王秀娟，完玛仁增，陈冬霞，等.鄂尔多斯盆地姬塬地区长7_{1+2}亚段夹层型页岩油差异富集主控因素.吉林大学学报(地球科学版)，2026,56(4):1124-1143. doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.20240350.
Wang Xiujuan, Wanma Renzeng, Chen Dongxia, et al. Main Controlling Factors of Differential Enrichment of Interlayer Oil of Submember 7_{1+2} of Yanchang Formation in Jiyuan Area, Ordos Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2026,56(4):1124-1143. doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.20240350.

鄂尔多斯盆地姬塬地区长7_{1+2}亚段夹层型页岩油差异富集主控因素

王秀娟[1,2]，完玛仁增[1,3,4]，陈冬霞[1,3,4]，付金华[2]，王福伟[1,3,4]，姜梦雅[1,3,4]，马文忠[2,5]，朱立文[2,5]，刘 晨[1,3,4]

1.中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室，北京 102249
2.中国石油长庆油田公司，西安 710018
3.中国石油大学(北京)地球科学学院，北京 102249
4.中国石油大学(北京)海南研究院，海南 三亚 572000
5.低渗透油气田勘探开发国家工程实验室，西安 710018

摘要：为厘清夹层型页岩油富集的主控因素，根据烃源岩相对发育位置、储层与烃源岩的垂侧向关系，划分了鄂尔多斯盆地姬塬地区长7_{1+2}亚段夹层型页岩油的供烃方式，并利用油气显示井占比、油气充注厚度、油气充注强度与含油饱和度表征了不同供烃方式控制下的含油性，揭示了不同供烃方式控制下的夹层型页岩油差异富集特征。结果表明：鄂尔多斯盆地姬塬地区发育上下供烃型、底部供烃型、下部供烃型和侧向供烃型四种供烃类型；上下供烃型和侧向供烃型含油性较好，底部供烃型和下部供烃型次之。上下供烃型含油性取决于储集岩的储集能力，底部供烃型含油性受控于动阻力的配置关系，侧向供烃型含油性取决于连通烃源岩的砂体连通性，下部供烃型含油性受叠置砂体的裂缝密度影响大。

关键词：供烃方式；夹层型页岩油；烃源岩；储层；富集机理；延长组长7段；鄂尔多斯盆地
doi：10.13278/j.cnki.jjuese.20240350 **中图分类号**：P618.13 **文献标志码**：A

Main Controlling Factors of Differential Enrichment of Interlayer Oil of Submember 7_{1+2} of Yanchang Formation in Jiyuan Area, Ordos Basin

Wang Xiujuan[1,2], Wanma Renzeng[1,3,4], Chen Dongxia[1,3,4], Fu Jinhua[2], Wang Fuwei[1,3,4],

收稿日期：2025-01-03

作者简介：王秀娟(1979—)，女，博士研究生，高级工程师，主要从事石油地质方面的研究，E-mail: wangxiuj_cq@petrochina.com.cn

通信作者：陈冬霞(1974—)，女，教授，博士生导师，主要从事油气藏形成机理与分布规律方面的研究，E-mail: Lindachen@cup.edu.cn

基金项目：国家自然科学基金项目(42402152)；中国石油大学(北京)科研基金项目(2462023XKBH011)；中国石油天然气集团有限公司-中国石油大学(北京)战略合作科技专项(ZLZX2020-02-01-03)

Supported by the National Natural Science Foundation of China (42402152), the Science and Technology Foundation of China University of Petroleum (Beijing) (2462023XKBH011) and the Strategic Cooperation Technology Project of China National Petroleum Corporation and China University of Petroleum (Beijing) (ZLZX2020-02-01-03)

Jiang Mengya[1,3,4], Ma Wenzhong[2,5], Zhu Liwen[2,5], Liu Chen[1,3,4]

1. *State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing* 102249, *China*
2. *PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an* 710018, *China*
3. *College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing* 102249, *China*
4. *Hainan Institute of China University of Petroleum (Beijing), Sanya* 572000, *Hainan, China*
5. *National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an* 710018, *China*

Abstract: To clarify the main controlling factors of interlayer oil enrichment, this study classifies hydrocarbon supply modes based on the spatial relationships between source rocks and reservoirs, including their relative development positions and vertical/lateral configurations. The oil-bearing properties under different hydrocarbon supply modes were characterized using indicators such as the proportion of oil-bearing wells, hydrocarbon charging thickness, charging intensity, and oil saturation, thereby revealing the differential enrichment characteristics of interlayer oil. The results show as follows. In the Jiyuan area of the Ordos basin, four types of hydrocarbon supply modes were identified: Vertical dual-source supply type, bottom source type, lower source type, and lateral source type. Among them, the vertical dual-source supply type and lateral source type exhibit superior oil-bearing properties, while the bottom source type and lower source type are comparatively less enriched. The oil content of the vertical dual-source supply types is primarily governed by the reservoir's storage capacity, whereas that of the bottom supply type is controlled by the interplay between dynamic forces and resistance. The oil content of the lateral source type depends on the connectivity of the sand bodies connecting the source rock, while the oil content of the lower supply type is significantly influenced by the fracture density of overlying sandstones.

Key words: hydrocarbon supply mode; interlayer oil; source rock; reservoir; enrichment mechanism; Member 7 of Yanchang Formation; Ordos basin

0　引言

随着我国非常规油气理论的不断创新和油气勘探开发技术的飞速发展，页岩油已经成为我国油气资源的重要接替领域。截至 2023 年，我国页岩油的地质资源量达 145×10^8 t，主要分布在鄂尔多斯盆地、松辽盆地、准噶尔盆地吉木萨尔凹陷和渤海湾盆地等。国内石油企业规划 2025 年实现原油产量 650×10^4 t[1-3]。近 50 年来，长庆油田针对鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段页岩油的勘探开发已经取得了重大突破，探明了 10 亿 t 级庆城大油田，建成了陇东百万吨页岩油整装开发示范区，为我国能源供应提供了有力保障[4-5]。根据鄂尔多斯盆地的地质特征勘探开发实践，部分学者大致将鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段页岩油划分为夹层型、泥纹型和纯页岩型三种类型[6-8]。其中夹层型页岩油是指赋存于富有机质页岩层系中粉砂岩、细砂岩或碳酸盐岩等夹层的石油，粉砂岩、细砂岩、碳酸盐岩单层厚度不大于 5 m，累计厚度占页岩层系总厚度比例小于 30%，无自然产能或低于工业石油产量下限，需采用特殊工艺技术措施才能获得工业石油产量[7-8]。鄂尔多斯长 7 段夹层型页岩油以薄层砂岩为“甜点”区带，已成为页岩油勘探开发的主要对象[9]。薄夹层是页岩油渗流的有利条件，同时异常高压为其运移提供了动力，也为富集和产出提供了保障[10]。有学者[11-13]从源储结构的角度分析了不同类型的源储结构对页岩油富集的控制作用，认为鄂尔多斯盆地延长组发育储夹源型、源夹储型和源储互层三类源储岩性组合模式，其中储夹源型组合最富集，含油性最好，其次是源储互层型组合，而源夹储型组合含油性最差。

姬塬地区长 7 段发育典型的夹层型页岩油且资源潜力巨大，是夹层型页岩油勘探开发理论技术研究十分有利的靶区。姬塬地区夹层型页岩油发育重力流和三角洲两种沉积体系[14]，含油性差异大，同时由于其储层非均质性强，与烃源岩接触关系复杂，富集的主控因素不清，从而严重影响到开发效果。本文综合岩屑录井、岩心观察、薄片鉴定、测井解释

及分析化验等资料，根据烃源岩相对发育位置、储层与烃源岩的垂侧向配置关系，将研究区长7段夹层型页岩油按照供烃条件划分为上下供烃型、底部供烃型、下部供烃型和侧向供烃型四种类型。通过分析在不同供烃方式控制下的研究区夹层型页岩油的含油性差异，厘清研究区夹层型页岩油的富集特征及主控因素，总结出研究区夹层型页岩油的富集模式。研究结果可为夹层型页岩油富集机理研究及甜点预测提供坚实的支撑。此外，所建立的供烃方式划分方案及富集模式对相似地质背景下的页岩油富集层段的优选和钻井设计也具有一定的参考价值。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地是我国第二大陆相沉积盆地，由伊盟隆起、西缘冲断带、天环坳陷、晋西挠褶带、渭北隆起和伊陕斜坡6个次级构造单元组成[15]。晚三叠世发生的印支运动，使扬子板块与华北板块挤压碰撞，随着扬子板块向北挤压及西秦岭造山带的隆升，形成了现今的鄂尔多斯大型坳陷湖盆[16]。研究区位于鄂尔多斯盆地中西部，跨天环坳陷和伊陕斜坡两大构造单元，主要位于姬塬、定边两县(图1a)，区域构造位于伊陕斜坡构造单元中西部，地层平缓，构造相对较为简单[17]。

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长7段沉积期从盆地边缘向盆地中心依次发育三角洲、重力流和半深湖—深湖3种沉积类型[18]。其中：长7_3亚段沉积期，湖泊面积急剧扩大，湖平面快速上升，主要为半深湖—深湖亚相沉积体系，湖盆中心主要发育黑色页岩和暗色泥岩，有机质丰度高，是鄂尔多斯盆地中生界的主力烃源岩发育区；长7_2亚段沉积期，湖盆面积开始缩小，半深湖—深湖亚相沉积面积减小，重力流砂体和三角洲砂体较发育；长7_1亚段沉积期，湖盆面积继续缩小，重力流砂体和三角洲砂体分布面积广，且成连片分布[14,16,19](图1b)。长7_1亚段和长

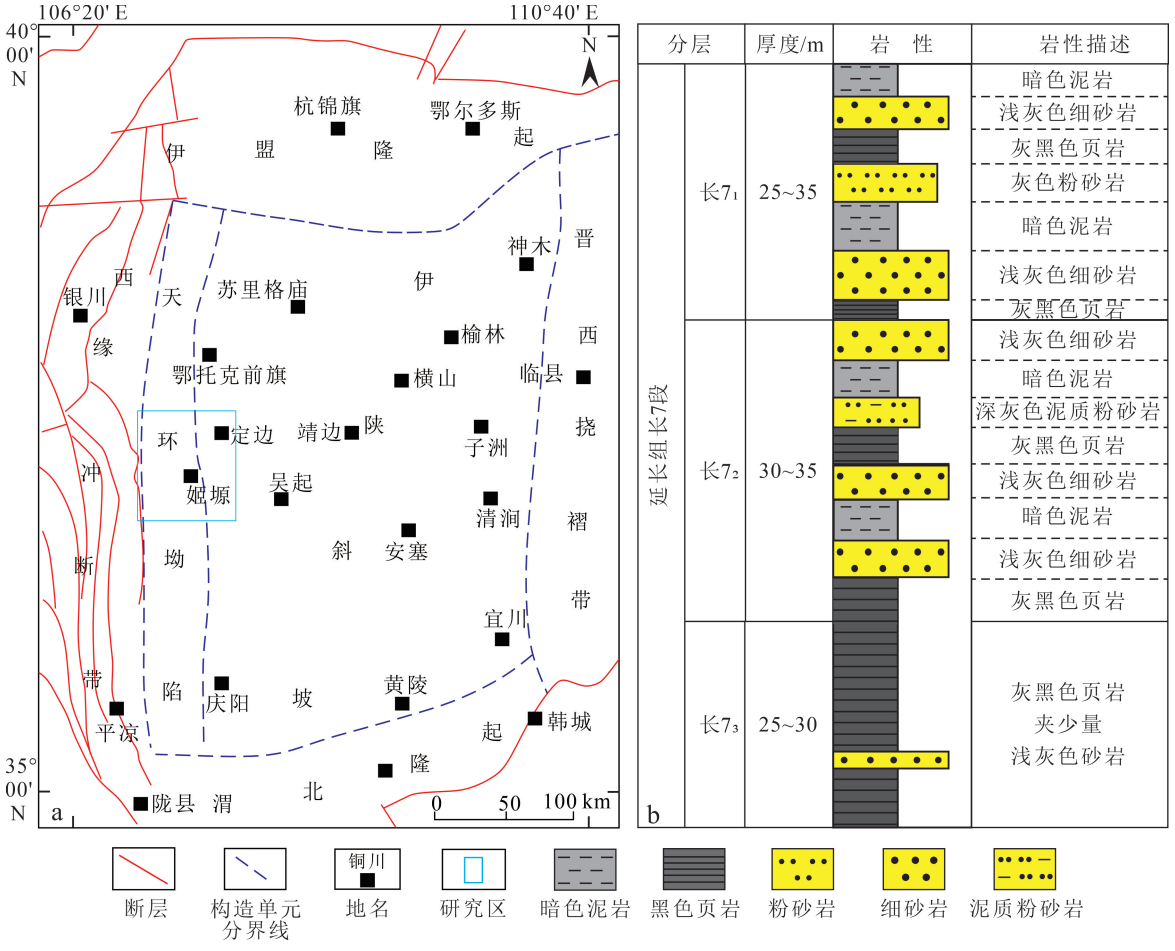


图1 研究区构造单元位置(a)及延长组长7段(b)

