



引文格式: 陈俊, 吴涛, 吴和源, 等. 准噶尔盆地西北缘中拐凸起佳木河组深层砾岩储层成因机理[J]. 西北地质, 2026, 59(4): 299–304. DOI: 10.12401/j.nwg.2025176

Citation: CHEN Jun, WU Tao, WU Heyuan, et al. Genetic Mechanisms of Deep Conglomerate Reservoirs in the Jiamuhe Formation of the Zhongguai Uplift, Northwestern Margin of the Junggar Basin[J]. Northwestern Geology, 2026, 59(4): 299–304. DOI: 10.12401/j.nwg.2025176

准噶尔盆地西北缘中拐凸起佳木河组 深层砾岩储层成因机理

陈俊^{1,2}, 吴涛¹, 吴和源^{3,4,*}, 孟颖^{1,2}, 刘海磊¹, 齐婧^{1,2},
闫文琦¹, 吴伟涛^{3,4}, 郭睿良^{3,4}, 刘博彪^{3,4}

(1. 中国石油新疆油田分公司 新疆 克拉玛依 834000; 2. 新疆砾岩油藏重点实验室 新疆 克拉玛依 834000; 3. 西安石油大学
地球科学与工程学院, 陕西西安 710065; 4. 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065)

摘 要: 准噶尔盆地中拐凸起佳木河组发育深层砾岩储层, 储层整体表现出贫泥质、富沸石及强非均质性的特点。基于岩心观察、薄片分析、储层物性及流体包裹体测试, 对中拐凸起佳木河组砾岩的孔隙类型、成岩改造及油气充注特征进行了综合研究。研究表明, 佳木河组砾岩储层的形成与演化受沉积建造、成岩改造及油气充注等多因素共同控制, 主要表现为 3 个方面。①碎屑颗粒粒径大且沉积速度快的特点在早埋藏阶段很大程度的削弱了机械压实作用, 为原生粒间孔隙的保存奠定了有利的物质基础; ②物源区岩石类型与沉积区微相差异是控制佳木河组砾岩储层非均质性的重要因素, 丰富的基性安山岩供给为沸石胶结物的大量析出提供了可能; ③多套烃源岩共同供给与多期次的有机酸改造, 为佳木河组满凹砾岩成藏创造了有利的储层条件。研究认为, 中拐凸起佳木河组砾岩油气藏的形成是断拗转换背景下近物源高能沉积过程与后期成岩-成藏作用耦合演化的结果。研究成果可为准噶尔盆地深层砾岩储层的油气成藏研究与开发提供线索。

关键词: 佳木河组; 深层砾岩; 储层成因; 浊沸石; 成岩作用

中图分类号: P611.1

文献标志码: A

文章编号: 1009-6248(2026)04-0299-06

Genetic Mechanisms of Deep Conglomerate Reservoirs in the Jiamuhe Formation of the Zhongguai Uplift, Northwestern Margin of the Junggar Basin

CHEN Jun^{1,2}, WU Tao¹, WU Heyuan^{3,4,*}, MENG Ying^{1,2}, LIU Hailei¹, QI Jing^{1,2},
YAN Wenqi¹, WU Weitao^{3,4}, GUO Ruiliang^{3,4}, LIU Bobiao^{3,4}

(1. PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China; 2. Xinjiang Key Laboratory of Petroleum Reserve in
Conglomerate, Karamay 834000, Xinjiang, China; 3. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Petroleum University, Xi'an 710065,

收稿日期: 2026-01-27; 修回日期: 2026-03-09; 责任编辑: 曹佰迪

基金项目: 国家重大科技专项计划资助 (2025ZD1400302), 新疆维吾尔自治区“天山英才”科技创新领军人才项目 (2023TSY-CLJ0001), 新疆砾岩油藏重点实验室开放基金联合资助。

