沉 积 学 报
ACTA SEDIMENTOLOGICA SINICA

文章编号：1000-0550(2023)00-0000-00　　DOI：10.14027/j.issn.1000-0550.2024.115

鄂尔多斯盆地长 7 段页岩油富集主控因素及勘探方向

杨魏[1,2,3]，李勇[1,2,3]，侯雨庭[4]，何鑫[5]，陈世加[1,2,3]，喻健[4]，张海峰[6]，王龙[6]，何智同[1,2,3]，路俊刚[1,2,3]，支东明[3]

1.西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室，成都　610500
2.西南石油大学天然气地质四川省重点实验室，成都　610500
3.西南石油大学地球科学与技术学院，成都　610500
4.中国石油长庆油田分公司，西安　710018
5.中国石油天然气集团有限公司超深层复杂油气藏勘探开发技术研发中心，新疆库尔勒　841000
6.长庆油田公司勘探事业部，西安　710018

摘　要　**【目的】**厘清鄂尔多斯盆地长 7 段不同类型页岩油富集主控因素及勘探潜力，可明确下一步勘探方向。**【方法】**综合利用有机地球化学、全岩 X 射线衍射、场发射扫描电镜与岩石热解实验，对长 7 段泥页岩岩石学、地球化学特征和储集能力等页岩油形成条件与勘探潜力进行了综合研究。**【结果】**（1）长 7_3 亚段页岩有机质丰度高、成熟度最高、发育I型有机质，生烃潜力最大。（2）长 7 段泥页岩主要发育无机孔缝，其中微孔占比最大，页岩储集能力优于泥岩。（3）长 7 段页岩油富集主要受优质烃源岩展布、岩性组合、裂缝、泥页岩可动性和可压裂性等五大要素控制。优质烃源岩展布控制页岩油分布范围；岩性组合控制排烃效率和页岩油富集类型，源储互层型排烃效率最高，有利于夹层型页岩油富集，厚源夹薄储型排烃效率最低，有利于页岩油型页岩油富集；裂缝对不同类型页岩油表现出两面性，裂缝发育有利于砂岩夹层型页岩油富集，而裂缝欠发育有利于纯页岩型页岩油滞留富集；原油可动性和可压裂性控制页岩高产，页岩原油可动性和脆性指数总体优于泥岩。**【结论】**姬塬地区长 7_3 亚段是纯页岩型页岩油的有利勘探目标，正宁和陕北地区是长 7_1 和长 7_2 亚段砂岩夹层型页岩油的有利勘探目标，陇东华池地区可以兼探砂岩夹层型和纯页岩型页岩油。

关键词　页岩油；岩性组合；主控因素；勘探方向；长 7 段；鄂尔多斯盆地

第一作者简介　杨魏，女，2000 年出生，硕士研究生，油气地球化学与非常规油气地质，E-mail: 3258988572@qq.com

通信作者　李勇，男，副研究员，E-mail: 1041257867@qq.com

中图分类号　P618.13　**文献标志码**　A

0　引言

陆相页岩油资源潜力巨大，是保障国家能源安全的重要资源类型之一[1]。按照储集层“甜点”类型，将其划分为夹层型、混积型和页岩型。其中鄂尔多斯盆地延长组 7 段（以下简称长 7 段）陆相页岩油主要发育夹层型和页岩型[2]。长 7 段沉积厚度约 110 m，以泥页岩为主，夹多期薄层砂岩，油气资源丰富，是中国原油稳产的重要战略接替领域[3]。1970 年长庆油田庆 6 井在长 7 段页岩层系内直井压裂砂岩获得工业油流，鄂尔多斯盆地长 7 页岩油的勘探开

收稿日期：2024-09-24；**收修改稿日期：**2024-10-28

基金项目：国家自然科学基金项目（42302164）；中国石油科技创新基金项目（2022DQ02-0105）[**Foundation:** National Natural Science Foundation of China No. 42302164; CNPC Innovation Fund No. 2022DQ02-0105]

始步入探索阶段，但受限于钻井和压裂工艺技术，未获实质性勘探突破[4]；2009 年，随着钻井和储层改造工艺的改进，单井产能提升，页岩油勘探进入快速突破阶段，长 7 段水平井丹 101 井获得突破，获气 0.2 m^3/d[5]；2011 年，在借鉴美国页岩油革命成功经验的基础上，中国特色陆相页岩层系石油地质理论逐渐完善[6-7]，针对长 7 段油层组储层非均质性强、致密化程度高、地层压力系数低、裂缝发育和岩石脆性指数低等瓶颈问题，积极开展“水平井+体积压裂”攻关，形成“长水平井细分切割体积压裂技术”，实现了“千方砂、万方液、十万排量”的水平井体积压裂目标。2019 年，在湖盆中部探明 10×10^8 t 级国内最大页岩油田—庆城油田，并成功建成陇东百万吨页岩油生产基地，规模效益开发成果显著[8-11]。

我国陆相盆地沉积范围小、时空变化大，沉积过程受物源、气候和水动力等条件影响较大，导致陆相页岩层系普遍具有优质烃源岩空间展布差异大、储层非均质性强、烃源岩成熟度跨度大、岩性组合复杂多变的特点。强烈的沉积非均质性使得不同区域页岩油成藏地质条件和富集主控因素存在显著的差异性，单一的富集地质理论难以适用不同区域，导致勘探开发难度较大[12-14]。长 7 段沉积时期，鄂尔多斯盆地经历了大规模的湖侵，沉积了一套广泛分布的富有机质泥页岩，为页岩油规模性富集奠定了物质基础[15-16]。目前，长 7 段页岩油的研究主要集中于沉积相、生烃条件、有机质富集机理、储层孔隙结构以及生排烃特征研究等方面，页岩油区域化差异富集规律认识不清[17-22]。长 7 段纵向上长 7_1、长 7_2、长 7_3 亚段沉积时期湖盆水体变化大，泥页岩分布差异大，同时湖盆发育辫状河三角洲、半深湖—深湖和重力流等多种类型沉积相，不同区块岩性组合类型差异大，不同类型页岩油有利勘探方向难以准确预测[23-24]。此外，长 7 段发育油页岩和暗色泥岩两种类型的烃源岩，不同岩性页岩油地质特征存在明显差异[25-27]。为明确长 7 段页岩油地质特征以及富集主控因素，本文收集了油田姬塬、陕北、陇东三个地区长 7_1、长 7_2、长 7_3 亚段暗色泥岩和油页岩岩石热解、TOC 含量和显微组分等 3 类实验数据共计 255 样次，并采集上述三个地区各层段暗色泥岩样品 10 个和油页岩样品 13 个，开展全岩 XRD、普通薄片鉴定、扫描电镜、CO_2 吸附、N_2 吸附和高压压汞等 6 类实验。综合对比不同亚段和不同岩性页岩油地质特征，剖析烃源岩、岩性组合、裂缝、可动性和可压裂性对页岩油富集的控制作用，以期为不同类型页岩油勘探部署提供有利勘探方向，为鄂尔多斯盆地和国内其他盆地页岩油勘探开发提供理论指导和借鉴意义。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地位于我国西北部，构造上被划分为伊盟隆起、西缘冲断带、天环坳陷、晋西挠褶带、渭北隆起和伊陕斜坡等 6 个一级构造单元（图 1a），总面积 37×10^4 km^2，是我国第二大沉积盆地[28-30]。晚三叠世延长组沉积时期，鄂尔多斯盆地为一大型陆相坳陷湖盆。该湖盆历经了形成、发展、全盛、消退乃至最后消亡，最终沉积了一套厚度约为 1 200 m 的陆源碎屑岩，上三叠统延长组成为鄂尔多斯盆地主要的生油和储油层系[31-32]。

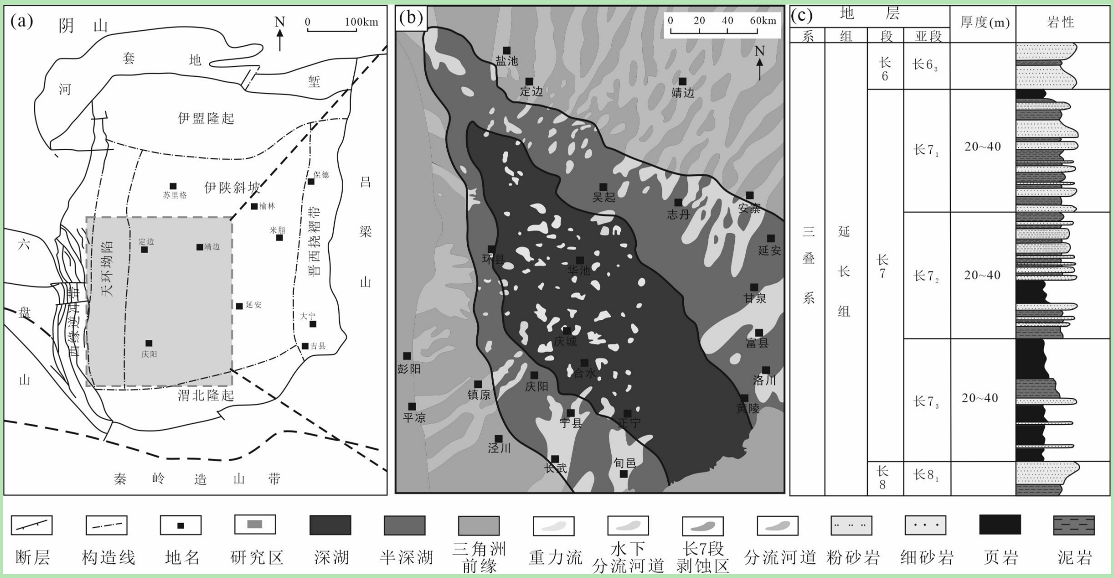

图 1　鄂尔多斯盆地长 7 段沉积相图及地层柱状图[23]

（a）研究区地理位置；（b）长 7_3 亚段沉积相图；（c）长 7 段地层柱状图

Fig.1　Sedimentary facies map and stratigraphic histogram of the Chang 7 member in the Ordos Basin

(a) geographical location of the study area; (b) sedimentary facies map of the Chang 7_3 sub-member; (c) stratigraphic histogram of the Chang 7 member[23]

研究区位于鄂尔多斯盆地西南地区，构造上隶属于伊陕斜坡。长 7 段沉积时期是湖盆发育的最鼎盛时期[33]，以暗色泥岩和油页岩为主要生油岩，浊积砂体和三角洲前缘砂体为主要储集岩（图 1b）。长 7 段自下而上被划分为长 7_3、长 7_2 和长 7_1 三个亚段[34]（图 1c）：长 7_3 亚段沉积时期为湖盆范围最大时期，重力流沉积发育较弱，以厚层油页岩和暗色泥岩为主；长 7_2 亚段沉积时期，湖盆开始萎缩，下部为中厚层泥页岩，上部发育重力流沉积，以浊积砂体为主；长 7_1 亚段沉积时期湖盆进一步萎缩，整体以重力流沉积为主，浊流砂体厚度与泥页岩厚度相当。

2　泥页岩矿物学和有机地球化学特征

2.1　矿物组成特征

X 射线衍射（XRD）实验结果表明，石英和黏土矿物是长 7 段泥页岩中的主要矿物，碳酸盐类矿物含量较低。不同岩性的矿物组成存在明显差异，页岩的石英和黏土矿物含量较泥岩低，黄铁矿和斜长石含量较高。页岩中石英平均含量为 35.57%，斜长石平均含量为 12.55%，黄铁矿平均含量为 15.84%，黏土矿物平均含量为 31.73%；泥岩石英平均含量为 45.79%，斜长石平均含量为 8.28%，黄铁矿平均含量为 4.34%，黏土矿物平均含量为 40.05%（图 2a）。

