

鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩油勘探进展与启示意义

赵 喆^{1,2}, 王秀娟^{1,2}, 尤 源^{1,2}, 程党性^{1,2}, 王艳梅^{1,2}, 张 杰^{1,2}, 李继宏^{1,2}, 蒯克来³, 马文忠^{1,2},
王成旺^{1,2}, 王建强⁴, 操应长³, 刘江艳^{1,2}

[1. 中国石油长庆油田公司, 陕西 西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018;
3. 中国石油大学(华东), 山东 青岛 266580; 4. 西北大学 含油气盆地研究所, 陕西 西安 710018]

摘要:鄂尔多斯盆地长7油层组页岩油勘探取得显著进展。长7¹和长7²油层亚组以夹层型页岩油为主,已实现规模效益开发;长7³油层亚组页岩型页岩油实现了风险勘探突破,提交控制地质储量 2.72×10^8 t。系统梳理了近年长7³油层亚组页岩油地质认识新进展及技术新突破,总结勘探启示,提出长7油层组页岩油未来发展方向。岩相、沉积成因、储集性、含油性、成藏机理研究表明:①长7³油层亚组主要发育一套深水湖盆沉积,以泥页岩为主,垂向上多呈薄互层—纹层结构,泥岩、页岩及粉砂质泥岩平面分布广、厚度大。②水槽实验模拟和FIB-SEM三维重构证实,异重流是控制长7³油层亚组含砂质细粒体系形成的主要沉积机制,洪水事件频发与西南部陡坡地形共同主导其发育,泥页岩主要形成于悬浮沉降与强水动力改造两种作用。③长7³油层亚组页岩层系存在有机-无机协同成岩作用,砂岩相储层发育粒间孔和溶蚀孔,泥页岩相则发育硅质纹层、层间缝及晶间孔等储集空间。④长7³油层亚组烃类聚集以“滞留+微运聚”两种方式为主,各类岩性普遍含油,平均含油饱和度达55%以上,游离态烃类占比高达80%。⑤提出以“多类型细粒沉积广覆式分布、微-纳米孔喉体系共储、泥页岩层系整体含油”为核心的箱式成藏模式,主张将长7³富有机质页岩-粉砂岩-凝灰岩组合作为整体勘探单元,推动该区页岩油勘探开发向系统化、一体化方向发展。

关键词: 细粒沉积; 箱式富集; 页岩油; 长7³油层亚组; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE132.8

文献标识码: A

Advances in shale oil exploration in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin and their implications

ZHAO Zhe^{1,2}, WANG Xiujuan^{1,2}, YOU Yuan^{1,2}, CHENG Dangxing^{1,2}, WANG Yanmei^{1,2}, ZHANG Jie^{1,2}, LI Jihong^{1,2},
XI Kelai³, MA Wenzhong^{1,2}, WANG Chengwang^{1,2}, WANG Jianqiang⁴, CAO Yingchang³, LIU Jiangyan^{1,2}

[1. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580; 4. Institute of Oil and Gas Basin, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710018, China]

Abstract: Significant progress has been achieved in the shale oil exploration of the 7th oil group of the Yanchang Formation (also referred to as the Chang 7 oil group) in the Ordos Basin. Specifically, the 1st and 2nd oil sub-groups of the Chang 7 oil group (also referred to as the Chang 7¹ and Chang 7² oil sub-groups, respectively) are primarily characterized by interbedded-type shale oil, which has achieved commercial exploitation. Furthermore, breakthroughs in risk exploration have been made for shale oil in the 3rd oil sub-group of the Chang 7 oil group (also referred to as the Chang 7³ oil sub-group), with probable petroleum initially-in-place of 272×10^6 t having been reported. In this study, we systematically review the recent advances in geological insights into and new technical breakthroughs in shale oil exploration in the Chang 7³ oil sub-group. Based on a summary of exploration implications, we propose future development directions of shale oil exploration in the Chang 7 oil group. The lithofacies, depositional origins, reservoir properties, oil-bearing properties, and hydrocarbon accumulation mechanisms of the Chang 7³ oil sub-group are determined in this study.

收稿日期: 2025-09-06; 修回日期: 2025-11-25。

第一作者简介: 赵喆(1976—), 男, 博士、教授级高级工程师, 油气资源评价与油气发展战略。E-mail: zhaozhe76@petrochina.com.cn。

通信作者简介: 刘江艳(1988—), 女, 博士、高级工程师, 细粒沉积成因及页岩油勘探。E-mail: ljy0312_cq@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家油气重大专项(Oil & Gas Major Project 2025ZD1400200); 中国石油前瞻性基础性重大科技专项(2023ZZ02)。

Specifically, this oil sub-group primarily contains deep-lacustrine basin deposits, which are dominated by shales. These deposits mostly occur as thinly interbedded and lamellar structures vertically and exhibit thick, extensively distributed mudstones, shales, and silty mudstones laterally. Flume experiments and three-dimensional (3D) focused ion beam-scanning electron microscopy (FIB-SEM) reconstructions demonstrate that hyperpycnal flows act as the dominant mechanism governing the formation of sandy fine-grained sediments in the Chang 7³ oil sub-group. The development of these hyperpycnal flows was jointly controlled by frequent flood events and the steep-slope terrain in the southwest. In contrast, shales were formed primarily due to suspension settling and intense hydrodynamic reworking. Organic-inorganic diagenetic coupling identified in the shale sequences of the Chang 7³ oil sub-group, promoted intergranular and dissolution pores in sandstones and siliceous laminae, interlayer fractures, and intercrystalline pores in shales as reservoir spaces. The hydrocarbon accumulation in the Chang 7³ oil sub-group is predominantly governed by retention and micro-migration. All lithologies in this oil sub-group generally bear oil, with average oil saturation exceeding 55% and free hydrocarbons accounting for up to 80% of the total. Accordingly, we propose a hydrocarbon accumulation pattern of the oil-bearing compartment type, characterized by pervasive distribution of multi-type fine-grained sediments, co-existing micro/nano pore-throat systems as reservoir spaces, and favorable oil-bearing properties across the entire shale sequences. Therefore, it is recommended to consider the organic-rich shale-siltstone-tuff assemblages in the Chang 7³ oil sub-group as a whole exploration target. This will help advance systematic, integrated shale oil exploration and exploitation in the study area.

Key words: fine-grained sediment, hydrocarbon enrichment of the oil-bearing compartment type, shale oil, Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

引用格式: 赵喆, 王秀娟, 尤源, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩油勘探进展与启示意义[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(3): 892-906. DOI: 10.11743/ogg20260312.

ZHAO Zhe, WANG Xiujuan, YOU Yuan, et al. Advances in shale oil exploration in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin and their implications[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 892-906. DOI: 10.11743/ogg20260312.

19世纪以来,美国通过不断加大页岩层系地质研究,持续推动储层改造与钻、完井技术进步,实现了页岩油气勘探开发的重大突破。其页岩油气在油气总产量中的占比从2007年的5%大幅提升至2023年的60%以上,不仅助推美国成为油气净出口国,更实现了“能源独立”^[1-2]。近年来,中国页岩油勘探开发也取得了一系列重要进展^[1,3-7],大庆古龙、新疆吉木萨尔和胜利济阳3个国家级页岩油示范区及长庆庆城页岩油建设步伐加快,苏北溱潼凹陷多井型试验取得商业突破,全国页岩油产量已突破 400×10^4 t油当量^[1,3]。其中,鄂尔多斯盆地庆城油田表现尤为突出:2019—2022年间累计提交页岩油探明储量 11.54×10^8 t,截至2024年底产量已达 270×10^4 t,约占全国页岩油总产量的45%,为中国石油乃至国家增储上产提供了有力支撑^[8-9]。

相比美国海相页岩具有有机质丰度高、厚度大、储层连续稳定且分布规律明确等优势地质条件^[1-2],中国页岩油整体以陆相湖盆泥页岩为主,表现出有机质类型多样、非均质性强、储层分布变化快、热演化程度偏低及累计厚度大等典型特征,主要可分为夹层型、混积型和页岩型3大类^[1,10]。不同探区在地质条件与开发特征上差异显著:松辽盆地古龙地区青山口组一段为淡水湖相

沉积,页岩连续稳定、页理发育,属典型的页岩型页岩油,单井日产油量 $8 \sim 15$ t,规划至2025年实现年产量 100×10^4 t,产能 500×10^4 t^[1,6];济阳坳陷古近系沙河街组属于咸水-半咸水湖盆,主要发育泥灰岩和灰泥岩,属于混积型,无机孔及层理缝发育,储集物性与保存条件良好,2023年产量已突破 30×10^4 t,预计2025年将达 50×10^4 t^[1,4];吉木萨尔芦草沟组为咸水湖盆沉积,发育白云质粉砂岩与泥质白云岩,属于混积型页岩油,预计2025年产量可达 170×10^4 t^[1,5];庆城油田延长组长7油层组长7¹和长7²油层亚组为淡水湖盆,以泥页岩与多期砂岩互层为特征,属于夹层型页岩油,目前实现了规模效益开发,预计2025年产量将达到 350×10^4 t^[8-9]。总体来看,中国陆相页岩油资源类型多样、分布广泛、开发前景良好。为推动各类页岩油更好实现经济效益最大化,各探区正围绕自身地质特点,持续深化勘探开发理论认识并完善配套技术体系。

鄂尔多斯盆地延长组页岩油资源丰富。目前,以长7¹和长7²油层亚组为主的夹层型页岩油已实现规模效益开发。长7³油层亚组长期以来被认为是延长组的主要烃源岩层,以广泛发育的静水沉积泥页岩为主^[11-12]。近年来,随着风险勘探钻井的持续深入,该段

岩相与沉积体系的成因机制、源内页岩油富集机理等方面取得一系列创新认识,为长7³页岩型页岩油的勘探打开了新局面。本文在系统梳理鄂尔多斯盆地长7油层组页岩油勘探开发历程与进展的基础上,重点从岩相、沉积成因、储集特征、成藏机理及技术体系等方面,总结长7³页岩油勘探取得的理论与技术新进展,并展望鄂尔多斯盆地页岩油未来勘探方向。

1 延长组长7油层组地质概况及资源潜力

1.1 长7油层组地质概况

鄂尔多斯盆地位于中国东部与西部构造域的交接部位。古生代时期,该盆地属于大华北盆地的一部分;至中生代后期,逐渐与华北盆地分离,并演化为一个大型内陆坳陷盆地。盆地自西向东可划分为西缘逆冲

带、天环坳陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带、伊盟隆起和渭北隆起6个一级构造单元^[11-12](图1a)。晚三叠世延长组和侏罗系延安组是盆地的主要含油层系,其中延长组厚度约1 000~1 500 m,以湖泊、河流和三角洲陆源碎屑沉积建造为主。该组自上而下可划分为长1—长10共10个油层组,其中长7油层组对应湖盆发育鼎盛时期,发育一套厚约110 m的湖相厚层泥页岩与多期粉砂岩、细砂岩及凝灰岩组成的沉积组合。长7油层组自上而下可进一步划分为长7¹、长7²和长7³共3个油层亚组^[11-12](图1b)。

