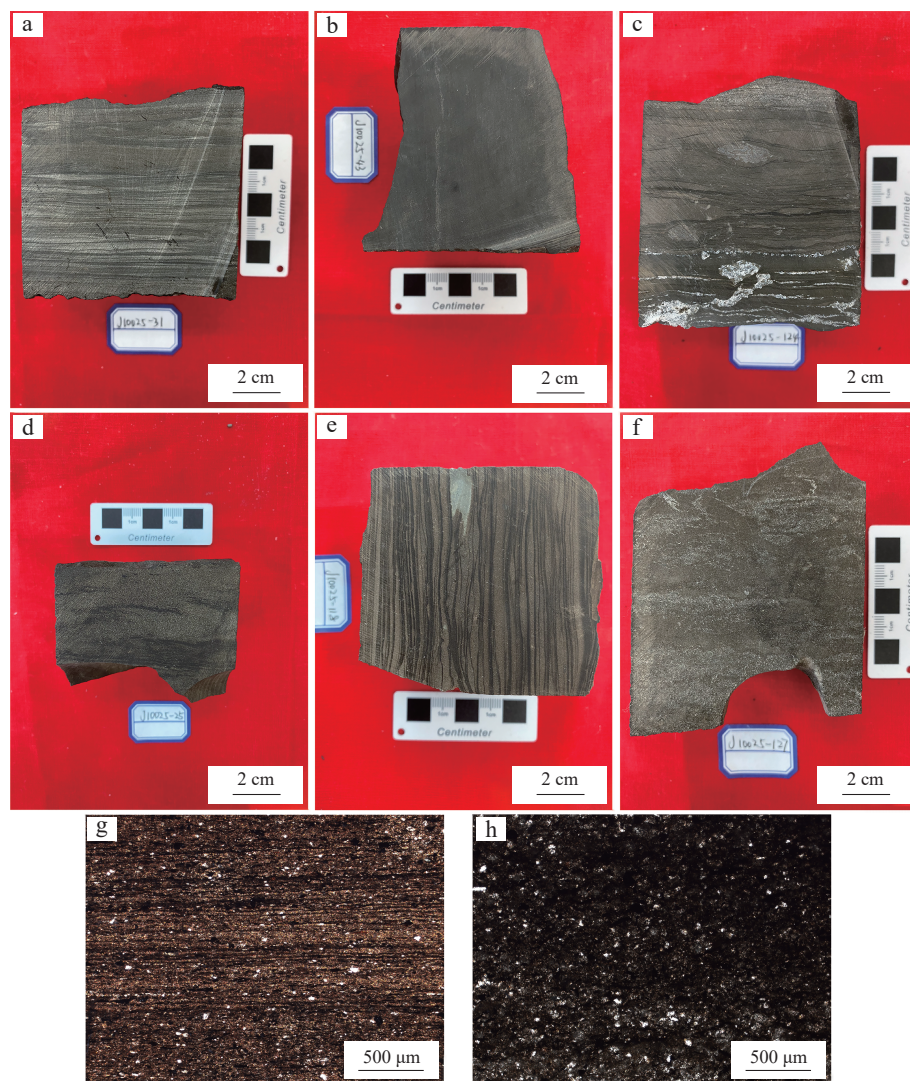


图4 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组沉积构造特征照片

Fig. 4 Pictures and micrographs showing the sedimentary structure characteristics of the Lucaogou Formation in well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin

a. 纹层状构造, 长英质泥岩, 埋深 3 543.24 m, 岩心照片; b. 块状构造, 长英质泥岩, 埋深 3565.56 m, 岩心照片; c. 纹层状构造, 灰云岩, 埋深 3 723.83 m, 岩心照片; d. 块状构造, 灰云岩, 埋深 3 534.67 m, 岩心照片; e. 纹层状构造, 泥质粉砂岩, 埋深 3 715.01 m, 岩心照片; f. 块状构造, 泥质粉砂岩, 埋深 3 728.51 m, 岩心照片; g. 纹层状构造, 混合页岩, 埋深 3 507.56 m, 单偏光; h. 块状构造, 混合泥岩, 埋深 3 591.62 m, 单偏光

分孔隙度大于 15.0% 的相对优质储层(图 2)。

2.2 有机地球化学特征

有机地球化学参数是评估页岩油资源潜力的关键指标之一。研究区 J1X 井芦草沟组细粒沉积岩的总有机碳含量(TOC)和岩石热解生烃潜量($S_1 + S_2$)数据如图 5 所示。 TOC 分布范围在 0.21% ~ 11.79% (平均值为 4.10%), $S_1 + S_2$ 分布范围在 0.08 ~ 99.94 mg/g。不同岩性页岩的地球化学特征存在差异, 灰云岩的有机地球化学参数略高于泥岩, 且灰云岩和泥岩的 TOC 和 $S_1 + S_2$ 均明显大于粉砂岩, 反映了不同岩性的生烃能力差异。依据陆相烃源岩评价标准, 绝大多数样品可归为

优质烃源岩, 仅少量粉砂岩和泥岩样品被划分为非烃源岩及差-中等烃源岩。

干酪根类型决定了页岩的生烃能力, 根据热解参数氢指数(HI)和最高热解峰温(T_{max}), 可以有效判断烃源岩的干酪根类型。研究区芦草沟组细粒沉积的 HI 分布范围在 33.3 ~ 853.2 mg/g (平均值为 495.5 mg/g); T_{max} 的分布范围在 422 ~ 450 °C (平均值为 438 °C)。根据 HI 和 T_{max} 数据(图 6), 研究区芦草沟组细粒沉积岩干酪根类型主要为 I 型和 II 型, 只有少量样品的干酪根类型属于 II₂ 型和 III 型, 这和人通过有机岩石学分析所得到的结果相似^[28]。从不同岩性角度看, 灰云岩的干酪根类型明显优于泥岩和粉砂岩, 几乎所有样品的干酪根

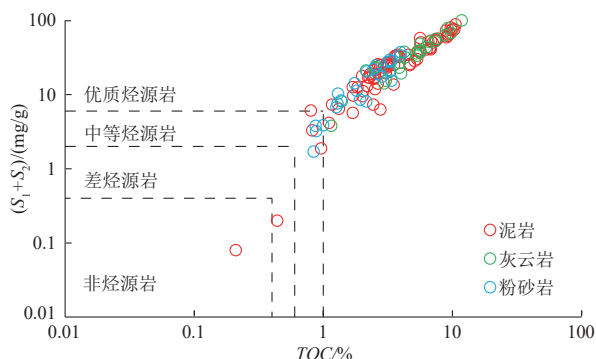


图5 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组烃源岩判识图版

Fig. 5 Petroleum potential vs. total organic carbon (TOC) of source rocks in the Lucaogou Formation, well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin

TOC. 总有机碳含量; $S_1 + S_2$. 岩石热解生烃潜量

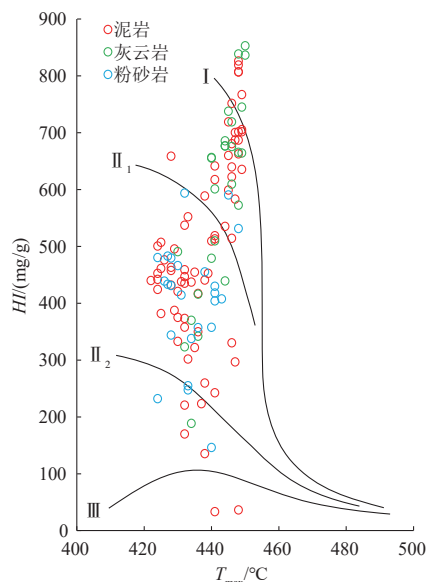


图6 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组干酪根类型判识图版

Fig. 6 Organic matter characterization of the Lucaogou Formation in well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin using the relationship between HI and T_{max}

T_{max} . 最高热解峰温; HI. 氢指数

类型均属 I 型和 II₁ 型, 显示出良好的生烃能力。需要说明的是, 由于吉木萨尔凹陷芦草沟组中存在大规模油气微运移, 使得部分粉砂岩储层中的有机地球化学数据也偏高。

2.3 岩相和岩相组合精细识别

岩相是在一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合^[4], 不同的岩相通常指示着不同的沉积环境。沉积环境的差异, 再加上生烃过程和成岩条件的变化, 导致

了岩相的多样性, 每种岩相都具有独特的属性和资源潜力^[5]。近年来, 尽管出现了一些有价值的细粒沉积岩岩相划分研究^[5-6, 29], 但目前尚未形成统一的岩相划分标准^[4], 尽管如此, 学界已逐渐形成相对趋同的划分方法。目前对于陆相页岩, 学界普遍认为应依据矿物组成、有机质丰度和沉积构造 3 个关键参数来进行岩相判识^[4-5, 8, 30], 本文也依据这 3 个关键参数对页岩岩相进行判断和划分。鉴于吉木萨尔凹陷芦草沟组中 TOC 普遍较高, 本文以 TOC 2% 作为区分富有机质和贫有机质沉积物的分界值。

根据研究区芦草沟组细粒沉积岩的地质参数, 可划分出 11 种岩相: 纹层状富有机质混合泥岩、纹层状富有机质长英质泥岩、块状富有机质长英质泥岩、块状贫有机质混合泥岩、块状贫有机质长英质泥岩、纹层状富有机质泥质灰云岩、块状富有机质泥质灰云岩、块状贫有机质灰云岩、纹层状富有机质泥质粉砂岩、块状富有机质泥质粉砂岩以及块状贫有机质泥质粉砂岩。矿物组成、有机质丰度和沉积构造的差异, 使得不同岩相的地质特征存在明显差异, 11 种岩相的部分关键地质特征见表 1。同时, 11 种岩相的纵向分布如图 7 所示, 可以发现岩相变化频繁。常见粉砂岩相与富有机质泥岩及灰云岩互层, 从而形成良好的源-储组合, 有利于形成“源-储共存”的良好配置关系^[8]。根据源-储配置关系, 研究区芦草沟组中可以识别出 4 种岩相组合: ①纹层状富有机质泥岩(灰云岩)组合(即纹层状富有机质泥岩和纹层状富有机质灰云岩构成的组合, 下同); ②纹层状富有机质泥岩(灰云岩)和纹层状富有机质粉砂岩组合; ③纹层状富有机质泥岩(灰云岩)和块状富(贫)有机质粉砂岩(泥岩)组合; ④纹层状富有机质泥岩(灰云岩)、纹层状富有机质粉砂岩和块状富(贫)有机质粉砂岩(泥岩)组合。其中, 纹层状富有机质泥岩(灰云岩)组合属于“源-储一体”型页岩油藏, 而剩余 3 种岩相组合属于“源-储共存”型页岩油藏(图 7)。

3 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩四性精细评价

目前, 明确有利勘探岩相(组合)是页岩油气高效勘探的前提^[5]。对于中国陆相页岩油勘探, 4 个关键地质参数决定了页岩油藏资源潜力, 即含油性、可动性、储集性和可压性^[31-32]。通过对页岩油藏关键“四性”的定量表征, 可有效准确识别不同岩相的资源潜力。本文分别选取游离烃含量(S_1)、烃指数(即含油饱和度指数 OSI , $OSI = S_1/TOC \times 100$)、孔隙度和脆性矿物含量

表1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组不同岩相页岩部分地质特征

Table 1 Geological features of shales of varying lithofacies in the Lucaogou Formation, well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin

岩相	TOC/%	S_1 /(mg/g)	OSI/(mg/g)	脆性矿物含量/%	孔隙度/%
纹层状富有机质混合泥岩	2.01 ~ 10.55 (6.48)	0.88 ~ 19.06 (4.76)	9 ~ 413 (103)	59.4 ~ 91.5 (80.0)	3.0 ~ 19.9 (11.2)
纹层状富有机质长英质泥岩	2.03 ~ 9.21 (4.45)	0.79 ~ 20.79 (7.36)	12 ~ 476 (221)	63.3 ~ 89.6 (82.7)	2.6 ~ 23.0 (12.7)
块状富有机质长英质泥岩	2.19 ~ 3.05 (2.64)	1.51 ~ 12.02 (5.91)	53 ~ 426 (223)	70.3 ~ 88.7 (83.5)	7.0 ~ 20.3 (14.5)
块状贫有机质混合泥岩	0.21 ~ 2.00 (1.15)	0.01 ~ 8.91 (2.34)	5 ~ 446 (145)	56.7 ~ 91.5 (76.7)	2.0 ~ 20.6 (10.9)
块状贫有机质长英质泥岩	0.80 ~ 1.70 (1.34)	3.38 ~ 6.27 (4.34)	199 ~ 520 (348)	72.7 ~ 92.6 (84.5)	4.5 ~ 12.5 (8.7)
纹层状富有机质泥质灰云岩	2.14 ~ 11.79 (5.60)	0.57 ~ 15.24 (3.80)	10 ~ 618 (105)	84.4 ~ 96.4 (90.6)	3.3 ~ 22.7 (13.5)
块状富有机质泥质灰云岩	2.52	10.39	412	93.8	—
块状贫有机质泥质灰云岩	1.15 ~ 1.37 (1.27)	0.12 ~ 1.63 (0.88)	9 ~ 142 (75)	85.3 ~ 86.9 (86.1)	31.7
纹层状富有机质泥质粉砂岩	2.15 ~ 3.97 (3.01)	0.41 ~ 18.19 (10.00)	19 ~ 536 (332)	71.7 ~ 94.3 (86.5)	4.4 ~ 23.9 (14.6)
块状富有机质泥质粉砂岩	2.86 ~ 3.16 (3.01)	4.70 ~ 8.78 (6.64)	157 ~ 278 (218)	84.5 ~ 89.1 (86.8)	13
块状贫有机质泥质粉砂岩	0.84 ~ 1.93 (1.30)	0.48 ~ 5.79 (2.36)	37 ~ 365 (179)	67.5 ~ 92.2 (77.9)	2.4 ~ 15.6 (9.5)

