

引用格式: 郭芪恒, 何右安, 刘成林, 付金华, 张杰, 黄天镜, 周新平, 成良丙, 陈波. 源内不同微相砂岩储层差异及对开发效果的影响: 以庆城油田长 7₁₋₂ 亚段为例[J/OL]. 沉积学报, 2025, doi: 10.14027/j.issn.1000-0550.2025.016. CSTR: 32268.14/j.cjxb.62-1038.2025.016. [GUO Qiheng, HE Youan, LIU Chenglin, FU Jinhua, ZHANG Jie, HUANG Tianjing, ZHOU Xinping, CHENG Liangbing, CHEN Bo. The difference of sandstone reservoirs with different microfacies in the source and its influence on the development effect: A case study of the Chang 7₁₋₂ sub-member of Qingcheng oilfield [J/OL]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2025.016. CSTR: 32268.14/j.cjxb.62-1038.2025.016]

源内不同微相砂岩储层差异及对开发效果的影响

——以庆城油田长 7₁₋₂ 亚段为例

郭芪恒^{1,2,3}, 何右安³, 刘成林³, 付金华³, 张杰³, 黄天镜³, 周新平³, 成良丙³, 陈波⁴

1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

2. 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

3. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 西安 710018

4. 中国石油长庆油田分公司陇东油气开发分公司, 庆阳 745000

摘要 【目的】庆城油田延长组长 7₁₋₂ 亚段致密砂岩夹层为典型的湖底扇沉积, 但对沉积微相尺度上砂岩储集性能差异研究不足, 制约了高产区块筛选和水平井生产效果差异分析。【方法】基于岩心、测井及地震资料, 利用薄片鉴定、扫描电镜、微米 CT、核磁共振、高压压汞及恒速压汞等试验, 并结合试油试采数据, 剖析不同沉积微相致密砂岩岩石学特征、微观孔隙结构、含油性和可动性、试油等方面存在的差异。

【结果与结论】受多级坡折带控制, 多期湖底扇砂体在相对平缓的半深湖—深湖坡脚带堆积, 与富有机质泥页岩频繁互层, 形成了大面积“三明治”源储共生结构, 构成了庆城油田夹层型页岩油主要地质甜点; 砂岩夹层可划分为水道、朵叶主体、朵叶侧缘、滑塌体 4 种沉积微相, 其中水道、朵叶主体、朵叶侧缘砂岩叠置厚度相对较大, 测井解释普遍为油层, 是水平井开发的主要靶体; 水道、朵叶主体、朵叶侧缘储集空间均以溶蚀孔和粒间孔为主, 胶结物主要为铁白云石、铁方解石和石英; 水道和朵叶主体具有填隙物和胶结物含量低、面孔率高、物性及微观孔隙结构好的特征, 连通孔隙体积占比高, 孔喉半径尺寸大, 具有相对较高的可动流体饱和度和含油性; 可动流体饱和度与孔隙结构密切相关, 受微观孔隙结构控制, 水道较朵叶主体具有更好的微观孔喉参数, 更有利于油气的充注和渗流; 在同等厚度规模下, 水道较朵叶主体直井试油更容易获得高产工业油流, 水道和朵叶主体纵向叠置是高产的沉积组合箱体。精细刻画湖底扇致密砂岩沉积微相, 优化水平井方位和长度, 优选有利的微相组合是提高水平井油层钻遇率和开发效果的关键。

关键词 鄂尔多斯盆地; 湖底扇; 致密砂岩; 长 7₁₋₂ 亚段; 储集性能

第一作者简介 郭芪恒, 男, 1994 年出生, 博士研究生, 非常规油气地质学, E-mail: guoqh_cq@petrochina.com.cn

通信作者 刘成林, 男, 教授, E-mail: liucl@cup.edu.cn

中图分类号: P512.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-0550 (2025) 00-0000-00

0 引言

中国陆相源岩层系内石油资源丰富, 是大力提升国内石油勘探开发力度和保障国家石油安全的重要战略领域(焦方正等, 2020; 杨智等, 2021; 邹才能等, 2022)。与北美稳定海相背景下的源岩层系储集层相比, 中国陆相湖盆普遍具有多旋回构造演化、多物源供给、

收稿日期: 2024-12-30 修回日期: 2025-05-06

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司前瞻性基础性研究重大科技项目(No.2021DJ1806); 中国石油长庆油田公司重大专项(2023DZZ04)

多类型水体环境等特征（胡素云等，2022；马永生等，2022；郭芪恒等，2023；赵文智等，2023）。在内生—外生作用的控制下，源岩层系发育不同类型岩石夹层，这些夹层与烃源岩在纵向上间互沉积，形成源储共生有利组合（孙龙德等，2019；邹才能等，2023a）。碳酸盐岩、粉—细砂岩夹层与相邻富有机质泥页岩相比普遍具有高储集性能、高脆性特征，在源内运移作用下形成高含油饱和度储集体，是源岩层系内石油勘探开发的重要甜点（邹才能等，2012；胡宗全等，2023）。鄂尔多斯盆地长7沉积期发育典型的内陆坳陷淡水湖盆，受湖侵影响形成一套以富有机质泥页岩为主的烃源岩层系，以长7段一亚段（长7₁亚段）、长7段二亚段（长7₂亚段）源岩层系内的重力流成因致密砂岩夹层为甜点。近年来，中国石油长庆油田实现了页岩油勘探开发的重大突破，发现并探明了中国首个超十亿吨级的庆城页岩油田（付锁堂等，2020；付金华等，2021，2022）。

鄂尔多斯盆地长7沉积期，湖盆西南发育多级坡折带，在频繁火山喷发、地震事件的触发下，重力流沉积作用将滨浅湖沉积的细粒砂体搬运至半深湖—深湖区。多期的重力流沉积改变了半深湖—深湖区富泥贫砂的传统特征，造成半深湖—深湖区富泥又富砂，致密砂岩夹持于富有机质泥页岩中，纵向上构成“三明治”结构，在成熟烃源岩的强生—排烃作用下，持续充注形成了高含油饱和度、高气油比的油藏（刘芬等，2015；付金华等，2020；吕奇奇等，2022；邹才能等，2023b；何永宏等，2024）。长7段重力流致密砂岩形成于典型的湖底扇沉积体系（梁晓伟等，2022；邹才能等，2023a；万晓龙等，2023），前期研究主要集中在湖底扇沉积特征、沉积模式、沉积构型及致密砂岩储层预测等方面，对沉积微相尺度上砂岩储集性能差异研究不足。随着庆城油田勘探开发不断深入，已经发现不同沉积微相砂体在物性、含油性、可动性等方面具有强非均质性特征，对单井产量的影响日益显著。本次基于鄂尔多斯盆地陇东地区上三叠统延长组长7₁₋₂亚段10余口取心井及百余项分析试验结果，以地震、测井、储层宏微观特征、含油性、可动性分析资料为基础，结合试油试采数据，剖析不同沉积微相致密砂岩储集层岩矿、微观孔隙结构、含油性和可动性、试油等方面存在的差异，明确不同沉积微相砂体组合对水平井钻遇率和生产效果的影响，以期对庆城油田水平井纵向及平面甜点优选、水平井差异生产效果分析提供依据，并为国内外具有相似沉积背景的油藏勘探开发提供参考。

1 地质概况

鄂尔多斯盆地是一个多旋回的叠合含油气盆地，为中国内陆第2大沉积盆地。晚三叠世的印支运动使扬子板块北缘与华北板块发生挤压碰撞，在盆山耦合作用下，形成了鄂尔多斯大型内陆坳陷湖盆。根据现今盆地构造形态及演化历史，将鄂尔多斯盆地划分为西缘逆冲带、天环坳陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带、伊盟隆起和渭北隆起6个二级构造单元（杨华等，2006）（图1）。受印支运动的影响，晚三叠世形成了东部宽缓、西部陡窄的不对称的鄂尔多斯大型宽缓内陆坳陷湖盆，形成了“面广水深”的沉积格局，具有盆大、坡缓、源多、构造稳定的

延长组长 7 段沉积期间,湖盆西南发育三级坡折带,可分为陡坡带和坡脚带,其中陡坡带地形高差较大,砂体较少发育,以沉积过路为主;坡脚带地形平缓,重力流砂体势能降低卸载沉积,砂体整体发育较好。湖底扇砂体整体受控于多级坡折带影响,在坡脚带优势堆积、大致平行坡折线分布,庆城油田石油探明储量面积主要位于一级坡脚带和二级坡脚带(图 2a),坡脚带砂体叠置厚度大、平面分布稳定,是勘探开发的有利区带(图 2b)。坡脚带单个湖底扇呈朵叶状展布,湖底扇长轴方向平行于西南物源。多期湖底扇纵向叠置,与半深

湖—深湖相泥页岩形成大面积“三明治”源储共生有利组合，构成了夹层型页岩油主要甜点（图 3，4）。结合测井、岩心，将庆城地区长 7₁₋₂ 沉积期坡脚带湖底扇划分为水道、朵叶主体、朵叶侧缘、朵叶间、滑塌体 5 种沉积微相（图 4、表 1）。