湖盆的阶段性演化导致长7油层组内部沉积特征呈现显著差异。长7³油层亚组沉积期,湖盆范围最大,面积约 $6.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,水体深度为50~100 m,广泛发育大面积厚层泥页岩,是盆地主要的烃源岩层段;至长7¹—长7²油层亚组沉积期,随着湖盆逐渐萎缩,来自西南方向的物源输入增强,湖盆内主要形成以泥页岩为基质、夹有多期重力流砂岩的沉积组合^[8,11-12](图1b)。

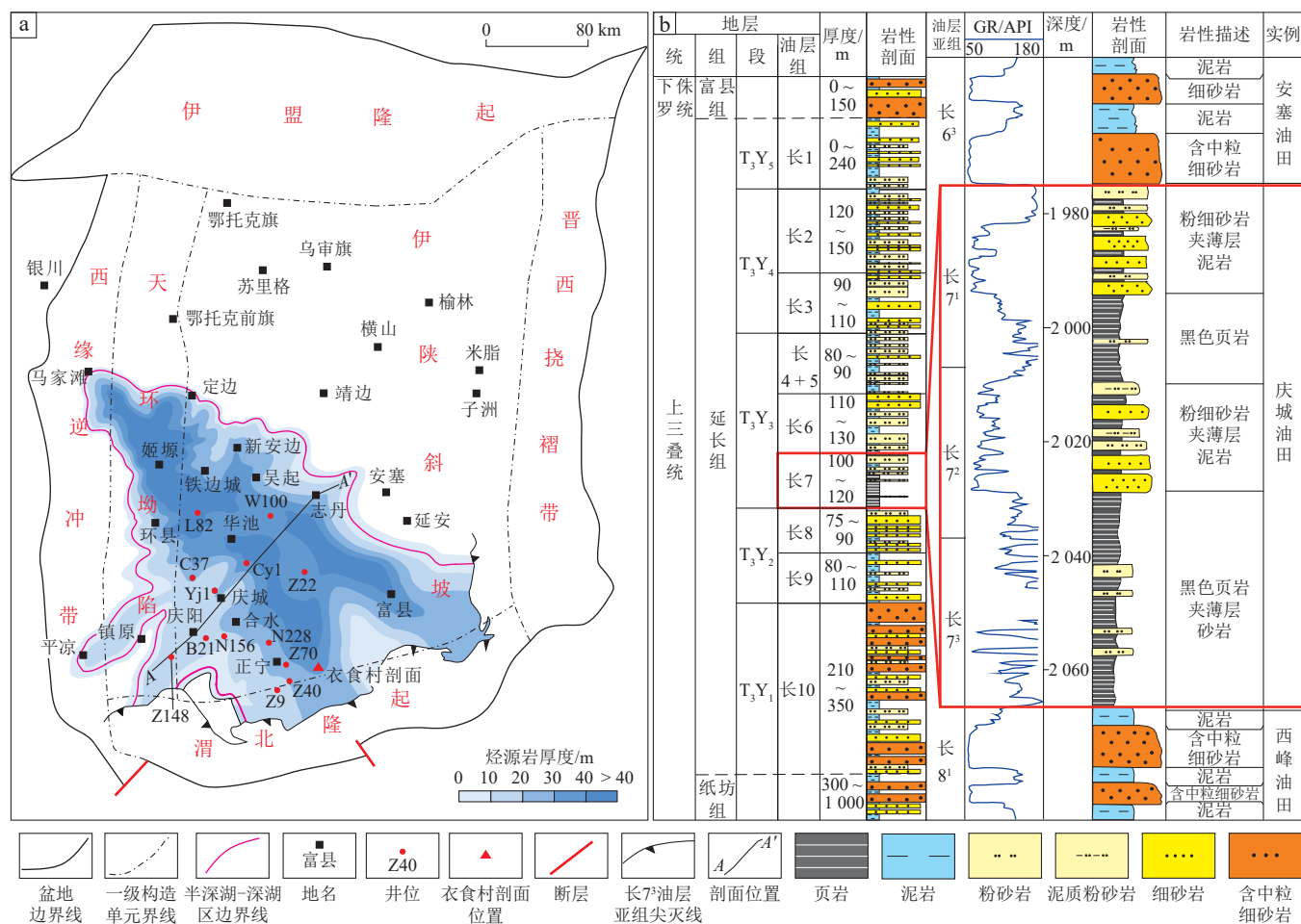


图1 鄂尔多斯盆地构造单元划分(a)及长7油层组综合柱状图(b)(据文章[8]修改)

Fig. 1 Structural unit division map (a) and composite stratigraphic column of the Chang 7 oil group (b) in the Ordos Basin (modified after reference [8])

1.2 长7油层组页岩油勘探开发历程

鄂尔多斯盆地延长组长7油层组页岩油可分为夹层型和页岩型两类。夹层型以泥页岩夹多薄层细砂岩为特征,主要分布在长7¹和长7²油层亚组;页岩型则以厚层泥页岩为主,局部夹有厘米级粉砂岩或凝灰岩,薄夹层厚度小于2 m,主要分布于长7³油层亚组。盆地页岩油勘探开发始于20世纪70年代,主要发展历程可划分为3个阶段。

1.2.1 早期勘探阶段(2011年之前)

1970年,Q6井在盆地延长组长7油层组首次试油见油花;1972年,L3井对该段实施压裂后获日产4.7 m³纯油,成为长7油层组第一口工业油流井;此后,陇东地区共有40余口井在长7油层组钻遇油层,其中6口获工业油流。受当时开发方式与压裂工艺限制,直井试采产量普遍偏低,难以实现有效动用。

1.2.2 评价与技术攻关阶段(2011—2017年)

2011年,陇东地区X233等井区实施“水平井水力喷射分段多簇同步压裂”攻关试验取得重大突破,逐步形成了以细分切割布缝为核心的压裂技术以及配套自主研发的工具,该阶段累计完钻25口水平井,平均试油产量超过100 t/d,为长7油层组规模探明储量的获得奠定了重要基础。2013年,X233试验区提交控制地质储量38 008 × 10⁴ t,含油面积490.1 km²。2013—2015年,先后开展五点井网和七点井网面积注水及体积压裂超前补能等开发试验,其中体积压裂超前补能逐步成为长7油层组主体开发方式。

1.2.3 规模开发及长7³页岩型页岩油勘探突破阶段(2018年至今)

2018年以来,长庆油田按照“直井控藏、水平井提产”的思路,整体部署长7¹和长7²油层的勘探,发现了中国迄今规模最大的10亿吨级页岩油田——庆城油田,累计提交探明储量11.54 × 10⁸ t。截至2024年底,庆城油田已完钻水平井1 175口,年产量达270 × 10⁴ t,建成中国最大的页岩油生产基地。

与此同时,2019年在长7³油层亚组实施的风险探井CY1和CY2井组试油均获日产百吨以上的高产油流。2021年,陇东地区风险探井LY1H井试油日产达116.8 t,目前累计产油量达1.4 × 10⁴ t,单井估算最终可采储量(EUR)预计可达2.5 × 10⁴ t,标志着长7³页岩型页岩油勘探取得重要突破。2025年,该层系提交控

制储量2.72 × 10⁸ t。页岩型页岩油风险勘探的成功,为长庆油田开辟了新的勘探局面。

1.3 长7油层组页岩油资源潜力

页岩油的赋存机理及富集主控因素与常规油藏存在显著差异,需要建立针对性的资源量评价方法^[13-14]。长庆油田针对夹层型和页岩型页岩油,均采用容积法开展了资源评估,其中夹层型已提交探明储量11.54 × 10⁸ t,页岩型已提交控制储量2.72 × 10⁸ t。

最新一轮全国油气资源评价中,针对夹层型页岩油采用小面元容积法进行了资源评估。评价工区面积为6.76 × 10⁴ km²,综合利用长7¹油层亚组2 678口井与长7²油层亚组3 088口井的孔隙度、含油饱和度、地面原油密度和原油体积系数等关键参数进行计算,确定长7油层组夹层型页岩油原地资源量为65.52 × 10⁸ t,表明该类型仍具备广阔的增储空间。

针对页岩型页岩油,则采用小面元体积法进行资源评价,评价工区面积为4.30 × 10⁴ km²。综合利用长7³油层亚组517口井的泥页岩厚度、岩石热解游离烃含量(S₁)和轻烃恢复系数等关键参数,估算出页岩型页岩油资源量约为26.94 × 10⁸ t,显示出良好的增储前景。下一步将继续深化该类型页岩油的含油性和储集性等基础地质研究,并结合开发试验与技术攻关,进一步落实其储量规模与资源潜力。

2 长7³油层亚组地质新认识及技术进展

2.1 长7³油层亚组地质新认识

2.1.1 岩相特征及展布规律

综合野外露头与岩心观察,长7³油层亚组垂向上岩性变化快,非均质性强,颗粒粒径以小于0.062 5 mm为主,整体为一套厚层泥页岩夹粉砂岩和凝灰岩为特征的沉积组合,属于半深湖—深湖环境下的典型细粒沉积体系。其中,泥页岩厚度大、横向分布连续;粉砂岩与凝灰岩厚度相对较薄,多呈层状或透镜状产出。砂岩与上、下泥页岩多呈突变接触,岩性以极细砂岩—粉砂岩为主,单层厚度普遍小于1.00 m,主要分布在0.10~0.94 m;凝灰岩单层厚度变化较快,主要分布在0.10~2.00 m(图2)。