纵向上，不同亚段的泥页岩矿物组成也存在一定差异（图 2b）。长 7_1 和长 7_2 亚段泥页岩石英平均含量为 39.80%，长石平均含量为 13.22%，黄铁矿平均含量为 6.21%，黏土矿物平均含量为 37.48%；长 7_3 亚段泥页岩石英平均含量为 37.95%，长石平均含量为 12.06%，黄铁矿平均含量为 12.29%，黏土矿物平均含量为 35.88%。长 7_3 亚段泥页岩硅铝质和黏土质矿物含量明显减少，黄铁矿含量增多。

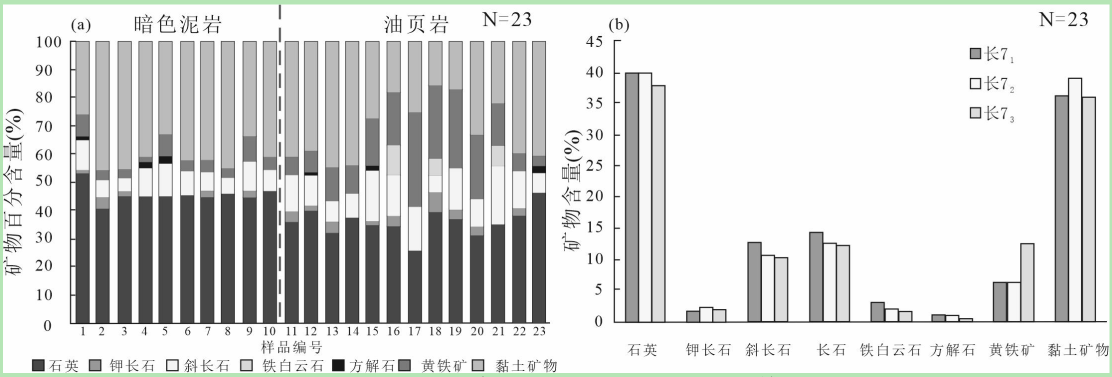

图 2 鄂尔多斯盆地长 7 段泥页岩矿物组成特征

（a）长 7 段泥岩和页岩矿物组成差异；（b）长 7 段不同亚段矿物组成差异

Fig.2 Mineral composition characteristics of the Chang 7 mudstone and shale in the Ordos Basin

(a) differences in mineral composition of the Chang 7 mudstone and shale; (b) The differences in mineral composition among different sub-members in the Chang 7 member

2.2 有机质丰度

鄂尔多斯盆地长 7 段烃源岩有机质丰度相对较高，页岩和泥岩均达到好—最好烃源岩的标准，其中，页岩的有机质丰度明显高于泥岩（图 3a）。页岩的 TOC 含量介于 6.09%~33.68%，平均为 14.18%，S_1+S_2 介于 15.72~116.17 mg/g，平均为 46.39 mg/g。泥岩的 TOC 含量介于 1.35%~10.60%，平均为 4.55%，S_1+S_2 介于 0.48~54.65 mg/g，平均为 15.04 mg/g。纵向上，长 7_3 亚段烃源岩有机质丰度最高，长 7_2 亚段次之，长 7_1 亚段最低（图 3b）。长 7_1 亚段 TOC 含量介于 0.38%~22.30%，平均为 3.49%，S_1+S_2 介于 0.19~89.79 mg/g，平均为 11.08 mg/g；长 7_2 亚段 TOC 含量介于 0.43%~21.04%，平均为 5.36%，S_1+S_2 介于 0.29~89.16 mg/g，平均为 16.99 mg/g；长 7_3 亚段 TOC 介于 0.17%~33.68%，平均为 8.68%，S_1+S_2 介于 0.29~116.17 mg/g，平均为 29.07 mg/g。

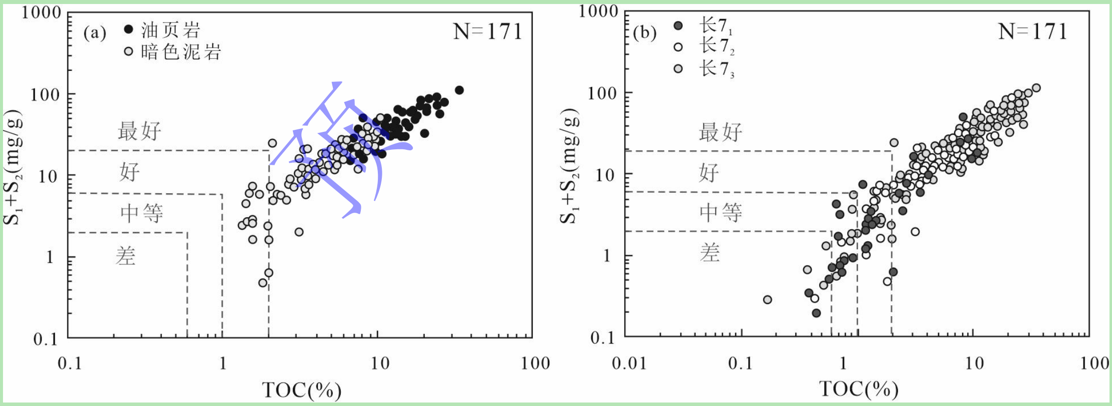

图 3 鄂尔多斯盆地长 7 段泥页岩 TOC—生烃潜量交会图

（a）长 7 段泥岩和页岩 TOC—生烃潜量交会图；（b）长 7 段不同亚段 TOC—生烃潜量交会图

Fig.3 Total organic carbon (TOC)-hydrocarbon generation potential intersection diagram for mudstone and shale in the Chang 7 member of Ordos Basin

(a) TOC-hydrocarbon generation potential intersection diagram for mudstone and shale in the Chang 7 member; (b) TOC-hydrocarbon generation potential intersection diagram for different sub-members in the Chang 7 member

2.3 有机质类型

有机质类型可以通过热解峰温（T_{max}）和氢指数（HI）交会图来判识[35]。整体上来看，长 7 段烃源岩有机质类型好，以II_1~I型为主，少部分为II_2 型。从岩性来看（图 4a），页岩的有机质类型优于泥岩，页岩以I型和II_1 型有机质为主，而泥岩以II_1 型有机质为主，部分样品有机质类型呈II_2 型。纵向上，长 7_1 亚段烃源岩的有机质类型相对较差，主要发育II_2 型有机

质，而长 7_3 亚段烃源岩的有机质类型最好，主要发育I型有机质（图 4b）。

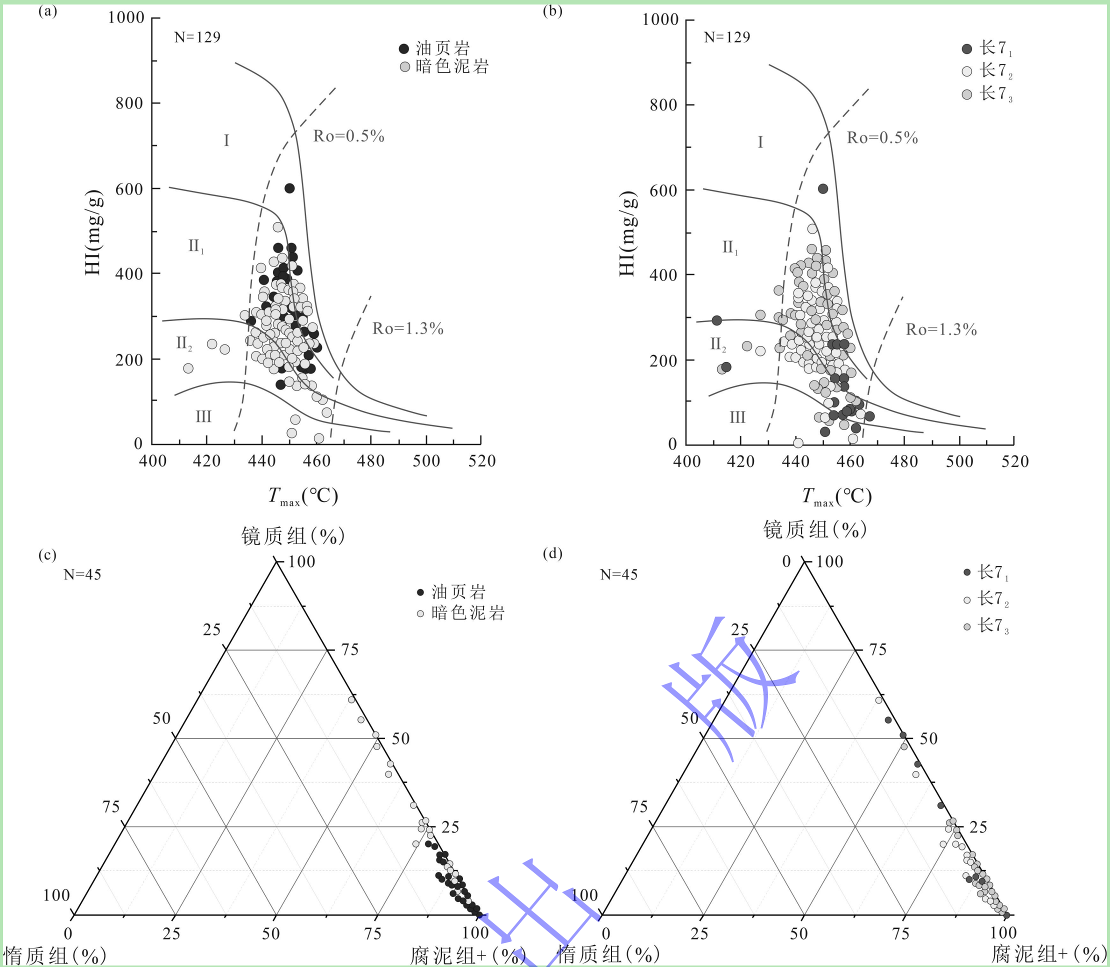

图 4　鄂尔多斯盆地长 7 段泥页岩有机质类型判识图版

（a）长 7 段泥岩和页岩 T_{max} 与 HI 交会图；（b）长 7 段不同亚段 T_{max} 与 HI 交会图；（c）长 7 段泥岩和页岩干酪根显微组分三角图；（d）长 7 段不同亚段干酪根显微组分三角图

Fig.4　Organic matter type identification chart for mudstone and shale in the Chang 7 member of Ordos Basin

(a) T_{max} and HI (Hydrogen Index) intersection diagram for mudstone and shale in the Chang 7 member; (b) T_{max} and HI intersection diagram for different sub-member of the Chang 7 member; (c) maceral triangle diagram for mudstone and shale kerogen the Chang 7 member; (d) triangular diagram of kerogen macerals for different sub-members in the Chang 7 member

干酪根显微组分分析结果表明，页岩腐泥组分含量高于泥岩，再次印证长 7 段页岩有机质类型优于泥岩（图 4c）。纵向上，长 7_3 亚段烃源岩有机质类型好于长 7_1 亚段和长 7_2 亚段 。长 7_1 和长 7_2 亚段烃源岩镜质组含量较高，有机质类型偏差，以 II_2 型有机质为主，而长 7_3 泥页岩主要以腐泥组分为主，有机质类型主要为 I 型和 II_1 型（图 4d）。