Fig.1 Location of tectonic units (a) and stratigraphic characteristics of Member 7 of Yanchang Formation (b) in the study area

7_2 亚段主要发育夹层型页岩油，局部发育泥纹型和纯页岩型页岩油，目前夹层型页岩油是鄂尔多斯盆地页岩油勘探开发的主要对象[20]。

2　姬塬地区长 7_{1+2} 亚段沉积体系与含油性特征

2.1　姬塬地区长 7_{1+2} 亚段沉积体系类型

姬塬地区长 7_{1+2} 亚段主要发育重力流和三角洲两种沉积体系[21]，其中西部麻黄山、姬塬、油房庄和铁边城等地区主要发育重力流沉积体系，而东部安边、新安边和周家湾等地区主要发育三角洲前缘沉积体系[22]（图 2）。西部重力流沉积体系的物源主要来自西北方向[23]，长 7_1 亚段沉积时期大规模沉积重力流砂体，顺物源方向砂体厚度逐渐减薄。与长 7_1 亚段沉积时期相比，长 7_2 亚段沉积时期，湖水变深，重力流砂体规模变大[24]。东部三角洲沉积体系的物源主要来自东北方向[23]，长 7_1 亚段的砂体不连续、非均质性强[24]，而长 7_2 亚段的砂体连续性较好，规模增大。相较于重力流沉积的砂体，三角洲沉积相的砂体厚度更大，砂体厚度起伏变化更小，砂体连通性更好，延伸距离更远[21-25]。

长 7 段沉积期水体动荡，水进、水退反复，砂岩储集体和泥页岩间互层式分布[26]。岩心观察发现，重力流沉积体系长 7_{1+2} 亚段主要发育多期叠置的块状粉砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩与黑色页岩（图 3a）。块状构造砂岩中常夹泥岩撕裂条带，砂岩底部常发育滑移变形。连续叠加型砂体为砂质碎屑流、滑塌和浊流混合沉积。黑色页岩中可见印模、火焰等变形构造[21]。三角洲沉积体系主要发育块状粉砂岩、细砂岩与暗色泥岩。块状构造粉砂岩、细砂岩中，平行层理、波状层理、斜层理等牵引流层理构造发育（图 3b），这些层理面普遍富集黑云母，岩心极容易沿其破裂，局部被有机质充填。同时，岩石表面可见大量植物碎片、炭化植物茎秆和介形虫化石[27]。

2.2　姬塬地区长 7_{1+2} 亚段不同沉积体系的含油性特征

夹层型页岩油的富集程度往往因为充注条件与储集性能的差异而不同，为了定量表征不同沉积体系控制下的夹层型页岩油的含油性差异，本文采用油气充注厚度（H_{oi}）、油气充注强度（I_{oi}）和含油饱和度（S_o）3 个参数定量表征长 7_{1+2} 亚段不同沉积体系的含油性差异。其中，不同沉积体系的油气充注厚度可以宏观反映沉积体系对于含油性的控制作用。夹层型页岩油在充注过程中会优先进入紧邻烃源岩或者具有物性优势的储层内，导致真正富集夹层型页岩油的砂体通常仅占整体储层的40%～

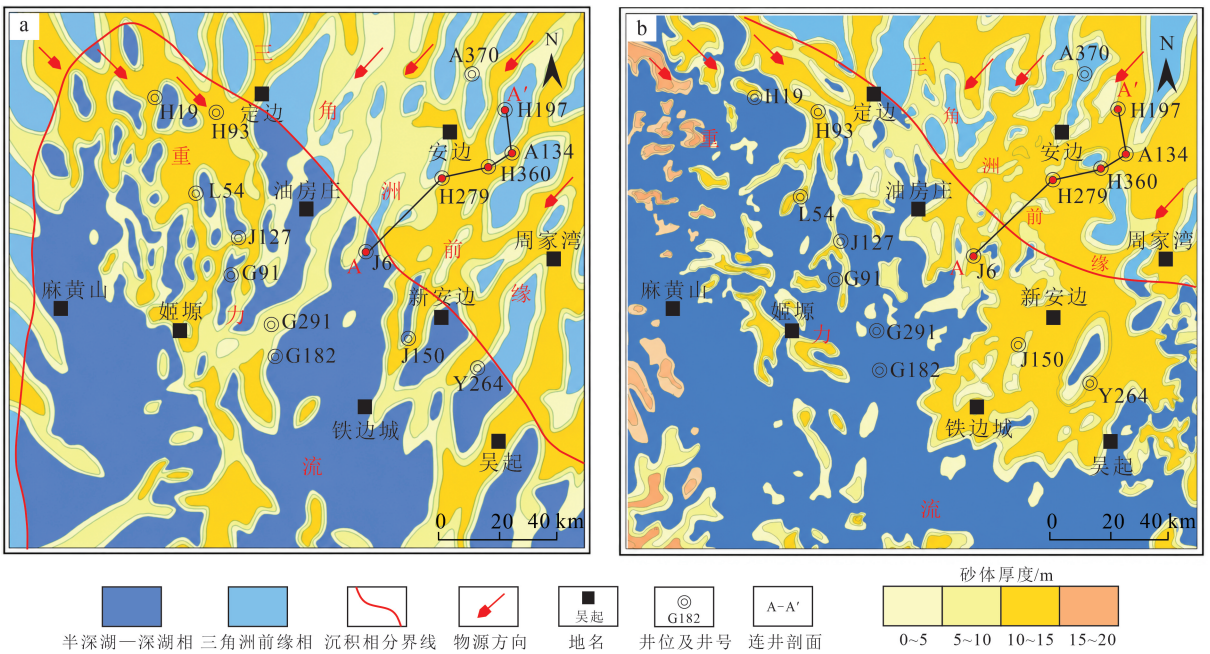


图 2　研究区长 7_1 亚段（a）、长 7_2 亚段（b）沉积相与砂体厚度平面分布图

Fig.2　Planar distribution of sedimentary facies and sand body thickness of Chang 7_1 Submember (a) and Chang 7_2 Submember (b) in the study area

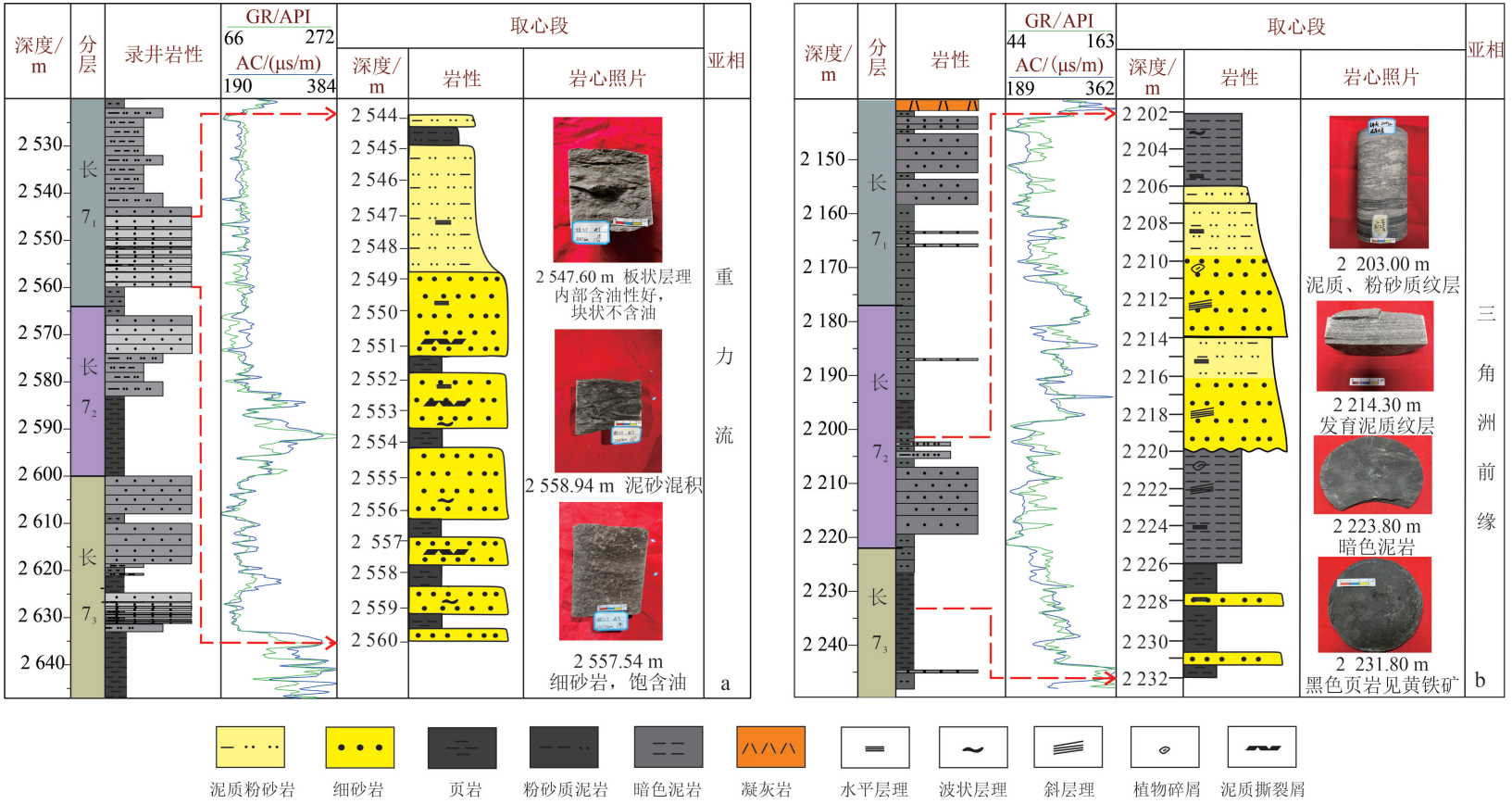


图 3　研究区重力流沉积体系(a)与三角洲沉积体系(b)单井综合柱状图对比

Fig.3　Comparison of single well comprehensive column diagram between gravity flow sedimentary system (a) and delta sedimentary system (b) in the study area

80%[28-30]，因此，采用 I_{oi} 来进一步揭示砂体内的含油差异性。油气充注厚度和油气充注强度[30]计算公式如下：

$$H_{oi}=K\,H_o; \tag{1}$$

$$I_{oi}=H_{oi}\ /\ H_t。 \tag{2}$$

式中：K 为油气显示系数，基于测井解释级别进行取值，油层、含油水层、差油层和干层 K 分别取值为 1.0，0.5，0.3 和 0.2；H_o 为油层总厚度，m；H_t 为砂层总厚度，m。