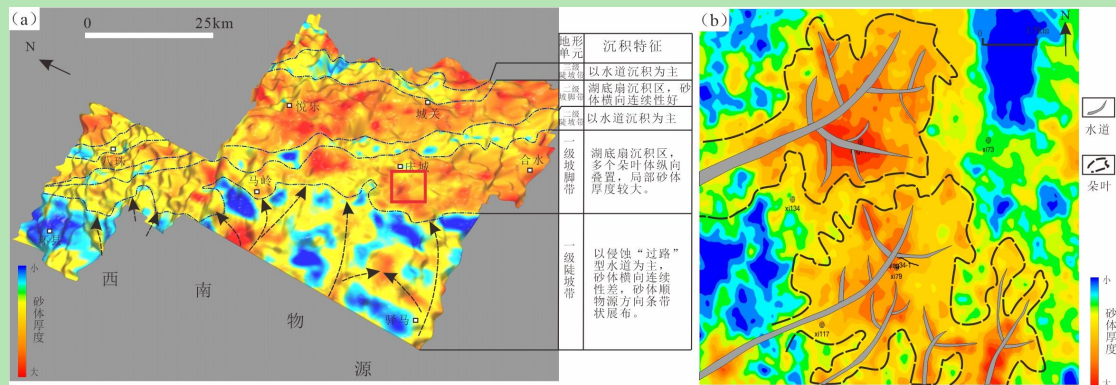


图 2 鄂尔多斯盆地庆城油田长 7 段沉积古地形及湖底扇展布特征

(a) 长 7 段湖底扇；(b) 长 7 段湖底扇局部地震切片（图 a 红色框）

Fig.2 Sedimentary paleotopography and sublacustrine fan distribution of the Chang 7 member in Qingcheng oilfield, Ordos Basin

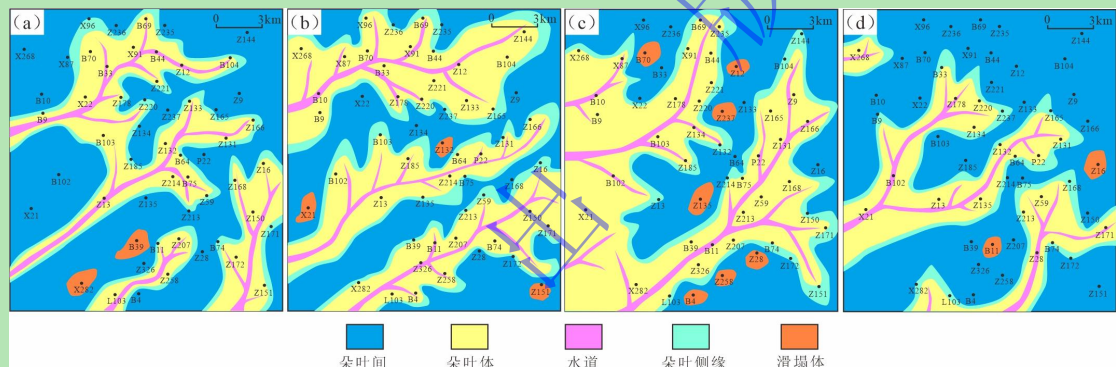


图 3 鄂尔多斯盆地 Z185 区长 7₁₋₂ 亚段沉积微相图

(a) 长 7₁ 小层沉积微相图；(b) 长 7₂ 小层沉积微相图；(c) 长 7₂¹ 小层沉积微相图；(d) 长 7₂² 小层沉积微相图

Fig.3 Sedimentary microfacies diagram of Chang 7₁₋₂ sub-member in Z185 area, Ordos Basin

表 1 庆城地区延长组长 7₁₋₂ 亚段沉积微相识别标志

Table 1 Sedimentary microfacies identification marks of Chang 7₁₋₂ sub-member of the Yanchang Formation, Qingcheng area

沉积微相	沉积韵律	GR 形态	平均单砂体厚度/m	岩性特征	含油性	沉积机制
水道	正韵律	箱形/钟形	5.62	块状/平行层理细砂岩，底面突变	油层	牵引流/砂质碎屑流，沉积物流速大，侵蚀性强
朵叶主体	反韵律	漏斗形	3.96	块状/交错层理细砂岩，可见泥质撕裂屑、植物碎片	油层/差油层	砂质碎屑流，沉积物流速小，整体卸载沉积
朵叶侧缘	无明显韵律	齿化指状	2.82	平行层理粉—细砂岩，泥质纹层发育较多	差油层/干层	砂质碎屑流/浊积砂体与原地泥质交互沉积，沉积物流速小
滑塌体	无明显韵律	指状	1.74	块状砂岩，顶底突变	差油层/干层	前期砂体失稳滑塌，沉积物流速小，厚度薄

Fig.4 Comprehensive histogram of Chang 7₁² sublayer in B4 well, Qingcheng area

庆城油田夹层型页岩油甜点主要以水道、朵叶主体、朵叶侧缘 3 种沉积微相为主,滑塌体厚度薄、含油性差、分布不稳定,不是开发的主要目标砂体,因此本文不作重点对比。

庆城地区长 7₁₋₂ 亚段砂岩碎屑颗粒整体上具有高石英 (42.9%)、低长石 (20.6%)、低岩屑 (19.7%) 的特征, 整体脆性较好。朵叶侧缘碎屑颗粒石英平均含量为 37.9%、长石平均含量为 22.1%, 岩屑平均含量为 21.7%, 填隙物平均含量为 18.3% (杂基为 12.8%、胶结物为 5.5%), 以长石岩屑砂岩为主; 朵叶主体碎屑颗粒石英平均含量为 44.6%、长石平均含量为 18.5%, 岩屑平均含量为 20.8%, 填隙物平均含量为 15.9% (杂基为 11.9%、胶结物为 4.0%), 以长石岩屑砂岩为主; 水道碎屑颗粒石英平均含量为 45.9%、长石平均含量为 20.9%, 岩屑平均含量为 17.2%, 填隙物平均含量为 16.0% (杂基为 11.2%、胶结物为 4.8%), 以岩屑长石砂岩为主 (图 5、图 6a)。朵叶侧缘填隙物含量在 3 种微相中最高, 水道碎屑颗粒石英、长石的含量在 3 种微相中最高。

砂岩胶结物主要以铁白云石、铁方解石、石英为主,白云石和方解石胶结物含量较少(图

6b)。朵叶侧缘具有相对较高的铁白云石胶结物，水道具有相对较高的铁方解石胶结物。胶结物主要充填孔隙和喉道（图 7a~d），导致储层致密，孔隙结构非均质性变强。

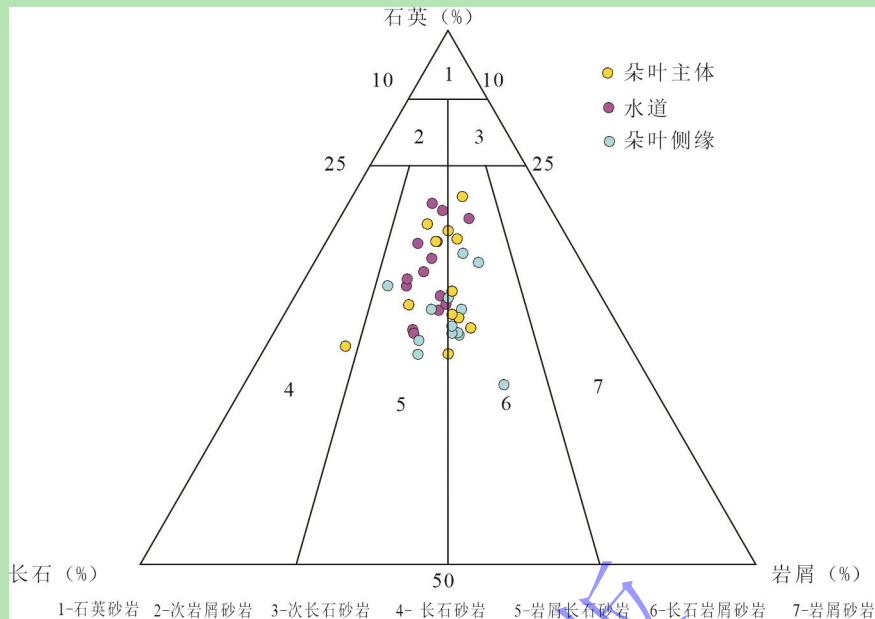


图 5 庆城地区长 7_{1-2} 亚段砂岩类型三角图

Fig.5 Sandstone type triangle diagram of Chang 7_{1-2} sub-member, Qingcheng area

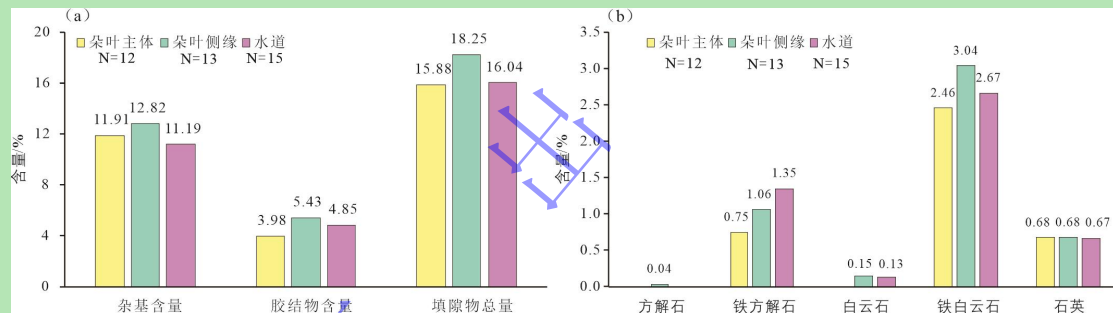


图 6 庆城地区长 7_{1-2} 亚段砂岩填隙物 (a) 及胶结物类型 (b) 分布柱状图

Fig.6 Distribution histograms of sandstone interstitials (a) and cement types (b) in Chang 7_{1-2} sub-member, Qingcheng area