作者简介: 陈俊 (1990-), 女, 高级工程师, 从事沉积储层与油气勘探研究。E-mail: syychen@petrochina.com.cn。

* 通讯作者: 吴和源 (1986-), 男, 博士, 副教授, 沉积学与油气储层地质学研究及相关教学。E-mail: why@xysu.edu.cn。

© Editorial Office of *Northwestern Geology*. OA under CC BY-NC-ND

Shaanxi, China; 4. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an 710065, Shaanxi, China)

Abstract: Deep conglomerate reservoirs are developed in the Jiamuhe Formation of the Zhongguai Uplift, Junggar Basin, and are generally characterized by low mud content, abundant zeolite cement, and strong heterogeneity. Based on core observations, thin-section petrography, reservoir physical property analyses, and fluid inclusion tests, a comprehensive investigation was conducted on pore types, diagenetic modifications, and hydrocarbon charging characteristics of the Jiamuhe Formation conglomerates in the Zhongguai Uplift. The results indicate that the formation and evolution of these conglomerate reservoirs are jointly controlled by sedimentary architecture, diagenetic alteration, and hydrocarbon charging processes, which are manifested in three aspects. First, the large clast size and rapid sedimentation rates significantly weakened mechanical compaction during early burial, providing a favorable material basis for the preservation of primary intergranular pores. Second, variations in source-rock lithology and depositional microfacies are key factors controlling reservoir heterogeneity; abundant supply of basic andesitic rocks from the provenance area facilitated extensive precipitation of zeolite cements. Third, the combined contribution from multiple source rocks and the sustained alteration of conglomerates by multi-stage organic acids created favorable reservoir conditions for hydrocarbon accumulation in the full-sag conglomerates of the Jiamuhe Formation. Overall, the formation of conglomerate hydrocarbon reservoirs in the Jiamuhe Formation of the Zhongguai Uplift is interpreted as the result of coupled evolution between near-source, high-energy depositional processes under a fault-sag transition setting and subsequent diagenetic-accumulation processes. The results provide valuable insights for the study and development of deep conglomerate reservoirs in the Junggar Basin.

Keywords: Jiamuhe Formation; deep conglomerate; reservoir genesis; laumontite; diagenesis

准噶尔盆地发育多区域多层位深层砾岩储层,近年来环玛湖凹陷、沙湾凹陷以及准东北等地区已取得规模性勘探突破,深层砂砾岩油气藏逐渐成为油气增储上产的战略接替区(刘海磊等, 2022; 邓高山等, 2025)。围绕砂砾岩储层在深层背景下“为何能成储? 油气如何有效富集?”的关键问题,学者们开展了大量的沉积、成岩以及成藏耦合方面的相关研究(郭豪等, 2023; 单祥等, 2025),取得了显著收获。一方面将沉积学研究由传统的相带划分向砂砾岩沉积构型与连通性精细刻画发展,另一方面成岩与成藏研究普遍认为深层砂砾岩储层经历了早期快速致密化与晚期差异改造并存的演化过程。基于包裹体、同位素及成藏模拟等手段(Munz, 2001; Hantschel et al., 2009; Volk et al., 2019; Ding et al., 2026),对油气充注期次与动力学过程的认识不断深化,逐步建立了“优质沉积砂砾岩体、成岩差异改造、输导体系与充注保存”相互匹配的深层砂砾岩成储机理框架,为有利区与甜点预测提供了理论依据。

中拐凸起是佳木河组深层砂砾岩储层的重要富集区,具有构造多期叠加、沉积体系复杂等特点(何登发等, 2018)。近 10 年来,新钻 20 余口井均获工业油气流,多口井油气当量过百吨,形成了亿吨级的储量规模,展现了油气勘探的巨大潜力(张新远等, 2024)。勘探进程飞速推进,浅层断裂带砾岩成储机理的认识

已很难满足区域深层勘探的需求,深层砾岩储层成因机理亟需深化,因此,在前人研究基础上,对中拐凸起佳木河组深层砂砾岩储层开展成储机理研究,探讨成岩演化与油气成藏的响应机制,为准噶尔盆地深层砾岩勘探提供理论支持和实践依据。