2.4　有机质成熟度

有机质成熟度是评价烃源岩生烃能力的重要指标，有机质必须达到一定热演化阶段才能生成油气，常用镜质体反射率（R_o）来表征[36]。统计陇东、陕北、姬塬等三个地区长 7 段不同亚段烃源岩样品的 R_o 值，并绘制分布密度特征图（图 5）。结果显示，长 7 段烃源岩 R_o 主要介于 0.7%~1.1%，平均为 0.88%，表明长 7 段烃源岩已经达到成熟阶段，目前正处于生油高峰期。烃源岩成熟度主要与埋藏深度有关，泥岩和页岩之间成熟度差异并不明显。纵向上，随着埋藏深度的增加，长 7 段烃源岩的成熟度也在增加，长 7_3 亚段烃源岩 R_o 略高于长 7_2 和长 7_1 亚段。长 7_1 亚段烃源岩 R_o 主要介于 0.7%~1.0%，平均为 0.81%；长 7_2 亚段烃源岩

R_o主要介于 0.8%~1.0%，平均为 0.87%；长 7_3 亚段烃源岩 R_o 主要介于 0.7%~1.1%，平均为 0.93%。

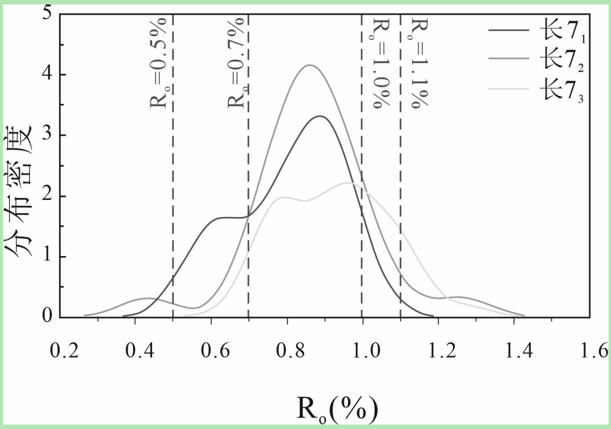

图 5　鄂尔多斯盆地长 7 段泥页岩镜质体反射率分布密度图

Fig.5　Distribution density of vitrinite reflectance for mudstone and shale in the Chang 7 member of the Ordos Basin

3　泥页岩储集层特征

3.1　储集空间类型

从普通薄片镜下鉴定结果来看，鄂尔多斯盆地长 7 段页岩有机质含量较高，视域下多处被原油或沥青质和有机质覆盖，层状分布清晰可见，黑色有机质和基质矿物呈互层状分布（图 6a，b）。长 7 段泥岩，有机质含量稍低，较页岩发育更多的碎屑颗粒（图 6c，d），部分样品碎屑颗粒呈定向排列。

扫描电镜观察结果显示，长 7 段页岩有机质呈条带状分布，与黏土矿物等基质矿物表现为互层状，镜下可见大量的草莓状黄铁矿发育（图 6e）。页岩中有机孔欠发育，多发育层理缝、构造应力破裂缝和黄铁矿晶间孔等矿物基质孔缝（图 6f~h）。反之，泥岩中有机质和黄铁矿含量大幅减少，有机质主要呈团块状分布（图 6i），镜下可见有机孔、黏土矿物基质孔、黄铁矿晶间孔和构造应力破裂缝（图 6j~l）。统计样品面孔率发现（图 7），长 7 段泥页岩主要发育无机孔缝。其中，长 7 段页岩面孔率为 1.64%，以无机孔缝为主（面孔率为 1.08%），而有机孔缝面孔率仅占 0.56%；长 7 段泥岩面孔率为 1.47%，无机孔缝面孔率为 1.29%，而有机孔缝仅占 0.18%，因此，泥岩有机孔缝占比低于页岩。

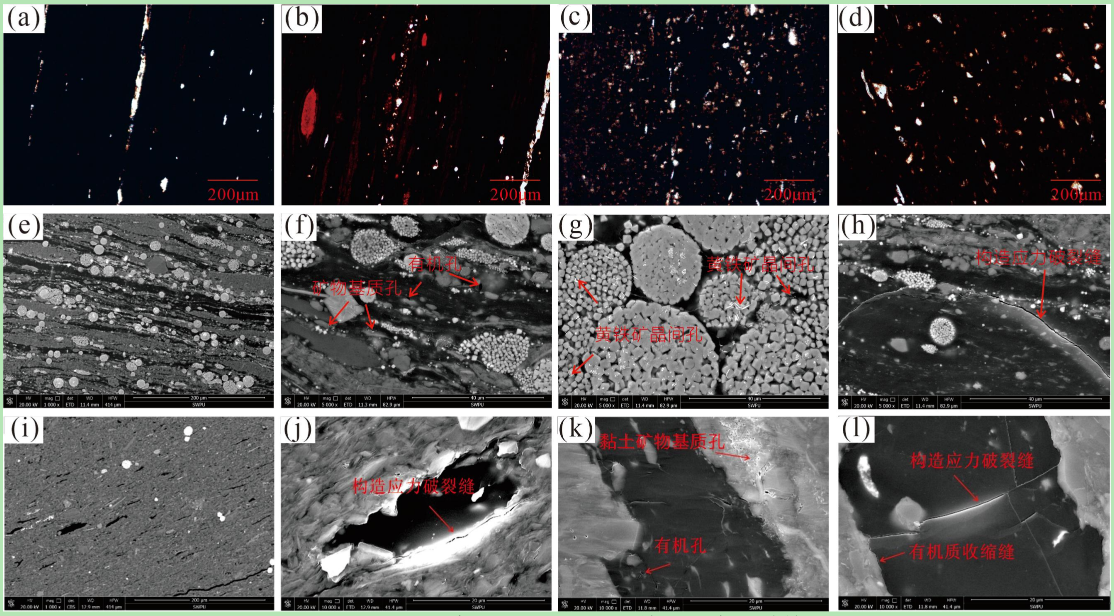

图 6　鄂尔多斯盆地长 7 段泥页岩镜下观察形貌特征

（a）Z70 井，长 7 段，页岩；（b）W336 井，长 7 段，页岩；（c）Z233 井，长 7 段，泥岩；（d）H261 井，长 7 段，泥岩；（e）H269 井，长 7 段，2 533.95 m，页岩镜下全貌图；（f）零星分布的有机质孔与矿物基质孔；（g）黄铁矿晶间孔；（h）构造应力破裂缝；（i）C96 井，长 7 段，2 021.45 m，泥岩镜下全貌图；（j）有机质周缘构造应力破裂缝；（k）零星分布的有机孔与矿物基质孔；（l）有机质内部构造应力破裂缝与边缘有机质收缩缝

Fig.6　Microscopic morphological characteristics for mudstone and shale in the Chang 7 member of the Ordos Basin

(a) well Z70, Chang 7 member, shale; (b) well W336, Chang 7 member,shale; (c) well Z233, Chang 7 member, mudstone; (d) well H261, Chang 7 member, mudstone; (c) well H269, Chang7 member, 2 533.95 m, a microscopic panoramic view of shale; (f) sporadic organic pores and mineral matrix pores; (g) pyrite intercrystalline pores; (h) structural stress breaks cracks; (i) well C96, Chang 7 member, 2 021.45 m, a microscopic panoramic view of mudstone; (j) structural stress fracture around organic matter; (k) sporadic organic pores and mineral matrix pores; (l) internal structural stress fracture of organic matter and marginal organic matter shrinkage fracture

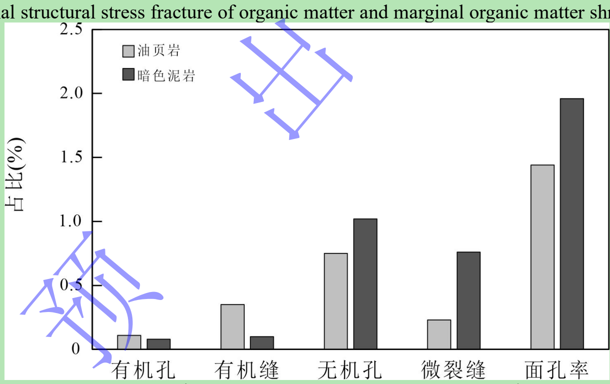

图 7　鄂尔多斯盆地长 7 段泥页岩孔隙类型面孔率对比图

Fig.7　Comparison of surface porosity from the mudstone and shale pore types in the Chang 7 member of the Ordos Basin

3.2　孔隙结构定量表征

根据孔径大小，泥页岩孔隙可以进一步划分为微孔（<2 nm）、介孔（2~50 nm）和宏孔（>50 nm）[37]。非常规储层微观表征技术方法较多[38-39]，不同实验方法孔径测量范围可靠度存在差异，一般情况下，利用 CO_2 吸附表征小于 1.5 nm 的微孔、N_2 吸附表征 1.5~3 nm 和 3~50 nm 的孔径，高压压汞表征的宏孔（>50 nm）。基于多方法分段联合表征，最终可以得到研究区泥页岩样品全尺度孔径分布曲线图（图 8a，b）和全孔径比表面积分布特征图（图 8c，d）。从分析结果来看，长 7 段泥页岩孔隙中微孔占比相对较多，且页岩比泥岩微孔更发育（图 8e）。其中，页岩样品微孔占比为 68.71%~77.83%，平均为 73.45%，介孔占比为 3.65%~8.91%，平均为 5.66%，宏孔占比为 17.30%~27.64%，平均为 20.89%；而泥岩样品微

孔占比为 52.04%~60.82%，平均为 57.22%，介孔占比为 21.75%~39.69%，平均为 29.94%，宏孔占比为 8.27%~17.43%，平均为 12.84%。从比表面积分析结果来看（图 8f），微孔是长 7 段泥页岩比表面积的主要贡献者，介孔和宏孔对比表面积的贡献相对较小。其中，页岩微孔比表面积占比为 98.80%~99.43%，平均为 99.20%，介孔比表面积占比为 0.50%~1.14%，平均为 0.74%，宏孔比表面积占比为 0.06%~0.07%，平均为 0.06%；而泥岩微孔比表面积占比为 91.14%~96.27%，平均为 94.29%，介孔比表面积占比为 3.58%~8.82%，平均为 5.63%，宏孔比表面积占比为 0.04%~0.15%，平均为 0.08%。