3.2 储集空间

长 7_{1-2} 亚段砂岩的储集空间均以长石溶蚀孔、残余粒间孔、粒间溶蚀孔为主（图 7e~f），发育少量的岩屑溶蚀孔。长石主要顺解理方向溶蚀（图 7g），扫描电镜下可见长石溶蚀孔被铁白云石胶结现象（图 7h），表明铁白云石胶结作用发生在长石溶蚀之后。局部粒间孔被大量的微晶石英胶结，导致孔喉更加细小（图 7i）。朵叶主体和水道具有相对较高的面孔率，溶蚀孔和粒间孔发育程度明显大于朵叶侧缘（图 8）。水道平均孔隙度为 8.9%，平均渗透率为 $0.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；朵叶主体平均孔隙度为 9.8%，平均渗透率为 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；朵叶侧缘平均孔隙度为 7.6%，渗透率平均为 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，朵叶侧缘的物性最差；水道面孔率高于朵叶，但水道的胶结物含量明显高于朵叶主体，尤其是钙质胶结物含量明显比朵叶主体高，相对强烈的钙质胶结堵塞了孔隙及喉道，降低了水道的储集物性。长 7_{1-2} 亚段砂岩虽然

致密，但受溶蚀孔和残余粒间孔的贡献，普遍发育微米孔隙和纳米喉道（图 9），数量众多的微纳米孔喉系统提升了储集能力，为长 7 夹层型页岩油的规模聚集成藏提供了保障。

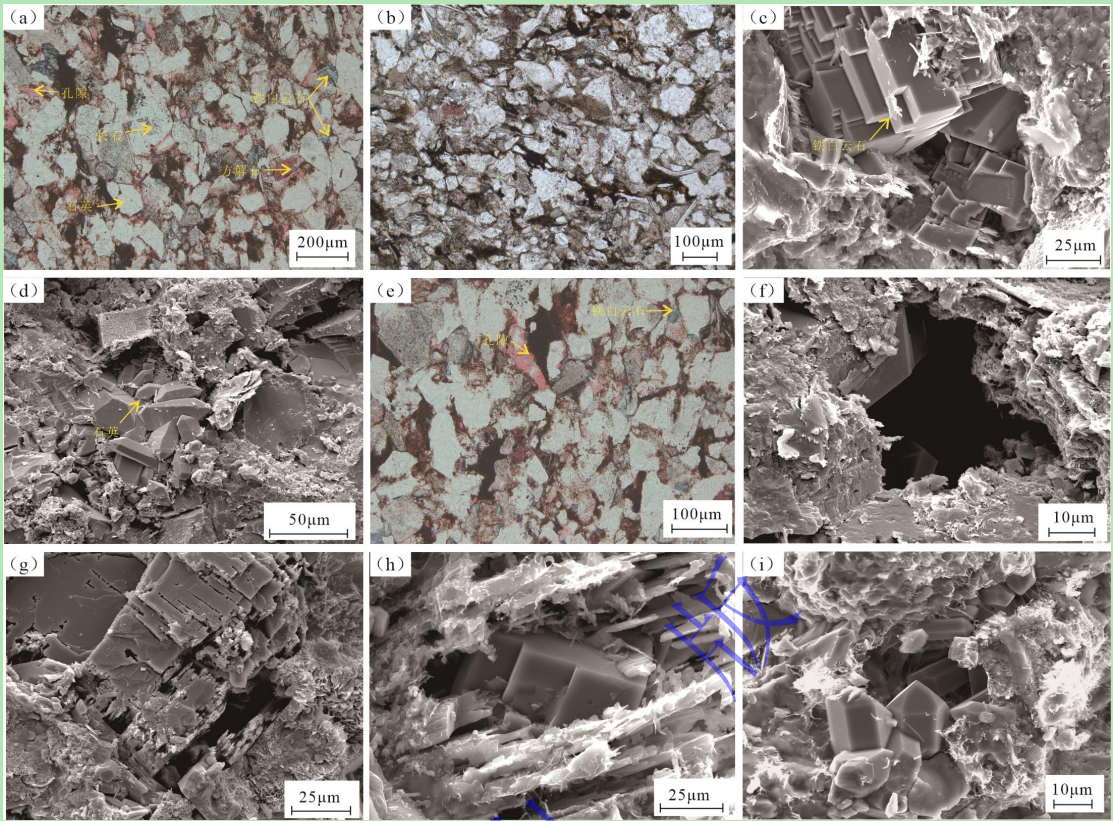


图 7 庆城地区长 7₁₋₂ 亚段砂岩岩石学特征图

(a) 砂岩中发育的铁白云石（蓝色）胶结物，Z214 井，1 772 m，长 7 段，单偏光染色薄片；(b) 致密砂岩，颗粒接触，孔隙发育少，Z214 井，1 757 m，长 7 段，单偏光染色薄片；(c) 致密砂岩，铁白云石充填孔隙，B10 井，1 906 m，长 7 段，扫描电镜；(d) 致密砂岩，石英胶结物充填孔隙，B39 井，1 811 m，长 7 段，扫描电镜；(e) 致密砂岩，残余粒间孔、长石溶蚀孔发育，Z214 井，1 783 m，长 7 段，单偏光染色薄片；(f) 致密砂岩，残余粒间孔，Z214 井，1 783 m，长 7 段，扫描电镜；(g) 致密砂岩，长石顺解理溶蚀，B4，1 891 m，长 7 段，扫描电镜；(h) 致密砂岩，长石溶蚀孔中充填铁白云石，B10 井，1 906 m，长 7 段，扫描电镜；(i) 致密砂岩，石英胶结物导致孔喉细小，Z214 井，1 748 m，长 7 段，扫描电镜

Fig.7 Petrological properties of sandstone in Chang 7₁₋₂ sub-member, Qingcheng area

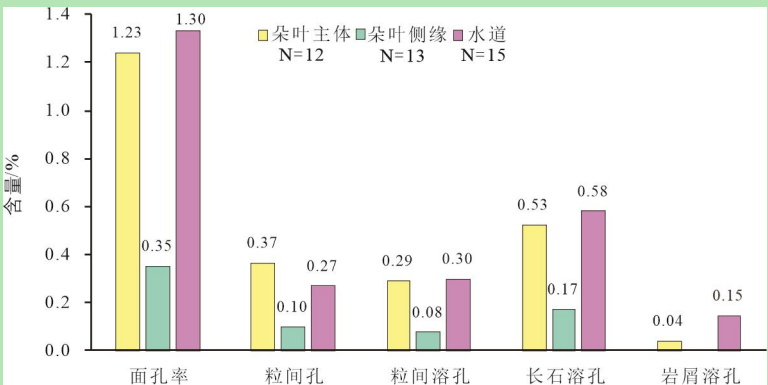


图 8 庆城地区长 7₁₊₂ 亚段砂岩孔隙类型分布柱状图

Fig.8 Histogram of sandstone pore type distribution in Chang 7₁₋₂ sub-member, Qingcheng area

3.3 孔隙结构特征

微米 CT 扫描结果显示长 7 砂岩具有较好的孔隙连通性。朵叶主体的连通孔隙占比 42.38%，孔隙半径为 23.69 μm ，喉道长度为 160.76 (图 9a)；水道的连通孔隙占比 48.79%，孔隙半径为 25.06 μm ，喉道长度为 172.24 μm (图 9b)，典型样品分析显示水道相比朵叶主体具有更好的微观孔喉参数。微米 CT 扫描没有分析朵叶侧缘样品，但从物性、填隙物含量判断，朵叶侧缘在 3 种微相中孔隙连通性最差。

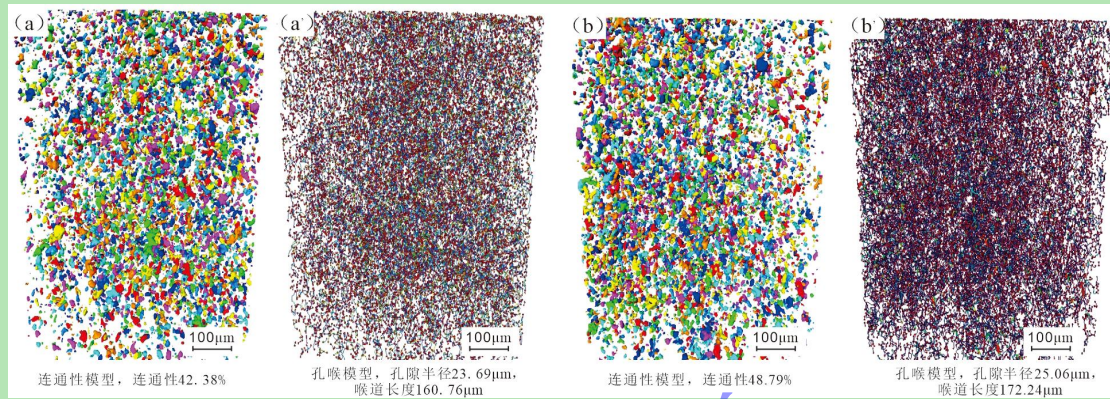


图 9 庆城地区长 7₁₋₂ 亚段砂岩微米 CT 扫描模型

(a, a') 朵叶体微米 CT 连通体模型及孔喉模型, H36-1 井, 2 320 m, 长 7 段; (b, b') 水道微米 CT 连通体模型及孔喉模型, H36-1 井, 2 347 m, 长 7 段