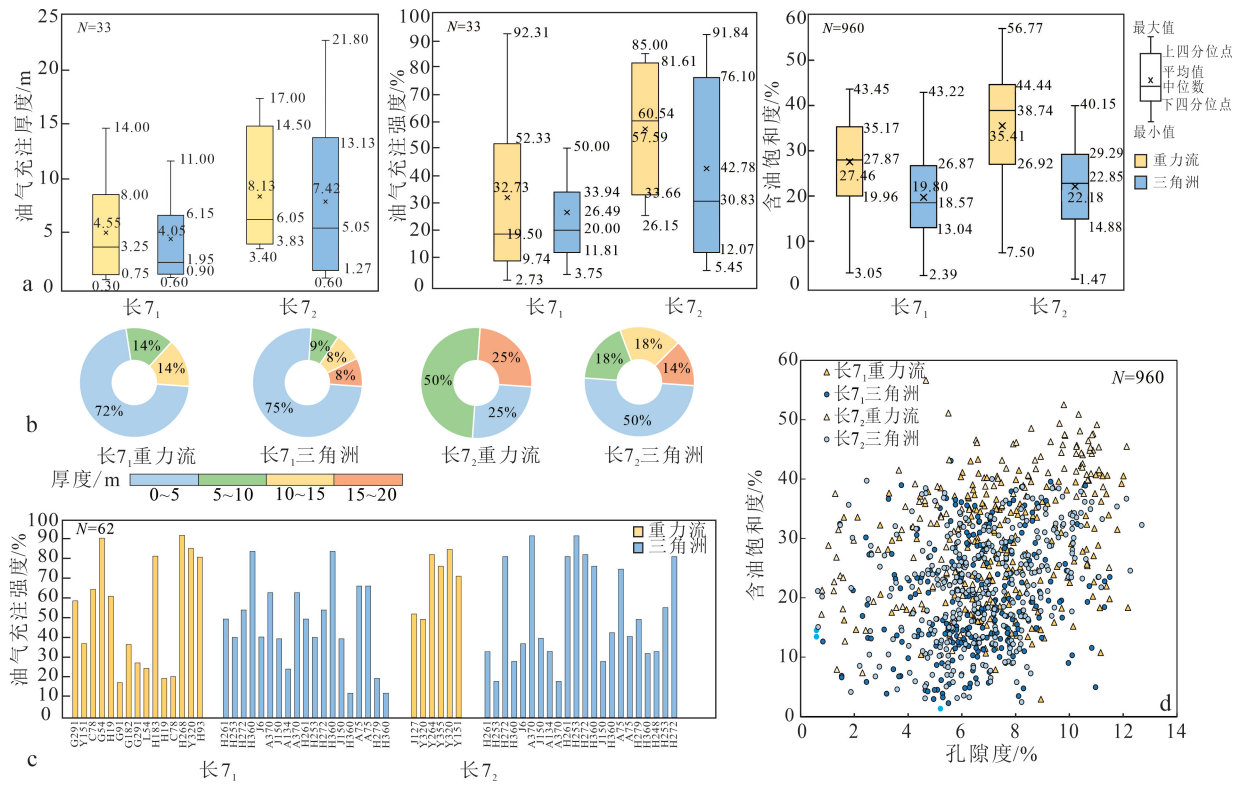
整体来看，长 7_2 亚段砂体平均油气充注厚度高于长 7_1 亚段。三角洲沉积体系的砂体平均油气充注厚度略低于重力流沉积体系，但三角洲砂体油气充注厚度区间范围较宽（0.60～21.80 m），厚层含油砂体含量较高（图 4a，b）。相较于三角洲沉积体系，重力流沉积体系砂体充注强度与含油饱和度均更高（图 4a，c，d）。这可能与其邻近烃源岩的供烃能力较强有关。研究区西部的重力流沉积体系长 7_{1+2} 亚段多发育有机质含量较高的黑色页岩，而东部的三角洲沉积体系长 7_{1+2} 亚段烃源岩多以暗色泥岩为主，生烃能力较弱。

3　姬塬地区长 7_{1+2} 亚段含油性差异的主控因素

不同供烃方式下的夹层型页岩油充注与聚集受多种因素控制[13,24]。笔者以供烃方式为基础框架，分析了不同供烃方式的含油性差异，并进一步讨论了不同供烃方式控制下的夹层型页岩油差异富集主控因素。

3.1　长 7_{1+2} 亚段供烃方式类型及其含油性差异

姬塬地区长 7 段湖泊相可进一步划分为浅湖亚相和半深湖—深湖亚相，主要发育黑色页岩与暗色泥岩两大类烃源岩。其中，长 7_3 亚段主要发育黑色页岩，长 7_1 亚段和长 7_2 亚段则发育有暗色泥岩和黑色页岩，以暗色泥岩为主。整体上西部重力流沉积体系长 7_{1+2} 亚段烃源岩以黑色页岩为主，且厚度较大，最厚达 60 m，仅发育少量的中—薄层暗色泥岩。相反，东部三角洲沉积体系长 7_{1+2} 亚段烃源岩则普遍以厚层暗色泥岩为主，黑色页岩发育较少，且厚度整体较薄，平均厚度仅为 5 m。姬塬地区长 7 段



a. 不同沉积体系含油性特征；b. 油气充注厚度频率分布图；c. 油气充注强度分布特征图；d. 含油饱和度-孔隙度交会图。N. 样品数。

图 4　鄂尔多斯盆地姬塬地区不同沉积体系的含油性特征

Fig.4　Oil-bearing characteristics of different sedimentary systems in Jiyuan area, Ordos basin

两类烃源岩的R_o(镜质体反射率)分布在0.9%～1.2%之间,平均T_{max}为447 ℃,均已达到生油成熟阶段,处于生油高峰期[31]。两类烃源岩在有机质类型上存在差异,黑色页岩主要以Ⅰ型和$Ⅱ_1$型干酪根为主,暗色泥岩则普遍以Ⅱ型干酪根为主。姬塬地区长7段暗色泥岩有机碳质量分数范围为0.43%～5.94%,平均值为3.03%,供烃能力相对较弱;姬塬地区长7段黑色页岩有机碳质量分数范围为4.52%～26.10%,平均值为10.53%,供烃能力强[14]。

根据烃源岩相对发育位置、储层与烃源岩的垂侧向关系,将研究区长7_{1+2}亚段夹层型页岩油按照供烃条件划分为上下供烃型、底部供烃型、下部供烃型和侧向供烃型四种类型(图5)。其中,上下供烃型的岩性组合为砂体顶底均为质量较好的烃源岩,以黑色页岩为主。其主要发育在西部重力流沉积体系中,重力流沉积砂体伸入半深湖—深湖相黑色页岩中,与烃源岩直接接触,呈上下供烃型。底部供烃型的岩性特征是砂体与底部长7_3亚段黑色页岩紧邻或直接接触,垂向运移距离短,整体供烃通常较为充足。在研究区东部三角洲沉积体系长7_2亚段邻近盆地中心地区,供烃类型以底部供烃为主,砂体延伸至黑色页岩发育区域。下部供烃型的主要特征为储层垂向相互叠置,或通过构造裂缝连通,长7_3亚段生成的油气沿垂向多层运移供烃。研究区东部三角洲沉积体系长7_1亚段邻近盆地中心区域以下部供烃为主,下部长7_3和长7_2亚段生成的油气沿叠置砂体或构造裂缝垂向充注到长7_1亚段储层中。在这种情况下,紧邻长7_3亚段的长7_2亚段砂体不是我们讨论的目的层,只是起到通道的作用。此外,当储层周围不发育高质量烃源岩时,油气主要来源于连通砂体的侧向充注,这种供烃模式为侧向供烃型,其供烃强度受到砂岩连通情况控制。研究区东部三角洲沉积体系长7_1亚段远离盆地中心的区域以侧向供烃为主,由于长7_{1+2}亚段和长7_3亚段内主要发育质量相对较差的暗色泥岩,油气充注主要来源于沿长7_2亚段和长7_1亚段连通砂体的侧向充注。

选取油气显示井占比、油气充注厚度、有效充注强度和含油饱和度等多个含油性表征参数开展储层

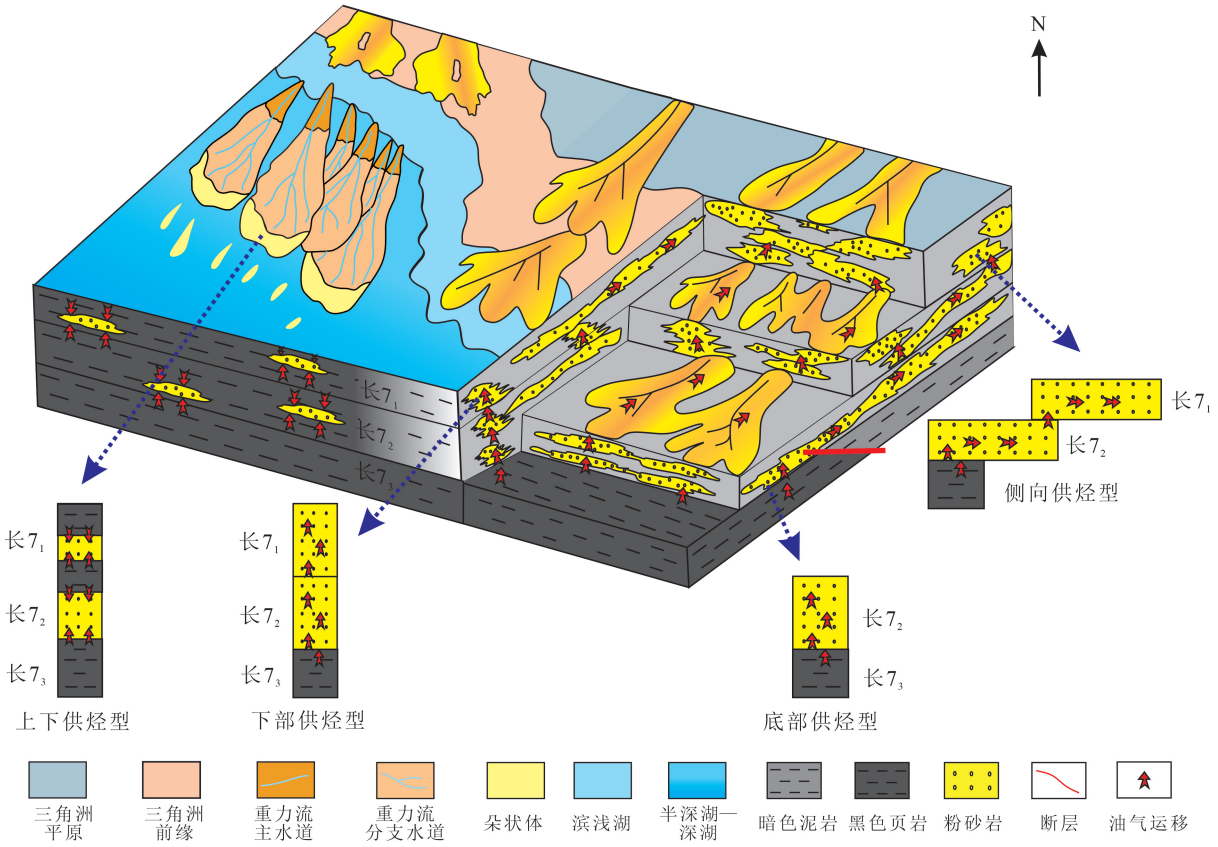


图5 姬塬地区长7段不同供烃类型模式图

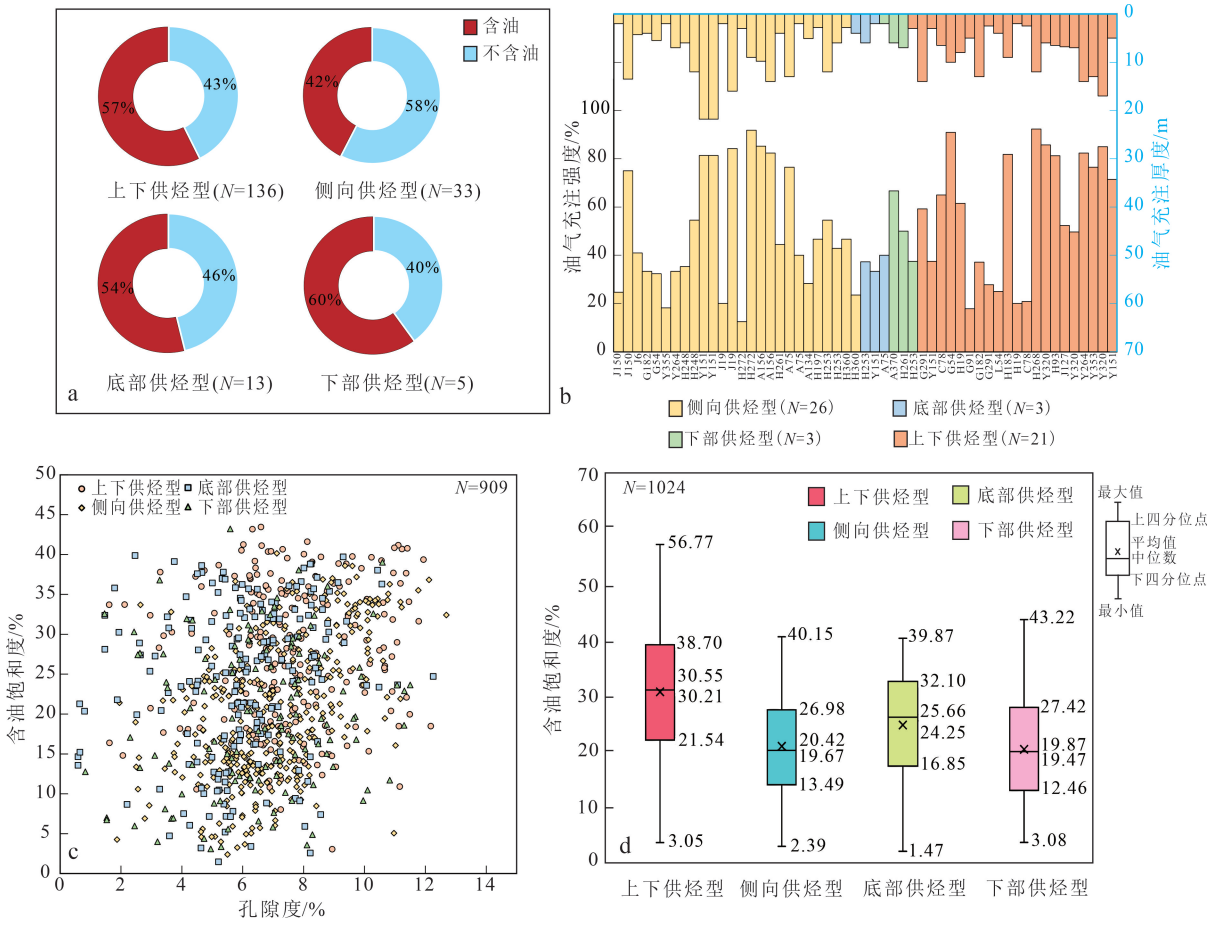
Fig.5 Models of different hydrocarbon supply types in Chang 7 Member of Jiyuan area