注:表中数据为“最小值~最大值(平均值)”。TOC为总有机碳含量; S_1 为游离烃含量;OSI为含油饱和度指数。“—”表示未测到数据。

作为评价含油性、可动性、储集性和可压性的地质参数。鉴于4个地质参数数据分布范围差异较大,本文对这些数据进行了标准化和归一化处理,从而获得“四性”指数。研究区芦草沟组不同岩相细粒沉积岩的“四性”指数见表2。

结果表明,不同岩相间的关键“四性”差异明显(图8)。得益于碳酸盐矿物良好的可压性,脆性指数最大值和最高的平均值均出现在纹层状富有机质泥质灰云岩中,除混合泥岩和块状贫有机质泥质粉砂岩外,其他岩相的可压性指数平均值均超过0.65。从含油性角度看,含油性指数最大值出现在纹层状富有机质长英质泥岩中,而平均值最高的岩相为纹层状富有机质泥质粉砂岩。这表明研究区存在2种不同的烃类富集机制:自生自储和烃类微运移充注。纹层状富有机质长英质泥岩的TOC平均值为4.45%,高TOC伴随的良好生烃能力为高含油性提供了物质基础,符合页岩油自生自储规律。然而,纹层状富有机质泥质粉砂岩的TOC分布范围为2.15%~3.97%(平均值为3.01%)。需要注意的是,该岩相中较高的TOC主要受到2个因素的控制:①芦草沟组本身沉积于过渡环境,砂、泥互层,其中富有机质纹层也较发育。因此粉砂岩当中也保存了一定量的有机质;②由于泥质粉砂岩储集性较高,导致其很容易接受经微位移的油气。事实上,前人

通过研究碳同位素、原油物性和生物标志化合物等数据,发现吉木萨尔芦草沟组中存在明显油气运移^[33-34]。在油气微运移充注的背景下,该岩相中TOC会因为运移烃而升高。对比TOC发现,纹层状富有机质泥质粉砂岩生烃能力明显低于其他富有机质岩相,其高含油性也证明了研究区芦草沟组细粒沉积中富有机质岩相生成的烃类经短距离运移在纹层状富有机质泥质粉砂岩中赋存这一事实。此外,尽管纹层状富有机质长英质泥岩TOC很高,但并非研究区芦草沟中TOC最高的岩相,纹层状富有机质混合泥岩和纹层状富有机质泥质灰云岩的TOC均高于纹层状富有机质长英质泥岩,然而这些岩相的含油性指数却明显低于纹层状富有机质长英质泥岩。这也间接说明这些富有机质岩相生成的大量烃类经运移充注到其他岩相中,而未在原地聚集成藏。最后,研究区芦草沟组中除纹层状富有机质泥岩(灰云岩)组合属于“源-储一体”型页岩油藏,其余3种均属于“源-储共存”型页岩油藏。这种良好的源-储耦合条件也为油气微运移提供了良好的条件。

从可动性的角度来看,其最高值出现在纹层状富有机质泥质灰云岩中,块状贫有机质长英质泥岩和纹层状富有机质泥质粉砂岩的可动性指数平均值较高。在细粒沉积中,可动性主要受控于有机质特性(有机质丰度和热演化成熟度等)及矿物组成^[7,10,35]。对于研究