Fig.9 Micro-CT scans of Chang 7₁₋₂ sub-member sandstone, Qingcheng area

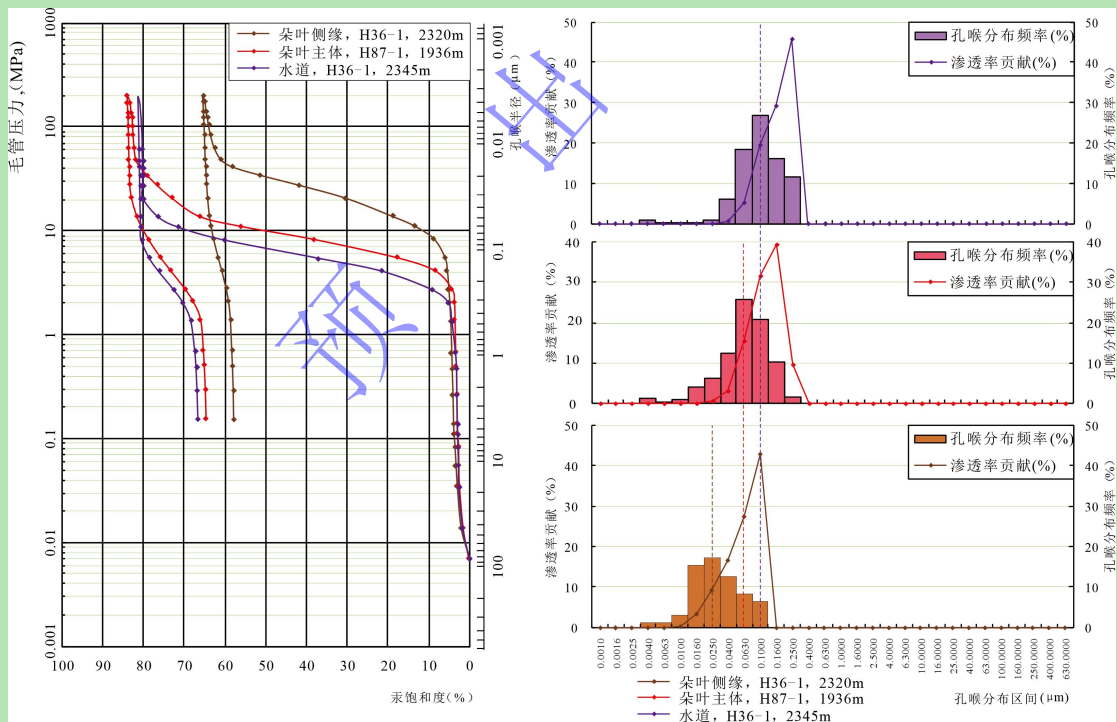


图 10 庆城地区长 7₁₋₂ 亚段不同微相砂岩高压压汞典型曲线及孔喉分布特征

Fig.10 Typical curves of high-pressure mercury intrusion and pore throat distribution properties of different microfacies sandstones in Chang 7₁₋₂ sub-member, Qingcheng area

压汞法是表征微观孔隙结构的有效手段(杨峰等, 2013), 不同微相砂体高压压汞参数差异明显。研究区砂体高压压汞毛管压力曲线都具有明显的平台, 但不同微相的孔喉连通关

系和分布存在明显差异（图 10）。朵叶侧缘平均最大孔喉半径为 0.17 μm ，平均孔喉半径为 0.05 μm ，平均排驱压力为 5.2 MPa，平均中值压力为 29.55 MPa，中值压力在 3 种微相中最高，孔喉分布区间呈左峰态分布，孔喉半径整体偏小，占比较多的小孔喉对渗透率的贡献相对较小，孔隙结构相对较差；朵叶主体平均最大孔喉半径为 0.21 μm ，平均孔喉半径为 0.06 μm ，平均排驱压力为 3.8 MPa，平均中值压力为 19.4 MPa，孔喉分布区间呈右峰态分布，孔隙结构中等；水道平均最大孔喉半径为 0.29 μm ，平均孔喉半径为 0.10 μm ，平均排驱压力为 2.5 MPa，平均中值压力为 8.3 MPa，中值压力在 3 种微相中最低（表 2），孔喉分布区间呈右峰态分布，相对较大的孔喉占比较高，孔隙结构最优。

表 2 庆城地区延长组长 7₁₋₂ 亚段不同沉积微相砂体高压压汞参数

Table 2 High-pressure mercury injection parameters for different sedimentary microfacies sand bodies in Chang 7 ₁₋₂ sub-member of the Yanchang Formation, Qingcheng area						
沉积微相	最大孔喉半径	平均孔喉半径	孔喉半径中值	最大进汞饱和度	排驱压力	中值压力
	/ μm	/ μm	/ μm	/%	/Mpa	/Mpa
朵叶侧缘 (n=9)	0.27~0.05/0.17	0.07~0.02/0.05	0.05~0.01/0.03	89.1~65.3/75.5	13.8~2.7/5.2	86.5~16.1/29.5
朵叶主体 (n=3)	0.27~0.13/0.21	0.08~0.04/0.06	0.08~0.02/0.05	84.1~60.2/72.1	5.5~2.7/3.8	29.9~10.1/19.4
水道 (n=4)	0.36~0.27/0.29	0.12~0.09/0.10	0.11~0.08/0.09	81.4~77.9/79.4	2.7~2.0/2.5	9.02~7.0/8.3

备注：n=样品数 0.27~0.05/0.17=最大值~最小值/平均值。

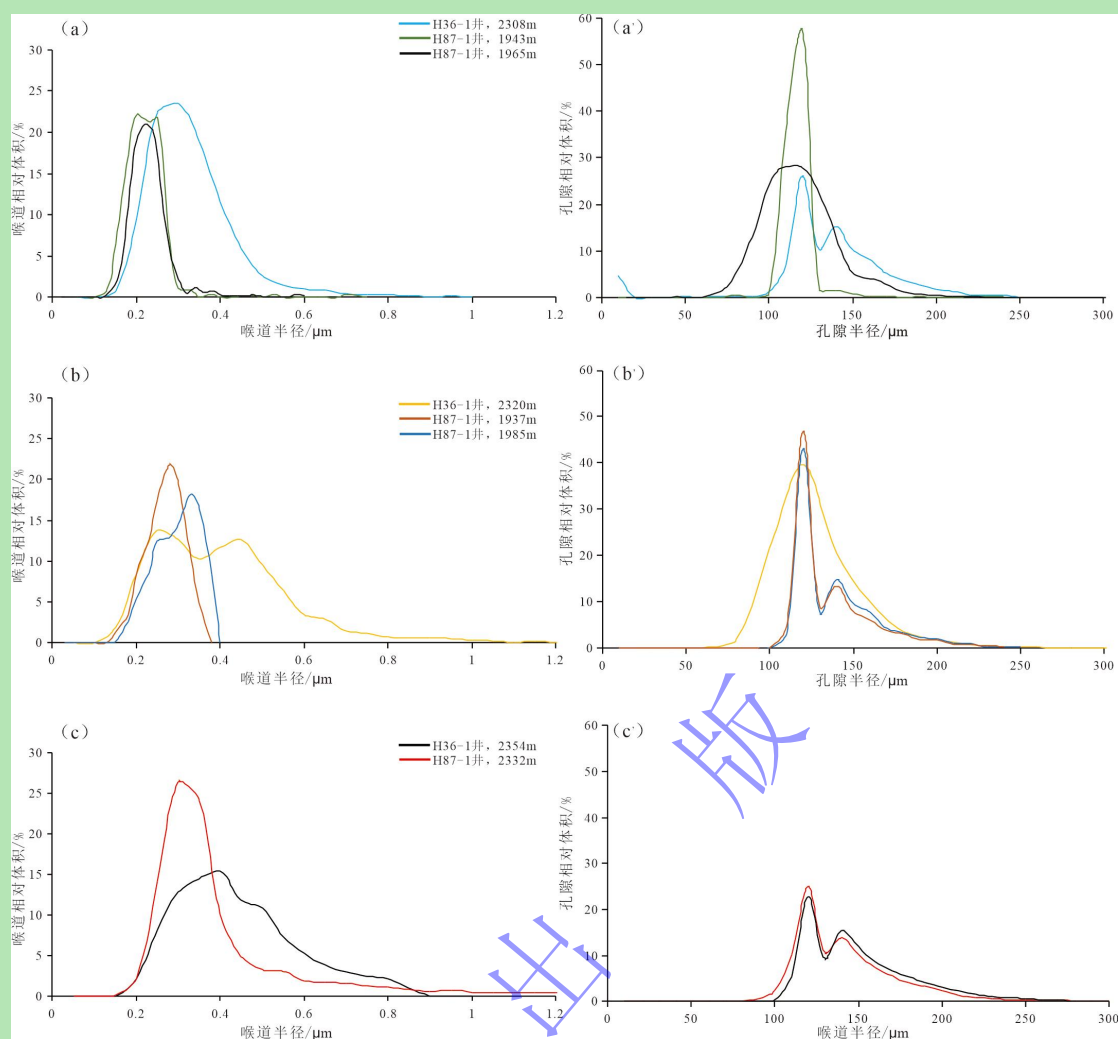


图 11 庆城地区长 7_{1-2} 亚段不同微相砂岩恒速压汞孔喉分布曲线特征

(a, a') 朵叶侧缘喉道及孔隙半径分布图; (b, b') 朵叶主体喉道及孔隙半径分布图; (c, c') 水道侧缘喉道及孔隙半径分布图

Fig.11 Constant-rate mercury injection pore throat distribution curves of sandstones with different microfacies in Chang 7_{1-2} sub-member, Qingcheng area