长7³油层亚组页岩层系细粒沉积成因复杂,岩相划分与表征难度较大。前人主要依据岩性、沉积构造、有机质含量和矿物成分等指标进行划分,可精细划分

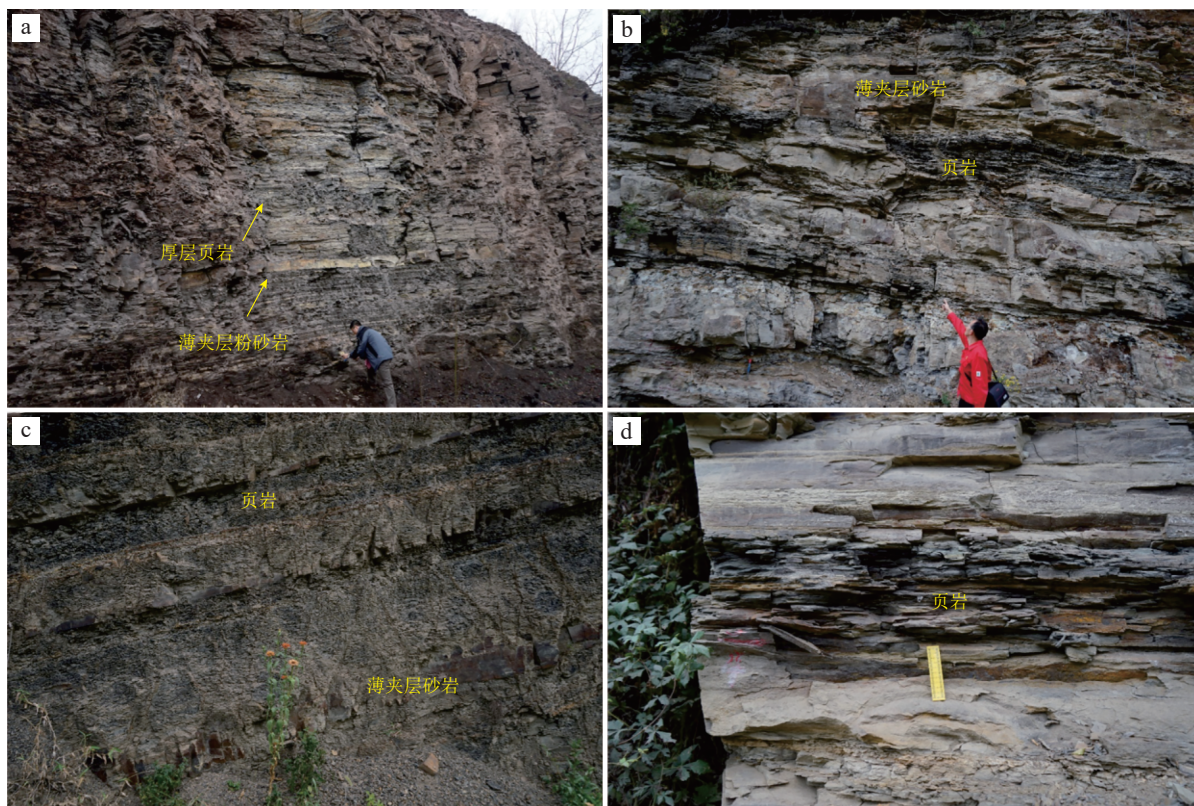


图2 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7^3 油层亚组泥页岩野外露头特征照片

Fig 2 Outcrops of shales in the Triassic Chang 7^3 oil sub-group, Ordos Basin

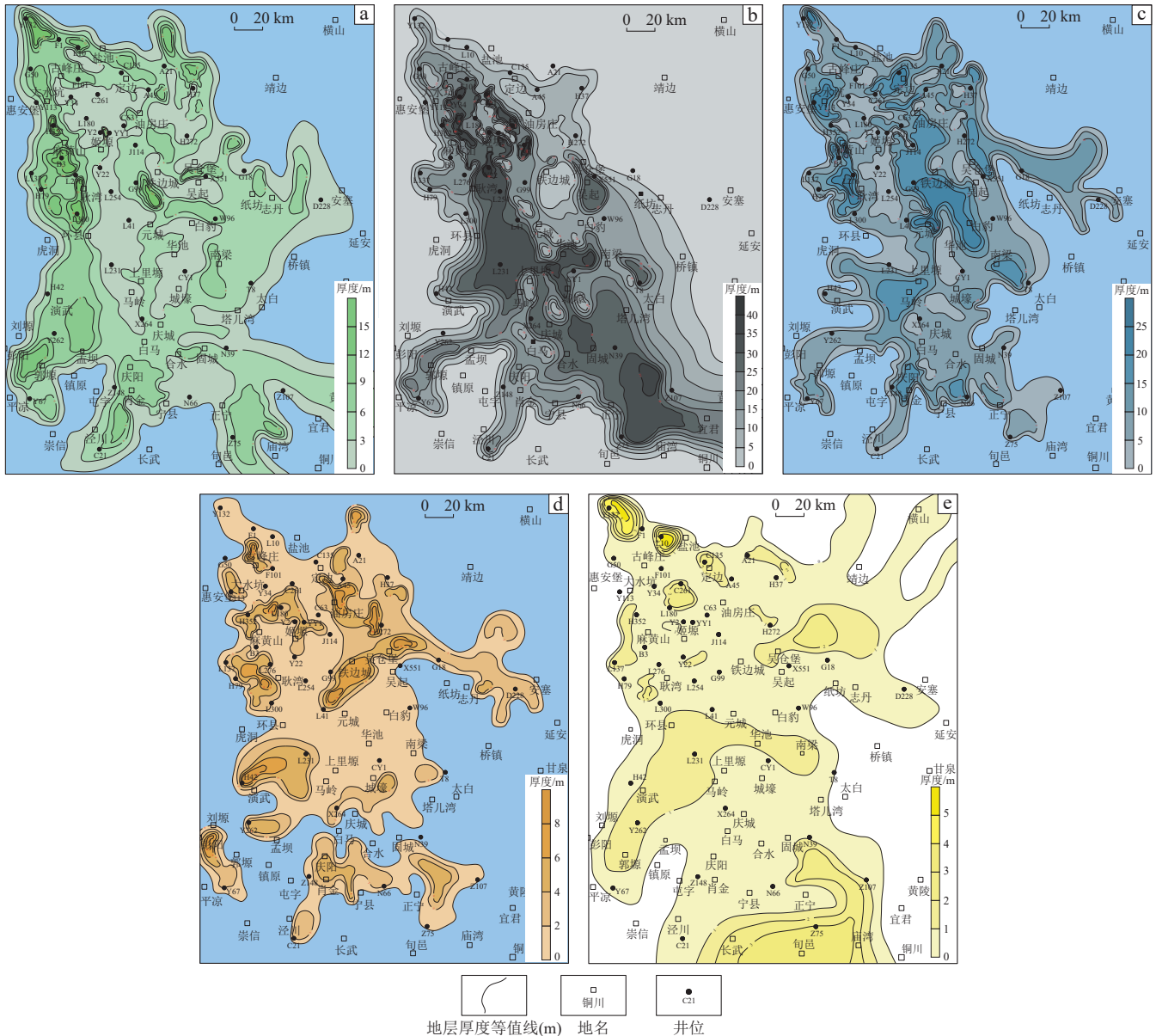
- a. 陕西铜川霸王庄剖面, 典型厚层页岩及薄夹层粉砂岩; b. 陕西铜川衣食村剖面, 典型薄夹层砂岩及页岩; c. 河南南召剖面, 页岩及薄夹层砂岩互层; d. 陕西铜川霸王庄剖面, 典型黑色泥页岩

出20多种岩相类型^[15-17]。在综合考虑岩性及沉积成因的基础上, 本次研究选取对岩相响应敏感的GR(自然伽马)、AC(声波时差)、DEN(密度)、RT(电阻率)和SH(泥质含量)5条测井曲线, 采用多分辨率图聚类分析(MRGC)方法, 建立了电测相-岩相的耦合模型, 并通过机器学习实现了岩相的自动识别与划分, 将长 7^3 油层亚组划分为页岩相、泥岩相、粉砂质泥岩相、粉砂岩相和凝灰岩相5大类。基于此模型, 完成了700余口井的岩相精细解释, 并系统刻画了5类岩相的平面展布特征。整体上, 长 7^3 油层亚组以页岩、泥岩和粉砂质泥岩为主, 厚度大、平面分布连续性强。其中, 泥岩厚度整体较页岩薄, 一般为3.0~10.0 m, 局部可达12.0~15.0 m(图3a); 页岩在盆地西北部古峰庄, 姬塬—中部南梁华池—东南部宜君一带厚度最大, 普遍超过30.0 m(图3b)。粉砂质泥岩厚度一般为5.0~10.0 m, 平面连续性好, 东南部规模减小, 大水坑、麻黄山和铁边城等地区厚度较大, 可超过20.0 m(图3c)。粉砂岩发育规模相对较小, 厚度较薄, 单层厚度分布在0.1~2.0 m, 多在1.0 m以下; 累计厚度一般为1.0~4.0 m, 西北部耿湾等局部地区可达6.0 m以上, 其分布与物

源供给及地质事件作用有关(图3d)。凝灰岩整体厚度较薄, 平面分布连续, 累计厚度多在1.0 m以下, 东南部旬邑地区厚度较大, 累计厚度约2.0 m, 可能与南部秦岭地区强烈的火山活动有关(图3e)。

2.1.2 细粒沉积成因机制

前人认为湖相环境中大面积发育的泥页岩主要形成于安静水体的悬浮沉降过程。然而, 对长 7^3 油层亚组泥页岩微观特征的精细观察表明, 该段泥页岩主要存在两类组构特征。①第一类呈现块状和均质特征, 其长英质颗粒粒径极细, 有机质断续状平行分布, 属于传统认识的静水悬浮沉降成因。该类型在长 7^3 油层亚组发育程度较低。②第二类在显微镜下可观察到大量毫米-微米级纹层, 非均质性极强, 主要包括粉砂级长英质纹层、富有机质纹层与富凝灰质纹层。该类型在长 7^3 油层亚组泥页岩中广泛发育。粉砂级长英质纹层中可见粉砂级颗粒分布不均, 普遍发育明显的正粒序特征, 且长英质颗粒的长轴方向呈现一定定向性(图4a)。纹层底部还可观察到冲刷-充填构造(图4b, c), 微区X射线荧光元素图像分析亦识别出泄水构造,

图3 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7^3 油层亚组不同类型岩相厚度分布平面图Fig. 3 maps of various lithofacies in the Triassic Chang 7^3 oil sub-group, Ordos Basin

a. 泥岩; b. 页岩; c. 粉砂质泥岩; d. 粉砂岩; e. 凝灰岩

泄水通道穿切多层粉砂级长英质纹层的特征清晰可辨(图4d),指示该纹层并非静水悬浮沉降的产物,多种沉积构造共同揭示了流水作用的存在。富凝灰质纹层和富有机质纹层中均识别出波纹层理和前积层等流水成因构造(图4e,f),不同于悬浮沉降形成的均质特征。以上证据表明,该类泥页岩形成于水动力较强的环境,可能受底流改造或陆源事件影响,而非传统所认为的安静、弱水动力环境^[18-20]。

利用聚焦离子束-扫描电子显微镜(FIB-SEM)沿平行于粉砂级长英质纹层的方向进行原位切割及三维重构,精细划分前积波纹的形成期次及空间展布特征。

以Ch96井泥页岩样品为例,在样品选定区域内识别出8期前积层,不同期次前积层均覆盖下伏斜坡面之上并持续向前推进,揭示了沉积过程中存在较强水动力影响,前积层发生迁移摆动(图5)。泥页岩沉积成因机制的差异对其成烃、成储具有重要意义,对下步开展泥页岩成藏研究具有理论支撑作用。

长 7^3 油层亚组沉积时期,砂岩相整体粒度较细,以泥质粉砂岩、粉砂岩及极细砂岩为主(图6)。砂岩中发育小型沙纹层理和波状层理(图6a—d),断面可见较完整的陆源植物碎片(图6e)。同时,砂岩层序中可见下部逆粒序、上部为正粒序的组合特征(图6b—d,f),表现出牵