含油性综合评价。油气显示井占比可以从宏观上反映不同供烃方式目前钻遇油层的概率。其中，下部供烃型、上下供烃型和底部供烃型油气显示井占比较高，均达到 50%以上；而侧向供烃型油气显示井占比较低，仅有 42%，这可能与砂体连通的非均质性有关(图 6a)。

不同供烃模式的油气充注厚度、有效充注强度差异明显。上下供烃型和侧向供烃型含油砂岩平均厚度较大，分别达 7.94 和 7.90 m，其中，侧向供烃型油气充注厚度最大，可达 21.80 m，这与侧向供烃型供烃模式本身对应储层厚度较大有关；下部供烃型油气充注厚度次之，主要介于 3.00～7.00 m 之间，平均厚度为 5.33 m；底部供烃型油气充注厚度最小，范围为 2.00～6.00 m，平均厚度为 3.33 m(图 6b)。在充注强度方面，上下供烃型表现出绝对优势，平均充注强度可达 58.15%；侧向供烃型与下部供烃型次之，平均值约为 50%，其中，侧向供烃型充注强度极差最大，这可能与砂体连通的非均质性有关；底部供烃型充注强度最低，平均值仅为 36.87%(图 6b)。

含油饱和度可有效表征不同供烃类型储层内部的含油性差异。其中，上下供烃型含油饱和度最高，平均值可达 30.21%；底部供烃型含油饱和度次之，主要为 1.47%～39.87%，平均值为 24.25%；侧向供烃型和下部供烃型的含油饱和度较差，平均值约为 20%，这主要是由于侧向供烃型和下部供烃型储层不与烃源岩直接接触，供烃效率低，故储层内部含油饱和度低(图 6c、d)。

综合多个含油性表征参数的评价结果可知，上下供烃型的含油性最好，底部供烃型次之，侧向供烃型与下部供烃型含油性较差。上下供烃型的储层顶底紧邻烃源岩，供烃效率高，储层内部含油性好；底部供烃型仅有底部烃源岩供烃，故较上下供烃型含



a. 含油气显示井占比；b. 油气充注强度及油气充注厚度分布特征；c. 含油饱和度-孔隙度交会图；d. 含油饱和度分布特征。

图 6　研究区不同供烃类型含油性特征

Fig.6　Oil-bearing characteristics of different hydrocarbon supply types in the study area

油性有所降低;而侧向供烃型与下部供烃型通过连通砂体或高角度裂缝与烃源岩连接,故供烃效率最低,含油性较差。

3.2 源储组合控制下的上下供烃型含油性差异

对于研究区西部的重力流沉积体系而言,供烃类型主要为上下供烃型。在该模式中,烃源岩与储层在空间上具有大面积叠置共生的组合关系,故油气通过短距离运移聚集在与生油岩呈互层或紧邻的砂岩储层中。烃源岩及其砂岩的分布具有很强的非均质性,故烃源岩与储集层的空间叠置情况差异性较大。前人[13]根据砂地比(储层厚度/地层厚度),将研究区西部重力流沉积体系内源储组合划分为:源夹储型(砂地比 $<40\%$)、源储互层型(砂地比为 $40\%\sim60\%$)和储夹源型(砂地比 $>60\%$)三种(图7)。

上下供烃型对应的模式中,储集岩的上下部均与烃源岩直接接触,烃源充足。故储层的厚度与物性是决定上下供烃型含油性差异的主要控制因素。以G91井为例,油层仅分布在储夹源型源储组合的高物性段,其余层段因物性较差,发育干层(图8a)。可见,储集岩的储集能力是决定上下供烃型含油性的关键因素。其中,不同类型源储组合的储层厚度决定了夹层型页岩油赋存的空间大小。储夹源型中累计砂岩厚度最大,平均值为16.55 m,最厚可达35.00 m;源储互层型的累计砂岩厚度次之,平均累计砂岩厚度为14.17 m;源夹储型组合中累计砂体厚度较薄,平均值为8.25 m。相对应地,储夹源型油气充注厚度最大,平均值为6.61 m,最高值可达20.00 m;源夹储型油气充注厚度最小,平均油气充注厚度为1.64 m,最小值仅有0.30 m;源储互层型油气充注厚度大小介于两者之间,平均值为4.37 m(图8b)。

此外,不同源储组合的砂岩储层物性大小决定了油气充注强度上限。对于物性优势储层占比较多的源储组合而言,多表现为油层或差油层,有效充注强度高;当储层以低孔低渗透为主时,物性优势储层占比较少,油气显示主要表现为油水层或干层,有效充注强度低。其中,储夹源型中物性优势层段占比较高,有效充注强度高,平均值为39.09%,最高可达85.00%;源夹储型对应的储层多为低孔低渗特征,

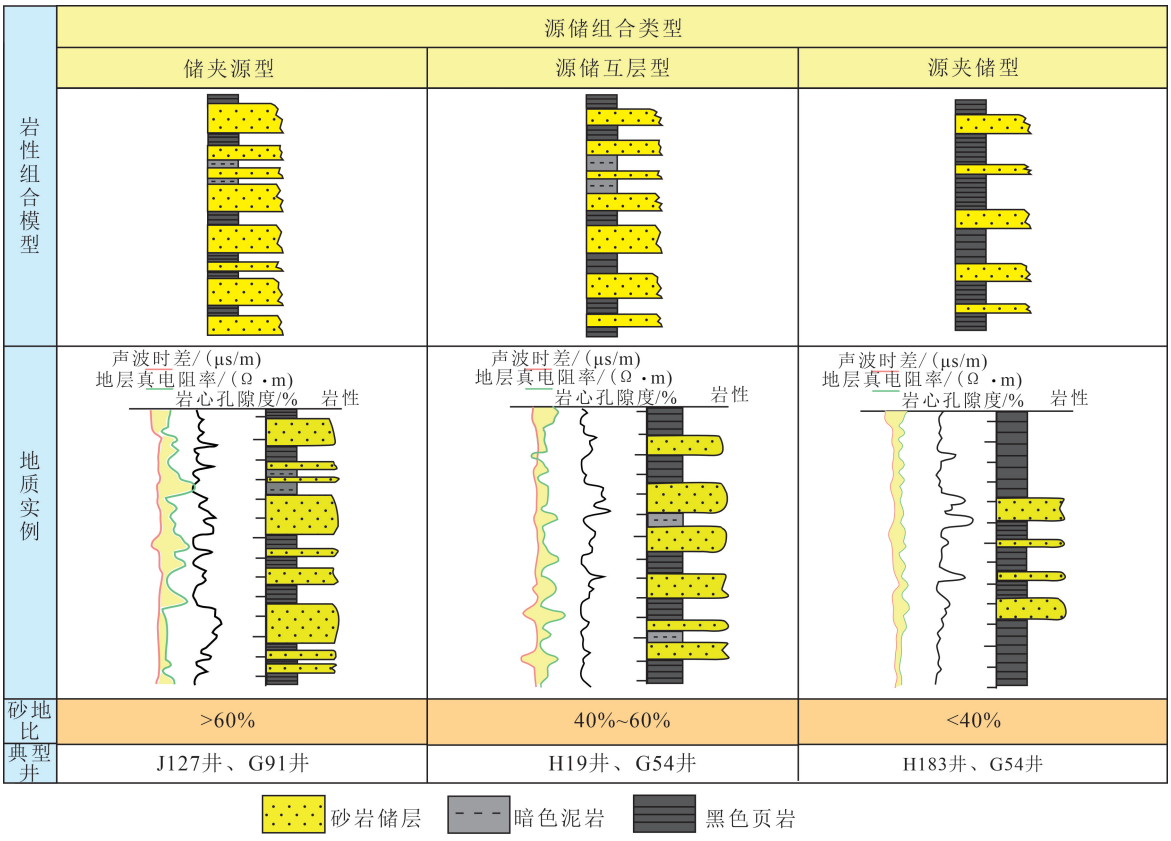


图7 姬塬地区西部重力流沉积体系源储组合划分标准

Fig.7 Classification criteria of source-reservoir combination type of gravity flow depositional system in western Jiyuan area

有效充注强度主要介于 2.73%～40.63%之间，平均值为 21.55%；源储互层型的有效充注强度介于储夹源型与源夹储型之间(图 8c)。储层的物性决定了夹层型页岩油优先充注次序。夹层型页岩油的充注过程主要发生在孔隙中，因砂岩孔隙结构的不同尺度层次性而呈现阶梯状充注，通常优先充注砂岩发育且物性好的源储组合类型[21]。源夹储型组合中储层物性较差，因此临近烃源岩充注较弱；源储互层型中储层物性相对变好，物性中等，充注能力表现为次优；储夹源型组合中砂岩物性好，临近烃源岩优先强充注(图 8d)。因此，含油饱和度随着孔隙度的增加呈增大趋势。其中，储夹源型含油饱和度最高可达 52.66%，多发育油层和差油层；源储互层型次之，含油饱和度最高为 43.39%，多发育差油层和干层；源夹储型含油饱和度最高仅为 35.7%，多发育油水同层和干层(图 8e、f)。

3.3　下生上储的动阻力配置控制底部供烃型含油性差异

底部供烃型的岩性特征是储层与底部长 7_3 亚段黑色页岩紧邻或直接接触。长 7_3 亚段黑色页岩直接向上部的砂体供烃，垂向运移距离短。底部供烃型的含油性主要取决于源储界面砂岩储层的排驱压力与烃源岩生烃增压的相对大小。姬塬地区长 7 段夹层型页岩油储层物性差，一般孔隙度＜10%，渗透率＜1×10^{-3} μm^2，孔喉半径为 0.1～0.4 μm，夹层型页岩油的充注与运移均需要克服强大的毛细管阻力。姬塬地区长 7 段整体较为平缓，地层倾角约为 1.5°，地下原油密度为(0.73～0.82)$\times10^3$ kg/m^3，地层水密度平均为 1.0×10^3 kg/m^3，浮力所产生的理论动力为 0.001 7～0.0029 MPa/m。由此推算，至少需要 237.98 m 的连续油柱高度才能使得致密砂岩石油在浮力驱动下发生大规模的充注，这对于姬塬地区单层厚度以 2～10 m 为主的砂体而言很难实现。因此，浮力远不足以成为研究区夹层型页岩油大规模充注的动力。异常压力是夹层型页岩油充注和运聚的主要动力，其中异常高压主要由生烃增压所导致。生烃导致的增压具体数值可以采用如下生烃增压定量计算模型进行大致计算[32]。

$$\Delta p = \frac{AF\,M_K\,[aD(1-p_h\,C_o)-1]}{C_w\,\varphi_h\,\rho_k+(1-AF)\,C_k\,M_k+aAF\,M_kD\,C_o}。\tag{3}$$

式中：$A=I_H/1000$，mg/g，其中，I_H 为氢指数；F 为干酪根转化率(排烃效率)；M_k 为总有机碳质量分数，%；a 为残留烃系数；D 为原油或干酪根密度，kg/cm^3；p_h 为地下深度 h 处的静水压力；C_o 为石油压缩系数；C_w 为水压缩系数；φ_h 为地下深度 h 处的地层孔隙度；ρ_k 为干酪根密度，kg/cm^3；C_k 为干酪根压缩系数，MPa^{-1}。