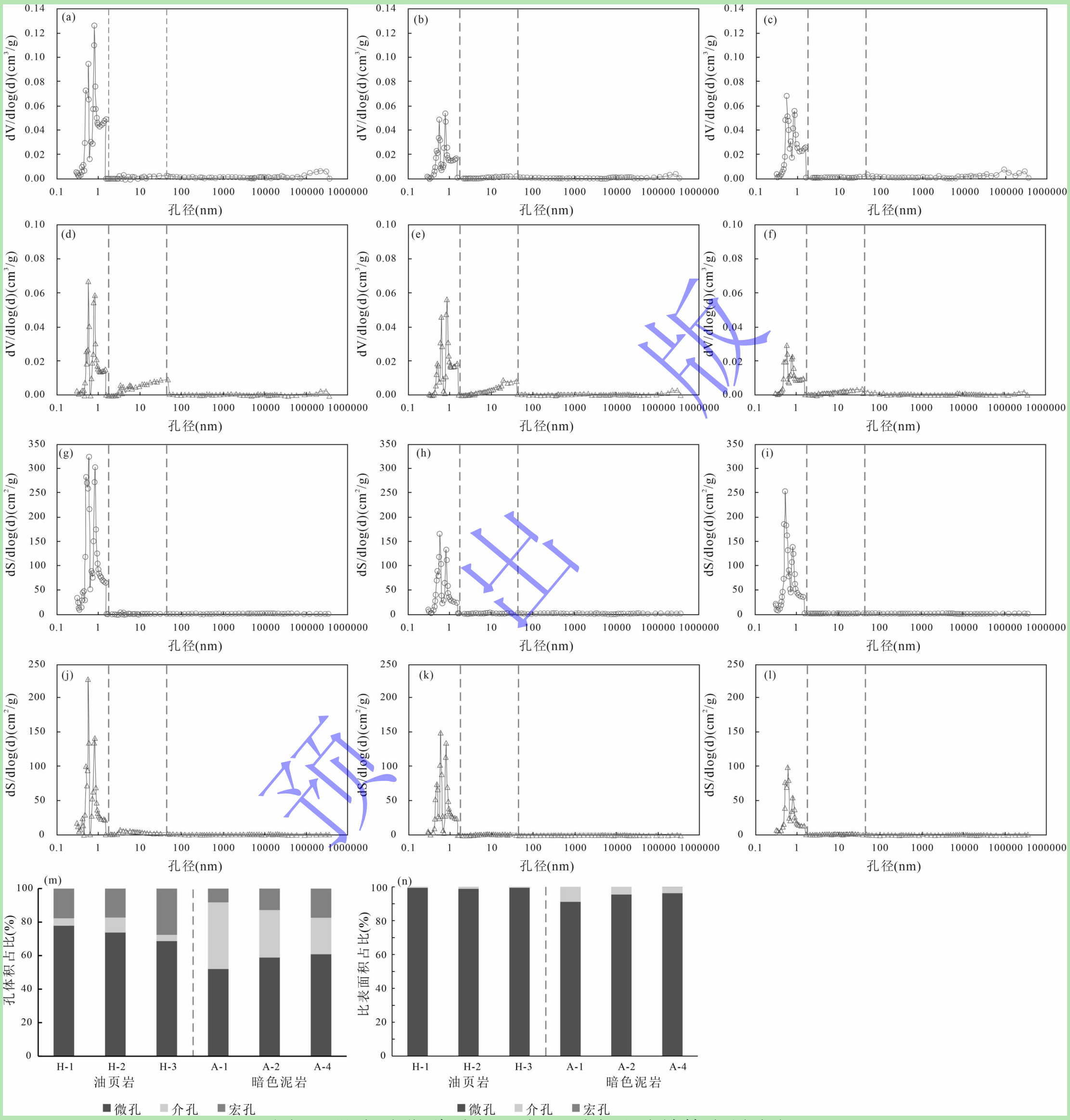

图 8　鄂尔多斯盆地长 7 段泥页岩孔隙结构定量表征

孔体积分布特征：（a）H-1，TOC=20.5%，B522 井，1 957.60 m，长 7_3 亚段，页岩；（b）H-2，TOC=8.25%，W336，260.80 m，长 7_2 亚段，页岩；（c）H-3,TOC=21.4%，L254，2 560.00 m，长 7_3 亚段，页岩；（d）A-1，TOC=9.69%，G135，1 839.20 m，长 7_3 亚段，泥岩；（e））A-2，TOC=9.30%，A35，2 451.65 m，长 7_3 亚段，泥岩；（f））A-4，TOC=8.22%，H261，2 244.50 m，长 7_3 亚段，泥岩；比表面积分布特征：（g）H-1，TOC=20.5%，B522 井，1 957.60 m，长 7_3 亚段，页岩；（h）H-2，TOC=8.25%，W336，260.80 m，长 7_2 亚段，页岩；（i）H-3,TOC=21.4%，L254，2 560.00 m，长 7_3 亚段，页岩；（j）A-1，TOC=9.69%，G135，1 839.20 m，长 7_3 亚段，泥岩；（k）A-2，TOC=9.30%，A35，2 451.65 m，长 7_3 亚段，泥岩；（l））A-4，TOC=8.22%，H261，2 244.50 m，长 7_3 亚段，泥岩；（m）长 7 段泥页岩不同孔径孔隙体积占比;（n）长 7 段泥页岩不同孔径比表面积占比

Fig.8　Quantitative characterization of pore structure for mudstone and shale in the Chang 7 member of the Ordos Basin

Pore Volume Distribution Characteristics: (a) H-1, TOC = 20.5%, Well B522, 1957.6 m, Chang 7_3 sub-member, Shale;(b) H-2, TOC = 8.25%, Well W336, 260.80 m, Chang 7_2 sub-member, Shale;(c) H-3, TOC = 21.4%, Well L254, 2 560.00 m, Chang 7_3 sub-member, Shale;(d) A-1, TOC = 9.69%, Well G135, 1 839.20 m, Submember 73, Mudstone;(e) A-2, TOC = 9.30%, Well A35, 2 451.65 m, Submember 73, Mudstone; (f) A-4, TOC = 8.22%, Well H261, 2 244.50 m, Chang 7_3 sub-member, Mudstone; Specific Surface Area Distribution Characteristics：(g) H-1, TOC = 20.5%, Well B522, 1957.6 m, Chang 7_3 sub-member, Shale;(h) H-2, TOC = 8.25%, Well W336, 260.80 m, Chang 7_2 sub-member, Shale;(i) H-3, TOC = 21.4%, Well L254, 2 560.00 m, Chang 7_3 sub-member, Shale; (j) A-1, TOC = 9.69%, Well G135, 1 839.20 m, Chang 7_3 sub-member, Mudstone;(k) A-2, TOC = 9.30%, Well A35, 2 451.65 m, Chang 7_3 sub-member, Mudstone;(l) A-4, TOC = 8.22%, Well H261, 2 244.50 m, Chang 7_3 sub-member, Mudstone; (m) Proportion of Pore Volume with Different Pore Diameters for Shale and Mudstone in the Chang 7 Member; (n) Proportion of Specific Surface Area with Different Pore Diameters for Shale and Mudstone in the Chang 7 Member

4　页岩油富集主控因素

4.1　优质烃源岩控制了页岩油分布范围

优质烃源岩的发育情况是决定页岩油能否大规模富集的物质基础，主要受有机质丰度、类型、成熟度和厚度控制[40]。长 7 段泥页岩含油量（恢复后 S_1[41]）与有机质丰度（TOC）和氢指数（HI）呈正相关关系（图 9），因此，有机质类型越好、有机质丰度越高，泥页岩含油性更好。根据页岩含油性 OSI 评价标准，长 7 段泥页岩含油性整体属于中—高含油层，且页岩整体含油性高于泥岩。

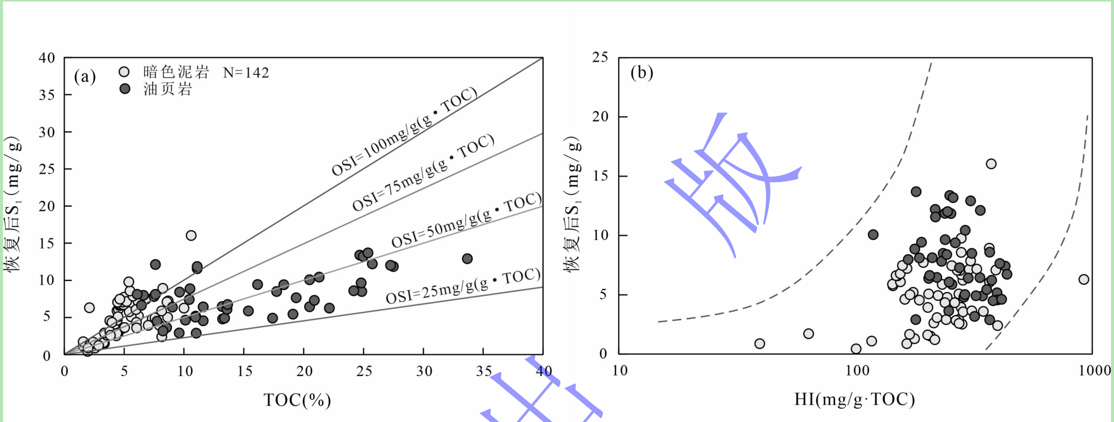

图 9　长 7 段泥页岩含油量 S_1[41]与 TOC 和 HI 交会图

（a）长 7 段泥页岩含油量 S_1 与 TOC 交会图；（b）长 7 段泥页岩含油量 S_1 与 HI 交会图

Fig.9　Intersection of oil content S_1[41] with TOC and HI for mudstone and shale in the Chang 7

(a) oil content S_1 and TOC for shale in the Chang 7 member; (b) oil content S_1 and HI for shale in the Chang 7 member

烃源岩热演化程度控制了原油的产率及其产物性质，一般而言成熟度越高，原油和气体生成量越多，原油流动性越好[42]。北美目前规模勘探开发的页岩油烃源岩主要处于中—高成熟阶段（R_o=1.0%~1.3%），其页岩储层中原油含油量高、流动性好[43]。长 7 段泥页岩 R_o 平均为 0.88%，处于生油高峰期，不同岩性烃源岩成熟度差异不大，但纵向上长 7_3 亚段成熟度略高于长 7_2 和长 7_1 亚段。从平面上来看（图 10a），长 7 段烃源岩成熟度呈现出由湖盆中心至湖盆边缘逐渐降低的趋势，湖盆中心姬塬和华池一带烃源岩成熟度 R_o 普遍高于 1.0%。

从烃源岩厚度展布特征来看，页岩主要分布在长 7_3 亚段，最大厚度超过 20 m，主要分布在姬塬和华池一带；长 7_2 和长 7_1 亚段页岩发育较少，绝大多数地区页岩厚度低于 10 m（图 10b~d）。此外，泥岩比页岩的分布范围广，其中，姬塬地区泥岩沉积厚度最大，累计厚度可达 60 m（图 10e~g）。因此，姬塬和华池地区长 7_3 亚段页岩和泥岩发育，勘探潜力较大。

页岩油属于自生自储型油气资源，作为储集层，泥页岩的孔隙发育特征也将影响页岩油富集程度。根据长 7 段泥页岩含油性与孔径相关性分析发现，泥页岩总孔体积、微孔、介孔、宏孔均与含油性呈正相关，且与微孔和总孔体积相关性更强（图 11）。前文研究表明，页岩总孔体积略高于泥岩，且微孔占比更大，而长 7_3 亚段页岩类型最好、丰度最高、成熟度最