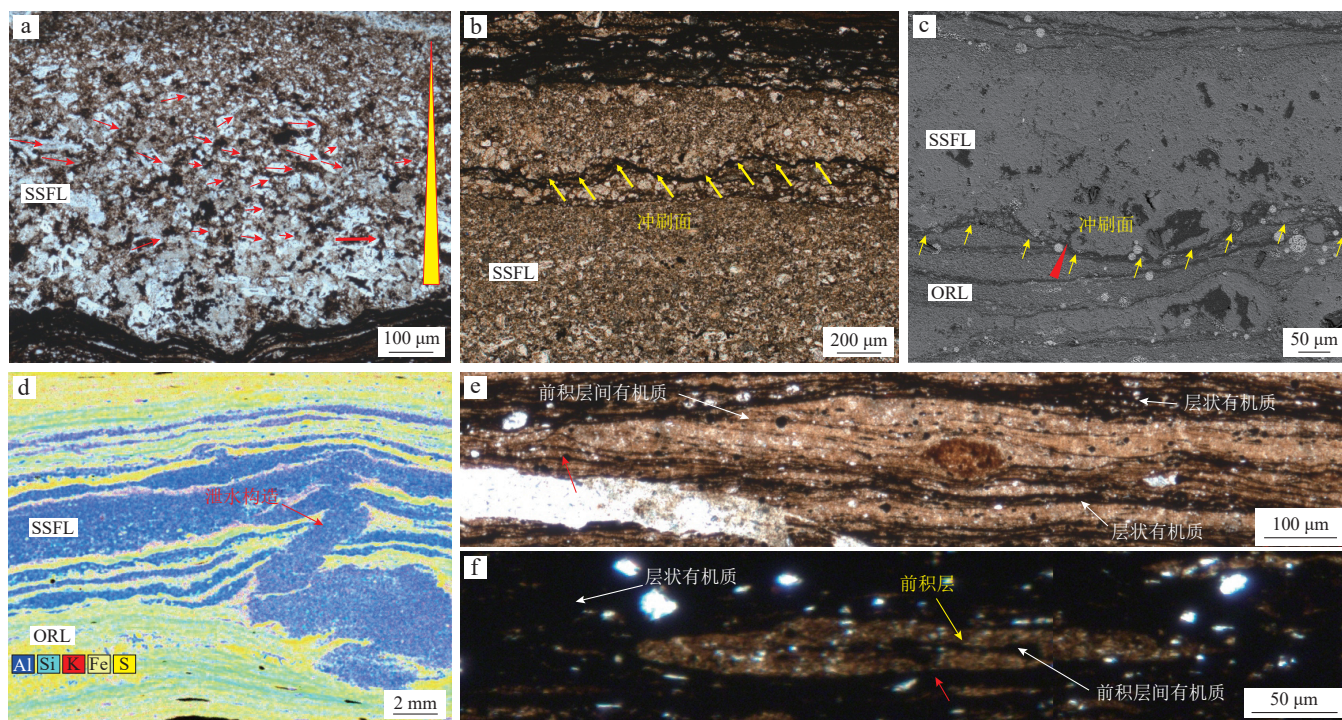


图4 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7³油层亚组页岩中不同类型纹层的微观沉积构造特征显微照片(图片a—d修改自文献[21])

Fig. 4 Microscopic sedimentary structural characteristics of various types of laminae in shales in the Triassic Chang 73 oil sub-group, Ordos Basin (a—d modified after reference [21])

a. Zh8井,埋深1 278.86 m,普通薄片(红色箭头方向指示颗粒长轴方向);b. Zh8井,埋深1 282.85 m,普通薄片;c. N70井,埋深1 718.90 m,SEM;d. C30井,埋深1 967.30 m,微区XRF元素扫描图像(SSFL为粉砂级长英质纹层;ORL为富有机质纹层);e. Ch96井,埋深2 057.35 m,普通薄片;f. C30井,埋深1 966.50 m,普通薄片(红色箭头指示前积层下伏的透镜状黏土质集合体)

引流与重力流共同作用的影响,揭示了长7³油层亚组砂质细粒沉积具有洪水型异重流的成因特点。在明确岩相序列分布的基础上,以长7³油层亚组沉积时期的原型盆地模型,开展了极细砂岩级以下的环形水槽细粒沉积模拟实验,重现了异重流将细粒沉积物搬运至深水区的过程(图7a)。模拟实验表明,异重流搬运细粒沉积物主要可划分为3个阶段:①初期因密度和流速差异,流体头部较厚、颗粒较粗,上部则较薄且颗粒粒径偏细(图7b);当弗洛德数大于0.4时,滑水作用使流体头部抬升并向前快速推进(图7c),多个“新前端”的产生推动粉砂岩和泥质粉砂岩等细粒沉积物向湖盆中部长距离搬运(图7d)。沉积物切片显示出与岩心相似的纹层发育特征,且搬运距离越远,纹层厚度越薄(图7e)。长7³油层亚组沉积时期古环境整体表现为温暖湿润、梅雨事件频发、水体较深的淡水湖盆特征,古地貌呈现西南陡、东北缓的不对称形态。综合分析认为,频繁的洪水事件和西南部陡坡地形是控制该时期异重流发育的主要因素^[8]。

2.1.3 成岩作用及储集特征

长7³油层亚组的多种细粒沉积类型均具备储集能

力,发育的储集空间类型主要包括粒间孔、溶蚀孔、黏土矿物晶间孔及层间缝等,孔隙度分布范围为2%~8%。宏观上砂岩与泥页岩之间、微观上粉砂级长英质纹层与富有机质纹层之间,由于矿物组成和成岩期化学作用的差异,导致不同岩性和纹层之间存在明显的物质与流体交换作用。页岩层系内表现出显著的有机-无机协同成岩效应,构成了一个相对封闭的成岩系统。具体而言,在有机质页岩发生强排有机酸作用的同时,邻近的砂岩受到强溶蚀,释放出K⁺离子并形成溶蚀孔隙。与此同时,泥页岩在K⁺离子加入、Si⁴⁺离子脱出以及蒙脱石向伊利石转化等一系列成岩作用影响下,形成硅质纹层、层间缝和晶间孔等储集空间。这些过程共同促进了页岩层系内多类型微-纳米孔喉系统的发育,显著提升了其储集能力。

薄片观察显示,凝灰岩中长石晶屑溶蚀作用强烈,常见仅保留颗粒边缘的长石溶蚀残余(图8)。晶屑凝灰岩的长石溶孔内可见蠕虫状高岭石充填,部分层段还发育碳酸盐胶结(图8)。在富有机质纹层与粉砂级长英质纹层共生组合中,有机质热演化产生的酸性流体促使粉砂级长英质纹层及粉砂岩中钾长石大量溶解,形成

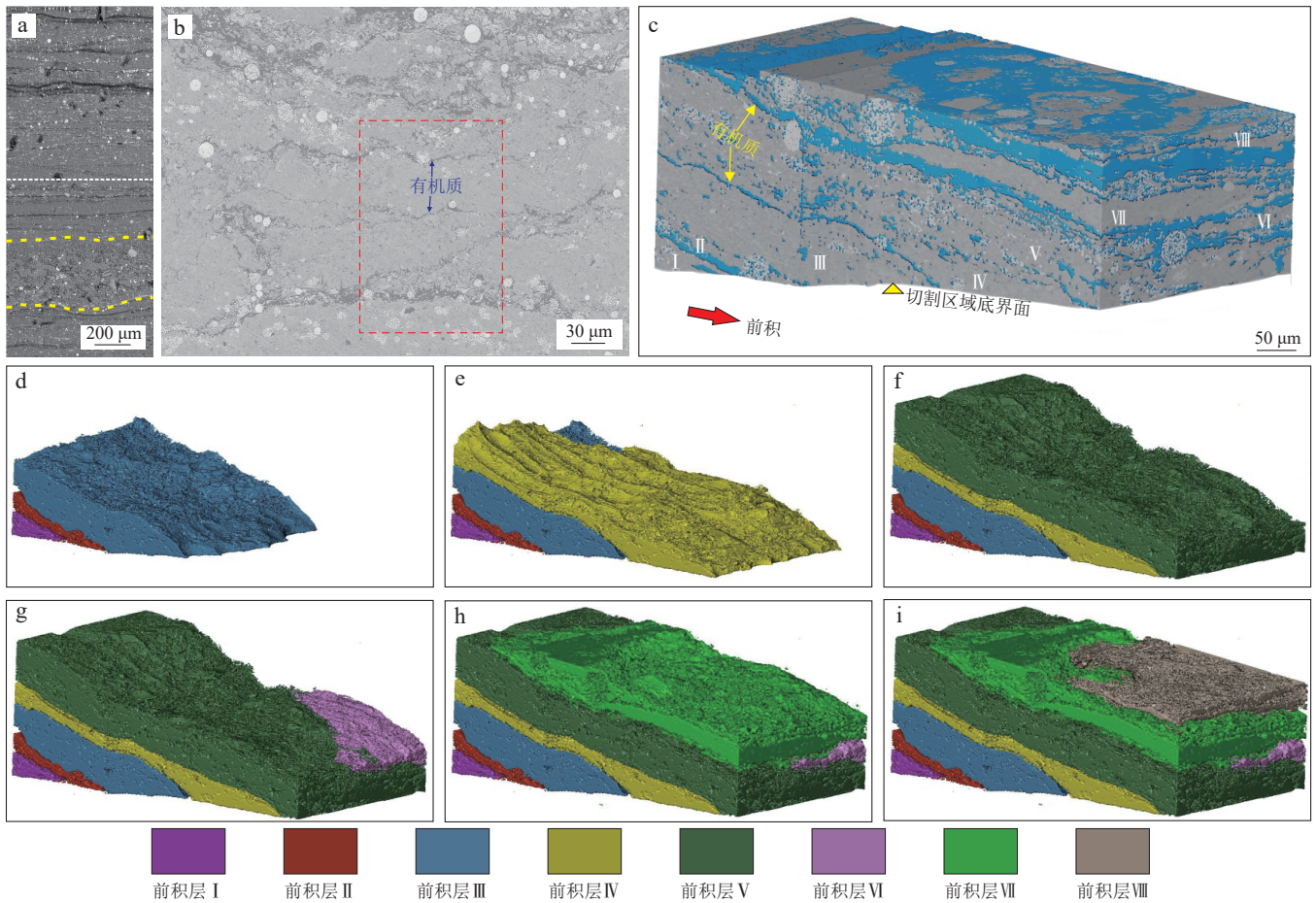


图5 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7^3 油层亚组深湖相细粒沉积物中前积层的三维展布特征(引自文献[22])