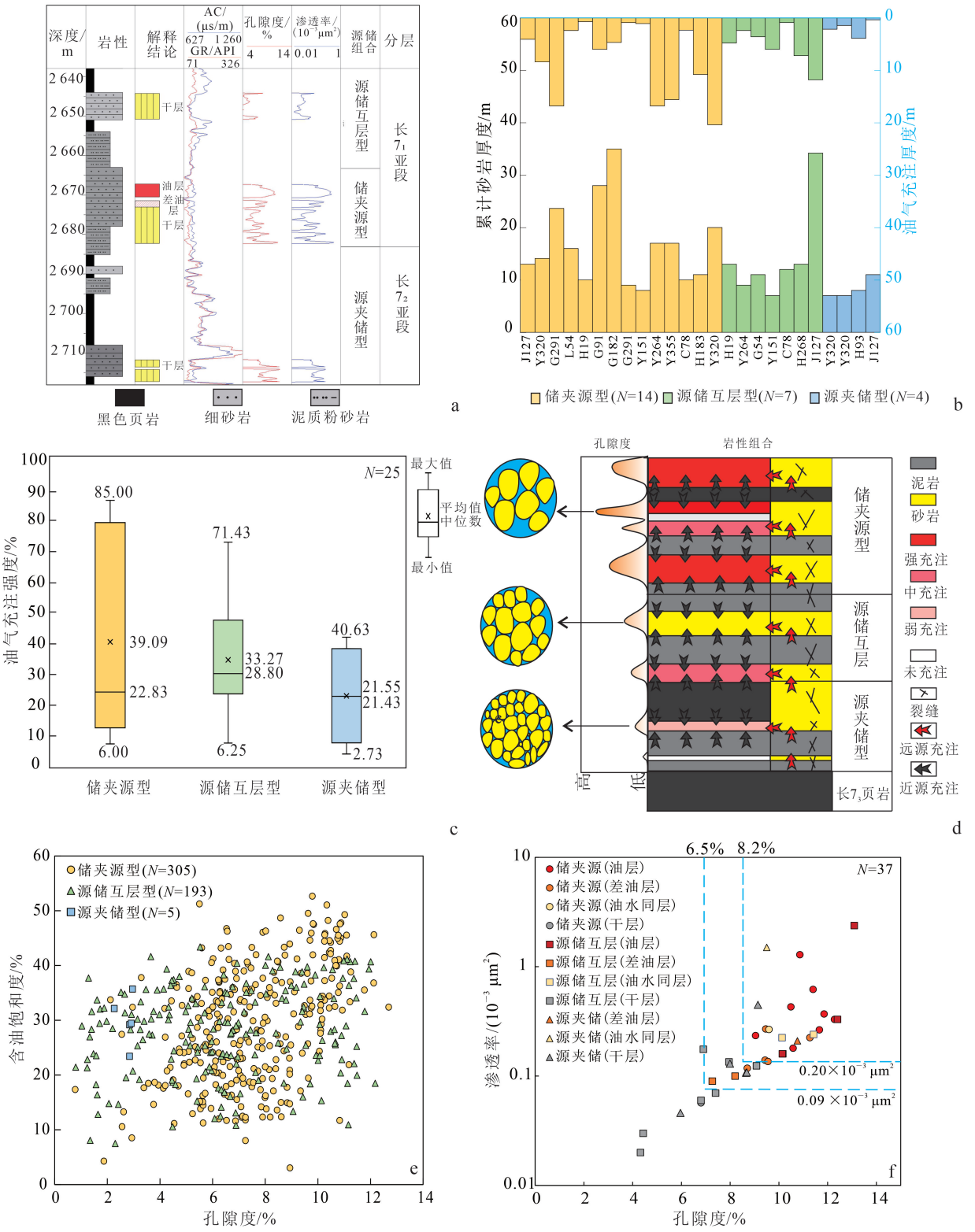
夹层型页岩油充注能否发生取决于烃源岩生烃增压与储层排替压力的大小。研究区长 7 段砂岩储层较为致密，其相应的毛细管阻力较大。通过高压压汞实验可得到样品的排驱压力。高压压汞实验是非润湿相汞克服孔喉内毛细管阻力驱替润湿相的过程，其获取的排驱压力是指岩心中非润湿相流体驱替润湿相流体所需最小压力，反映岩心入口端处毛细管阻力大小。利用高压压汞实验得到的样品排驱压力与物性数据，拟合排驱压力与孔渗数据关系，可进一步建立起排驱压力的预测模型(图 9)。此外，由于实验条件与油藏条件的差异，利用压汞法得到的排驱压力并不能反映地下储层的毛细管阻力大小。需要结合油藏条件下的油水界面张力、油水接触角和实验室条件下汞在进入岩石时形成的表面张力及润湿接触角，利用毛细管力计算公式将实验室条件下的储层毛细管阻力换算成油藏条件下的储层毛细管阻力，便于准确分析夹层型页岩油充注特征。

联立压汞实验条件下的毛细管阻力和油藏条件下的毛细管阻力计算公式，得到以下公式：

$$p_{co}=p_{cHg}\times\frac{\sigma_{ow}\times\cos\theta_{ow}}{\sigma_{Hg}\times\cos\theta_{Hg}}。\tag{4}$$

式中：p_{co} 为油藏条件下毛细管阻力，MPa；p_{cHg} 为实验条件下毛细管阻力，MPa；σ_{ow} 为油藏条件下油水的表面张力，取值为 0.045 N/m；σ_{Hg} 为实验条件下的汞在进入岩石时形成的表面张力，取值为 0.48 N/m；θ_{ow} 为油水的润湿接触角，取值为 140°；θ_{Hg} 为汞与岩石的润湿接触角，取值为 0°。

研究区东部地区三角洲沉积体系下的 H248 井长 7_2 亚段为典型的底部供烃型单井实例(图 10)。其中，长 7_3 亚段黑色页岩段由于生烃增压产生超压，平均值为 4.40 MPa，最高可达 6.33 MPa。超压向上传导，逐渐传递到砂岩中，为油气充注提供动力。长 7_2 亚段厚层砂体中，由于物性的非均质性，其对应的排替压力不同。其中：底部砂体段，深度为 2 232.50～2 247.00 m，预测排替压力范围为 1.84～5.58 MPa，平均值为 3.67 MPa。由于压力传递过程中存在损耗，底部砂体段的充注动力略小于排替压力。因此，底部砂体段油气显示为干层。中部砂体段，深度区间为2 227.00～2 232.50 m，为高物性段，



a. G91井单井综合柱状图;b. 累计砂岩厚度及油气充注厚度分布特征;c. 油气充注强度分布特征;d. 充注次序示意图;e. 含油饱和度-孔隙度交会图;f. 渗透率-孔隙度交会图。

图8 不同源储组合类型的砂体厚度和物性与含油性关系

Fig.8 Relationship between sand thickness, petrophysical properties and oil content of different source-reservoir combination types

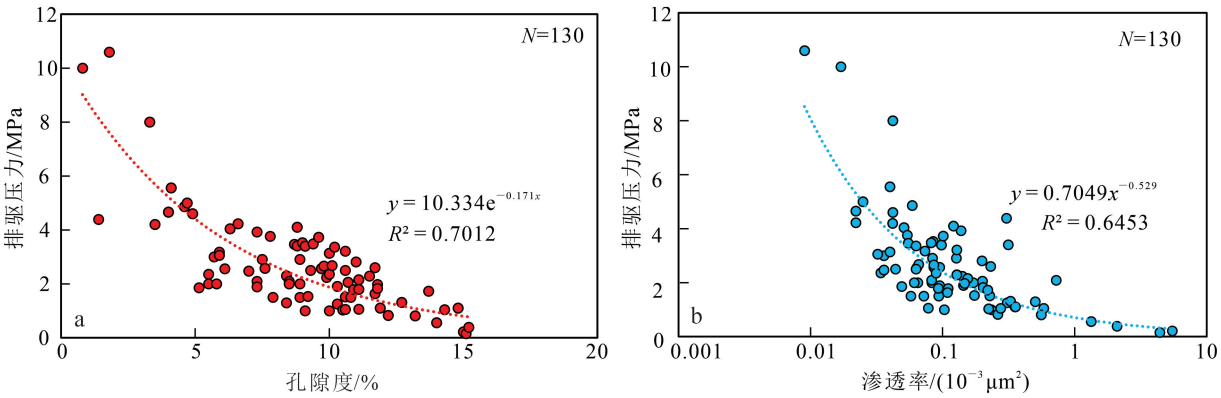


图 9　研究区储层物性与排驱压力关系预测

Fig.9　Prediction of the relationship between reservoir petrophysical properties and discharge pressure in the study area

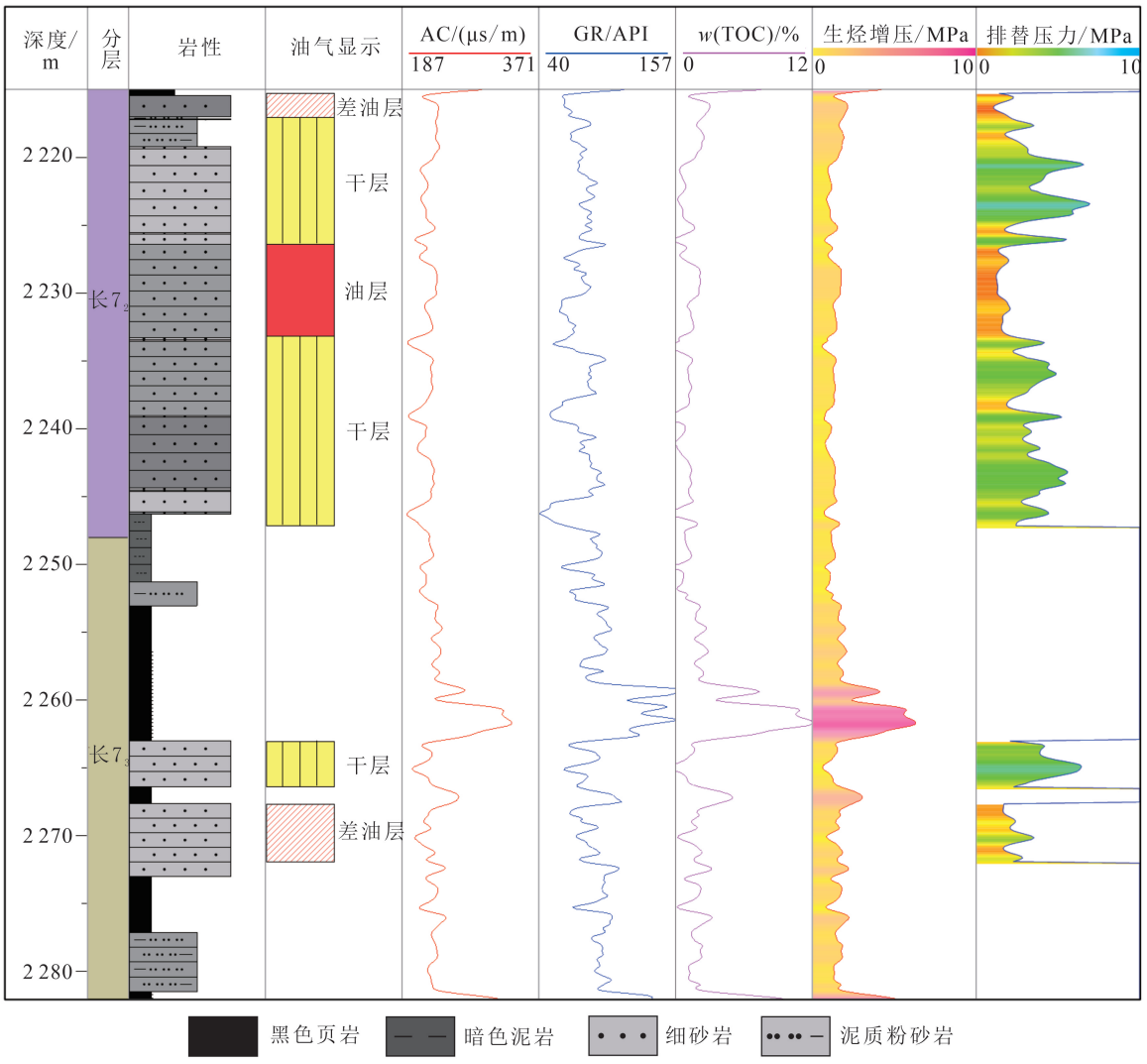


图 10　研究区底部供烃型油气显示及充注动阻力特征

Fig.10　Oil and gas manifestations and charging dynamic resistance characteristics of the bottom-source type in the study area

对应排替压力较小,平均值为1.56 MPa,最大值仅为2.01 MPa,远小于充注动力,因此,高物性中部砂体段有很好的油气显示。上部砂体段排替压力较大,分布范围为3.22～6.95 MPa,平均值为5.02 MPa。油层的充注压力小于排替压力,故砂岩段显示为干层。此外,厚层砂体顶部,深度对应2 215.50～2 220.00 m,排替压力变小,平均值仅为2.95 MPa。此时,由于长距离的传导,充注动力大幅度降低,略大于对应的排替压力。因此,该深度段砂岩油气显示为差油层。由此对比说明,生烃增压与储层垂向排驱压力的差值越大,油气充注程度越高,含油性越好。