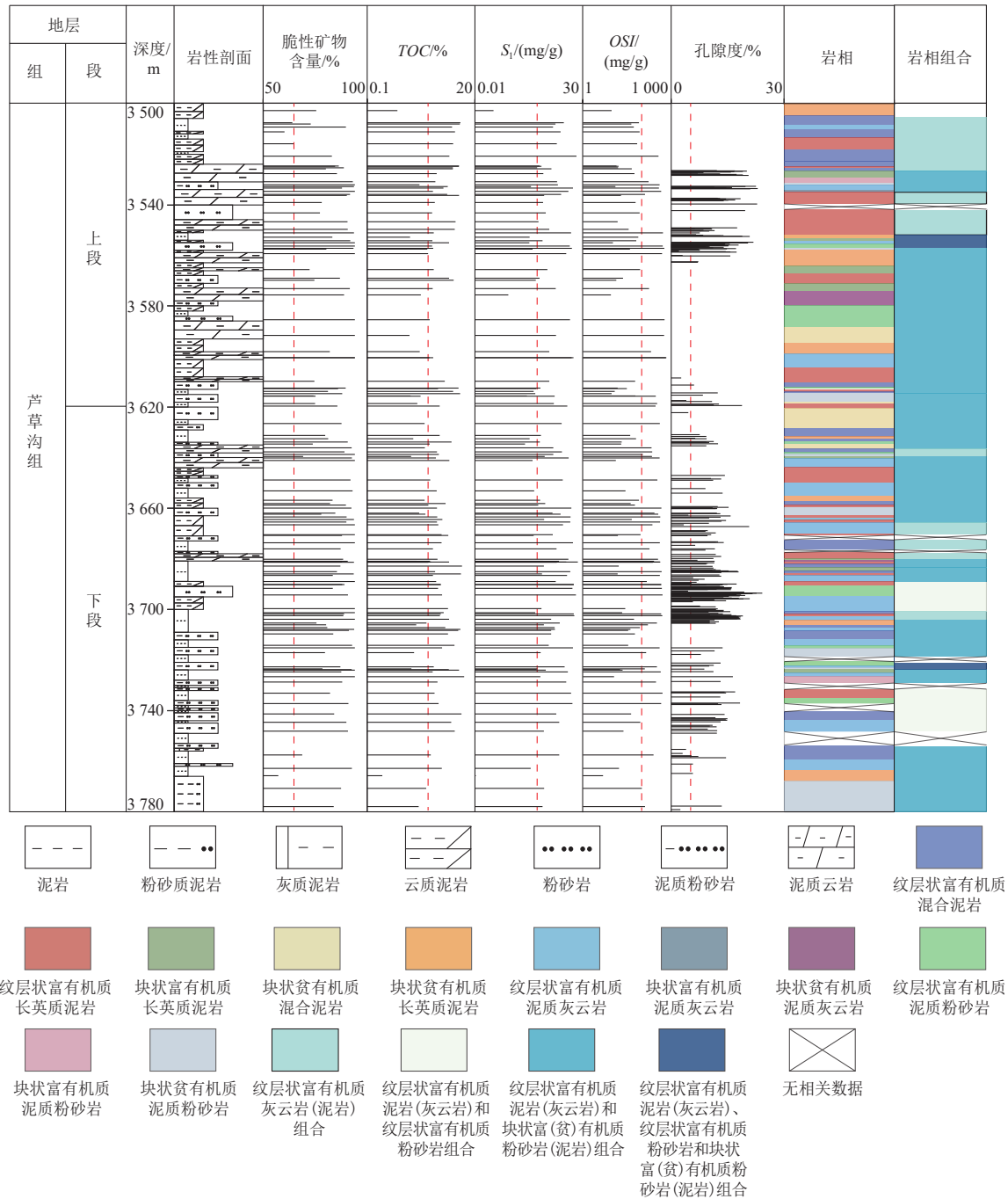


图7 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组地质特征和岩相(岩相组合)分布

Fig. 7 Geological characteristics and lithofacies (lithofacies assemblage) distribution of the Lucaogou Formation, well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin

TOC. 总有机碳含量; S_1 . 游离烃含量; OSI. 含油饱和度指数

区而言,芦草沟组厚度仅约为300 m,其热演化成熟度不会存在显著差异。因此,芦草沟组中可动性指数主要受控于有机质丰度和矿物组成。纹层状富含有机质泥质灰云岩中可动性指数最高的样品TOC仅为2.19%,但其 S_1 为13.24 mg/g,这表明其中存在经过运移的烃类充注。同时,前人研究表明,虽然有机质是页岩中烃类吸附的主体,但不同类型矿物吸附能力的差异仍然

不能忽略。例如,碳酸盐矿物(如方解石)对烃类的吸附能力仅为黏土矿物的1/10^[31]。因此,在异地生成烃类充注、较低TOC和较高碳酸盐矿物含量的共同作用下,纹层状富含有机质泥质灰云岩中出现了页岩油可动性异常高的情况。但需要注意的是,纹层状富含有机质泥质灰云岩的可动性指数平均值并不高,表明这种情况并不普遍。可动性指数平均值较高的是块状贫有机

表2 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组不同岩相页岩“四性”特征

Table 2 Four properties of shales of varying lithofacies in the Lucaogou Formation, well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin

岩相	可压性指数	含油性指数	可动性指数	储集性指数
纹层状富有机质混合泥岩	0.068 ~ 0.876 (0.592)	0.042 ~ 0.917 (0.249)	0.007 ~ 0.665 (0.177)	0.034 ~ 0.697 (0.332)
纹层状富有机质长英质泥岩	0.166 ~ 0.829 (0.654)	0.038 ~ 1.000 (0.354)	0.011 ~ 0.767 (0.351)	0.020 ~ 0.694 (0.351)
块状富有机质长英质泥岩	0.343 ~ 0.806 (0.674)	0.072 ~ 0.576 (0.284)	0.080 ~ 0.687 (0.356)	0.168 ~ 0.616 (0.419)
块状贫有机质混合泥岩	0.000 ~ 0.876 (0.503)	0.000 ~ 0.428 (0.112)	0.000 ~ 0.718 (0.229)	0.000 ~ 0.626 (0.299)
块状贫有机质长英质泥岩	0.403 ~ 0.904 (0.701)	0.162 ~ 0.301 (0.208)	0.316 ~ 0.839 (0.560)	0.084 ~ 0.354 (0.227)
纹层状富有机质泥质灰云岩	0.741 ~ 1.000 (0.861)	0.027 ~ 0.733 (0.159)	0.009 ~ 1.000 (0.146)	0.044 ~ 0.697 (0.380)
块状富有机质泥质灰云岩	0.935	0.500	0.664	—
块状贫有机质泥质灰云岩	0.720 ~ 0.761 (0.741)	0.005 ~ 0.078 (0.042)	0.006 ~ 0.223 (0.115)	1.000
纹层状富有机质泥质粉砂岩	0.378 ~ 0.947 (0.752)	0.019 ~ 0.875 (0.481)	0.023 ~ 0.866 (0.533)	0.008 ~ 0.738 (0.424)
块状富有机质泥质粉砂岩	0.700 ~ 0.816 (0.758)	0.216 ~ 0.442 (0.319)	0.249 ~ 0.445 (0.347)	0.370
块状贫有机质泥质粉砂岩	0.272 ~ 0.894 (0.534)	0.023 ~ 0.278 (0.113)	0.053 ~ 0.587 (0.285)	0.013 ~ 0.458 (0.253)