Fig. 5 3D distribution characteristics of foreset beds in deep-lacustrine fine-grained sediments in the Triassic Chang 7^3 oil sub-group, Ordos Basin (after reference [22])

a. 黄色虚线框内为粉砂级长英质纹层, Ch96井, 埋深2 055.55 m, SEM照片; b. 平行于纹层切片中有机质含量较高的典型区域, Ch96井, 埋深2 055.55 m, SEM照片; c. 基于FIB-SEM三维重构分析重建的前积层三维展布特征, 分析区域为b图中的红色虚线框内(编号I—VIII分别为第1—8期前积层); d. 第1—3期前积层三维特征; e. 第1—4期前积层三维特征; f. 第1—5期前积层三维特征; g. 第1—6期前积层三维特征; h. 第1—7期前积层三维特征; i. 第1—8期前积层三维特征

长石溶孔, 孔内可见自形程度较好的自生高岭石。同时, 从粉砂级长英质纹层中释放出的 K^+ 离子向相邻富有机质纹层扩散, 促进了蒙脱石的伊利石化, 在这一转化过程中伴随自生石英大量沉淀, 而过量的铁离子则以莓球状或分散状黄铁矿的形式析出, 因此在富有机质纹层中常见这类黄铁矿以及层状自生石英(图8)。此类协同成岩作用在宏观尺度的富有机质泥页岩与粉砂岩岩心组合中同样存在。溶解-沉淀引起的成岩物质再分配, 有利于粉砂岩和粉砂级长英质纹层中发育大量长石溶孔, 同时也在泥页岩中形成黏土矿物晶间孔和层间缝等储集空间, 从而共同促进了原油在源内的有效聚集。

2.1.4 含油性及可动性

近些年, 国内外学者在泥页岩层系含油性评价方面开展了大量探索, 针对鄂尔多斯盆地长 7^3 油层亚组

页岩层系的含油性已有较多研究积累^[23-29]。现场取心观察显示, 长 7^3 油层亚组不同岩性均可见明显的含油显示, 荧光观察或滴照也普遍检测到游离烃响应。实验室通过多温阶热解、溶剂抽提和蒸馏等方法, 可较为精确地测定粉砂岩或凝灰岩样品的含油量和含油饱和度等参数, 确认该段粉砂岩和凝灰岩普遍含油, 游离油含量高、吸附油含量低, 其中砂岩含油饱和度最高可超过80%^[8,11]。然而, 由于泥页岩孔喉细微、页岩油赋存状态复杂, 传统含油性评价方法难以实现定量表征^[23]。目前已有的评价方法主要分为直接表征法和间接算法两大类: ①直接表征法包括热解法和抽提法^[23-25]; ②间接算法则主要包括基于页岩孔隙含油饱和度的计算方法和基于页岩油总含油量与总吸附油量的计算方法^[26-29]。本次研究采用实测样品的热解游离烃含量(S_1)数据与多溶剂分步抽提相结合的方法,

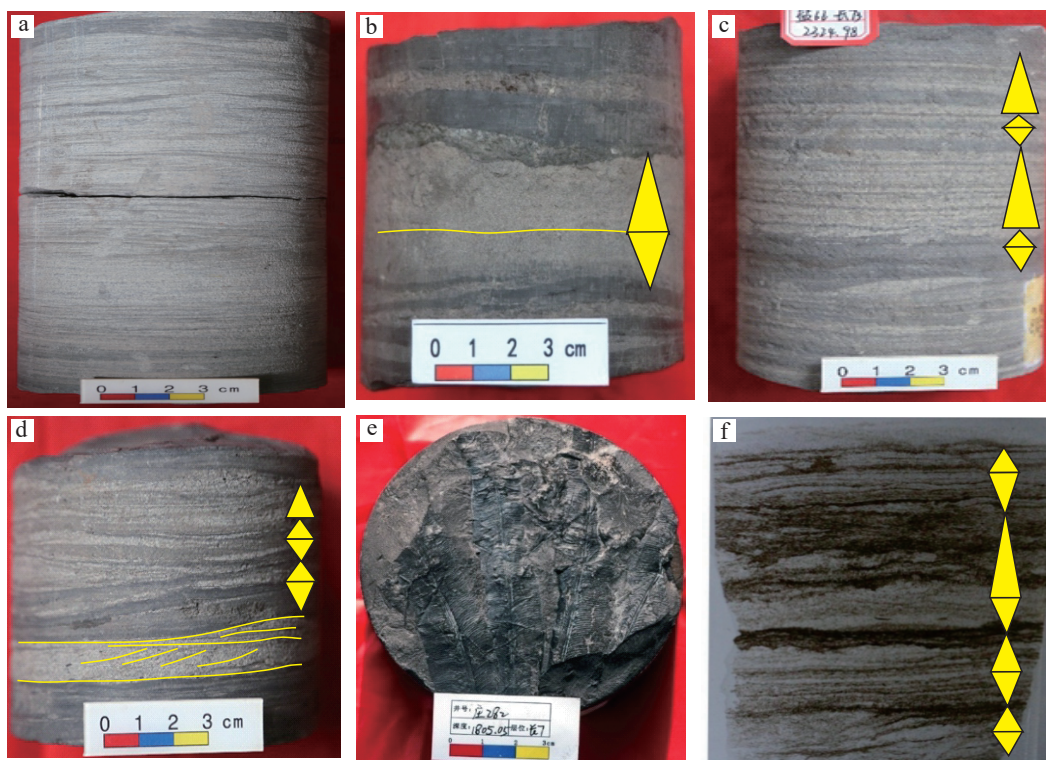


图6 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7³油层亚组异重流沉积典型岩心特征照片

Fig. 6 Cores photos showing representative hyperpycnal flow deposits in the Triassic Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. Zh70井,埋深1 666.47 m,发育小型沙纹层理和波状层理;b. CY1井,埋深2 054.21 m,砂岩段可见微弱的侵蚀面,发育逆粒序-正粒序组合;c. Y66井,埋深2 324.98 m,多个逆粒序-正粒序组合,局部仅保留上部的正粒序;d. CY1井,埋深2 053.60 m,发育小型沙纹层理,可识别出多个粒序组合;e. Zh282井,埋深1 805.05 m;f. G292井,埋深2 568.20 m,大薄片,发育小型沙纹层理,可识别出多个逆粒序-正粒序组合

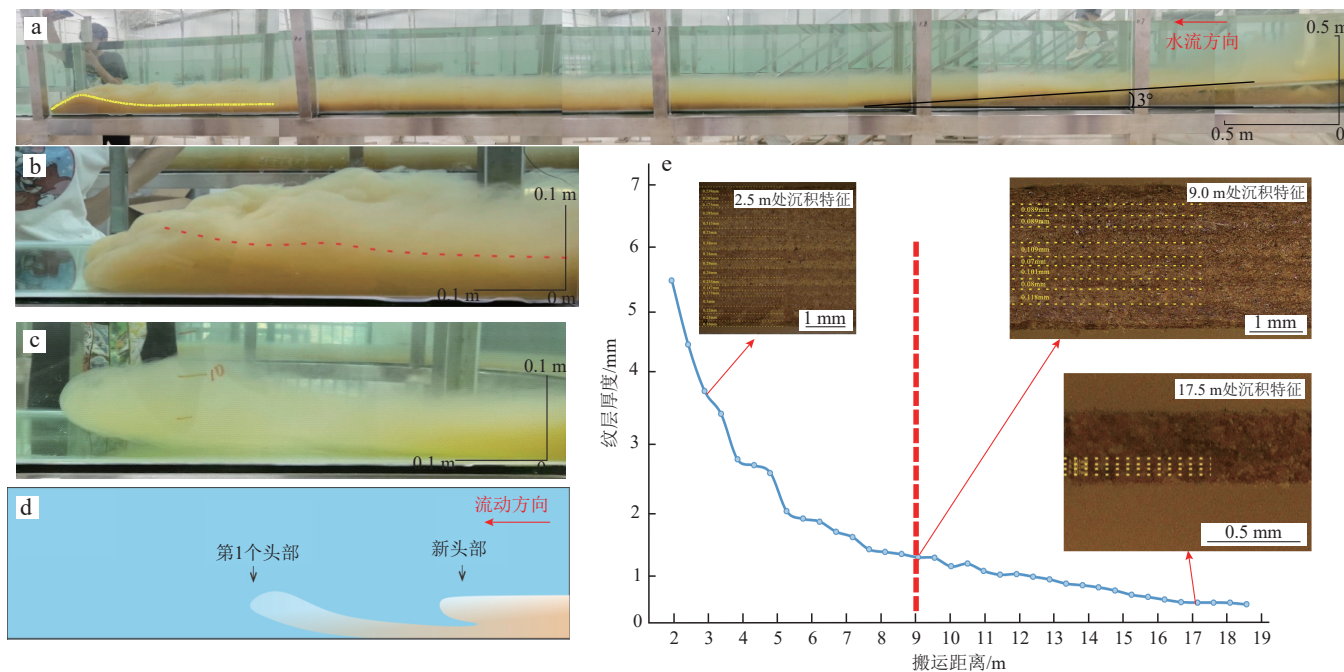


图7 环形水槽细粒沉积模拟实验中的异重流搬运过程及沉积的纹层特征

Fig. 7 Transport process and deposit lamina of hyperpycnal flows derived from simulations using an annular flume

a. 第1轮实验,模拟洪水期细粒泥沙突然进入安静水体,密度差导致泥沙不与原来的水体混合,沿水槽底部搬运;b. 搬运第1阶段,搬运距离5 m处,密度差形成双流分割特征,且流体上下粒径大小有差异;c. 搬运距离13 m处,当流体弗洛德数大于0.4时,滑水作用发生,造成流体头部抬升;d. 搬运距离20 m处,两个抬升的头部通过薄层相连,多个“新头部”促使细粒物质搬运至更远的地方;e. 不同搬运距离的沉积物纹层照片及厚度特征