高，因此长 7_3 亚段发育的页岩是纯页岩型页岩油的最佳有利勘探层段。

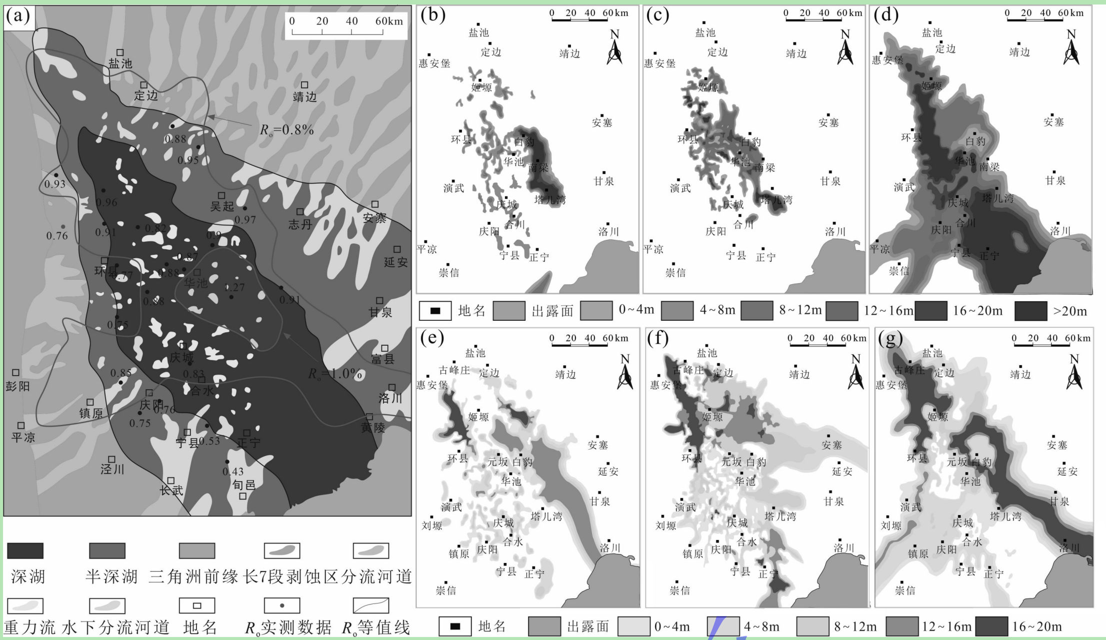

图 10 长 7 段泥页岩成熟度 R_o 和厚度平面分布图[23]

（a）长 7 段烃源岩成熟度 R_o 平面分布图；（b）长 7_1 亚段页岩厚度展布；（c）长 7_2 亚段页岩厚度展布；（d）长 7_3 亚段页岩厚度展布；（e）长 7_1 亚段泥岩厚度展布；（f）长 7_2 亚段泥岩厚度展布；（g）长 7_3 亚段泥岩厚度展布

Fig.10 Planar distribution map of maturity (R_o) and thickness for mudstone and shale in the Chang 7 member[23]

(a) maturity R_o plane distribution map for source rock of the Chang 7 member; (b) thickness distribution for shale in the Chang 7_1 sub-member; (c) shale thickness distribution for shale in the Chang 7_2 sub-member; (d) shale thickness distribution for shale in the Chang 7_3 sub-member; (e) thickness distribution of mudstone in Chang 7_1 sub-member; (f) Chang 7_2 thickness distribution of mudstone in the Chang 7_3 sub-member; (g) thickness distribution of mudstone in Chang 7_3 sub-member

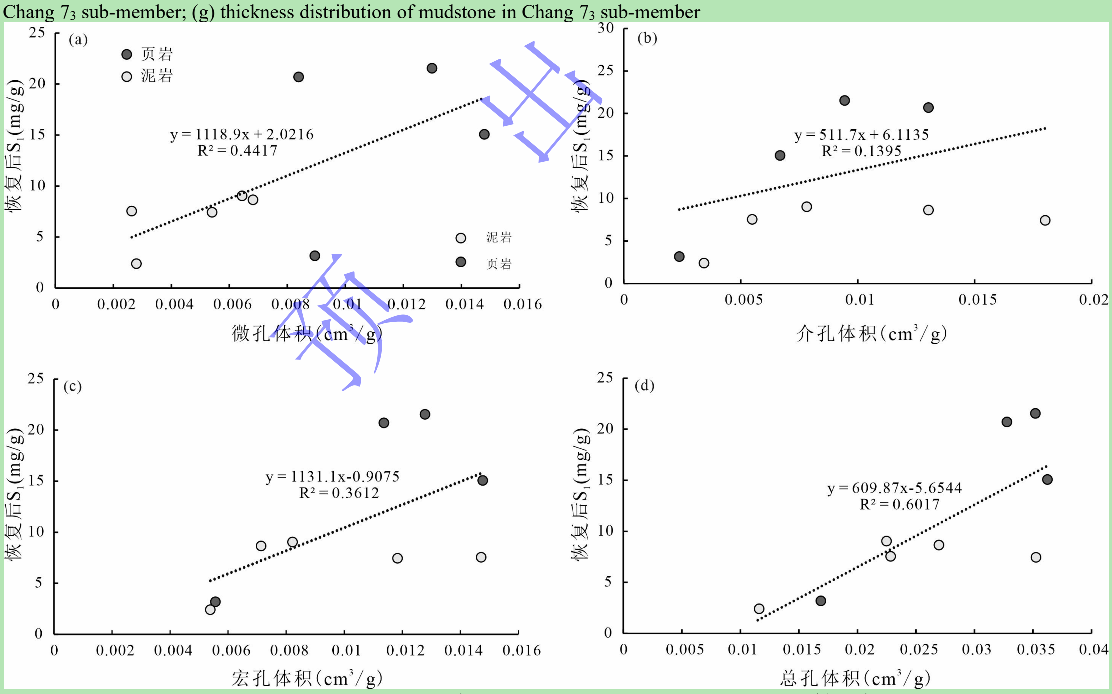

图 11 长 7 段泥页岩含油量 S_1[41]与不同孔径孔体积相关性分析

Fig.11 Correlation analysis of oil content (S_1) [41] and pore volume with different pore sizes for mudstone and shale in the Chang 7 member

4.2 岩性组合控制了页岩油富集规模

前人基于沉积相，将长 7 段页岩油划分为重力流型、三角洲前缘型、纹层型和页理型等 4 类，但该方案对纵向源储配置关系指向不明确[44-45]。因此，本文基于长 7 段泥页岩和砂岩的接触关系，将长 7 段划分为厚源厚储型、厚源夹薄储型以及源储互层型三种类型（图

12a~c），其中厚源夹薄储型主要分布在湖盆中心姬塬一带，对应纹层型和页理型，厚源厚储型主要分布在陇东地区，对应重力流型，而源储互层型主要分布盆地边缘，对应三角洲前缘型（图 12d）。

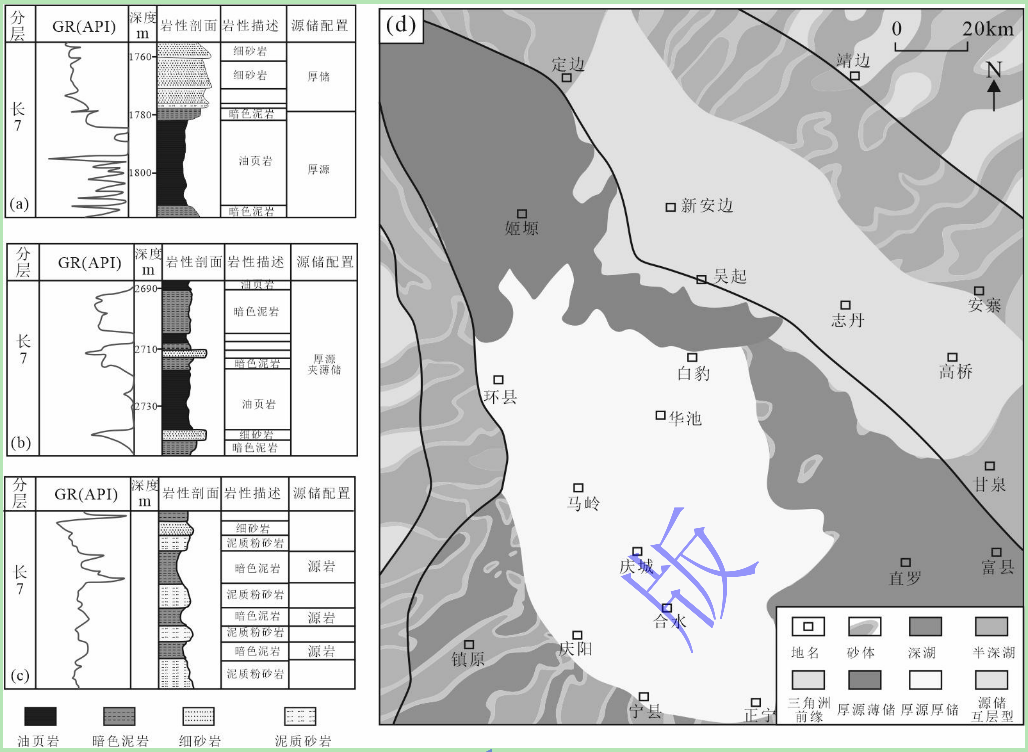

图 12　长 7 段页岩油岩性组合模式及其平面分布

（a）厚源厚储岩性组合模式；（b）厚源夹薄储岩性组合模式；（c）源储互层型岩性组合模式；（d）长 7 段页岩油岩性组合平面分布

Fig.12　Lithologic combination model and plane distribution of shale oil in the Chang 7 member

(a) thick source and thick reservoir lithology combination mode; (b) thick source with thin reservoir lithology combination mode; (c) source-reservoir interbedded lithology combination mode; (d) plane distribution of shale oil lithology combination in Chang 7 member

排烃效率是指烃源岩排烃量与生烃量的比值[46]，反映了烃源岩排烃条件的好坏。从已有研究来看，三角洲前缘的源储互层型岩性组合中烃源岩排烃效率最高，砂岩含油性好[47]。为了进一步明确厚源厚储型和厚源夹薄储型岩性组合中烃源岩的排烃效率，选取发育 2 种岩性组合的典型井 C96 井和 H269 井，分别计算排烃效率（图 13）。其中，C96 井位于重力流发育区，为典型的厚源厚储型组合类型，计算长 7_3 亚段烃源岩排烃效率平均为 68.25%（图 13a）。湖盆中心的 H269 井为典型的厚源夹薄储型组合类型，计算长 7_3 亚段烃源岩排烃效率平均为 50.65%（图 13b），明显低于厚源厚储型。

综合上述分析，鄂尔多斯盆地长 7 段盆地边部三角洲前缘源储互层型岩性组合排烃效率最高，陇东重力流厚源厚储型岩性组合排烃效率居中，姬塬厚源夹薄储型岩性组合排烃效率最低。因此，针对长 7 段页岩油的勘探部署时，盆地边部三角洲前缘应以砂岩型页岩油为主要目标，而湖盆中心姬塬地区则应以纯页岩型页岩油为勘探目标，陇东重力流沉积地区可以兼探砂岩型和纯页岩型页岩油。

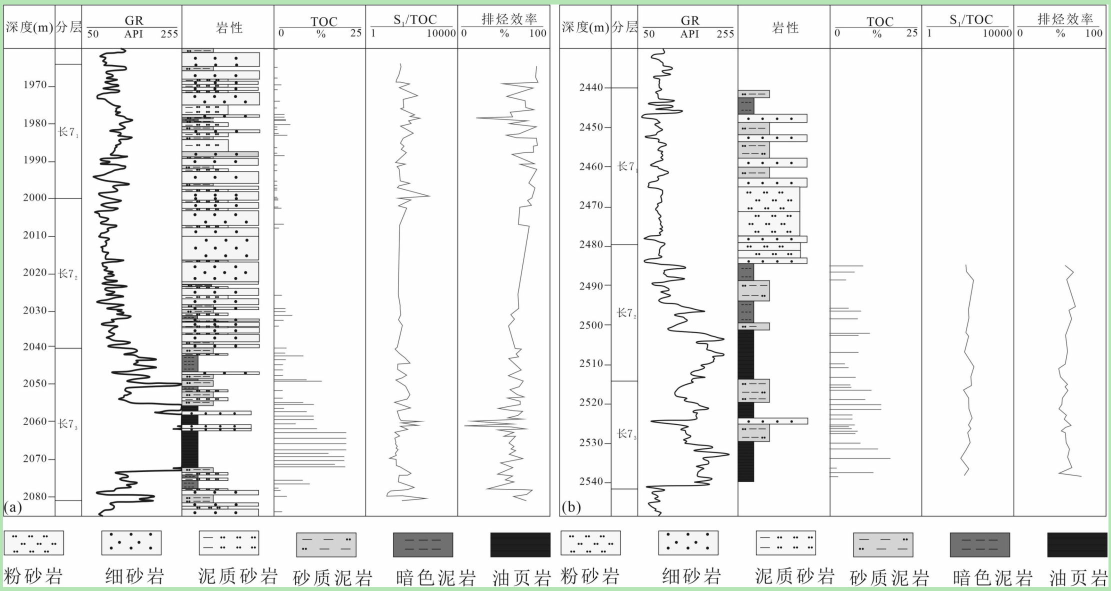

图 13　不同岩性组合下排烃效率对比分析

（a）C96 井厚源厚储型排烃效率；（b）H269 井厚源夹薄储排烃效率

Fig.13　Comparative analysis of hydrocarbon expulsion efficiency under different lithology combinations