3.4 连通砂体与烃源岩耦合控制侧向供烃型含油性差异

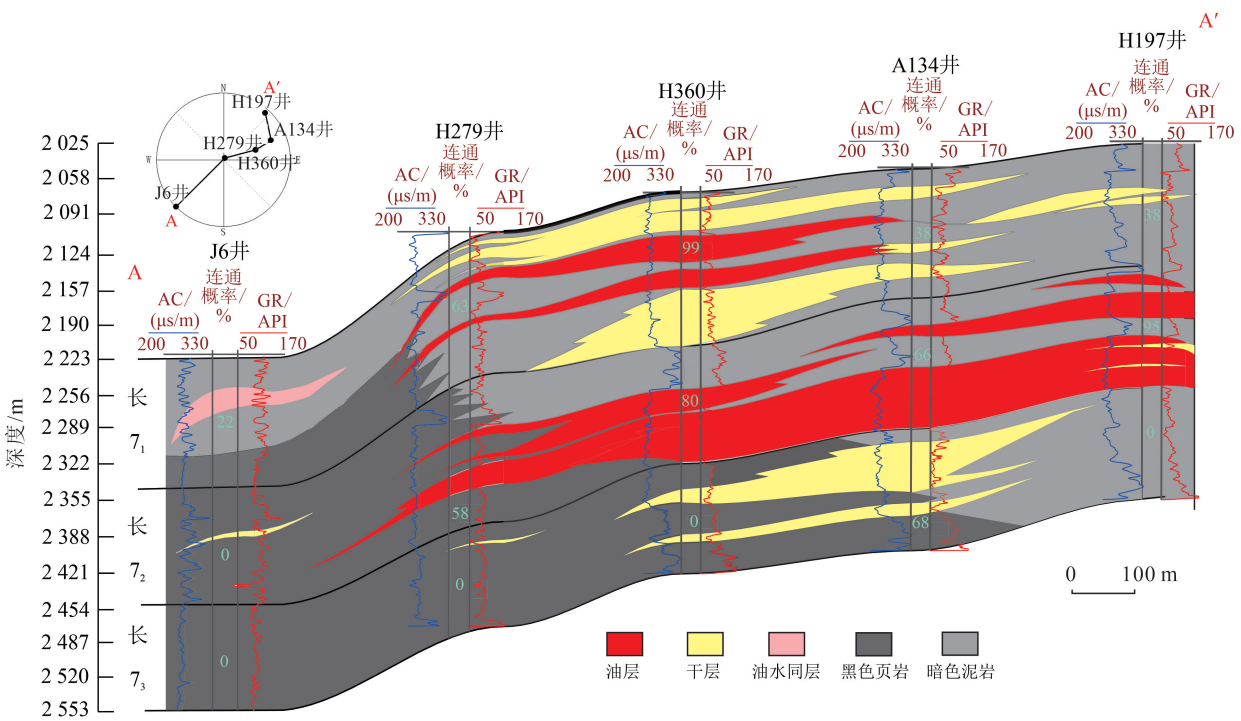
研究区构造起伏较小,受构造作用影响较小,砂岩是主要的输导体系。研究区东部主要发育三角洲沉积,长7段沉积期,水体变浅,盆地萎缩,三角洲向湖盆中心进积,三角洲前缘水下分支河道发育,河道砂体规模增大,形成了大范围分布的储集体。三角洲前缘亚相内大范围分布的连通砂体与烃源岩的配置关系,是夹层型页岩油大规模侧向充注与富集的关键所在。在烃源岩供烃充足的情况下,砂体的连续分布是侧向供烃型具有较高含油性的保障。本研究基于罗晓容等[33]建立的砂体几何连通概率模型,对砂体的几何连通性开展定量评价,模型表达式如下:

$$P=\begin{cases}0,(V_s\leqslant C_o);\\ 1-e\left[-\frac{(V_s-C_o)^2}{b^2}\right],(V_s>C_o)。\end{cases} \tag{5}$$

$$b=\frac{C-C_o}{\sqrt{3}}。 \tag{6}$$

式中:P 为砂岩几何连通概率,%;V_s 为砂岩占比,%;C_o 为逾渗阈值,%;C 为完全连通系数,砂岩体间完全连通(连通概率>95%)的砂岩占比,%;b 为连通性指数。根据前人[33]研究成果,对于三角洲沉积环境而言,C_o 和 C 分别取值0.20和0.50。当 P 为0～50%时,砂体为局部连通型;P>50%时,砂体为连通性型。

受砂体连通性非均质性与烃源岩供烃能力差异性影响,侧向供烃型含油性差异明显。以J6—H279—H360—A134—H197井的连井剖面为例,长7_3亚段砂体连通性较差。湖盆中心长7_3亚段发育厚层黑色页岩,供烃能力强,斜坡带上长7_3亚段砂体表现为干层(图11)。对于长7_2亚段而言,J6井和H279井



剖面线位置见图2。

图11 J6—H279—H360—A134—H197连井剖面长7段砂岩连通性与烃源岩耦合关系

Fig.11 Coupling relationship between sandstone connectivity and source rock in Member 7 of J6—H279—H360—A134—H197 connecting well cross-section

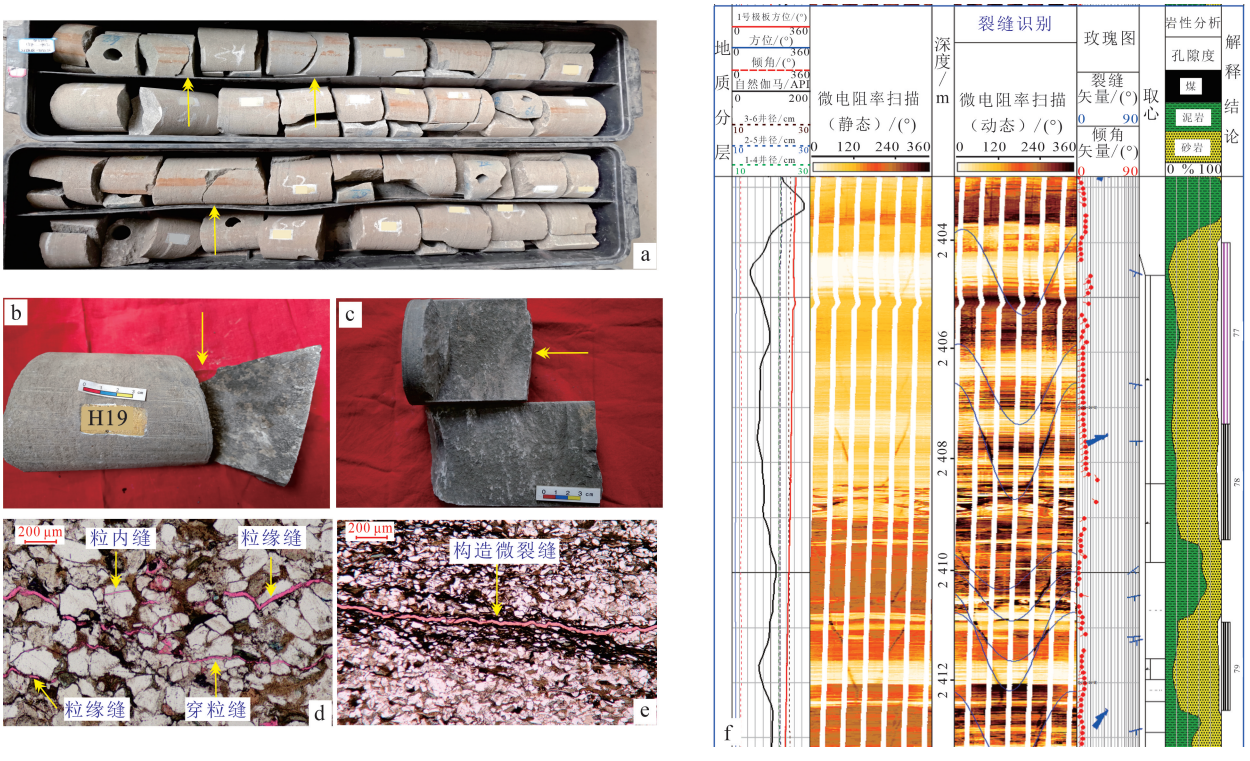
的长 7_2 亚段发育高品质黑色页岩。同时，J6 — H279 — H360 — A134 — H197 长 7_2 亚段砂体计算的砂体连通概率均＞50%，具有较好的连通性。故 J6 井和 H279 井的长 7_2 亚段黑色页岩生成的油沿连通砂岩向斜坡带高部位运移，分布范围较大。在长 7_1 亚段中，仅 J6 井底部发育部分黑色页岩，供烃能力减弱。除此之外，仅 H279 井与 H360 井砂体连通概率较高。因此，长 7_1 亚段油层减薄，油气展布范围减小(图 11)。

不同连通概率的砂体与不同类型烃源岩的空间耦合关系对应的砂体含油性表明，当黑色页岩与侧向连通性好的砂体耦合时，砂体中表现为富油气，研究区东部地区长 7_1 亚段和长 7_2 亚段大多发育此类耦合关系。并且与长 7_1 亚段砂体相比，长 7_2 亚段砂体沉积厚度更大、连续性更好，因此与长 7_1 亚段相比长 7_2 亚段砂体通常具有更好的油气显示。此外，生烃能力弱的暗色泥岩与侧向连通性较好砂体匹配时，砂体中含油性较差。而黑色页岩与非连通砂体呈现空间耦合关系时，其砂体含油性较差，表现为贫油气，该类型常发育在长 7_3 亚段中。

3.5　裂缝网络-砂体叠置耦合控制下部供烃型含油性差异

夹层型页岩油在从烃源岩进入储集单元之前需经过短距离的运移，由于储层中孔隙-孔喉输导系统的阻力较大，裂缝会成为夹层型页岩油快速短距离运移的重要优势通道[34]。裂缝的重要性在下部供烃型组合中显得尤为重要。下部供烃型组合中，储层与烃源岩既不在底部直接接触，也不在上下直接接触，在侧向上也有隔挡层。因此，油气垂向充注需要叠置砂体与高角度构造缝良好配置下才能发生。在厚层砂体叠置的部位多发育高角度构造缝，垂向可沟通不同砂岩层，为原油垂向短距离运移提供良好条件，进而控制着下部供烃型的含油性差异。天然裂缝的形成与地质构造运动密切相关，研究区的构造裂缝主要形成于燕山期构造运动主幕，与早白垩世晚期长 7 段烃源岩的大量生、排烃期和夹层型页岩油充注时间一致[26]，烃类可在高压驱动下沿裂缝发生垂向运移。

岩心观察和成像测井结果(图 12)表明，研究区在脆性较强的砂岩层段普遍发育宏观高角度构造裂



a. 长 7_1 砂岩构造裂缝，A134 井，2 128.68～2 137.26 m；b. 长 7_1 砂岩构造裂缝 H19 井，2 496.00 m；c. 长 7_1 砂岩构造裂缝，G291 井，2 405.00 m；d. 长 7_2 砂岩微观裂缝，A293 井，2 317.00 m；e. 长 7_2 砂岩构造微裂缝，H120 井，2 292.00 m；f. 长 7_2 成像测井，A195 井，2 403.00～2 413.00 m。

图 12　鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组 7 段储层裂缝特征

Fig.12　Reservoir fracture characteristics of Member 7 of Yanchang Formation in Jiyuan area, Ordos basin

缝和剪切滑脱裂缝,裂缝发育程度较高。此外,通过铸体薄片也可以观察到大量微观裂缝,以穿粒缝和粒缘缝为主,粒内缝与溶蚀缝发育较少(图12d、e)。其中,宏观裂缝以剪裂缝为主,微裂缝以张裂缝为主(图12f)。剪切裂缝倾角以中高角度为主,张性裂缝主要为高角度-近直立裂缝。储层天然裂缝发育程度直接影响储层的渗流能力。大规模发育的裂缝不仅增强了储层的渗透性,同时也提供了夹层型页岩油快速运移的垂向有利通道。此外,脆性越大的岩石在构造应力作用下越容易发生破裂,裂缝发育程度往往越高。因此,砂岩粒度越粗、厚度越大,裂缝发育程度越高,越有利于夹层型页岩油的垂向运移。

在砂体孤立分布、侧向不连通的区域,油气运移主要依靠垂向上的高角度裂缝。根据裂缝的运移效率可将研究区下部供烃型划分为高运移效率-强充注型、中运移效率-中充注型和低运移效率-弱充注型三种类型(图13)。其中,高运移效率-强充注型砂地比一般>60%,以厚层砂体为主。厚层砂体发育的高角度构造裂缝为夹层型页岩油向上运移提供渗流通道,长7_3亚段黑色页岩生成的油气通过高角度构造裂缝运移至长7_1亚段砂体中。因此,长7_1亚段砂体中多见油层与差油层显示。中运移效率-中充注型砂地比为40%~60%,长7_{1+2}亚段多为中厚层砂体夹薄层暗色泥岩的岩性组合。砂体中虽发育穿层高角度构造裂缝,但受泥岩段阻隔,裂缝的连通能力大大降低。因此,长7_1亚段砂体中含油性降低,可见部分差油层显示。低运移效率-弱充注型砂地比一般<40%,长7_{1+2}亚段中岩性多以厚层暗色泥岩为主,夹少量薄层砂体。砂岩厚度有限,其中发育的裂缝对于运移效率的增加影响较小。长7_3亚段黑色页岩生成的油气无法通过裂缝与上部砂体连通,仅在长7_2亚段砂体中偶见差油层显示。可见,下部供烃型中高角度构造裂缝对于砂体含油性的重要控制作用。