恒速压汞相比高压压汞可以有效地识别喉道和孔隙。研究区喉道半径主要介于 $0.2\sim 0.8\ \mu\text{m}$, 分布曲线以单峰左峰态为主, 小喉道占比较高; 孔隙半径主要介于 $100\sim 200\ \mu\text{m}$, 其中水道主要为双峰态, 大孔隙占比相比其他两种微相比比例较高 (图 11)。平均喉道半径, 水道 ($0.33\ \mu\text{m}$) > 朵叶主体 ($0.32\ \mu\text{m}$) > 朵叶侧缘 ($0.25\ \mu\text{m}$); 平均孔隙半径, 水道 ($138\ \mu\text{m}$) > 朵叶主体 ($134\ \mu\text{m}$) > 朵叶侧缘 ($124\ \mu\text{m}$); 最大连通喉道, 半径水道 (0.91) > 朵叶主体 ($0.84\ \mu\text{m}$) > 朵叶侧缘 ($0.73\ \mu\text{m}$); 主流喉道半径, 水道 ($0.30\ \mu\text{m}$) > 朵叶主体 ($0.28\ \mu\text{m}$) > 朵叶侧缘 ($0.27\ \mu\text{m}$)。微米 CT 和恒速压汞虽然表征的孔隙半径值不一样, 但结果均表明水道相比朵叶主体具有较好的孔隙结构, 更有利于流体的渗流。

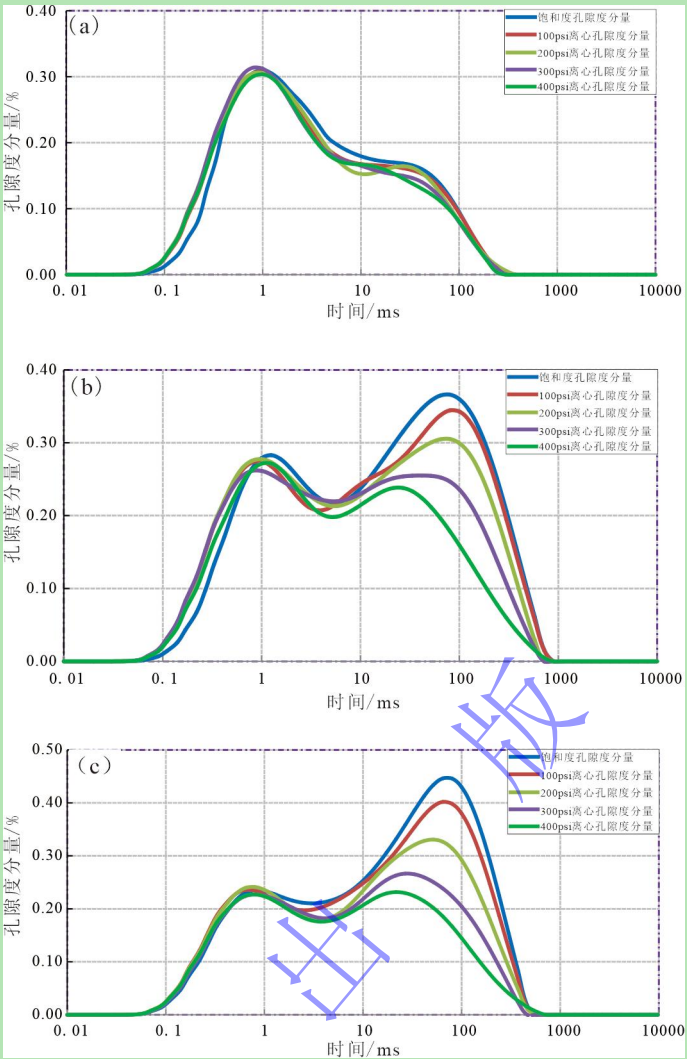


图 12 庆城地区长 7_{1-2} 亚段不同微相砂岩核磁共振 T_2 谱图特征

(a) 朵叶侧缘 T_2 谱图特征, H36-1, 2 324 m; (b) 朵叶主体 T_2 谱图特征, H36-1, 2 315 m; (c) 水道 T_2 谱图特征, H36-1, 2 334 m

Fig.12 Nuclear magnetic resonance (NMR) T_2 spectra for different microfacies sandstones in Chang 7_{1-2} sub-member, Qingcheng area

4 不同沉积微相砂体可动流体饱和度及含油性特征

4.1 可动流体饱和度特征

核磁共振 T_2 谱图可以获取孔隙流体和孔隙结构特征, T_2 值越大对应的孔径越大。受沉积微相影响, 长 7_{1-2} 亚段可动流体饱和度非均质性极强, 分布在 1.59%~36.23%之间, 平均可动流体饱和度为 17.35%, T_2 谱图主要表现为两种不同形态(图 12)。朵叶侧缘为典型的双峰左峰态曲线, 表明朵叶侧缘以小孔为主, 离心后左峰基本无变化, 右峰变化幅度小, 可动流体饱和度平均为 5.52%, 小孔以束缚流体为主; 朵叶主体和水道为典型的双峰右峰态曲线, 表明中大孔占比相对较高, 离心后右峰变化幅度大, 由双峰右峰态变为双峰左峰态, 中大孔流体以可动流体为主, 其中水道可动流体饱和度(25.77%)高于朵叶主体(19.12%)。

可动流体饱和度是评价储层渗流能力和储层产能的重要参数。研究区砂岩可动流体饱和度与砂岩孔隙度相关性差（图 13a, $R^2=0.39$ ），与渗透率相关性好（图 13b, $R^2=0.71$ ），表明储层的渗流能力是控制可动流体饱和度的关键参数。平均孔喉半径与可动流体饱和度呈正相关（图 13c, $R^2=0.56$ ），中值压力与可动流体饱和度呈负相关（图 13d, $R^2=0.46$ ），表明微观孔隙结构对可动流体饱和度影响明显。水道和朵叶主体具有较好的孔隙结构参数和渗透率，储层渗流流体的能力也相对较好。

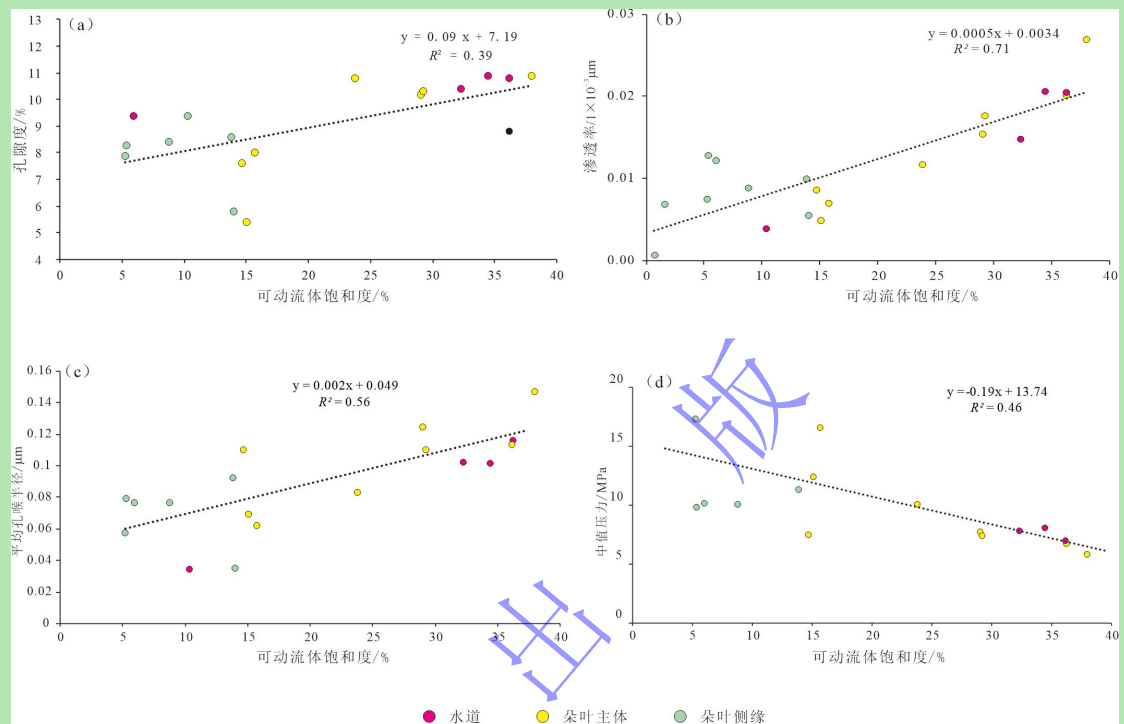


图 13 庆城地区长 7₁₋₂ 亚段砂岩可动流体饱和度与物性和孔隙结构参数关系散点图

Fig.13 Scatter diagram of relationship between movable fluid saturation, physical properties and pore structure for Chang 7₁₋₂ sub-member sandstone, Qingcheng area