(a) hydrocarbon expulsion efficiency of thick source and thick reservoir in well C96; (b) hydrocarbon storage and expulsion efficiency of well H269 with thick source and thin reservoir

4.3　裂缝控制了页岩油富集程度

裂缝对页岩层系中原油富集的控制作用具有两面性。一方面裂缝发育可以改善地层渗流条件，有利于页岩油向砂岩中富集；另一方面，对于泥页岩而言，尤其是高角度的构造缝，不利于原油的滞留，起到了破坏油藏的作用。在构造应力的作用下，正宁一带长 7 段普遍发育裂缝。岩心观察表明，该地区岩心高角度构造应力裂缝极其发育（图 14），作为原油运移的优势通道，构造裂缝面含油性普遍较好。如 Z40 井，靠近裂缝周围的岩心含油性好，而远离裂缝的岩心含油性差。

图 14　正宁地区长 7 段含裂缝岩心照片

（a）N33 井，长 7_1 亚段，致密砂岩储层高角度构造缝；（b）N80 井，长 7_2 亚段，致密砂岩裂缝充填原油；（c）N33 井，长 7_2 亚段，粉砂质泥岩高角度裂缝面，被原油沾染，含油性明显；（d）Z40 井，长 7_2 亚段，致密砂岩裂缝含油

Fig.14　Fractured core photos of Chang 7 member in the Zhengning area

(a) well N33, Chang 7_1 sub-member, high angle structural fracture of tight sandstone reservoir; (b) well N80, Chang 7_2 sub-member, tight sandstone fracture-filled crude oil; (c) well N33, Chang 7_2 sub-member, silty mudstone high angle fracture surface, contaminated by crude oil, oiliness is obvious; (d) well Z40, Chang 7_2 sub-member, tight sandstone fracture oil

根据裂缝发育的密度统计结果，定义合水—正宁一带为裂缝发育区。统计裂缝发育区和

欠发育区的 OSI 指数（OSI=S_1/TOC），其中，裂缝发育地区泥页岩的 S_1/TOC 值介于 43.11~285.71 mg/g·TOC，平均为 78.27 mg/g·TOC，裂缝欠发育地区的泥页岩的 S_1/TOC 值介于 16.49~460.85 mg/g·TOC，平均值为 86.46 mg/g·TOC。结果表明，裂缝欠发育地区的泥页岩含油性明显优于裂缝发育地区。从排烃效率计算结果来看，裂缝发育地区的泥页岩排烃效率介于 37.24%~85.17%，平均为 57.14%；而裂缝欠发育地区泥页岩排烃效率介于 4.13%~87.49%，平均为 49.27%，即裂缝发育地区的泥页岩排烃效率高于裂缝欠发育区（图 15b）。因此，从页岩油勘探角度来看，裂缝对于纯页岩型页岩富集起到了消极作用，却促进了夹层型页岩油的富集。

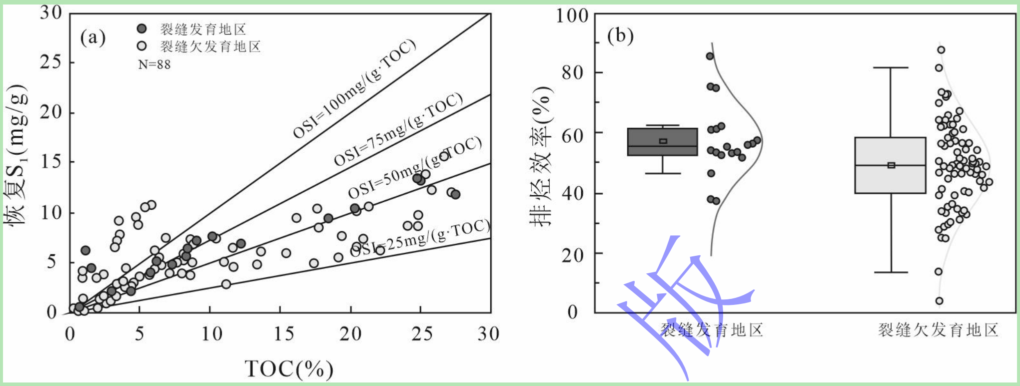

图 15　正宁地区泥页岩 S_1-TOC 交会图和排烃效率对比图

（a）长 7 段泥页岩 S_1-TOC 交会图；（b）长 7 段裂缝发育区与欠发育区泥页岩排烃效率对比

Fig.15　Intersection diagram of S_1-TOC and comparison chart of hydrocarbon expulsion efficiency for shale and mudstone in the Zhengning area

(a) S_1-TOC crossplot of shale and mudstone in the Chang 7 member; (b) comparison of hydrocarbon expulsion efficiency in shale and mudstone of Chang 7 member: development fracture area vs. underdevelopment area

4.4　原油可动性和工程可压裂性控制了页岩油高产

可动性和工程可压裂性是影响页岩油高产的重要因素[48]。从不同岩性页岩油可动性定量评价来看（图 16a），页岩的原油可动油量平均为 1.81 mg/g，泥岩的原油可动油量平均为 1.64 mg/g，页岩的原油可动性要略好于泥岩。

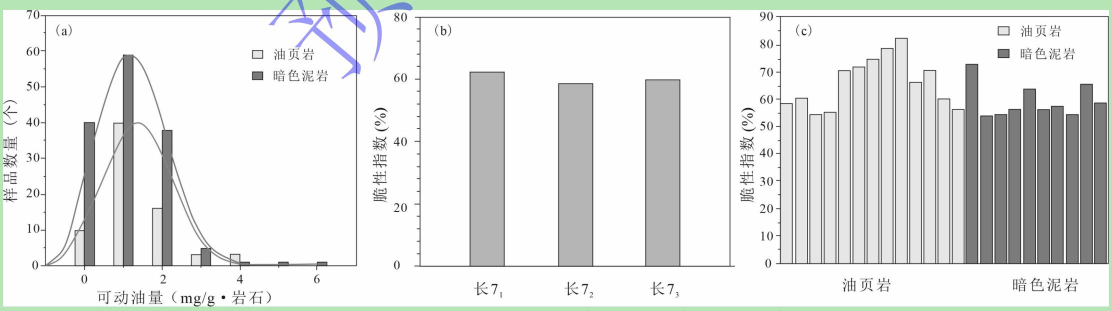

图 16　长 7 段页岩油可动性和压裂性对比分析

（a）不同岩性可动性对比分析；（b）不同亚段页岩脆性指数对比分析；（c）不同岩性脆性指数对比分析

Fig.16　Comparative analysis of mobility and fracturing of shale oil in the Chang 7 member

(a) comparative analysis of different lithology mobilities; (b) comparative analysis of shale brittleness index in different sub-sections; (c) comparative analysis of brittleness index for different lithologies

页岩的可压裂性通常与脆性指数有关，脆性指数越高，页岩的可压裂性能就越好，越有利于页岩油的开采[49]。脆性指数为脆性矿物占总矿物含量的百分比，因此，石英、长石及方解石等矿物含量越高，脆性指数也就越高。目前常利用石英与总矿物的比值来计算脆性指数[50]，研究发现长 7 段泥页岩除石英外，其他脆性矿物如长石和黄铁矿等含量也较高，因

此本文将脆性指数定义为石英、长石、黄铁矿的总占比。结果显示，鄂尔多斯盆地长 7 段泥页岩脆性指数分布介于 50.20%~72.78%，平均为 60.71%；从层段上看，长 7_3 亚段泥页岩脆性指数最高，平均脆性指数为 62.30%（图 16b）；从岩性来看，页岩脆性指数高于泥岩，页岩平均脆性指数 66.18%，而泥岩平均脆性指数 59.35%（图 16c）。综上所述，从原油可动性和可压裂性来看，鄂尔多斯盆地长 7_3 亚段页岩勘探潜力巨大。

5 页岩油有利勘探方向

长 7 段沉积时期，鄂尔多斯盆地沉积了广泛分布的泥页岩，其中页岩沉积面积达 4.3×10^4 km^2，泥岩面积约 6.2×10^4 km^2，优质烃源岩生烃总量达 2 000×10^8 t，为长 7 段页岩油大规模成藏奠定了良好的物质基础[19]。受湖盆沉积演化的影响，不同亚段、不同区块长 7 段页岩油之间富集地质特征区域化差异明显，制约了页岩油下一步有利勘探区带优选。综合前文不同岩性和不同亚段页岩油富集地质特征对比结果，长 7_3 亚段页岩的有机质类型最好、有机质丰度最高、成熟度高、脆性指数高、储集能力强、可动性好，是长 7 段纯页岩型页岩油的甜点发育层段。而长 7_1 亚段和长 7_2 亚段，烃源岩厚度变薄，砂体发育，是砂岩夹层型页岩油勘探的有利层段。

从区带地质特征对比结果来看，平面上划分了纯页岩型、重力流砂体夹层型、裂缝发育夹层型和三角洲前缘互层型四大类有利勘探区带（图 17）。湖盆中心姬塬一带，泥页岩厚度大，发育典型的厚源夹薄储型岩性组合类型，排烃效率低，有利于页岩油滞留富集，是纯页岩型页岩油的有利勘探目标。如姬塬地区的 G295 井，长 7_2 亚段 2 650~2 668 m 井段泥页岩发育，其中页岩厚度 6.88 m，泥岩厚度 9.25 m，泥页岩层段试油获得 20.49 t/d，展示了纯页岩型页岩油的勘探潜力。陇东华池一带，长 7_3 泥页岩发育，长 7_2 和长 7_3 重力流砂体发育，为典型的厚源厚储型岩性组合类型，排烃效率居中，长 7_1 和长 7_2 亚段重力流砂体夹层型页岩油以及长 7_3 亚段纯页岩型页岩油勘探潜力巨大，如庆城油田。2019 年在陇东华池一带部署 CY1 和 CY2 两口风险探井，开展“水平井+体积压裂”试验，试油均获百吨高产，进一步落实了该区块的勘探潜力[51]。陇东正宁地区，裂缝发育，有利于原油排烃运移至长 7_1 和长 7_2 砂体储集层，是裂缝发育砂体夹层型页岩油勘探的有利区带。2022 年，在合水以南裂缝发育区长 7_1 亚段、长 7_2 亚段砂体夹层型页岩油新增含油面积 406 km^2，新增探明储量 1.1×10^8 t[52]。陕北地区，位于三角洲前缘，砂泥薄互层，发育源储互层型岩性组合类型，排烃效率高，前缘砂体是有利勘探区带，近两年来部署实施的 L31H、G62H 等系列水平井均获高产，陕北三角洲前缘互层型页岩油落实含油面积 1 200 km^2，储量规模为（3~5）$\times10^8$ t[45]。