注:表中数据为“最小值~最大值(平均值)”。“—”表示未测到数据。

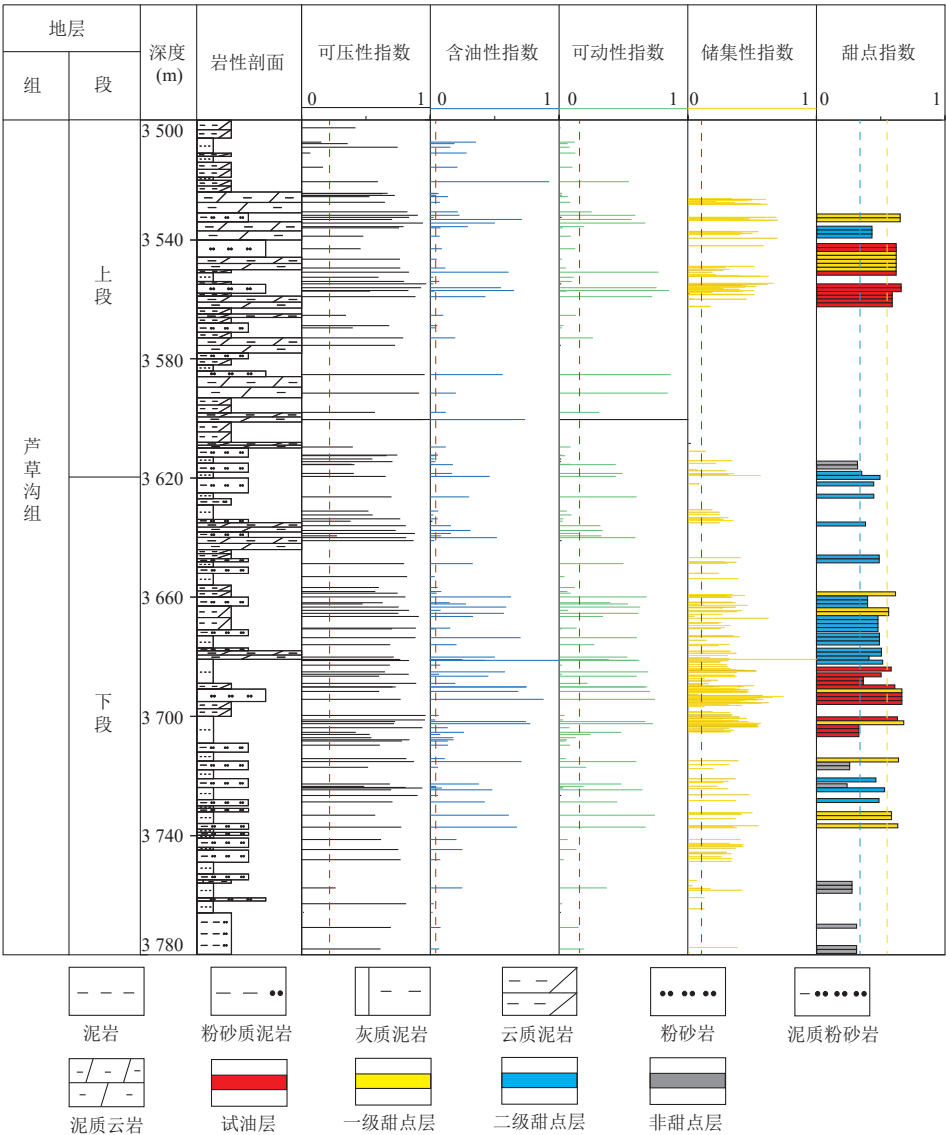


图8 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷J1X井芦草沟组“四性”指数和甜点层分布

Fig. 8 Four-property indices and sweet spot layer distribution of the Lucaogou Formation, well J1X, Jimusar Sag, Junggar Basin (红色虚线代表“四性”指数的底线数值;蓝色虚线和黄色虚线分别代表代表一级和二级甜点的甜点指数分界线。)

质长英质泥岩和纹层状富有机质泥质粉砂岩,虽然两个岩相的可动性指数均较高,但其形成的机制有所差异。对于块状贫有机质长英质泥岩而言,其含油性并不高,虽然其本身生烃能力有限,但这也说明了其并未受到显著的油气微运移充注,其中的高可动性主要得益于其中的 TOC 较低,而纹层状富有机质泥质粉砂岩受到了明显的外来油气充注。例如,在纹层状富有机质泥岩(灰云岩)和纹层状富有机质粉砂岩组合中的纹层状富有机质粉砂岩的可动性一般会相对较高。因此,虽然其 TOC 较高,但仍然具有良好的可动性。储集性指数的最大值出现在块状贫有机质泥质灰云岩中,但由于只有1个样品,故在此不进行详细讨论。除此之外,纹层状富有机质泥质粉砂岩的储集性指数平均值最高,由于粉砂岩中长英质矿物含量较高,容易形成刚性骨架,从而对压实作用具有较好的抵抗作用,因此其物性也相对较好。另外,由于纹层状富有机质泥质粉砂岩自身具有一定的生烃能力,从而进一步有利于孔隙保存,这种较好的物性也为油气充注提供了良好的条件。相似的现象也发生在四川盆地寒武系筇竹寺组的输导层型页岩气藏中,由于粉砂质页岩的储集性较好,因此富有机质页岩形成的天然气聚集在其中,从而形成高产气藏^[36]。需要说明的是,J1X井的地层压力系数为1.68^[37],地层超压也为储层孔隙的保存提供了有利条件,这也解释了研究区芦草沟组中储层物性普遍较好的现象。

4 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油甜点

页岩油甜点层识别是“四性”评价的终极目标。为定量评估不同层位的资源潜力,本文结合“四性”参数提出“甜点指数”概念,以定量评价页岩油藏资源品质,甜点指数为“四性”指数加和的平均值。

对于页岩油藏,“四性”中任一参数过低均会导致开发效果欠佳。因此,识别甜点层前,需确定“四性”参数下限值。前人已对部分“四性”参数下限值进行过探讨:①李志明等^[31]通过对比中国主要页岩油甜点段地质参数,提出 S_i 和孔隙度的下限值可以分别选取1 mg/g和5%;②对于表征可动性的参数 OSI ,本文选择Jarvie^[1]提出的油超越效应的边界值($OSI = 100$ mg/g),该数值已经被学界和工业界所广泛接受;③从可压性角度,能源行业标准《页岩脆性指数测定及评价方法》(NB/T 10248—2019)以脆性指数60和70分别作为可压性较好和好的下限值,本文取脆性指数65作为甜点层下限。在评价研究区芦草沟组甜点指数前,先判别“四性”,任

一“四性”指数低于界限则不计入甜点指数。

研究区芦草沟组的甜点指数分布见图8。J1X井已试油获工业油气流,故以试油层甜点指数为标准,大于试油层甜点指数平均值和最小值的层位分别归为一级和二级甜点,小于最小值的为非甜点层。

研究区芦草沟组的甜点指数分布范围为0.24 ~ 0.68(平均值为0.53),而试油层的甜点指数分布范围为0.33 ~ 0.67(平均值为0.55)。从不同岩相和岩相组合的角度,纹层状富有机质泥岩(灰云岩)和纹层状富有机质粉砂岩组合及纹层状富有机质泥岩(灰云岩)、纹层状富有机质粉砂岩和块状富(贫)有机质粉砂岩(泥岩)组合中的纹层状富有机质泥质粉砂岩甜点指数平均值为0.61。这两类岩相组合均属于典型的“源-储共生”型页岩油藏,在原地生烃和油气微运移充注的共同作用下,纹层状富有机质泥质粉砂岩具有较好的含油性和可动性,加之良好的储集性和可压性,使其成为了芦草沟组中最有利的勘探岩相。由于纹层状富有机质泥质粉砂岩自身生烃能力并不强,因此,需要有其他岩相组合内的富有机质岩相为其提供额外的烃类来源才能形成有利勘探甜点。同时,纹层状富有机质泥岩(灰云岩)组合中部分纹层状富有机质长英质泥岩和纹层状富有机质混合泥岩也可以被归为一级甜点。这种岩相组合代表生烃能力强的“源-储一体”型页岩油藏。可见,在研究区芦草沟组,“源-储共生”型与“源-储一体”型页岩油藏皆可以成为有利勘探目标。