1 地质背景

中拐凸起位于准噶尔盆地西北缘斜坡区,介于玛湖凹陷与沙湾凹陷之间,是受多期构造活动叠加控制的基底继承性低幅构造隆起(何登发等, 2018; 吴和源等, 2018; 赵飞等, 2024)。经历了石炭纪—早二叠世区域伸展构造背景(Hao et al., 2006; Huang et al., 2019),中—晚二叠世以来构造挤压调整,以及中生代以来的继承性差异升降运动(Gao et al., 2015)。佳木河组厚度大、岩性复杂多变,由下向上可细分为 3 个亚组(P_1J_1 、 P_1J_2 、 P_1J_3),底部与下伏石炭系不整合接触,顶部发育风化壳与上乌尔禾组(P_3w)不整合接触,上亚组(P_1J_3)和下亚组(P_1J_1)发育不同类型火山岩相组合,中亚组(P_1J_2)沉积粗碎屑岩储集体,主要岩性为褐红色、灰色砾岩、砂砾岩,少量褐红色、灰绿色砂质泥岩、泥质细砂岩(吴和源等, 2017),厚度为 80~300 m,埋藏深度为 3 000~5 500 m,呈深层埋藏的特点(图 1; 孙龙德等, 2024)。

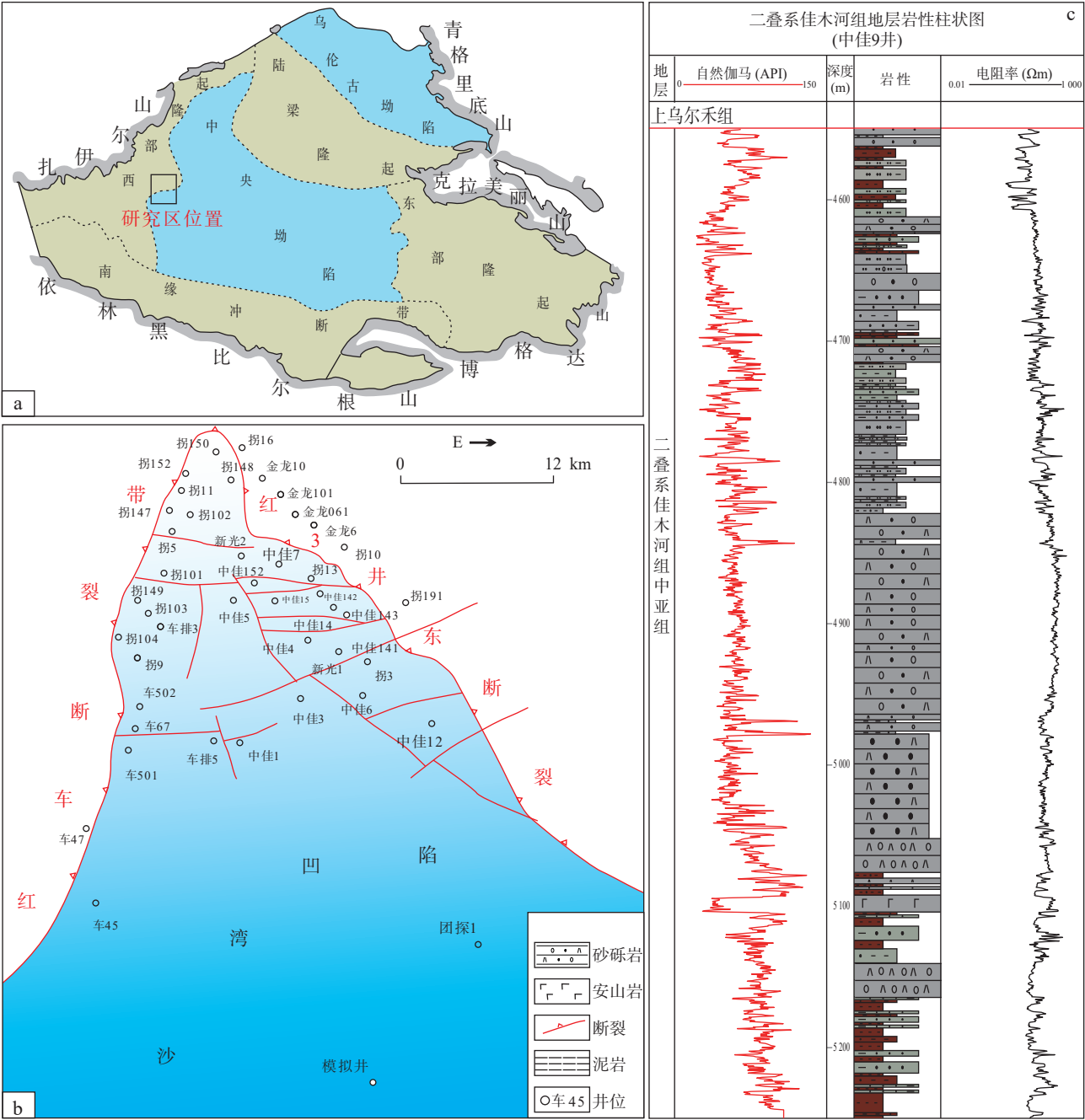


图1 准噶尔盆地中拐凸起区域位置(a、b)及中佳9井佳木河组中亚组综合柱状图(c)

Fig. 1 (a, b) Location of the Zhongguai Uplift in the Junggar Basin and (c) the comprehensive stratigraphic column of the Middle Submember of the Jiamuhe Formation in Well Zhongjia-9