4.2 含油性差异

研究区长 7₁₋₂ 亚段砂岩的氯仿沥青“A”主要介于 1.74~10.62 mg/g，平均为 6.23 mg/g，含油性差异较大。朵叶主体和水道砂体的含油性明显高于朵叶侧缘，受源内微运移作用的影响，相邻的泥页岩夹层吸附了大量的重质烃类，砂岩夹层整体以轻质烃为主，族组分中饱和烃和芳香烃等轻质烃类占比 66.72%。朵叶侧缘受相对较高的填隙物含量影响，饱和烃和芳香烃占比 52.24%，朵叶主体和水道饱和烃和芳香烃占比 71.54%，原油品质相对较好（图 14）。

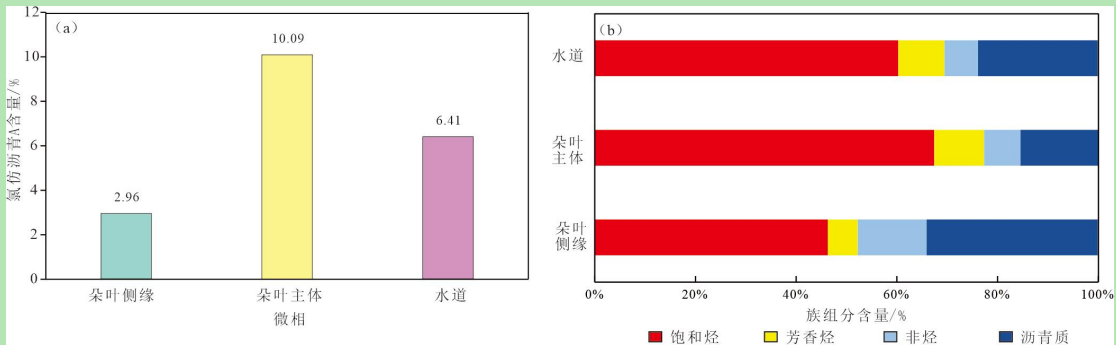


图 14 庆城地区长 7₁₋₂ 亚段不同微相砂岩氯仿沥青“A” (a) 及族组分含量 (b) 分布图

Fig.14 Distribution of chloroform bitumen “A” (a) and group component content (b) in different microfacies sandstones in Chang 7₁₋₂ sub-member, Qingcheng area

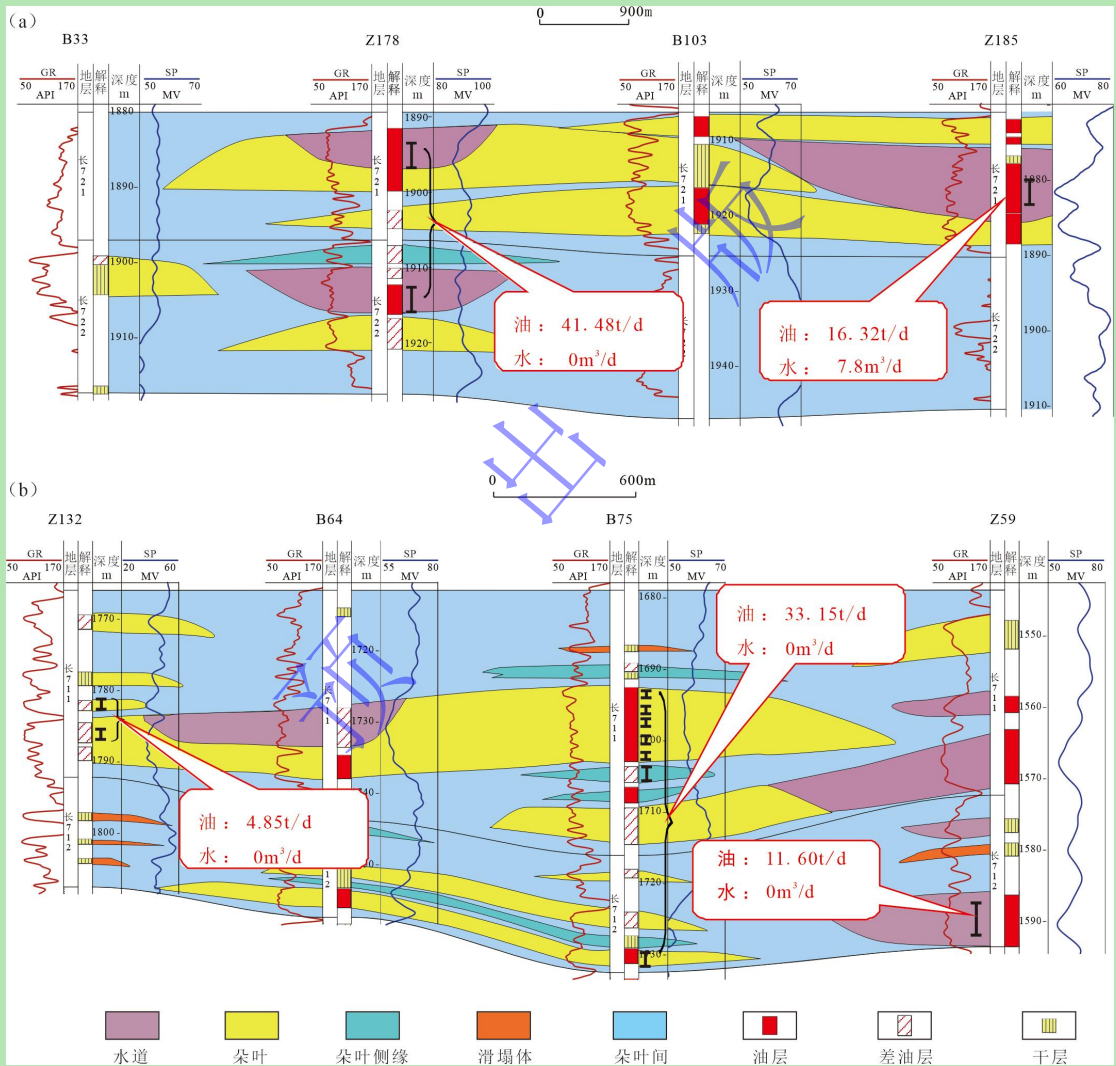


图 15 庆城地区长 7₁₋₂ 亚段不同微相砂岩试油结果

(a) B33-Z185 井沉积微相剖面图; (b) Z132-Z59 井沉积微相剖面图

Fig.15 Oil test results for sandstone with different microfacies in Chang 7₁₋₂ sub-member, Qingcheng area