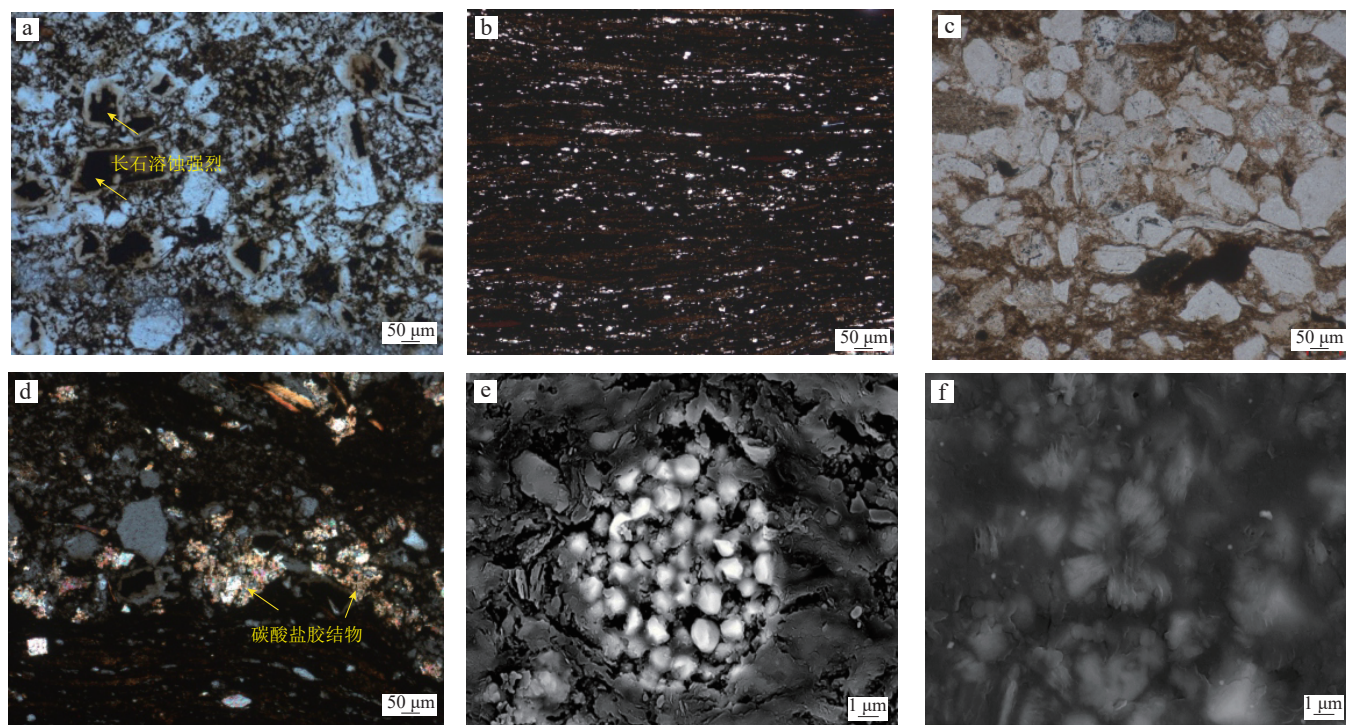


图8 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长⁷³油层亚组不同类型纹层内成岩作用显微照片

Fig. 8 Diagenesis within various types of laminae in the Triassic Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. C30井,埋深1 964.88 m,长石晶屑溶蚀强烈,普通薄片;b. C30井,埋深1 964.90 m,自生石英成层分布,普通薄片;c. F61井,埋深2 482.98 m,溶蚀作用弱,普通薄片;d. C30井,埋深1 965.80 m,碳酸盐胶结作用,普通薄片;e. F61井,埋深2 482.00 m,草莓状黄铁矿,扫描电镜;f. C30井,埋深1 963.70 m,蠕虫状高岭石,扫描电镜

建立了二者之间的相关关系,并对全区不同岩性样品的热解数据进行了系统校正,提出了两种实验数据之间相互换算的拟合公式。该方法既提高了泥页岩含油性评价的准确性,也形成了利用更易获取的热解 S_1 数据准确评价游离油含量的有效手段。

通过热解及多溶剂分步抽提等实验分析,结合对盆地长⁷³油层亚组130余个数据点的校正,从图9可见,热解数据与抽提数据之间存在显著的正相关关系(复相关系数 $R^2 = 0.929$)。根据热解 S_1 数据计算的泥页岩游离油含量分布显示(图9b,c),西北部与西部地区泥岩的游离油含量最高,中部地区次之,南部地区相对较低;纯页岩游离油换算结果则表明,东北部与南部地区页岩游离油含量最高,西部地区则相对较低。

2.1.5 长⁷³油层亚组页岩油成藏模式

在页岩层系内,多类型岩性普遍具有含油性,其成藏机理目前仍是基础研究的难点。已有研究初步认识到页岩层系内不同岩性之间存在微运移作用^[30-32]。为进一步揭示微观纹层尺度间的烃类运移与聚焦过程,本研究选取发育粉砂级长英质纹层和富有机质纹层的霸王庄露头样品开展生烃模拟实验。通过对不同设定

温度下模拟后的样品进行多温阶热解实验,并对前、后实验数据进行分析,发现在375℃~400℃温度区间内,第3层和第5层粉砂级长英质纹层的干酪根降解量(ΔS_{2-2})小于滞留烃变化量 $[\Delta(S_{1-1-1-3}+S_{2-1})]$,排-聚烃变化量 $[\Delta S_{2-2}-\Delta(S_{1-1-1-3}+S_{2-1})]$ 为负值(图10)。若无纹层间物质传输,理论上纹层内实际生成的烃类总量(S_{2-2})应与其所有滞留烃含量($S_{1-1-2-1}$)一致。因此,在接受烃类注入的纹层组中,干酪根降解量(ΔS_{2-2})通常小于滞留烃变化量 $\Delta(S_{1-1-1-3}+S_{2-1})$,即排-聚烃变化量 $\Delta S_{2-2}-\Delta(S_{1-1-1-3}+S_{2-1}) < 0$ 。而邻近的富有机质纹层排-聚烃变化量大于0,表明其为排烃的纹层,所生成的烃类可向排-聚变化量小于0的第3层和第5层粉砂级长英质纹层内中运移,这证实了微观尺度上纹层间存在烃类的迁出与迁入现象。表征纹层之间的烃类微观运-聚现象亦可采用排烃效率这一参数。基于热解参数,结合烃源岩排烃机制与质量平衡原理,是一种经典的生-排烃效率计算方法^[33],其公式为:排烃效率 = 排出烃量/原始生烃潜量 = (原始生烃潜量 - 现今生烃潜量)/原始生烃潜量。排烃纹层的排烃效率通常大于0,而接受烃类纹层的排烃效率通常小于0。根据计算,邻近富有机质纹层的排烃效率大于0,说明其为排烃的纹层,生成的烃类

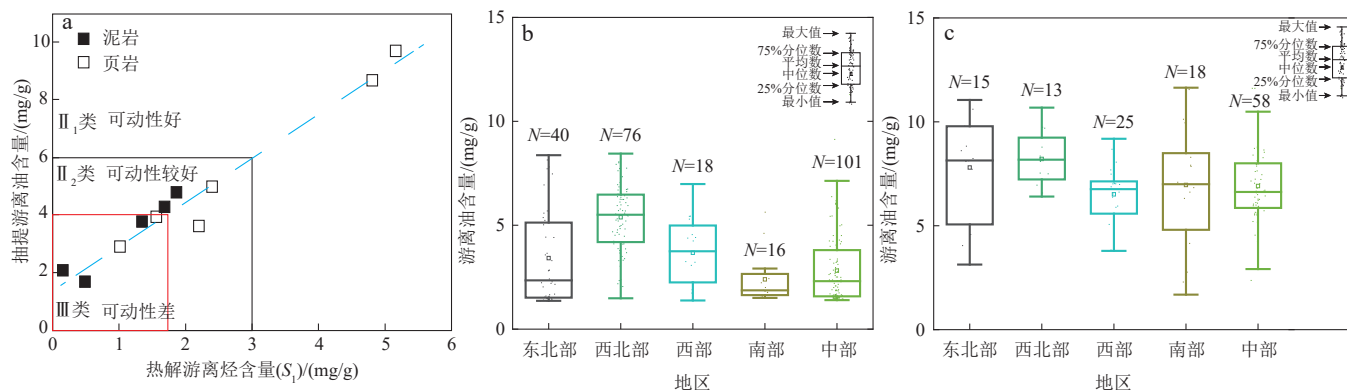


图9 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7³油层亚组泥页岩含油性特征

Fig. 9 Oil-bearing properties of shales in the Triassic Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

- a. 泥页岩热解游离烃含量(S_1)与分步抽提游离含量拟合关系(样品个数 $N=12$); b. 不同地区泥岩游离油含量箱状图; c. 不同地区页岩游离油含量箱状图
- a. Fitting relationship between the S_1 of mudstone-shale pyrolysis and sequential extraction; b. Bin distribution of free oil in mudstone from different area; c. Bin distribution of free oil in shale from different area

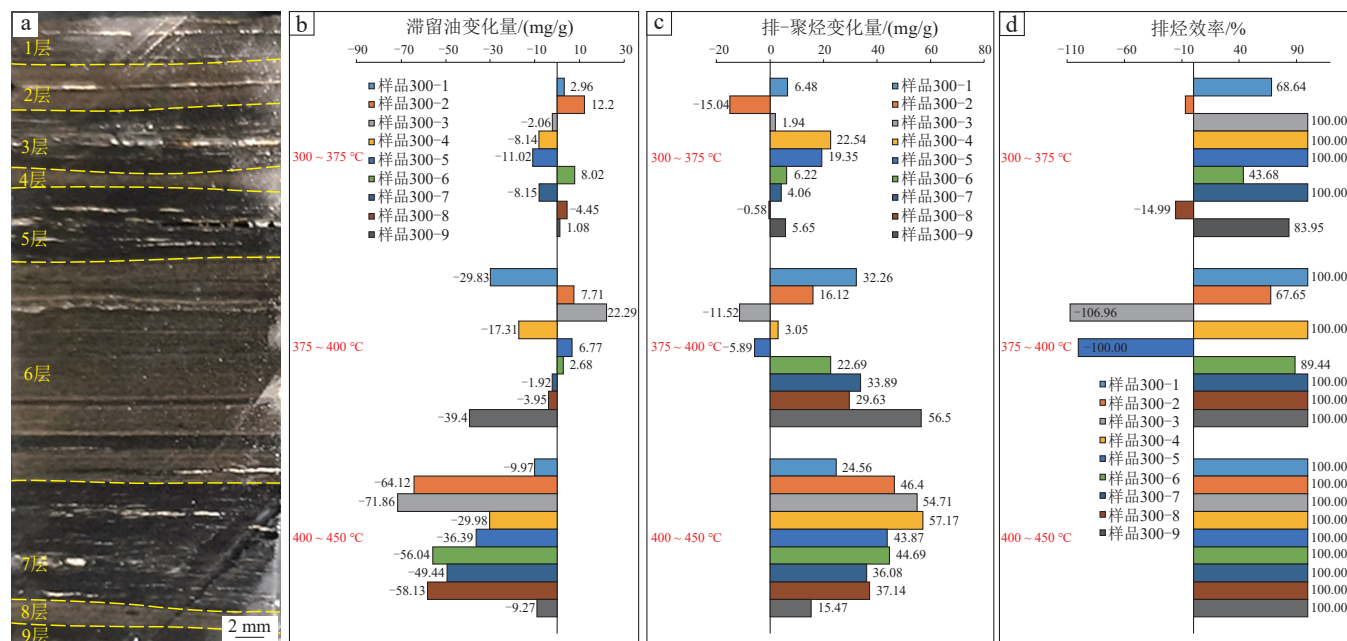


图10 鄂尔多斯盆地三叠系延长组露头样品不同纹层生-排烃模拟结果分布

Fig. 10 Diagrams showing simulated hydrocarbon generation and expulsion results of various types of laminae within outcrop samples from the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin

- a. 霸王庄露头岩心样品纹层特征照片; b. 不同温度区间纹层滞留油分布; c. 不同温度区间纹层排-聚烃量分布; d. 不同温度区间纹层排烃量分布

能够运移至排烃效率小于0的第3层和第5层粉砂级长英质纹层中(图10)。这进一步印证了烃类运移主要发生在富有机质纹层与相邻粉砂级长英质纹层或贫有机质纹层之间,与宏观尺度上的运-聚特征具有相似性。

综上所述,初步明确了长7³油层亚组页岩层系内部存在多尺度微运聚与滞留作用,导致该层系整体含油但富集程度差异显著。具体而言,富有机质页岩生烃能力最强,主要滞留重质烃组分;低有机质泥岩生烃能力中等,滞留一定量的轻烃组分;砂岩生烃能力最

弱,但其轻烃含量最高,主要来源于临近泥页岩中烃类的运移与聚集。这两种烃类聚集作用共同促使长7³油层亚组各类细粒沉积形成了高饱和度的含油“箱体”,与传统目标评价中的单一岩性“甜点”模式不同,长7³油层亚组页岩层系展现出“多类型细粒沉积广覆式分布、有机-无机协同成岩成储、滞留与微运聚整体含油”的箱式成藏特征。同时,陆相湖盆中多类型岩相非均质性强、横向变化快,为实现甜点靶体的最优化识别与评价,建议将泥页岩、粉砂岩及凝灰岩构成的复合型

含油“箱体”作为一个整体进行综合评价与优选。

2.2 长7³油层亚组页岩油勘探主体技术进展

2.2.1 测井甜点评价技术

针对长7³油层亚组岩性变化快、孔隙结构复杂、测井识别难度大的问题,创新构建了适应性的“常规测井+伽马能谱+岩性扫描+电成像+核磁共振+阵列声波”综合测井采集系列。利用电成像测井高分辨率优势(纵向分辨率可达5 mm)^[34],通过研发电成像图像增强与兼容处理技术,实现了基于电成像图像结构特征的岩相自动识别技术,并构建了页岩宏观结构^[35]综合评价参数,从而实现了岩相精准识别与纹层结构的定量表征。在传统“七性参数”和“三品质”(储层品质、烃源岩品质、工程品质)^[36-39]评价甜点主控因素的基础上,通过皮尔逊相关分析明确了“宏观结构”是影响长7³油层亚组页岩油甜点的重要关键因素之一。为进一步量化各主控因素的贡献,采用变异系数法确定了不同主控因素的权重,构建了甜点综合评价模型(公式1),形成了适用于该盆地地质条件的“宏观结构+三品质”甜点综合分级评价技术,为直井试油段优选与水平井入靶选层提供了关键依据。目前,该技术已成功应用于盆地内4 400余口新、老井的精细解释中,有效刻画了页岩油甜点的分布特征,支撑了勘探开发部署决策。

$$CES = \sum_{i=1}^n w_i f_i(x_i) \quad (1)$$

式中:CES为甜点综合评价指数,无量纲; x_i 为不同的甜点主控因素,无量纲; w_i 为不同的甜点主控因素的权重系数,小数; n 为参与建模的甜点主控因素的个数; f_i 为归一化函数。

2.2.2 地震甜点预测技术

受分辨率限制,现有地震资料与反演方法难以对薄层储集体进行可靠识别与准确预测。尤其在长7³油层亚组多类型岩相薄互层结构背景下,常规地震表征方法的适用性明显不足。针对这一问题,研究团队探索性地提出了“地质体可识别”概念,以“地质体对所在地震同相轴波形的改变程度”为核心内涵,用于刻画地震资料对特定地质目标的识别能力。该理论综合考量了地质体与围岩的地球物理属性差异、地质体内部结构及地震资料品质等多重因素,区别于传统地震分辨率对相邻波形可区分性的关注,该方法更加聚焦于地质体自身的地震响应特征,为识别更薄地质体及发展针对性的技术方法提供了新的理论依据。

在此理论指导下,明确了长7³油层亚组泥页岩与粉砂岩薄互层段主要发育于长7油层组烃源岩底部。与互层不发育区域相比,薄互层发育区的烃源岩顶部构造高出10~20 m,该构造特征改变了长7烃源岩的地震反射响应,表现为反射轴上凸、下覆波谷变宽且能量减弱(图11)。基于此,建立了甜点与波谷加宽量之间的关系(图12),实现了对长7³油层亚组底部泥页岩与粉砂岩薄互层段甜点平面展布的预测,经145口井验证,地震预测符合率达85.5%。该技术有效实现了长7³油层亚组薄层甜点的有效识别。在盆地三维地震覆盖区域,预测甜点面积约2 200 km²,落实资源量规模(3~4)×10⁸ t,显著提升了勘探成功率,有力推动了长7³油层亚组页岩油规模勘探取得突破。

2.2.3 工程工艺技术

长7油层组夹层型页岩油采用“大段多簇+大流量+低黏液体”改造工艺,取得了良好的开发效果。然而,长7³油层亚组呈现多类岩性发育、多种储集类型共存及多尺度富集的地质特征,导致该储层对现有改造工艺的适应性不强。为此,研究通过持续开展长7³油

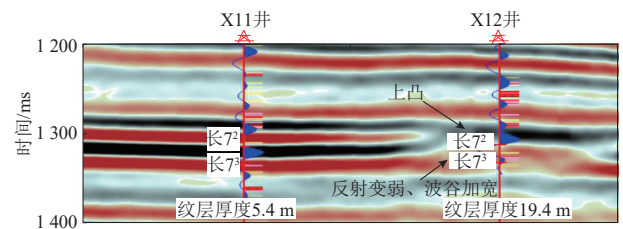


图11 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7³油层亚组底部互层段地震剖面特征

Fig. 11 Seismic section showing the interbedded interval at the bottom of the Triassic Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin (蓝色曲线为地震合成记录。)

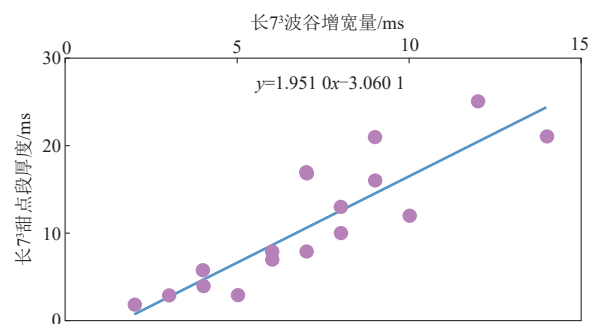


图12 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7³油层亚组波谷增宽量与甜点段厚度交会图

Fig. 12 Cross plot showing the relationship between the increased amplitude of seismic trough width and the thickness of sweet spot intervals for the Triassic Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

层亚组岩石力学参数实验,揭示了粉砂岩、粉砂质泥岩和页岩等不同岩性的动态起裂规律;发现裂缝面积和缝网体积随应力差增大而增加,裂缝粗糙度降低,裂缝形态趋于平直。基于Abaqus有限元分析软件,建立了长7³油层亚组多岩性缝网扩展模型;并借助支撑剂缝网运移实验装置,明确了不同粒径支撑剂组合条件下的运移规律。在此基础上,创新形成了以“纵向多岩性穿层、平面差异布缝、多尺度裂缝铺置、游离+吸附态原油渗吸”为核心的储层压裂技术体系。该体系以单井为系统单元,通过差异化设计与矿场施工动态调整,实现了从单井突破到平面多井整体高产的有效转变。

3 长7³油层亚组页岩油勘探实践与启示

早期对长7³油层亚组页岩油的研究借鉴了夹层型甜点评价思路,主要以具有一定厚度的粉砂岩层作为目标进行甜点评价。随着研究不断深入,认识到长7³油层亚组受异重流沉积控制,整体泥质含量高,沉积物以粉砂岩、极细砂岩和泥质粉砂岩为主,垂向单层厚度薄,与深水区泥页岩形成薄互层结构,岩性横向变化快,不易追踪对比。该沉积背景决定了在该层系中寻找单一砂质夹层作为甜点并不可行,而多类型岩性整体含油、整体储集的新认识为甜点优选提供了新思路。基于地质、地震与测井综合表征,系统开展了长7³油层亚组甜点分布规律研究。2019年,针对其多薄层细粒沉积复合体特征,优选有利甜点段先后部署实施了风险探井CY1和CY2井组,两口水平井试油分别获得121.38 t/d和108.38 t/d的高产工业油流。2021年,进一步优选并实施了LY1H水平井,水平段长2 000 m,通过开展连续油管水力喷砂与可溶球座细分切割压裂试验,采用差异化布缝设计,试油获116.80 t/d的高产工业油流,目前该井累计产量已超过 1.4×10^4 t,落实有利面积约3 400 km²,并于2022年提交预测储量 2.05×10^8 t。截至2024年底,长7³油层亚组页岩型页岩油已有百余口直井获工业油流,近3年实施的8口水平井累计产量超过 3.8×10^4 t。其中LY1H井累计产量超过 1.4×10^4 t,单井EUR可达 2.5×10^4 t,展现出良好的勘探开发潜力。

长庆油田针对长7¹和长7²油层亚组夹层型页岩油,提出了“超富有机质供烃、微-纳米孔喉共储、高强度持续富集、源-储一体化分布”为核心的陆相淡水湖盆大型源内非常规成藏理论,并创新形成了以“长水平井、小井距、大井丛、细分切割体积压裂”为关键的技术

体系。这一理论和技术突破,为长7油层组夹层型页岩油的勘探开发奠定了基础。同时,针对长7³油层亚组页岩型页岩油,进一步明确了其“细粒沉积广覆分布、有机-无机协同成岩-成储、滞留与微运聚整体含油”的成藏机理,并发展了相应的甜点预测技术与压裂改造工艺,有力支撑了该层系的勘探开发进程。未来,研究工作将重点深化页岩型页岩油的烃类富集机理、成岩演化与储集空间响应、流体相态与渗流机理等基础理论问题,持续完善测井-地震-压裂工艺配套技术。

4 结论

1) 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7油层组形成于湖盆发育鼎盛期,沉积了一套半深湖相-深湖相厚层泥页岩夹薄层砂岩及凝灰岩组合。该层系页岩油资源可分为夹层型和页岩型两类,总资源量约 90.00×10^8 t。目前,以长7¹和长7²油层亚组为主的夹层型页岩油已实现规模效益开发,而长7³油层亚组页岩型页岩油已提交预测储量 2.05×10^8 t。

2) 长7³油层亚组发育了一套异重流成因的粉砂岩-泥质粉砂岩与厚层泥页岩组合,共同构成了页岩油赋存的物质基础。细粒沉积整体具备储集能力且整体含油,具有箱式成藏特征。因此,应将长7³油层亚组中富有机质页岩、粉砂岩和凝灰岩构成的复合箱体作为有利目标,实施整体勘探。

3) 鄂尔多斯盆地长7油层组页岩油是油田增储上产的重要现实领域。持续深化多类型页岩油成藏机理研究,并推动地震识别、测井评价与改造工艺等技术体系不断创新突破,是页岩油增储上产的根本保障。

参 考 文 献

- [1] 贾承造,王祖纲,姜林,等. 中国页岩油勘探开发研究进展与科学技术问题[J]. 世界石油工业, 2024, 31(4): 1-11.
JIA Chengzao, WANG Zugang, JIANG Lin, et al. Progress and key scientific and technological problems of shale oil exploration and development in China[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(4): 1-11.
- [2] 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.
- [3] 匡立春,吴松涛,邢浩婷,等. 陆相页岩油规模产出的关键参数与评价方法[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(4): 782-791.