4 姬塬地区长7_{1+2}亚段夹层型页岩油差异富集模式

基于不同层位中夹层型页岩油的富集情况和各主控因素在时空上的匹配关系,鄂尔多斯盆地姬塬地区长7段在供烃方式的控制下主要发育4种夹层型页岩油富集模式(图14):1)重力流沉积体系长7_{1+2}亚段上下供烃型-厚层高物性储层最强富集型,其模式表现为研究区西部长7_{1+2}亚段砂体与上下部

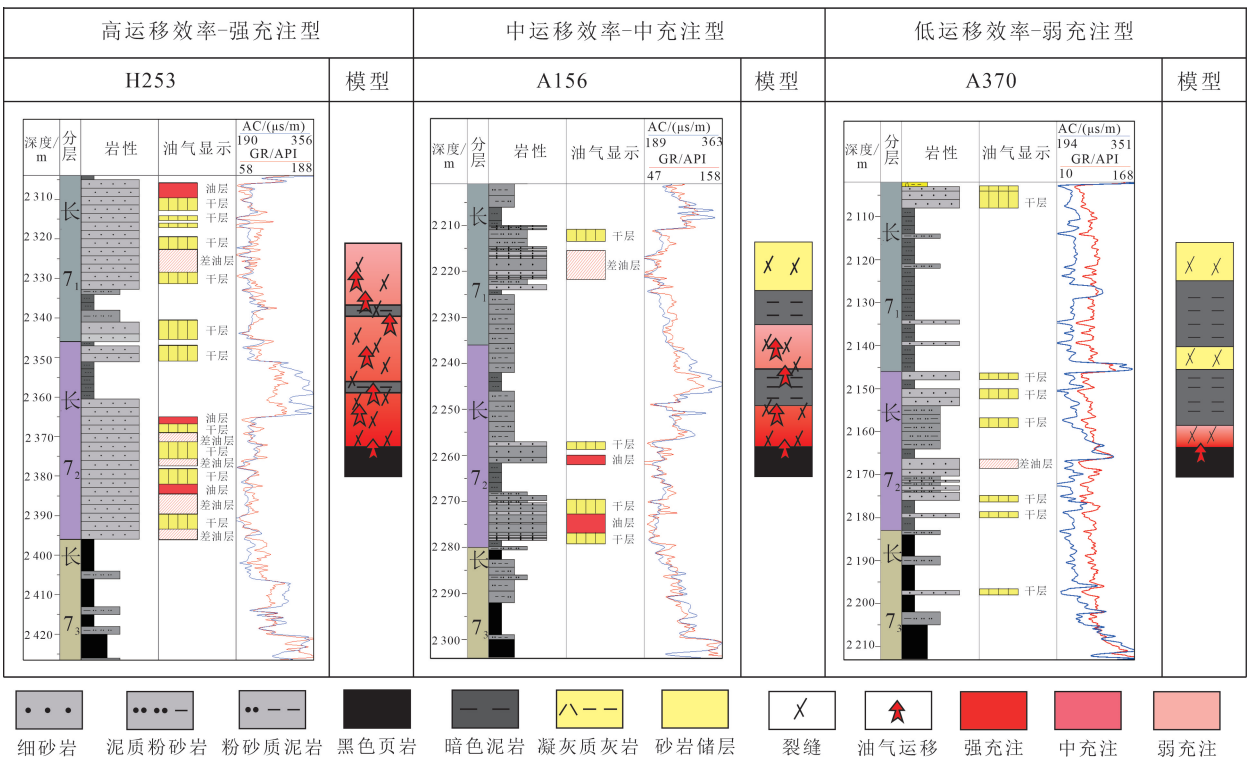


图13 研究区下部供烃型组合裂缝发育模式及其夹层型页岩油运聚特征

Fig.13 Fracture development patterns and migration and accumulation characteristics of interlayer oil in lower-source type in the study area

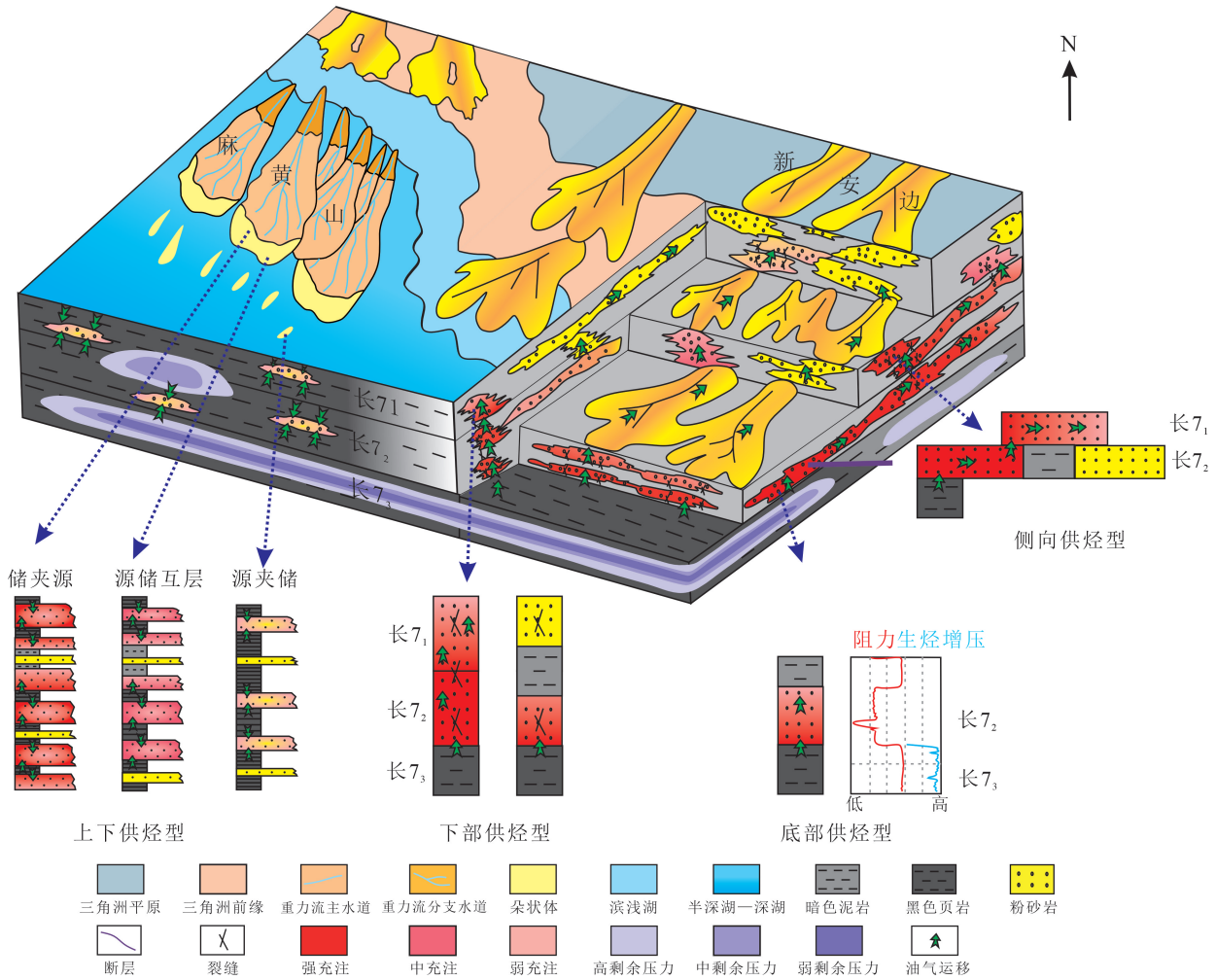


图 14　鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组 7 段供烃方式控制下的夹层型页岩油富集模式

Fig.14　Interlayer oil enrichment model under the control of hydrocarbon supply mode of Member 7 of Yanchang Formation in Jiyuan area, Ordos basin

高质量黑色页岩直接接触，供烃充足。夹层型页岩油在厚层砂体的高物性区形成大规模的甜点。2）三角洲沉积体系长 7_1 亚段侧向供烃型-砂体连通强富集型，其主要特征为研究区东部厚层连通砂体沟通烃源岩与较远处的储集层，油气经过较长距离运移至厚层砂体“甜点”内富集。3）三角洲沉积体系长 7_2 亚段底部供烃型-高动阻力差弱富集型，其模型主要特点是研究区东部长 7_2 亚段砂体与下伏长 7_3 亚段高质量黑色页岩直接接触，在源储剩余压差较大的甜点内富集。由于研究区厚层砂体多发育高角度裂缝，储层内部油气常沿裂缝形成的优势通道运移至周围砂体中，故底部供烃型中形成弱富集。4）三角洲沉积体系长 7_1 亚段下部供烃型-裂缝输导弱富集型，其模式表现为研究区东部长 7_1 亚段砂体通过长 7_2 亚段厚层砂体发育的高角度裂缝与长 7_3 亚段高质量黑色页岩连通，烃源岩弱供烃，故下部供烃型油气弱富集。

夹层型页岩油差异富集模式揭示了在不同供烃方式控制下夹层型页岩的含油性差异及其石油富集机制，对鄂尔多斯盆地长 7_{1+2} 亚段夹层型页岩油的勘探实践具有重要指导意义。系统的供烃方式划分有利于明确与细化储层“甜点”发育的潜在有利区分布，结合不同富集模式指明夹层型页岩油聚集部位及规模差异，可为下一步勘探部署提供参考依据。此外，研究所建立的供烃方式划分方案及相关富集模式对其他含油气盆地在相似地质背景下的页岩油富集层段的有利区优选和钻井设计也具有一定的参考价值。

5 结论

1)鄂尔多斯盆地姬塬地区长7段根据烃源岩相对发育位置、储层与烃源岩的垂侧向关系,将研究区夹层型页岩油按照供烃条件划分为四种供烃类型,且不同供烃类型的含油性具有明显差异。其中:上下供烃型含油性最好,在有效充注强度与含油饱和度上均表现出了绝对优势;侧向供烃型次之,主要是由于侧向供烃型不与烃源岩直接接触,充注动力稍弱,含油饱和度稍低;底部供烃型、下部供烃型含油性较差,这主要是由于两类砂体多伴生,烃源岩供烃能力有限,故两者含油性普遍较低。

2)不同供烃类型含油性主控因素不同。上下供烃型含油性取决于储集岩的储集能力,物性较好的储夹源型岩性组合含油性最好;下生上储的底部供烃型含油性受控于动阻力的配置关系,动阻力差值越大,含油性越好;侧向供烃型含油性取决于连通烃源岩的砂体连通性,砂体连通性越好,供烃效率越高,含油性越好;下部供烃型含油性受叠置砂体的裂缝密度影响较大。

3)鄂尔多斯盆地姬塬地区长7段在供烃方式的控制下形成了4种夹层型页岩油富集模式,包括:重力流沉积体系长7_{1+2}亚段上下供烃型-厚层高物性储层最强富集型、三角洲沉积体系长7_1亚段侧向供烃型-砂体连通强富集型、三角洲沉积体系长7_2亚段底部供烃型-高动阻力差弱富集型,以及三角洲沉积体系长7_1亚段下部供烃型-裂缝输导弱富集型。

参考文献(References):

[1] 刘斌.我国陆相页岩油效益开发对策与思考[J].石油科技论坛,2024,43(2):46-57.
Liu Bin. Countermeasures and Thinking of Beneficial Development of Continental Shale Oil in China[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2024, 43(2): 46-57.

[2] 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 and Gas Geology, 2024, 45(2): 327-340.

[3] 郭秋麟,米石云,张倩,等.中国页岩油资源评价方法与资源潜力探讨[J].石油实验地质,2023,45(3):402-412.
Guo Qiulin, Mi Shiyun, Zhang Qian, et al. Assessment Methods and Potential of Shale Oil Resources in China[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(3): 402-412.

[4] 付金华,刘显阳,李士祥,等.鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段页岩油勘探发现与资源潜力[J].中国石油勘探,2021,26(5):1-11.
Fu Jinhua, Liu Xianyang, Li Shixiang, et al. Discovery and Resource Potential of Shale Oil of Chang 7 Member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(5): 1-11.

[5] 何永宏,薛婷,李桢,等.鄂尔多斯盆地长7页岩油开发技术实践:以庆城油田为例[J].石油勘探与开发,2023,50(6):1245-1258.
He Yonghong, Xue Ting, Li Zhen, et al. Development Technologies for Triassic Chang 7 Shale Oil in Ordos Basin: A Case Study of Qingcheng Oilfield, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(6): 1245-1258.