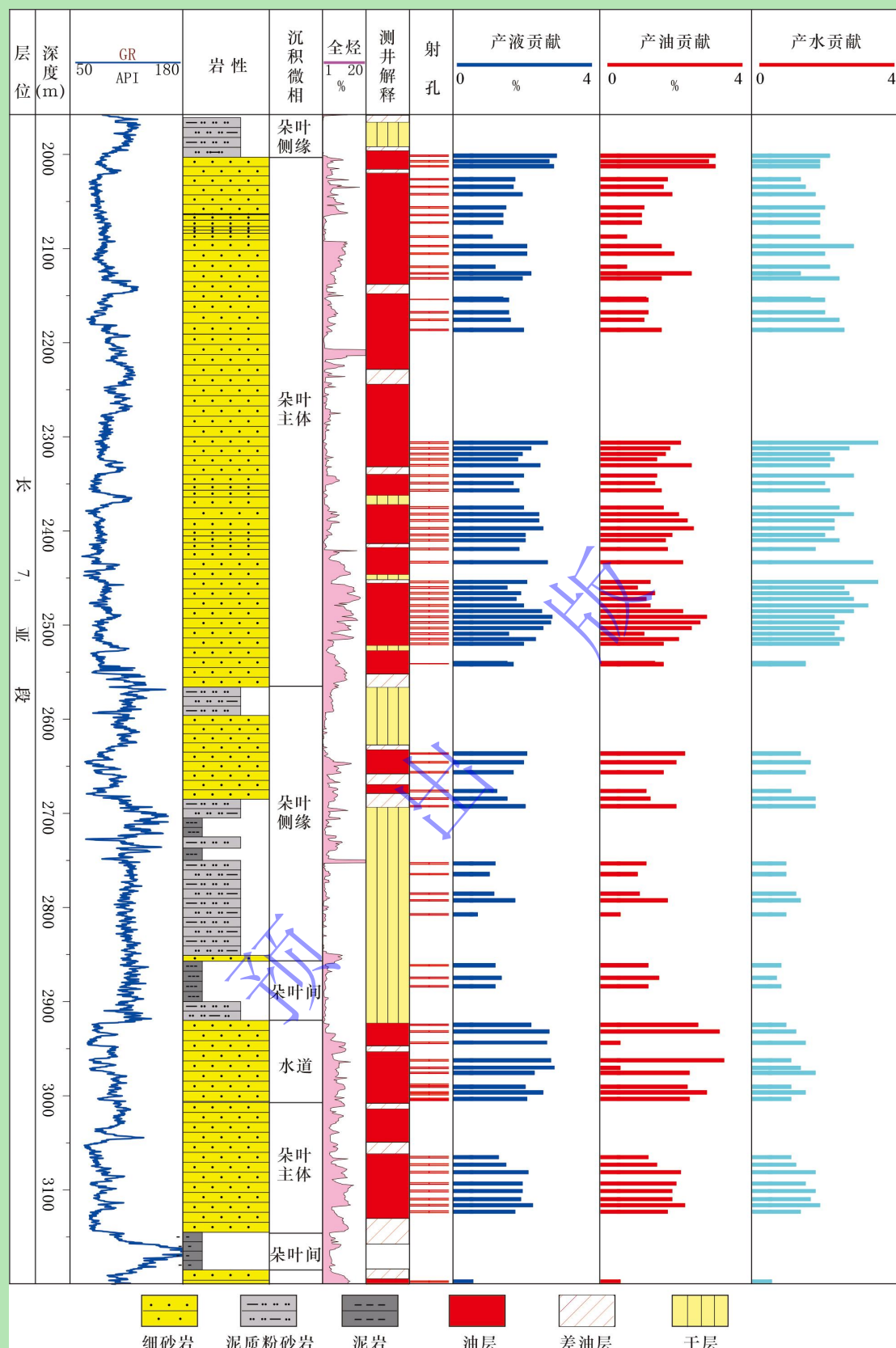


图 16 Q41-4 水平段综合柱状图

Fig.16 Comprehensive histogram of Q41-4 horizontal section

5 不同沉积微相试油试采差异

朵叶主体和水道单砂体厚度相对较大，普遍以细砂岩为主，粒间孔、溶蚀孔占比高，微观孔隙结构参数更优，可动流体饱和度也更高，其中水道比朵叶主体渗流能力更强；朵叶侧缘单砂体厚度小，普遍以泥质粉砂岩和泥岩薄互层组合为主，储层非均质性强，可动流体饱和度低，三种砂体微相不同组合试油效果差异较大。水道较朵叶主体具有更优的孔隙结构，连通孔隙体积占比高，孔喉半径尺寸大，更有利于油气的充注和渗流，水道直井试油普遍获 11~41 t/d 的高产工业油流（图 15）；朵叶主体直井试油普遍在 5 t/d 左右，较水道整体试油效果较差，但在纵向多期朵叶主体叠合厚度大、联合试油的单井可获得 30 t/d 的高产工业油流（图 15b）；水平井产液剖面测试也显示朵叶主体和水道发育段砂体展布稳定，含油性好，是产油主要贡献段，朵叶侧缘砂泥互层段产油贡献整体较低（图 16）。

水道和朵叶主体纵向叠置是高产的微相组合，较单一的朵叶主体纵向叠置试油更容易高产。油层钻遇率是评价水平井单井产能的重要参数，随着庆城油田开发的不断深入，出现了很多相对低钻遇率的水平井但相对高产的现象，这种井普遍具有水道和朵叶纵向叠置规模较大的特征，纵向上的高产沉积组合箱体可以弥补横向油层钻遇率的不足。2023 年庆城油田 QH37-9 水平井超百吨日产油达 27 d，最高日产油 106.25 t/d，创造了中石油长庆油田分公司单井产量新记录。这主要是因为水道和朵叶纵向叠置规模普遍大于 20 m，且横向分布稳定，为水平井高产提供了先天地质基础。

庆城油田夹层型页岩油储层由好到差分为 I 类储层、II₁类储层、II₂类储层（何永宏等，2024），I 类储层主要为水道和朵叶主体纵向叠置，砂体厚度大、物性和含油性好；II₁类储层主要为朵叶主体与朵叶侧缘纵向叠置，砂体内部泥岩隔夹层开始发育，砂体厚度变小，物性、含油性中等；II₂类储层以朵叶侧缘为主，泥质隔夹层发育频繁，砂体厚度小、物性、含油性差（表 3）。随着开发不断深入，甜点优选难度越来越远，油层钻遇率提高困难。为保证庆城油田后续开发效果，需要进一步刻画湖底扇砂体展布方向，明确目标靶体空间叠置关系，优选有利的微相组合进行水平井开发；同时根据微相平面展布关系优化水平井方位，降低水平井钻遇大段朵叶间泥岩的风险。

表 3 庆城油田储层类型特征（修改自何永宏等，2024）

Table 3 Reservoir type characteristics of Qingcheng oilfield (modified from He *et al.*, 2024)

分类	砂体叠合厚度 (m)	孔隙度 (%)	砂体结构	沉积微相组合	沉积机制
I	≥10	≥10	多期厚层砂体叠置	水道和朵叶主体叠置为主	砂质碎屑流
II ₁	6~10	7~10	厚砂与薄砂—泥岩互层型	朵叶主体和朵叶侧缘叠置为主	砂质碎屑流
II ₂	<6	<7	薄砂—泥岩互层型	朵叶侧缘为主	浊流

6 结论

(1) 受多级坡折带控制, 长 7₁₋₂ 亚段多期湖底扇砂体在相对平缓的半深湖—深湖坡脚带堆积, 与富有机质泥页岩频繁间互, 形成了大面积“三明治”源储共生结构, 构成了庆城油田夹层型页岩油主要地质甜点; 砂岩夹层可划分为水道、朵叶主体、朵叶侧缘、滑塌体 4 种沉积微相, 其中水道、朵叶主体、朵叶侧缘叠置厚度相对较大, 是水平井开发的主要靶体。

(2) 水道、朵叶主体、朵叶侧缘储集空间均以溶蚀孔和粒间孔为主, 但水道和朵叶主体具有填隙物和胶结物含量低、面孔率高、物性及微观孔隙结构好的特征; 水道连通孔隙体积分比高, 孔喉半径尺寸大, 受微观孔隙结构控制, 具有相对较高的可动流体饱和度和含油性, 更有利于油气的充注和渗流。

(3) 水道比朵叶主体更容易获得高产工业油流, 水道和朵叶纵向叠置是高产的沉积组合箱体。精细刻画湖底扇沉积微相, 优化水平井方位和长度, 优选有利的微相组合是提高水平井油层钻遇率和开发效果的关键。

参考文献 (References)

- 付金华, 李士祥, 徐黎明, 等. 2018. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 段古沉积环境恢复及意义[J]. 石油勘探与开发, 45 (6): 936-946. [Fu Jinhua, Li Shixiang, Xu Liming, et al. 2018. Paleo-sedimentary environmental restoration and its significance of Chang 7 member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 45(6): 936-946.]
- 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 2020. 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, 47 (5): 870-883. [Fu Jinhua, Li Shixiang, Niu Xiaobing, et al. 2020. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 47(5): 870-883.]
- 付金华, 刘显阳, 李士祥, 等. 2021. 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, 26 (5): 1-11. [Fu Jinhua, Liu Xianyang, Li Shixiang, et al. 2021. Discovery and resource potential of shale oil of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 26(5): 1-11.]
- 付金华, 李士祥, 郭芪恒, 等. 2022. 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, 43 (12): 1702-1716. [Fu Jinhua, Li Shixiang, Guo Qiheng, et al. 2022. Enrichment conditions and favorable area optimization of continental shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 43(12): 1702-1716.]
- 付锁堂, 付金华, 牛小兵, 等. 2020. 庆城油田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 41 (7): 777-795. [Fu Suotang, Fu Jinhua, Niu Xiaobing, et al. 2020. Accumulation conditions and key exploration and development technologies in Qingcheng oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 41(7): 777-795.]
- 郭芪恒, 李士祥, 金振奎, 等. 2023. 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, 50 (4): 767-781. [Guo Qiheng, Li Shixiang, Jin Zhenkui, et al. 2023. Characteristics and exploration targets of Chang 7 shale oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 50(4): 767-781.]
- 何永宏, 李桢, 樊建明, 等. 2024. 鄂尔多斯盆地页岩油开发井网优化技术及实践: 以庆城油田为例[J]. 石油学报, 45 (4): 683-697. [He Yonghong, Li Zhen, Fan Jianming, et al. 2024. Optimization technique of development well pattern of shale oil in Ordos Basin and its application: A case study of Qingcheng oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 45(4): 683-697.]
- 胡素云, 白斌, 陶士振, 等. 2022. 中国陆相中高成熟度页岩油非均质地质条件与差异富集特征[J]. 石油勘探与开发, 49 (2):