基于甜点指数,对芦草沟组中的甜点层和类型进行了识别。结果表明,除了目前已开展试油的层位外,仍存在其他具有良好资源潜力的层位,部分一级甜点层的甜点指数甚至超过了试油层的甜点指数。此外,在“上、下甜点”之间(例如芦草沟组下段顶部),可发现较厚的二级甜点层。实际上,本文研究结果也得到了勘探实践的支撑。近期,新疆油田实施了JHW85-71井,并以“上、下甜点”之间的“中甜点”为目标靶层,获得了工业油流,峰值产油量为38.8 t/d,目前已稳产超400 d,累产油量超过7 000 t,这成为了本文研究成果的有力支撑。综上所述,准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组除“上、下甜点”外,其他层位仍具良好资源潜力,应拓展勘探层位,加强对“中甜点”段的基础研究,厘清其有利勘探区域,从而高效挖掘原地资源潜力。

5 立体开发可行性分析

立体开发是指在地质甜点精细评价的基础上,通

过优快钻井和体积压裂等多种工艺技术,纵向多层改造形式人工油气藏,实现页岩油气高效开发^[38-41]。页岩油气立体开发具有储量动用率高、开发效率高和运营成本低等特点^[19-20,33],尤其适合纵向上多个甜点层叠置分布的页岩油气层系,可以显著提升效益。例如,四川盆地涪陵页岩气田进行了页岩气立体开发模式的首次尝试,调整开发方式后,焦石坝地区整体采收率从12.6%提升到了23.3%,立体开发井组采收率最高达到了44.6%^[38];胜利济阳页岩油也进行了立体开发的尝试,通过精细地质甜点评价、优化开发井网和钻井等举措,2024年5月牛页一区立体开发井组产油量达到438 t/d^[42]。与海相页岩相比,陆相页岩沉积速率快,厚度大^[2]。例如,中国四川盆地及周缘的海相五峰组-龙马溪组页岩有效页岩层厚度一般小于40 m^[43-44],而本文中吉木萨尔凹陷芦草沟组的甜点层厚度累计约为100 m。因此,对于陆相页岩体系而言,立体开发更为可行、必要。

在早期开发阶段,吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油主要针对“上、下甜点段”两个层位单独进行水平井体积压裂^[45],秉持“直井控面、水平井提产”的思路进行开发^[46]。然而,由于芦草沟组页岩油储层非均质性强、岩相变化复杂、原油流动性差^[47-49],导致甜点预测难度大、优质储层钻遇率低、储层改造难度大,产能与预期相差较大,且持续稳产能力差。同时,复杂的地质条件造成钻井和压裂成本高。例如,在2017—2019年期间,新疆油田页岩油钻井成本增加2 108万元,在低油价环境下难以实现效益开发^[45]。

吉木萨尔凹陷芦草沟组纵向厚度大,超过300 m。同时多级甜点层叠置分布,甜点层累计厚度超过100 m,具有良好的立体开发条件。涪陵页岩气压裂缝高为30~45 m^[38];济阳胜利页岩油压裂缝高和涪陵页岩气相似,优化确定层间距为42~47 m^[42]。根据涪陵页岩气和济阳胜利页岩油的开发经验,结合吉木萨尔芦草沟组地质特征和甜点层分布,在不窜层的前提下可以粗略划分为3个开发单元,对应“上、中、下甜点”。同时,吉木萨尔芦草沟组中不同甜点段之间均存在厚度大于3 m的泥岩分隔层,可以保证不会出现明显窜层现象。近年来,新疆油田通过大平台立体开发、优化钻井技术、加强储层改造等手段,显著提升了吉木萨尔页岩油的勘探效益。单层开发时期钻井和地面建设成本高,且储量动用程度低。在应用大平台立体开发后,针对“上、下甜点”整体部署纵向立体交错井网^[45]。通过多井公用平台和多层开发的方式,降低了钻井成本,提升了探明储量动用程度^[45]。另外,开发井眼轨迹跟踪

技术、“密切割+强化体积压裂”等手段的应用,进一步提升了优质储层钻遇率和改造体积^[45]。目前吉木萨尔凹陷页岩油已经在深度3 500 m以浅的部分优质甜点区实现了55美元/bbl油价下的效益开发^[46]。在开发成本降低的背景下,先前不具有经济价值的次级甜点也有望具有效益,这也凸显了在下一步勘探中吉木萨尔页岩油“中甜点”的勘探开发价值。因此,面对甜点多层叠置的陆相页岩油系统,未来应基于精细地质评价,采用立体开发手段,降低勘探成本,实现储量动用规模和采收率的最大化。

6 结论

1) 依据矿物组成、有机质丰度和沉积构造,在准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组中共可识别出11类岩相,分别为:纹层状富有机质混合泥岩、纹层状富有机质长英质泥岩、块状富有机质长英质泥岩、块状贫有机质混合泥岩、块状贫有机质长英质泥岩、纹层状富有机质泥质灰云岩、块状富有机质泥质灰云岩、块状贫有机质灰云岩、纹层状富有机质泥质粉砂岩、块状富有机质泥质粉砂岩、块状贫有机质泥质粉砂岩。结合源-储配置关系划分出4类岩相组合,分别为:①纹层状富有机质泥岩(灰云岩)组合;②纹层状富有机质泥岩(灰云岩)和纹层状富有机质粉砂岩组合;③纹层状富有机质泥岩(灰云岩)和块状富(贫)有机质粉砂岩(泥岩)组合;④纹层状富有机质泥岩(灰云岩)、纹层状富有机质粉砂岩和块状富(贫)有机质粉砂岩(泥岩)组合。

2) 在精细“四性”评价基础上,首次提出定量评价页岩油藏资源品质的甜点指数,据此对研究区芦草沟组油藏资源潜力进行定量评价。纹层状富有机质泥岩(灰云岩)和纹层状富有机质粉砂岩组合及纹层状富有机质泥岩(灰云岩)、纹层状富有机质粉砂岩和块状富(贫)有机质粉砂岩(泥岩)组合中的纹层状富有机质泥质粉砂岩是最有利的勘探岩相,纹层状富有机质泥岩(灰云岩)组合中部分纹层状富有机质长英质泥岩和纹层状富有机质混合泥岩也具有较好的勘探潜力。研究区中“源-储共生”型和“源-储一体”型页岩油藏均可作为有利勘探目标。