- KUANG Lichun, WU Songtao, XING Haoting, et al. Key parameters and evaluation methods for large-scale production of lacustrine shale oil[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(4): 782-791.
- [4] 李军亮, 王民, 秦峰, 等. 陆相富碳酸盐页岩纹层组合对页岩油富集的控制作用——以渤海湾盆地济阳坳陷古近系沙河街组页岩为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(2): 392-406.
- LI Junliang, WANG Min, QIN Feng, et al. Controlling effects of lamina assemblages on shale oil enrichment for lacustrine carbonate-rich shales: A case study of shales in the Paleogene Shahejie Formation, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(2): 392-406.
- [5] 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.
- [6] 崔宝文, 王瑞, 白云凤, 等. 古龙页岩油勘探开发进展及发展对策[J]. *大庆石油地质与开发*, 2024, 43(4): 125-136.
- CUI Baowen, WANG Rui, BAI Yunfeng, et al. Exploration and development progress and development strategies of Gulong shale oil[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2024, 43(4): 125-136.
- [7] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 327-340.
- ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 327-340.
- [8] 刘显阳, 刘江艳, 王秀娟, 等. 陆相淡水湖盆细粒沉积成因机制及页岩油储集特征——以鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组7³亚段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(1): 84-98.
- LIU Xianyang, LIU Jiangyan, WANG Xiujuan, et al. Mechanisms of fine-grained sedimentation and reservoir characteristics of shale oil in continental freshwater lacustrine basin: A case study from Chang 7³ sub-member of Triassic Yanchang Formation in southwestern Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 84-98.
- [9] 樊建明, 张超, 常睿, 等. 鄂尔多斯盆地庆城页岩油开发动态规律及稳产技术[J]. *石油学报*, 2025, 46(4): 726-742.
- FAN Jianming, ZHANG Chao, CHANG Rui, et al. Dynamic laws and stable production technology of Qingcheng shale oil development in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(4): 726-742.
- [10] 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.
- [11] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(5): 870-883.
- FU Jinhua, LI Shixiang, NIU Xiaobing, et al. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 870-883.
- [12] 付金华, 牛小兵, 淡卫东, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组长7段页岩油地质特征及勘探开发进展[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 601-614.
- FU Jinhua, NIU Xiaobing, DAN Weidong, et al. The geological characteristics and the progress on exploration and development of shale oil in Chang 7 member of Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 601-614.
- [13] 孙龙德, 贾承造, 张君峰, 等. 松辽盆地古龙页岩油重点地区资源潜力[J]. *石油学报*, 2024, 45(12): 1699-1714.
- SUN Longde, JIA Chengzao, ZHANG Junfeng, et al. Resource potential of Gulong shale oil in the key areas of Songliao Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(12): 1699-1714.
- [14] 米立军, 徐建永, 李威. 渤海海域页岩油资源潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1366-1377.
- MI Lijun, XU Jianyong, LI Wei. Shale oil resource potential in the Bohai Sea area[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1366-1377.
- [15] 吕奇奇, 罗顺社, 付金华, 等. 湖泊深水重力流沉积露头精细解剖——以鄂尔多斯盆地瑶曲剖面长7油层组为例[J]. *地质学报*, 2017, 91(3): 617-628.
- LYU Qiqi, LUO Shunshe, FU Jinhua, et al. Outcrop-based analysis of a deep-water gravity flow sediments in lake: A case study from the Chang 7 of Yaoqu section, Ordos Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(3): 617-628.
- [16] 张雷, 李振海, 张学娟, 等. 重力流沉积岩相划分及其发育规律[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 39(1): 17-24.
- ZHANG Lei, LI Zhenhai, ZHANG Xuejuan, et al. Lithofacies classification and development rule of gravity flows deposits[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2015, 39(1): 17-24.
- [17] 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.
- [18] SCHIEBER J, SOUTHARD J, THAISEN K. Accretion of mudstone beds from migrating floccule ripples[J]. *Science*, 2007, 318(5857): 1760-1763.
- [19] SCHIEBER J, SOUTHARD J B, SCHIMMELMANN A. Lenticular shale fabrics resulting from intermittent erosion of water-rich muds—interpreting the rock record in the light of recent flume experiments[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2010, 80(1): 119-128.
- [20] SCHIEBER J. Reverse engineering mother nature—shale sedimentology from an experimental perspective[J]. *Sedimentary Geology*, 2011, 238(1/2): 1-22.
- [21] LIN Miruo, XI Kelai, CAO Yingchang, et al. Cyclicity related to solar activity in lacustrine organic-rich shales and their significance to shale-oil reservoir formation[J]. *Geoscience Frontiers*, 2023, 14(5): 101586.
- [22] CAO Yingchang, LIN Miruo, XI Kelai, et al. Bedload transport and

- deposition of mud-grade sediments in deep-lacustrine settings: A case study in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. *Sedimentology*, 2024, 71(6): 1984–2008.
- [23] 钱门辉, 黎茂稳, 蒋启贵, 等. 页岩岩心样品烃类散失特征与地质意义[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(3): 497–504, 514.
QIAN Menhui, LI Maowen, JIANG Qigui, et al. Evaluation of evaporative loss of hydrocarbon in shale samples and its geological implications [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2022, 44(3): 497–504, 514.
- [24] 钱门辉, 蒋启贵, 黎茂稳, 等. 湖相页岩不同赋存状态的可溶有机质定量表征[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(2): 278–286.
QIAN Menhui, JIANG Qigui, LI Maowen, et al. Quantitative characterization of extractable organic matter in lacustrine shale with different occurrences [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2017, 39(2): 278–286.
- [25] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(6): 842–849.
JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2016, 38(6): 842–849.
- [26] 宋国奇, 张林晔, 卢双舫, 等. 页岩油资源评价技术方法及其应用[J]. *地学前缘*, 2013, 20(4): 221–228.
SONG Guoqi, ZHANG Linye, LU Shuangfang, et al. Resource evaluation method for shale oil and its application [J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(4): 221–228.
- [27] 王然, 常秋生, 钱永新, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油“甜点体”储集特征及成因机理[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(4): 604–611.
WANG Ran, CHANG Qiusheng, QIAN Yongxin, et al. Reservoir characteristics and genesis of shale oil “sweet spots” in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(4): 604–611.
- [28] 魏永波, 李俊乾, 卢双舫, 等. 湖相页岩油甜点综合评价方法及应用——以饶阳凹陷沙一下亚段页岩油为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2021, 50(5): 813–824.
WEI Yongbo, LI Junqian, LU Shuangfang, et al. Comprehensive evaluation method of sweet spot zone in lacustrine shale oil reservoir and its application: A case study of shale oil in lower 1st member of the Shahejie Formation in the Raoyang Sag [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2021, 50(5): 813–824.
- [29] 王万春, 吉利明, 宋董军, 等. 不同比例砂岩/油页岩热模拟实验滞留油量及其地质意义——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(8): 1142–1150.
WANG Wanchun, JI Liming, SONG Dongjun, et al. Residual oil from pyrolysis experiments of different sandstone/oil shale ratios and its geological significance: Case study of the Upper Triassic Chang 7 Member of the Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(8): 1142–1150.
- [30] 潘松圻, 郭秋雷, 邹才能, 等. 页岩型与粉砂岩型“页岩油系统”甜点段判别——以鄂尔多斯盆地长7段为例[J]. *中国科学: 地球科学*, 2023, 53(7): 1663–1678.
PAN Songqi, GUO Qiulei, ZOU Caineng, et al. Identification of sweet spots in shale-type and siltstone-type “shale oil systems”: A case study of the Chang 7 Member in Ordos Basin [J]. *Science China Earth Sciences*, 2023, 53(7): 1663–1678.
- [31] WANG Pengwei, CHEN Zhuoheng, HU Kezhen, et al. The impact of organic pores on estimation of overpressure generated by gas generation in organic-rich shale: Example from Devonian Duvernay Shale, Western Canada Sedimentary Basin [J]. *AAPG Bulletin*, 2023, 107(9): 1477–1492.
- [32] 郭茂恒, 李士祥, 金振奎, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长7₃亚段页岩油特征及勘探方向[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(4): 767–781.
GUO Qiheng, LI Shixiang, JIN Zhenkui, et al. Characteristics and exploration targets of Chang 7 shale oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 767–781.
- [33] 张冬梅, 张延延, 郭隽菁, 等. 基于岩石热解参数图版的烃源岩内部排烃效率计算方法[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(3): 532–539.
ZHANG Dongmei, ZHANG Yanyan, GUO Juanjing, et al. A calculation method for the efficiency of hydrocarbon expulsion based on parameter-diagram of source rock pyrolysis [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(3): 532–539.
- [34] 王亚青, 林承焰, 邢焕清. 电成像测井技术地质应用研究进展[J]. *测井技术*, 2008, 32(2): 138–142.
WANG Yaqing, LIN Chengyan, XING Huanqing. Advances in the geologic applications of electrical imaging logging technology [J]. *Well Logging Technology*, 2008, 32(2): 138–142.
- [35] 张永庶, 刘国强, 袁超, 等. 融合宏观结构与矿物组分分析的页岩油岩相量化识别与有利岩相优选方法[J]. *石油学报*, 2025, 46(2): 372–388.
ZHANG Yongshu, LIU Guoqiang, YUAN Chao, et al. Quantitative identification of shale oil lithofacies and optimization of favorable lithofacies by combining macro-structure and mineral component analyses [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(2): 372–388.
- [36] 刘国强. 非常规油气勘探测井评价技术的挑战与对策[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(5): 891–902.
LIU Guoqiang. Challenges and countermeasures of log evaluation in unconventional petroleum exploration [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(5): 891–902.
- [37] 李国欣, 刘国强, 侯雨庭, 等. 陆相页岩油有利岩相优选与压裂参数优化方法[J]. *石油学报*, 2021, 42(11): 1405–1416.
LI Guoxin, LIU Guoqiang, HOU Yuting, et al. Optimization method of favorable lithofacies and fracturing parameter for continental shale oil [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(11): 1405–1416.
- [38] 杨智, 侯连华, 陶士振, 等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5): 555–565.
YANG Zhi, HOU Lianhua, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 555–565.
- [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.