- 224-237. [Hu Suyun, Bai Bin, Tao Shizhen, et al. 2022. Heterogeneous geological conditions and differential enrichment of medium and high maturity continental shale oil in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 49(2): 224-237.]
- 胡宗全, 王濡岳, 路菁, 等. 2023. 陆相页岩及其夹层储集特征对比与差异演化模式[J]. *石油与天然气地质*, 44(6): 1393-1404. [Hu Zongquan, Wang Ruyue, Lu Jing, et al. 2023. Storage characteristic comparison of pores between lacustrine shales and their interbeds and differential evolutionary patterns[J]. *Oil & Gas Geology*, 44(6): 1393-1404.]
- 吉利明, 李剑锋, 张明震, 等. 2021. 鄂尔多斯盆地延长期湖泊热流体活动对烃源岩有机质丰度和类型的影响[J]. *地学前缘*, 28(1): 388-401. [Ji Liming, Li Jianfeng, Zhang Mingzhen, et al. 2021. Effects of the lacustrine hydrothermal activity in the Yanchang Period on the abundance and type of organic matter in source rocks in the Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 28(1): 388-401.]
- 焦方正, 邹才能, 杨智. 2020. 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*, 47(6): 1067-1078. [Jiao Fangzheng, Zou Caineng, Yang Zhi. 2020. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 47(6): 1067-1078.]
- 李士祥, 郭芪恒, 潘松圻, 等. 2023. 烃类源内微运移对页理型页岩油差异富集的影响: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长₇亚段为例[J]. *中国石油勘探*, 28(4): 46-54. [Li Shixiang, Guo Qiheng, Pan Songqi, et al. 2023. Influence of intrasource micro-migration of hydrocarbons on the differential enrichment of laminated type shale oil: A case study of the third sub-member of the seventh member of the Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 28(4): 46-54.]
- 梁晓伟, 鲜本忠, 冯胜斌, 等. 2022. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7段重力流砂体构型及其主控因素[J]. *沉积学报*, 40(3): 641-652. [Liang Xiaowei, Xian Benzhong, Feng Shengbin, et al. 2022. Architecture and main controls of gravity-flow sandbodies in Chang 7 member, Longdong area, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 40(3): 641-652.]
- 刘芬, 朱筱敏, 李洋, 等. 2015. 鄂尔多斯盆地西南部晚三叠世深水坡折特征及其对砂体的控制[J]. *高校地质学报*, 21(4): 674-684. [Liu Fen, Zhu Xiaomin, Li Yang, et al. 2015. Characteristics of the Late Triassic deep-water slope break belt in southwestern ordos Basin and its control on sandbodies[J]. *Geological Journal of China Universities*, 21(4): 674-684.]
- 吕奇奇, 付金华, 罗顺社, 等. 2022. 坳陷湖盆重力流水道—朵叶复合体沉积特征及模式: 以鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长7段为例[J]. *石油勘探与开发*, 49(6): 1143-1156. [Lü Qiqi, Fu Jinhua, Luo Shunshe, et al. 2022. Sedimentary characteristics and model of gravity flow channel-lobe complex in a Depression lake Basin: A case study of Chang 7 member of Triassic Yanchang Formation in southwestern Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 49(6): 1143-1156.]
- 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 2022. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践[J]. *地质学报*, 96(1): 155-171. [Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong, et al. 2022. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 96(1): 155-171.]
- 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 2019. 中国致密油气发展特征与方向[J]. *石油勘探与开发*, 46(6): 1015-1026. [Sun Longde, Zou Caineng, Jia Ailin, et al. 2019. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 46(6): 1015-1026.]
- 万晓龙, 刘瑞璟, 时建超, 等. 2023. 基于地震属性智能融合的湖相重力流沉积致密砂岩储层预测[J]. *石油科学通报*, 8(1): 1-11. [Wan Xiaolong, Liu Ruijing, Shi Jianchao, et al. 2023. Prediction of tight sandstone of lacustrine gravity-flow reservoirs using intelligent fusion of seismic attributes[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 8(1): 1-11.]

- 王梓毅, 付金华, 刘显阳, 等. 2023. 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, 44(4): 899-909. [Wang Ziyi, Fu Jinhua, Liu Xianyang, et al. 2023. 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, 44(4): 899-909.]
- 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 2013. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 24(3): 450-455. [Yang Feng, Ning Zhengfu, Kong Detao, et al. 2013. Pore structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method[J]. Natural Gas Geoscience, 24(3): 450-455.]
- 杨华, 席胜利, 魏新善, 等. 2006. 鄂尔多斯多旋回叠合盆地演化与天然气富集[J]. 中国石油勘探, 11(1): 17-24. [Yang Hua, Xi Shengli, Wei Xinshan, et al. 2006. Evolution and natural gas enrichment of multicycle superimposed Basin in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 11(1): 17-24.]
- 杨华, 李士祥, 刘显阳. 2013. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. 石油学报, 34(1): 1-11. [Yang Hua, Li Shixiang, Liu Xianyang. 2013. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 34(1): 1-11.]
- 杨智, 邹才能, 陈建军, 等. 2021. “进(近)源找油”: 油气地质理论创新与重点领域勘探思考[J]. 石油学报, 42(10): 1310-1324. [Yang Zhi, Zou Caineng, Chen Jianjun, et al. 2021. "Exploring petroleum inside or near the source kitchen": Innovations in petroleum geology theory and reflections on hydrocarbon exploration in key fields[J]. Acta Petrolei Sinica, 42(10): 1310-1324.]
- 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 2023. 中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J]. 石油科学通报, 8(4): 373-390. [Zhao Wenzhi, Zhu Rukai, Liu Wei, et al. 2023. Advances in theory and technology of non-marine shale oil exploration in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 8(4): 373-390.]
- 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 2012. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望: 以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 33(2): 173-187. [Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. 2012. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 33(2): 173-187.]
- 邹才能, 杨智, 董大忠, 等. 2022. 非常规源岩层系油气形成分布与前景展望[J]. 地球科学, 47(5): 1517-1533. [Zou Caineng, Yang Zhi, Dong Dazhong, et al. 2022. Formation, distribution and prospect of unconventional hydrocarbons in source rock strata in China[J]. Earth Science, 47(5): 1517-1533.]
- 邹才能, 冯有良, 杨智, 等. 2023a. 中国湖盆细粒重力流沉积作用及其对页岩油“甜点段”发育的影响[J]. 石油勘探与开发, 50(5): 883-897. [Zou Caineng, Feng Youliang, Yang Zhi, et al. 2023a. Fine-grained gravity flow sedimentation and its influence on development of shale oil sweet spot intervals in lacustrine basins in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 50(5): 883-897.]
- 邹才能, 马锋, 潘松圻, 等. 2023b. 全球页岩油形成分布潜力及中国陆相页岩油理论技术进展[J]. 地学前缘, 30(1): 128-142. [Zou Caineng, Ma Feng, Pan Songqi, et al. 2023b. Formation and distribution potential of global shale oil and the developments of continental shale oil theory and technology in China[J]. Earth Science Frontiers, 30(1): 128-142.]

The difference of sandstone reservoirs with different microfacies in the source and its influence on the development effect: A case study of the Chang 7₁₋₂

sub-member of Qingcheng Oilfield

GUO Qiheng^{1,2,3}, HE Youan³, LIU Chenglin³, FU Jinhua³, ZHANG Jie³, HUANG Tianjing³, ZHOU Xinping³, CHENG Liangbing³, CHEN Bo⁴

1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

2. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710018, China

4. Longdong Oil & Gas Development Branch, PetroChina Changqing Oilfield Company, Qingyang 745000, China

Abstract: [Objective] The tight sandstone interlayer of the Chang 71-2 sub-member of the Yanchang Formation in the Qingcheng Oilfield is a typical sublacustrine fan deposit. However, research on the differences in sandstone reservoir performance on the sedimentary microfacies scale is inadequate, which restricts the screening of high-yield blocks and the analysis of horizontal sound production effects. [Methods] Based on core, logging and seismic data, using thin section identification, scanning electron microscopy, micro-CT, nuclear magnetic resonance, high-pressure mercury injection and constant-rate mercury injection tests, combined with oil test and production test data, the differences in tight sandstone rock and ore, microscopic pore structure, oil content and mobility, and oil test in different sedimentary microfacies are analyzed. [Results and Conclusions] The results show that under the control of multi-stage slope break zones, multi-stage sublacustrine fan sand bodies accumulate in the relatively gentle semi-deep lake-deep lake slope toe zone, and frequently interact with organic-rich shale to form a large area of 'sandwich' source-reservoir symbiosis, which constitutes the primary geological descriptor of interlayer shale oil in Qingcheng Oilfield. The sandstone interlayer can be divided into four sedimentary microfacies: channel, lobe, lobe side edge and slump body. The sandstone superimposed thickness of the channel, lobe, and lobe side edge is relatively large, and the logging interpretation generally indicates an oil layer, which is the main target of horizontal well development. Dissolution pores and intergranular pores dominate the reservoir space of the channel, lobe body and lobe lateral margin. The cements are mainly composed of ferrodolomite, ferrocalcite, and quartz. The channel and lobe body exhibit characteristics such as low content of interstitial materials and cements, high surface porosity, good physical properties, and a microscopic pore structure with a high proportion of connected pore volume, a large pore throat radius, and relatively high movable fluid saturation and oiliness. The saturation of movable fluid is closely related to the pore structure. Controlled by the microscopic pore structure, the channel has better microscopic pore throat parameters than the lobe, which is more conducive to the filling and seepage of oil and gas. Under the same thickness scale, the channel is easier to obtain high-yield industrial oil flow than the lobed body vertical well test. The vertical superposition of the channel and the lobed body is a high-yield sedimentary combination box. Fine characterising sublacustrine fan tight sandstone sedimentary microfacies, optimising the orientation and length of horizontal wells, and identifying favourable microfacies combinations for development are key to improving the drilling rate and development effect of horizontal well reservoirs.

Key word: Ordos Basin; sublacustrine fan; tight sandstone; Chang 71-2 sub-member; reservoir properties