[6] 付金华,王龙,陈修,等.鄂尔多斯盆地长7页岩油勘探开发新进展及前景展望[J].中国石油勘探,2023,28(5):1-14.
Fu Jinhua, Wang Long, Chen Xiu, et al. Progress and Prospects of Shale Oil Exploration and Development in the Seventh Member of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 1-14.

[7] 肖正录,李勇,路俊刚,等.四川盆地侏罗系大安寨段页岩油富集条件及有利勘探目标[J].吉林大学学报(地球科学版),2025,55(4):1039-1050.
Xiao Zhenglu, Li Yong, Lu Jungang, et al. Shale Oil Enrichment Conditions and Favorable Exploration Targets in Jurassic Da'anzhai Member in Sichuan Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2025, 55(4): 1039-1050.

[8] 赵文智,朱如凯,张婧雅,等.中国陆相页岩油类型、勘探开发现状与发展趋势[J].中国石油勘探,2023,28(4):1-13.
Zhao Wenzhi, Zhu Rukai, Zhang Jingya, et al. Classification, Exploration and Development Status and Development Trend of Continental Shale Oil in China[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(4): 1-13.

[9] 付金华,郭雯,李士祥,等. 鄂尔多斯盆地长7段多类型

页岩油特征及勘探潜力[J].天然气地球科学，2021，32(12)：1749－1761.
Fu Jinhua，Guo Wen，Li Shixinag，et al. Characteristics and Exploration Potential of Multi-Type Shale Oil in the 7th Member of Yanchang Formation，Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience，2021，32(12)：1749－1761.

[10] 张小奇，白江，赵小春，等.基于源储条件的致密油富集因素与有利区预测：以鄂尔多斯盆地周长地区延长组下组合为例[J].断块油气田，2025，32(2)：177－184.
Zhang Xiaoqi，Bai Jiang，Zhao Xiaochun，et al. Tight Oil Enrichment Factors and Prediction of Favorable Areas Based on Source and Reservoir Conditions：Taking the Lower Combination of Yanchang Formation in Zhouchang Area of Ordos Basin as an Example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field，2025，32(2)：177－184.

[11] 姚泾利，曾溅辉，罗安湘，等.致密储层源储结构对储层含油性的控制作用：以鄂尔多斯盆地合水地区长6～长8段为例[J].地球科学与环境学报，2019，41(3)：267－280.
Yao Jingli，Zeng Jianhui，Luo Anxiang，et al. Controlling Effect of Source-Reservoir Structure in Tight Reservoir on Oil-Bearing Property：A Case Study of Chang－6－Chang－8 Members in Heshui Area of Ordos Basin，China [J]. Journal of Earth Sciences and Environment，2019，41(3)：267－280.

[12] 惠瑞瑞，刘妍，张志升，等.鄂尔多斯盆地安塞地区延长组长9段原油地球化学特征与油源对比[J].吉林大学学报(地球科学版)，2024，54(5)：1468－1481.
Hui Ruirui，Liu Yan，Zhang Zhisheng，et al. Oil Geochemical Characteristics and Oil-Source Correlation of Chang 9 Member of Yanchang Formation in Ansai Area，Ordos Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition)，2024，54(5)：1468－1481.

[13] 王福伟，陈冬霞，解广杰，等.鄂尔多斯盆地庆城地区延长组7段源-储结构控制下致密砂岩油的差异富集机制[J].石油学报，2022，43(7)：941－956.
Wang Fuwei，Chen Dongxia，Xie Guangjie，et al. Differential Enrichment Mechanism of Tight Sandstone Oil Under the Control of the Source-Reservoir Structures of Member 7 of Yanchang Formation in Qingcheng Area，Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica，2022，43(7)：941－956.

[14] 牟蜚声，尹相东，陈世加，等.新安边地区长7段黏土矿物对致密油富集的影响[J].断块油气田，2024，31(6)：985－991，1013.
Mou Feisheng，Yin Xiangdong，Chen Shijia，et al. Influence of Clay Minerals on Tight Oil Enrichment in Chang 7 Member，Xin'anbian Area [J]. Fault-Block Oil & Gas Field，2024，31(6)：985－991，1013.

[15] 赵振宇，郭彦如，王艳，等.鄂尔多斯盆地构造演化及古地理特征研究进展[J].特种油气藏，2012，19(5)：15－20.
Zhao Zhenyu，Guo Yanru，Wang Yan，et al. Study Progress in Tectonic Evolution and Paleogeography of Ordos Basin [J]. Special Oil and Gas Reservoirs，2012，19(5)：15－20.

[16] 邓秀芹，蔺昉晓，刘显阳，等.鄂尔多斯盆地三叠系延长组沉积演化及其与早印支运动关系的探讨[J].古地理学报，2008，10(2)：159－166.
Deng Xiuqin，Lin Fangxiao，Liu Xianyang，et al. Discussion on Relationship Between Sedimentary Evolution of the Triassic Yanchang Formation and the Early Indosinian Movement in Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography，2008，10(2)：159－166.

[17] 朱筱敏，刘芬，朱世发，等.鄂尔多斯盆地陇东地区延长组物源区构造属性研究[J].高校地质学报，2015，21(3)：416－425.
Zhu Xiaomin，Liu Fen，Zhu Shifa，et al. On the Tectonic Property of the Provenance Area of the Upper Triassic Yanchang Formation in Longdong Area，Ordos Basin[J]. Geological Journal of China Universities，2015，21(3)：416－425.

[18] 田永强.鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7沉积特征研究[D].西安：西北大学，2011：17－18.
Tian Yongqiang. Depositional System of Chang 7 Oil Formation of the Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [D]. Xi'an：Northwest University，2011：17－18.

[19] 邹才能，赵政璋，杨华，等.陆相湖盆深水砂质碎屑流成因机制与分布特征：以鄂尔多斯盆地为例[J].沉积学报，2009，27(6)：1065－1075.
Zou Caineng，Zhao Zhengzhang，Yang Hua，et al. Genetic Mechanism and Distribution of Sandy Debris Flows in Terrestrial Lacustrine Basin[J]. Journal of Sedimentary Research，2009，27(6)：1065－1075.

[20] 李思田，林畅松，解习民，等.大型陆相盆地层序地层学研究：以鄂尔多斯中生代盆地为例[J].地学前缘，1995，2(4)：133－136.
Li Sitian，Lin Changsong，Xie Ximin，et al.

Approaches of Nonmarine Sequence Stratigraphy: A Case Study on the Mesozoic Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 1995, 2(4): 133-136.

[21] 王昌勇.鄂尔多斯盆地西南缘构造演化与长8～长6油层组沉积响应:以姬塬地区为例[D].成都:成都理工大学,2009:33-36.
Wang Changyong. Tectonic Evolution of Southwestern Margin in Ordos Basin and Sedimentary Response of Interval 8 to 6 of Yanchang Formation: An Example from Jiyuan Area [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2009: 33-36.

[22] 张云龙.鄂尔多斯盆地姬塬地区上三叠统长7油层组储层形成机理[D].北京:中国石油大学(北京),2017:5-12.
Zhang Yunlong. The Formation of the Reservoir in the Upper Triassic Chang 7 Oil Layer of Jiyuan Area, Ordos Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2017: 5-12.

[23] 宋凯,吕剑文,杜金良,等.鄂尔多斯盆地中部上三叠统延长组物源方向分析与三角洲沉积体系[J].古地理学报,2002,4(3):59-66.
Song Kai, Lü Jianwen, Du Jinliang, et al. Source Direction Analysis and Delta Depositional Systems of Yanchang Formation of the Upper Triassic in the Central Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2002, 4(3): 59-66.

[24] 王伟.鄂尔多斯盆地姬塬地区长7致密油储层特征及成藏控制因素研究[D].西安:西北大学,2018:15-31.
Wang Wei. The Study of Reservoir Characteristics and Control Factors of Chang 7 Tight Sandstone Reservoir in the Jiyuan Area of Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2018: 15-31.

[25] 王峰,田景春,张锦泉,等.鄂尔多斯盆地姬塬-胡尖山地区长6油层组的物源和优质储层分布[J].天然气地球科学,2006,17(6):783-788.
Wang Feng, Tian Jingchun, Zhang Jinquan, et al. Source Analysis and Favorable Reservoir Distribution of Chang 6 Formation in Jiyuan-Hujianshan Area [J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(6): 783-788.

[26] 肖玲,陈曦,雷宁,等.鄂尔多斯盆地合水地区三叠系长7段页岩油储层特征及主控因素[J].岩性油气藏,2023,35(2):80-93.
Xiao Ling, Chen Xi, Lei Ning, et al. Characteristics and Main Controlling Factors of Shale Oil Reservoirs of Triassic Chang 7 Member in Heshui Area, Ordos Basin[J]. Lithofacies Reservoirs, 2023, 35(2): 80-93.

[27] 付金华,魏新善,罗顺社,等.庆阳深层煤成气大气田发现与地质认识[J].石油勘探与开发,2019,46(6):1047-1061.
Fu Jinhua, Wei Xinshan, Luo Shunshe, et al. Discovery and Geological Knowledge of the Large Deep Coal-Formed Qingyang Gas Field, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1047-1061.

[28] 曹树春,余季陶,齐明明,等.英国北海X油田轴向海底扇砂体分布规律与控制因素分析[J].西南石油大学学报(自然科学版),2025,47(6):47-59.
Cao Shuchun, Yu Jitao, Qi Mingming, et al. Distribution Patterns and Controlling Factors of Axial Submarine Fan Sandbodies in the X Oilfield, North Sea, UK [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 2025, 47(6): 47-59.

[29] 郭继刚,郭凯,宫鹏骐,等.鄂尔多斯盆地延长组储层致密化及其影响下的致密油充注特征[J].石油实验地质,2017,39(2):169-179.
Guo Jigang, Guo Kai, Gong Pengqi, et al. Reservoir Densification and Tight-Oil Charging in Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2017, 39(2): 169-179.

[30] 成铭,陈冬霞,雷文智,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长7_1亚段源储结构与石油赋存关系研究[J].地球科学,2024,49(9):3276-3291.
Cheng Ming, Chen Dongxia, Lei Wenzhi, et al. The Difference of Source Rocks in Source-Reservoir Structure of Tight Sandstones of Chang 7_1 Submember and Its Influence on Hydrocarbon Enrichment, Longdong Area, Ordos Basin[J]. Earth Science, 2024, 49(9): 3276-3291.

[31] 郑荣才,牛小兵,梁晓伟,等.鄂尔多斯盆地姬塬油田延长组原油性质与来源分析[J].地球科学与环境学报,2011,33(2):142-145,206.
Zheng Rongcai, Niu Xiaobing, Liang Xiaowei, et al. Study on the Property and Origin of Crude Oil of Yanchang Formation in Jiyuan Oilfield, Ordos Basin [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2011, 33(2): 142-145, 206.

[32] 郭小文.含油气盆地生烃增压演化研究:以东营凹陷和白云凹陷为例[D].北京:中国地质大学(北京),2010:15-20.
Guo Xiaowen. Overpressure Evolution Caused by Hydrocarbon Generation in Petroliferous Basin: Two

Cases Studies from Dongying and Baiyun Depressions [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2010: 15 - 20.

[33] 罗晓容，雷裕红，张立宽，等.油气运移输导层研究及量化表征方法[J].石油学报，2012，33(3)：428 - 436.
Luo Xiaorong, Lei Yuhong, Zhang Likuan, et al. Characterization of Carrier Formation for Hydrocarbon Migration: Concepts and Approaches [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 428 - 436.

[34] 陈雷，董建华，胡月，等.上扬子五峰组—龙马溪组页岩有机质富集机理[J].西南石油大学学报(自然科学版)，2024，46(5)：66 - 79.
Chen Lei, Dong Jianhua, Hu Yue, et al. Mechanism of Organic Matter Enrichment in the Wufeng Formation-Longmaxi Formation Shale in the Upper Yangtze Platform[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 2024, 46(5): 66 - 79.

CSCD
中国科学引文数据库
Chinese Science Citation Database

期刊收录证书

《吉林大学学报. 地球科学版》

ISSN: 1671-5888　CN: 22-1343/P

依据文献计量学的理论和方法，通过定量与定性相结合的综合评审，贵刊被收录为**中国科学引文数据库 (CSCD) 来源期刊**，特颁发此证书。

证书编号：CSCD2025-731
发证日期：2025年8月
有 效 期：2025-2026年
查询网址：sciencechina.cn

中国科学院文献情报中心 中国科学引文数据库

中国科学院文献情报中心 中国科学引文数据库
地址：北京中关村北四环西路33号 E-mail:cscd@mail.las.ac.cn 联系电话：(010)82627496