3) 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组中发育多套甜点层,除传统认知的“上、下甜点”外,其他甜点层资源潜力也不容忽视,原地挖潜前景良好。未来面对甜点多层分布的陆相页岩油系统,应在精细地质评价基础上,采用立体开发手段,降低勘探成本,实现储量动用规模和采收率的最大化。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] KATZ B, LIN Fang. Lacustrine basin unconventional resource plays: Key differences[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 56: 255–265.
- [3] 朱筱敏, 王晓琳, 张美洲, 等. 中国典型陆相盆地细粒沉积环境和岩相特征[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 873–892.
- ZHU Xiaomin, WANG Xiaolin, ZHANG Meizhou, et al. Sedimentary environments and lithofacies characteristics of fine-grained sediments in typical continental basins in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 873–892.
- [4] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践[J]. *地质学报*, 2022, 96(1): 155–171.
- MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong, et al. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(1): 155–171.
- [5] 黎茂稳, 马晓潇, 金之钧, 等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 1–25.
- LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIN Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 1–25.
- [6] 王恩泽, 郭彤楼, 刘波, 等. 海陆过渡相页岩岩相、孔隙特征及有利岩相富气条件——以四川盆地东南缘林滩场地区二叠系龙潭组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(6): 1132–1142.
- WANG Enze, GUO Tonglou, LIU Bo, et al. Lithofacies and pore features of marine-continental transitional shale and gas enrichment conditions of favorable lithofacies: A case study of Permian Longtan Formation in the Lintanchang area, southeast of Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(6): 1132–1142.
- [7] WANG Enze, FENG Yue, GUO Tonglou, et al. Oil content and resource quality evaluation methods for lacustrine shale: A review and a novel three-dimensional quality evaluation model[J]. *Earth-Science Reviews*, 2022, 232: 104134.
- [8] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1333–1349.
- GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1333–1349.
- [9] WANG Enze, LI Maowen, MA Xiaoxiao, et al. Diahopane and diasterane as the proxies for paleoenvironment, hydrocarbon generation condition, and shale oil accumulation[J]. *Chemical Geology*, 2024, 670: 122447.
- [10] WANG Enze, FU Yingxiao, GUO Tonglou, et al. A new approach for predicting oil mobilities and unveiling their controlling factors in a lacustrine shale system: Insights from interpretable machine learning model [J]. *Fuel*, 2025, 379: 132958.
- [11] EIA. How much shale (tight) oil is produced in the United States? [EB/OL]. (2024-03-28) [2025-07-28]. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=847&t=6>.
- [12] 黎茂稳, 马晓潇, 蒋启贵, 等. 北美海相页岩油形成条件、富集特征与启示[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 13–28.
- LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIANG Qigui, et al. Enlightenment from formation conditions and enrichment characteristics of marine shale oil in North America[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 13–28.
- [13] 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 我国陆相中高熟页岩油富集条件与分布特征[J]. *地学前缘*, 2023, 30(1): 116–127.
- ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, LIU Wei, et al. Lacustrine medium-high maturity shale oil in onshore China: Enrichment conditions and occurrence features [J]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 30(1): 116–127.
- [14] 人民日报. 中国油气总产量首超4亿吨油当量 其中原油产量接近历史峰值[EB/OL]. (2025-01-24) [2025-07-28]. https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202501/content_7000843.htm.
- People's Daily. China's total oil and gas production exceeds 400 million tons of oil equivalent for the first time, with crude oil production approaching historical peaks[EB/OL]. (2025-01-24) [2025-07-28]. https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202501/content_7000843.htm.
- [15] HUGHES J D. A reality check on the shale revolution [J]. *Nature*, 2013, 494(7437): 307–308.
- [16] 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 等. 中国页岩油革命值得关注的十个问题[J]. *石油学报*, 2023, 44(12): 2007–2019.
- SUN Longde, LIU He, ZHU Rukai, et al. Ten noteworthy issues on shale oil revolution in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(12): 2007–2019.
- [17] 曹元婷, 潘晓慧, 李菁, 等. 关于吉木萨尔凹陷页岩油的思考[J]. *新疆石油地质*, 2020, 41(5): 622–630.
- CAO Yuanting, PAN Xiaohui, LI Jing, et al. Discussion on shale oil in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2020, 41(5): 622–630.
- [18] 郭晨光, 冯立勇, 梁晓伟, 等. 鄂尔多斯盆地夹层型页岩油水平井递减规律研究[C]//上海联合非常规能源研究中心, 上海科学技术交流中心. ECF2024第十四届亚太页岩油气暨非常规能源大会论文集, 上海, 2024. 庆阳: 中国石油长庆油田分公司页岩油开发分公司, 2024: 64–74.
- GUO Chenguang, FENG Liyong, LIANG Xiaowei, et al. Research on the decline law of horizontal wells in interlayer shale oil in the Ordos Basin [C]//Shanghai United Unconventional Energy Research Center, Shanghai Science and Technology Exchange Center. Proceedings of the 14th Asia Pacific Shale Oil and Gas and Unconventional Energy Conference ECF2024, Shanghai, 2024. Qingyang: China Petroleum Changqing Oilfield Branch Shale Oil Development Branch, 2024: 64–74.
- [19] MCMAHON T P, LARSON T E, ZHANG T, 等. 美国页岩油气