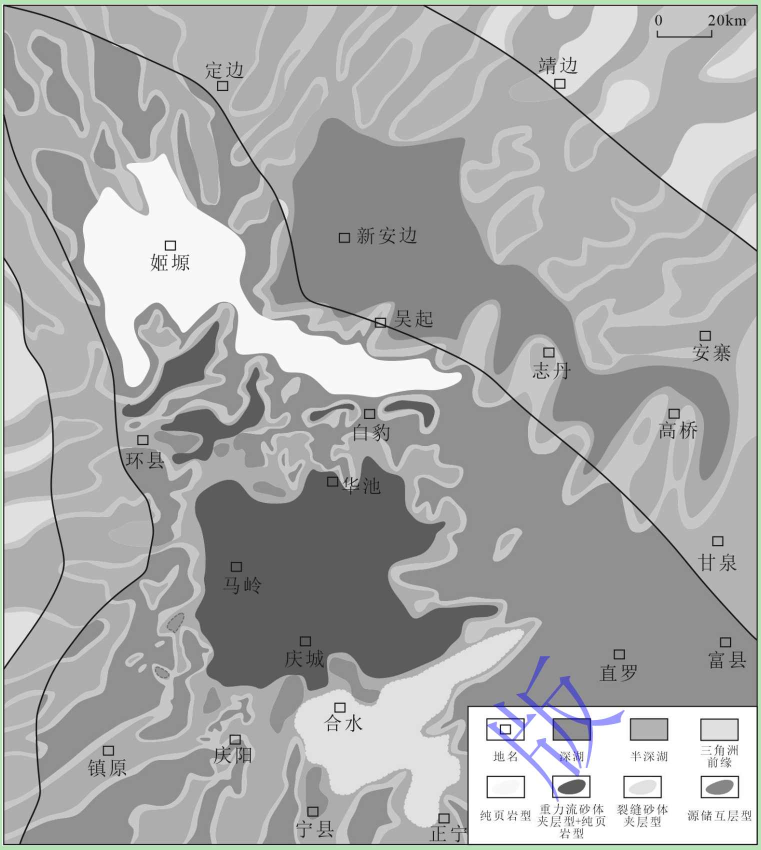

图 17　鄂尔多斯盆地不同类型页岩油有利勘探区带预测分布图
Fig.17　Prediction distribution map of favorable exploration zones for different types of shale oil in the Ordos Basin

6　结论

（1）长 7 段泥页岩生烃能力与与具体层段及岩性密切相关，其中长 7_3 亚段烃源岩生烃能力最强，并且页岩生烃能力强于泥岩。储集空间以无机孔和微裂缝为主，页岩储集性能优于泥岩。

（2）长 7 段页岩油富集主要受烃源岩、岩性组合、裂缝、可动性和可压裂性控制。优质烃源岩展布控制页岩油的分布；岩性组合决定排烃效率和页岩油类型；裂缝存在两面性，对纯页岩型页岩油藏起到破坏作用，但有利于夹层型页岩油富集；原油可动性和页岩可压裂性控制了页岩油高产，原油可动性越强、脆性指数越高，页岩油越高产。

（3）姬塬地区是纯页岩型页岩油的有利勘探区域；陇东华池地区长 7_3 亚段为纯页岩型页岩油有利目标，长 7_1 亚段和长 7_2 亚段为重力流砂体夹层型页岩油有利目标；陇东正宁地区为裂缝发育夹层型页岩油的勘探有利目标；陕北地区是前缘砂体型页岩油的有利勘探目标。

致谢　感谢编辑部老师和审稿专家为文章付出的时间和精力！

参考文献（References）

[1]　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.]
[2] 焦方正，邹才能，杨智. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J]. 石油勘探与开发，2020，47（6）：1067-1078. [Jiao Fangzheng, Zou Caineng, Yang Zhi. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1067-1078.]
[3] 赵文智，胡素云，侯连华，等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发，2020，47（1）：1-10. [Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.]
[4] 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.]
[5] 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.]
[6] 邹才能，潘松圻，荆振华，等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报，2020，41（1）：1-12. [Zou Caineng, Pan Songqi, Jing Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.]
[7] 付锁堂，金之钧，付金华，等. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段从致密油到页岩油认识的转变及勘探开发意义[J]. 石油学报，2021，42（5）：561-569. [Fu Suotang, Jin Zhijun, Fu Jinhua, et al. Transformation of understanding from tight oil to shale oil in the member 7 of Yanchang Formation in Ordos Basin and its significance of exploration and development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(5): 561-569.]
[8] 姚东升，陈冬霞，李莎，等. 差异源储结构下储层发育机制及其对油气富集的影响：以鄂尔多斯盆地庆城地区长 7_{1-2} 段为例[J]. 中国矿业大学学报，2024，53（2）：346-363. [Yao Dongsheng, Chen Dongxia, Li Sha, et al. Reservoir development mechanism and its influence on oil and gas under differential source and reservoir structure: a case study from Chang 7_{1-2} tight sandstone of Qingcheng area, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2024, 53(2): 346-363.]
[9] 付锁堂，付金华，牛小兵，等. 庆城油田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报，2020，41（7）：777-795. [Fu Suotang, Fu Jinhua, Niu Xiaobing, et al. Accumulation conditions and key exploration and development technologies in Qingcheng oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(7): 777-795.]
[10] 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.]
[11] 付金华，李士祥，郭芪恒，等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩油富集条件及有利区优选[J]. 石油学报，2022，43（12）：1702-1716. [Fu Jinhua, Li Shixiang, Guo Qiheng, et al. Enrichment conditions and favorable area optimization of continental shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1702-1716.]
[12] 邹才能，杨智，张国生，等. 非常规油气地质学理论技术及实践[J]. 地球科学，2023，48（6）：2376-2397. [Zou Caineng, Yang Zhi, Zhang Guosheng, et al. Theory, technology and practice of unconventional petroleum geology[J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2376-2397.]
[13] 邱振，邹才能. 非常规油气沉积学：内涵与展望[J]. 沉积学报，2020，38（1）：1-29. [Qiu Zhen, Zou Caineng. Unconventional petroleum sedimentology: Connotation and prospect [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(1): 1-29.]
[14] 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.]
[15] 郑奎，陈晓平，杨晋玉，等. 鄂尔多斯盆地胡尖山地区长 7 段页岩型页岩油源储特征及勘探前景[J]. 中国石油勘探，2024，29（3）：69-80. [Zheng Kui, Chen Xiaoping, Yang Jinyu, et al. Source rock and reservoir characteristics and exploration prospects of shale type shale oil in the seventh member of Yanchang Formation in Hujianshan area in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(3): 69-80.]
[16] 王广利，李阳阳，王一帆，等. 鄂尔多斯盆地南缘长 7 烃源岩地球化学特征与沉积环境[J]. 中国石油大学学报（自然科学版），2024，48（1）：91-103. [Wang Guangli, Li Yangyang, Wang Yifan, et al. Geochemical characteristics and sedimentary environment of Chang 7 source rocks, southern Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(1): 91-103.]
[17] 范柏江，师良，杨杰，等. 鄂尔多斯盆地中部湖相有机质沉积环境特征[J]. 石油与天然气地质，2022，43（3）：648-657. [Fan Bojiang, Shi Liang, Yang Jie, et al. Sedimentary environment of lacustrine organic matter in the central Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 648-657.]
[18] 吕奇奇，辛红刚，王林，等. 鄂尔多斯盆地宁县地区三叠系延长组 7 段湖盆细粒重力流沉积类型、特征及模式[J]. 古地理学报，2023，25（4）：823-840. [Lü Qiqi, Xin Honggang, Wang Lin, et al. Sedimentary types, characteristics and model of lacustrine fine-grained gravity flow in the member 7 of Trassic Yanchang Formation in Ningxian area, Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2023, 25(4): 823-840.]
[19] 刘翰林，邹才能，邱振，等. 陆相黑色页岩沉积环境及有机质富集机制：以鄂尔多斯盆地长 7 段为例[J]. 沉积学报，2023，41（6）：1810-1829. [Liu Hanlin, Zou Caineng, Qiu Zhen, et al. Sedimentary depositional environment and organic matter enrichment mechanism of lacustrine black shales: A case study of the Chang 7 member in the Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2023, 41(6): 1810-1829.]
[20] 王梓毅，付金华，刘显阳，等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组 7 段埋藏期热液活动对页岩油储层的影响[J]. 石油与天然气地质，2023，44（4）：899-909. [Wang Ziyi, Fu Jinhua, Liu Xianyang, et al. The influence of hydrothermal activities on shale oil reservoirs during the burial Period of the Upper Triassic Chang 7 member, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 899-909.]
[21] 葛云锦，贺永红，许璟，等. 鄂尔多斯盆地长 7 泥岩生-储-排油特征及演化模式[J]. 中国石油大学学报（自然科学版），2024，48（2）：37-44. [Ge Yunjin, He Yonghong, Xu Jing, et al. Source-reservoir-oil characteristics and evolution model of Chang 7 shale in Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(2): 37-44.]
[22] 仓辉，杜贵超，王聪娥，等. 甘泉油田延长组长 7 致密储层孔喉结构特征及分类评价[J]. 成都理工大学学报（自然科学版），2023，50（5）：525-536. [Cang Hui, Du Guichao, Wang Cong'e, et al. Characteristics and classification evaluation of pore throat structure in Chang 7 tight reservoir of Yanchang Formation in Ganquan oilfield[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2023, 50(5): 525-536.]
[23] 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.]
[24] 邓秀芹，楚美娟，王龙，等. 中晚三叠世鄂尔多斯盆地两期沉降及其形成机制[J]. 石油勘探与开发，2024，51（3）：501-512. [Deng Xiuqin, Chu Meijuan, Wang Long, et al. Two stages of subsidence and its Formation mechanisms in Mid-Late Triassic Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 501-512.]

[25] 范柏江，梅启亮，王小军，等. 泥岩与页岩地化特征对比：以鄂尔多斯盆地安塞地区延长组 7 段为例[J]. 石油与天然气地质，2020，41（6）：1119-1128. [Fan Bojiang, Mei Qiliang, Wang Xiaojun, et al. Geochemical comparison of mudstone and shale：A case study of the 7th member of Yanchang Formation in Ansai area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1119-1128.]

[26] 刘群，袁选俊，林森虎，等. 湖相泥岩、页岩的沉积环境和特征对比：以鄂尔多斯盆地延长组 7 段为例[J]. 石油与天然气地质，2018，39（3）：531-540. [Liu Qun, Yuan Xuanjun, Lin Senhu, et al. Depositional environment and characteristic comparison between lacustrine mudstone and shale: A case study from the Chang 7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 531-540.]

[27] Lu J G, Liao J B, Liu X J, et al. Geochemistry of different source rocks and oil-source correlation of lacustrine sedimentary successions: A case study of the Triassic Yanchang Formation in the Dingbian-Wuqi area, Ordos Basin, northern China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2022, 232: 105216.

[28] 陈世加，雷俊杰，刘春，等. 鄂尔多斯盆地姬塬—吴起地区三叠系延长组 6 段成藏控制因素[J]. 石油勘探与开发，2019，46（2）：241-253. [Chen Shijia, Lei Junjie, Liu Chun, et al. Factors controlling the reservoir accumulation of Triassic Chang 6 member in Jiyuan-Wuqi area, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum exploration and Development, 2019, 46(2): 241-253.]

[29] 罗力元，李勇，何清波，等. 鄂尔多斯盆地东缘海陆过渡相页岩原位含气性评价及其地质应用 [J].天然气地球科学，2024，35(12)：2215-2227. [Luo Liyuan, Li Yong, He Qingbo, et al. In-situ gas-bearing evaluation of marine-continental transitional shale in the eastern margin of Ordos Basin and its geological application [J]. Natural Gas Geoscience , 2024, 35(12): 2215-2227.]

[30] 张春雨，陈世加，朱星丞，等. 源—储间隔夹层的分类、特征及其对陆相致密储层油气富集的控制作用[J]. 石油学报，2024，45（2）：358-373. [Zhang Chunyu, Chen Shijia, Zhu Xingcheng, et al. Classification and characteristics of source-reservoir interlayer and its controlling effect on oil-gas enrichment in continental tight reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(2): 358-373.]

[31] 付金华，赵会涛，董国栋，等. 鄂尔多斯盆地新领域油气勘探发现与前景展望[J]. 天然气地球科学，2023，34（8）：1289-1304. [Fu Jinhua, Zhao Huitao, Dong Guodong, et al. Discovery and prospect of oil and gas exploration in new areas of Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(8): 1289-1304.]

[32] 肖正录，陈世加，刘广林，等. 有限充注动力背景下致密储层油水差异成藏再认识：以鄂尔多斯盆地华池地区延长组 8 段为例[J]. 石油与天然气地质，2020，41（6）：1129-1138. [Xiao Zhenglu, Chen Shijia, Liu Guanglin, et al. Further understanding of differential accumulations of oil and water in tight sandstones with limited charging power: A case study of Chang 8 member in Huachi area, Ordos Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1129-1138.]

[33] 唐玮玮，吴晓明，王为林，等. 鄂尔多斯盆地环县北地区延长组长 7_2 亚段重力流特征及油气地质意义[J]. 成都理工大学学报（自然科学版），2022，49（5）：561-569，585. [Tang Weiwei, Wu Xiaoming, Wang Weilin, et al. Gravity flow characteristics and geological significance of oil and gas of the Chang 7_2 sub-member of the Yanchang Formation in the northern Huanxian area, Ordos Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2022, 49(5): 561-569, 585.]

[34] 杨华，梁晓伟，牛小兵，等. 陆相致密油形成地质条件及富集主控因素：以鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段为例[J]. 石油勘探与开发，2017，44（1）：12-20. [Yang Hua, Liang Xiaowei, Niu Xiaobing, et al. Geological conditions for continental tight oil Formation and the main controlling factors for the enrichment: A case of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 12-20.]

[35] 戴金星，邹才能，陶士振，等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. 天然气地球科学，2007，18（4）：473-484. [Dai Jinxing, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Formation conditions and main controlling factors of large gas fields in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(4): 473-484.]

[36] Hackley P C, Araujo C V, Borrego A G, et al. Standardization of reflectance measurements in dispersed organic matter: Results of an exercise to improve interlaboratory agreement[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 59: 22-34.

[37] 罗力元，李勇，李树新，等. 鄂尔多斯盆地东缘大吉地区山 $_2{}^3$ 亚段海陆过渡相页岩气富集控制因素[J]. 天然气地球科学，2025，36（3）：554-566. [Luo Liyuan, Li Yong, Li Shuxin, et al. Controlling factors of marine and continental transitional shale gas enrichment in Shan23sub-member, Daji area, eastern margin of Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(3): 554-566.]

[38] 王濡岳，胡宗全，董立，等. 页岩气储层表征评价技术进展与思考[J]. 石油与天然气地质，2021，42（1）：54-65. [Wang Ruyue, Hu Zongquan, Dong Li, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 54-65.]

[39] 孙超，姚素平. 页岩油储层孔隙发育特征及表征方法[J]. 油气地质与采收率，2019，26（1）：153-164. [Sun Chao, Yao Suping. Pore structure and characterization methods of shale oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 153-164.]

[40] 杨魏，李勇，邱玉超，等. 四川盆地简阳地区须四段致密砂岩气富集高产控制因素[J]. 成都理工大学学报（自然科学版），2024，51（6）：897-912. [Yang Wei, Li Yong, Qiu Yuchao, et al. Controlling factors of tight sandstone gas enrichment and high yield in the fourth member of the Xujiahe Formation in Jianyang area,Sichuan Basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition) , 2024, 51(6): 897-912]

[41] 李进步，卢双舫，陈国辉，等. 热解参数 S_1 的轻烃与重烃校正及其意义：以渤海湾盆地大民屯凹陷 $E_2s^{4(2)}$ 段为例[J]. 石油与天然气地质，2016，37（4）：538-545. [Li Jinbu, Lu Shuangfang, Chen Guohui, et al. Correction of light and heavy hydrocarbon loss for residual hydrocarbon S_1 and its significance to assessing resource potential of $E_2s^{4(2)}$ member in Damintun Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 538-545.]

[42] 赵文智，卞从胜，李永新，等. 陆相页岩油可动烃富集因素与古龙页岩油勘探潜力评价[J]. 石油勘探与开发，2023，50（3）：455-467. [Zhao Wenzhi, Bian Congsheng, Li Yongxin, et al. Enrichment factors of movable hydrocarbons in lacustrine shale oil and exploration potential of shale oil in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 455-467.]

[43] 蒋奇君，李勇，肖正录，等. 川中地区大安寨段页岩热演化史及油气地质意义[J]. 新疆石油地质，2024，45（3）：262-270. [Jiang Qijun, Li Yong, Xiao Zhenglu, et al. Thermal Evolution History of Shale in Da'anzhai Member and Its Petroleum Geological Significance in Central Sichuan Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(3): 262-270.]

[44] 边瑞康，刘光祥，刘忠宝，等. 鄂尔多斯盆地长武—富县地区长 7_3 亚段岩性组合特征及页岩油有利区评价[J]. 世界地质，2022，41（4）：780-792，814. [Bian Ruikang, Liu Guangxiang, Liu Zhongbao, et al. Lithologic assemblage characteristics and shale oil favorable area evaluation of Chang 7_3 sub-member in Changwu-Fuxian area, Ordos Basin[J]. World Geology, 2022, 41(4): 780-792, 814.]

[45] 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.]

[46] 刘立峰，姜振学，周新茂，等. 烃源岩生烃潜力恢复与排烃特征分析：以辽河西部凹陷古近系烃源岩为例[J]. 石油勘探与开发，2010，37（3）：378-384. [Liu Lifeng, Jiang Zhenxue, Zhou Xinmao, et al. Hydrocarbon generation potential restoration and expulsion: Taking Paleocene source rock in the western Sag of Liaohe Depression as an example[J]. Petroleum Exploration and

Development, 2010, 37(3): 378-384.]
[47] 马艳丽，辛红刚，马文忠，等. 鄂尔多斯盆地陕北地区长 7 段页岩油富集主控因素及甜点区预测[J]. 天然气地球科学，2021，32（12）：1822-1829. [Ma Yanli, Xin Honggang, Ma Wenzhong, et al. The main controlling factors on the enrichment and sweet-spot area prediction of Chang 7 member shale oil in northern Shaanxi area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(12): 1822-1829.]
[48] 刘成林，刘新菊，张洪军，等. 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩油地质-工程一体化技术实践[J]. 石油与天然气地质，2022，43（5）：1238-1248. [Liu Chenglin, Liu Xinju, Zhang Hongjun, et al. Application of an integrated geology-reservoir engineering approach to shale oil development in Ansai area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1238-1248.]
[49] 周立宏，刘学伟，付大其，等. 陆相页岩油岩石可压裂性影响因素评价与应用：以沧东凹陷孔二段为例[J]. 中国石油勘探，2019，24（5）：670-678. [Zhou Lihong, Liu Xuewei, Fu Daqi, et al. Evaluation and application of influencing factors on the fracturability of continental shale oil reservoir: A case study of Kong 2 member in Cangdong Sag[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 670-678.]
[50] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
[51] 付金华，李士祥，侯雨庭，等. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段Ⅱ类页岩油风险勘探突破及其意义[J]. 中国石油勘探，2020，25（1）：78-92. [Fu Jinhua, Li Shixiang, Hou Yuting, et al. Breakthrough of risk exploration of Class II shale oil in Chang 7 member of Yanchang Formation in the Ordos Basin and its significance[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 78-92.]
[52] 郭芪恒，李士祥，金振奎，等. 鄂尔多斯盆地延长组长 7_3 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.]

Main Controlling Factors and Exploration Direction of Shale Oil Enrichment in the Chang 7 Member of the Ordos Basin

YANG Wei[1,2,3], LI Yong[1,2,3], HOU YuTing[4], HE Xin[5], CHEN ShiJia[1,2,3], YU Jian[4], ZHANG HaiFeng[6], WANG Long[6], HE ZhiTong[1,2,3], LU JunGang[1,2,3] ，ZHI Dongming[3]

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

2. Natural Gas Geology Key Laboratory of Sichuan Province, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

3. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

4. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China

5. R&D Center for Ultra-Deep Complex Reservoir Exploration and Development, CNPC, Korla, Xinjiang 841000, China

6. Exploration Development of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China

Abstract: [Objective] The main controlling factors and exploration potential of different types of shale oil enrichment in the Chang 7 member of the Ordos Basin are discussed, and the next exploration direction is identified. **[Methods]** In this study, the formation conditions and exploration potential of shale oil such as petrology, geochemical characteristics and reservoir capacity of the Chang 7 member shale were comprehensively studied using organic geochemistry, whole rock X-ray diffraction (XRD), field emission scanning electron microscopy, and rock pyrolysis experiments. **[Results]** (1) The Chang 7_3 sub-member shale has high organic matter abundance, the best type, the highest maturity, and the greatest hydrocarbon generation potential. (2) The Chang 7 member shale is dominated by inorganic pores and fractures, with the largest proportion of micropores, and the shale reservoir capacity is stronger than that of mudstone. (3) The enrichment of shale oil in the Chang 7 member is controlled by five factors : high-quality source rock, lithologic combination, fracture, mobility, and fracability. The distribution of high-quality source rocks controls the distribution range of shale oil, and the lithology combination controls the hydrocarbon expulsion efficiency and the enrichment type of shale oil. The hydrocarbon expulsion efficiency of the source-reservoir interbedded type is the highest, which is conducive to the enrichment of sand bodies; the hydrocarbon expulsion efficiency of the thick source-thin reservoir type is the lowest, which is conducive to the in-situ retention and enrichment of shale oil. The two-sidedness of fractures controls the enrichment degree of shale oil. The development of fractures is conducive to the enrichment of sandstone interlayer shale oil, and the underdevelopment of fractures is conducive to the retention and enrichment of pure shale-type shale oil. The mobility and fracability of crude oil control the high yield of shale, and the mobility and brittleness index of shale crude oil are better than those of mudstone. **[Conclusions]** The Chang 7_3 sub-member in the Jiyuan area is a favorable exploration block for pure shale-type shale oil. The Zhengning and Northern Shaanxi areas are favorable exploration blocks for sandstone-intercalated shale oil in the Chang 7_1 and Chang 7_2 sub-members. The Huachi area in Longdong is a favorable area for the exploration of both sandstone-intercalated and pure shale-type shale oil.

Key words: shale oil; lithologic combination; main controlling factors; exploration direction; Chang 7 member; Ordos Basin