- 地质特征及勘探开发进展[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 807-828.
- MCMAHON T P, LARSON T E, ZHANG T, et al. Geologic characteristics, exploration and production progress of shale oil and gas in the United States: An overview [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 807-828.
- [20] 孙焕泉, 王海涛, 杨勇, 等. 陆相断陷湖盆页岩油开发技术迭代与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 865-877.
- SUN Huanquan, WANG Haitao, YANG Yong, et al. Iteration and evaluation of shale oil development technology for continental rift lake basins [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 865-877.
- [21] 赵明昊, 靳昊, 孙金行. 我国首个国家级陆相页岩油示范区年产突破百万吨[N]. 光明日报, 2024-11-27(04).
- ZHAO Minghao, JIN Hao, SUN Jinhang. The first national level terrestrial shale oil demonstration zone in China has achieved an annual output exceeding one million tons[N]. *Guangming Daily*, 2024-11-27(04).
- [22] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 657-667.
- KUANG Lichun, TANG Yong, LEI Dewen, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(6): 657-667.
- [23] 支东明, 唐勇, 杨智峰, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 524-534.
- ZHI Dongming, TANG Yong, YANG Zhifeng, et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer Sag, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 524-534.
- [24] WANG Yuce, CAO Jian, TAO Keyu, et al. Reevaluating the source and accumulation of tight oil in the middle Permian Lucaogou Formation of the Junggar Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 117: 104384.
- [25] DING Wenjing, HOU Dujie, LI Li, et al. Reconstructing the palaeoecology of a middle Permian alkaline lake using molecular fossils, case study of the Lucaogou Formation in the Junggar Basin, NW China [J]. *Organic Geochemistry*, 2024, 193: 104791.
- [26] 刘诗局. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油差异性富集机理[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- LIU Shiju. A study on differential enrichment of shale oil in Lucaogou Formation, Jimusaer Sag [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [27] 蒋宜勤, 柳益群, 杨召, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷凝灰岩型致密油特征与成因[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 741-749.
- JIANG Yiqin, LIU Yiqun, YANG Zhao, et al. Characteristics and origin of tuff-type tight oil in Jimusaer Depression, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 741-749.
- [28] LIU Shiju, MISCH D, GANG Wenzhe, et al. Evaluation of the tight oil "sweet spot" in the Middle Permian Lucaogou Formation (Jimusaer Sag, Junggar Basin, NW China): Insights from organic petrology and geochemistry [J]. *Organic Geochemistry*, 2023, 177: 104570.
- [29] IQBAL M A, REZAEE R, SMITH G, et al. Shale lithofacies controls on porosity and pore structure: An example from Ordovician Goldwyer Formation, Canning Basin, Western Australia [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 89: 103888.
- [30] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 801-819.
- JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 801-819.
- [31] 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.
- [32] WANG Enze, GUO Tonglou, LI Maowen, et al. Favorable exploration lithofacies and their formation mechanisms in lacustrine shales deposited under different salinity conditions: Insights into organic matter accumulation and pore systems [J]. *Energy and Fuels*, 2023, 37(16): 11838-11852.
- [33] 谭强, 马迪娜·马提吾汗, 岳红星, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油藏原油物性垂向倒置原因分析[J]. 新疆石油天然气, 2019, 15(4): 1-5.
- TAN Qiang, MADINA·Matiwuhun, YUE Hongxing, et al. Reason of vertical inversion of crude oil physical properties in Lucaogou tight reservoir in Jimusaer Sag [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2019, 15(4): 1-5.
- [34] 刘胜男, 朱如凯, 靳军, 等. 油气运移约束陆相页岩油富集——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 石油学报, 2024, 45(6): 932-946.
- LIU Shengnan, ZHU Rukai, JIN Jun, et al. Hydrocarbon migration constraints on continental shale oil enrichment: A case study of Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(6): 932-946.
- [35] LI Zheng, ZOU Yanrong, XU Xingyou, et al. Adsorption of mudstone source rock for shale oil-Experiments, model and a case study [J]. *Organic Geochemistry*, 2016, 92: 55-62.
- [36] 郭彤楼, 熊亮, 叶素娟, 等. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践——四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 24-37.
- GUO Tonglou, XIONG Liang, YE Sujuan, et al. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: Insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and*

- Development, 2023, 50(1): 24-37.
- [37] 齐洪岩, 王振林, 张艳宁, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油藏甜点分类[J]. 新疆石油地质, 2025, 46(2): 127-135.
QI Hongyan, WANG Zhenlin, ZHANG Yanning, et al. Classification of sweet spots in shale oil reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2025, 46(2): 127-135.
- [38] 孙焕泉, 蔡勋育, 胡德高, 等. 页岩气立体开发理论技术与实践——以四川盆地涪陵页岩气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 573-584.
SUN Huanquan, CAI Xunyu, HU Degao, et al. Theory, technology and practice of shale gas three-dimensional development: A case study of Fuling shale gas field in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 573-584.
- [39] 杨勇, 张世明, 吕琦, 等. 中国东部陆相断陷盆地页岩油开发理论认识与技术实践——以济阳页岩油为例[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(5): 1-15.
YANG Yong, ZHANG Shiming, LYU Qi, et al. Theoretical understanding and technical practice of shale oil development in continental faulted basins in eastern China: A case study of Jiyang shale oil [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(5): 1-15.
- [40] 孙焕泉, 杨勇, 王海涛, 等. 特高含水油藏剩余油分布特征与提高采收率新技术[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 90-102.
SUN Huanquan, YANG Yong, WANG Haitao, et al. Distribution characteristics of remaining oil in extra-high water cut reservoirs and new technologies for enhancing oil recovery [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 90-102.
- [41] 周彪, 陈志明, 赵辉, 等. 基于改进DFM-NM的页岩油多井干扰三维数值模型及应用[J]. 石油科学通报, 2024, 9(6): 1005-1022.
ZHOU Biao, CHEN Zhiming, ZHAO Hui, et al. A three-dimensional numerical model and application of shale oil multi-well interference based on improved DFM-NM [J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 9(6): 1005-1022.
- [42] 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 Ziyang, 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.
- [43] WANG Enze, GUO Tonglou, LI Maowen, et al. Exploration potential of different lithofacies of deep marine shale gas systems: Insight into organic matter accumulation and pore formation mechanisms [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, 102: 104563.
- [44] 郭旭升, 王濡岳, 申宝剑, 等. 中国页岩气地质特征、资源潜力与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 15-28.
GUO Xusheng, WANG Ruyue, SHEN Baojian, et al. Geological characteristics, resource potential, and development direction of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 15-28.
- [45] 谢建勇, 崔新疆, 李文波, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油效益开发探索与实践[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 99-110.
XIE Jianyong, CUI Xinjiang, LI Wenbo, et al. Exploration and practice of benefit development of shale oil in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 99-110.
- [46] 支东明, 李建忠, 杨帆, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系全油气系统地质特征与勘探开发实践[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(4): 14-23.
ZHI Dongming, LI Jianzhong, YANG Fan, et al. Geological characteristics and exploration and development practice of the Permian full oil and gas system in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(4): 14-23.
- [47] WANG Yuce, CAO Jian, TAO Keyu, et al. Origin of heavy shale oil in saline lacustrine basins: Insights from the Permian Lucaogou Formation, Junggar Basin [J]. AAPG Bulletin, 2023, 107(9): 1553-1579.
- [48] WU H, WANG Yaohua, TAN Jingqiang, et al. Influences of lithofacies on fluid mobility in mixed sedimentary rocks: Insights from NMR analysis of the Middle Permian Lucaogou Formation, Junggar Basin [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(4): 100305.
- [49] 秦志军, 操应长, 冯程. 基于改进型随机森林算法的页岩岩性识别——以准噶尔盆地芦草沟组为例[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(5): 595-603.
QIN Zhijun, CAO Yingchang, FENG Cheng. Shale lithology identification based on improved random forest algorithm: a case of Lucaogou Formation in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(5): 595-603.

(编辑 董奕含)