2 岩石学特征

中拐凸起佳木河组粗砾岩为断-坳转换背景下的断阶型洪冲积扇三角洲沉积, 粗碎屑物主要由碎屑流、高密度洪流和牵引流共同搬运, 形成厚层、贫泥、砂质支撑的砾岩沉积体(图 2), 发育丰富的粒序

层理以及叠瓦状构造, 形成以中粗砾岩为主, 少量中细砾岩和粗砂岩发育的岩性特征。岩心最大砾石粒径达 30 cm, 平均粒径为 1.5~2 cm, 砾石颗粒呈次圆状, 砾石颗粒之间充填的细砾和砂屑分选、磨圆差异显著, 整体表现为高能近物源的沉积特点。

2.1 岩石组分

岩石成分分析表明, 砾石成分与砂质碎屑填隙物



图2 中佳 142 井取心段 4355.34~4282 m 岩性发育特征柱状图

Fig. 2 Lithologic development column of the cored interval from 4355.34 to 4282 m in Well Zhongjia-142

均以基性安山岩岩屑为主,凝灰岩、玄武岩和霏细岩均有发育(图 3)。矿物组分中斜长石含量较高,其次为石英,含少量钾长石。胶结物以浊沸石矿物为主,最高含量可达 20%,平均含量约 14%,主体呈沸石胶

结、砂质支撑的特点,见少量绿泥石和方解石。

2.2 储集空间

佳木河组粗碎屑岩储层储集空间类型主要有粒间孔、火山岩气孔、沸石晶间孔或溶孔。粒间孔表现

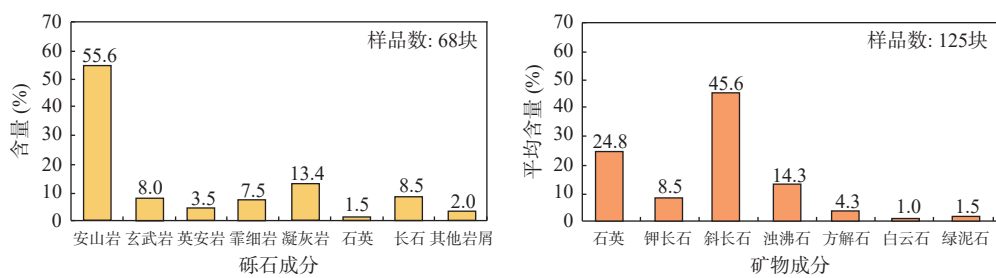
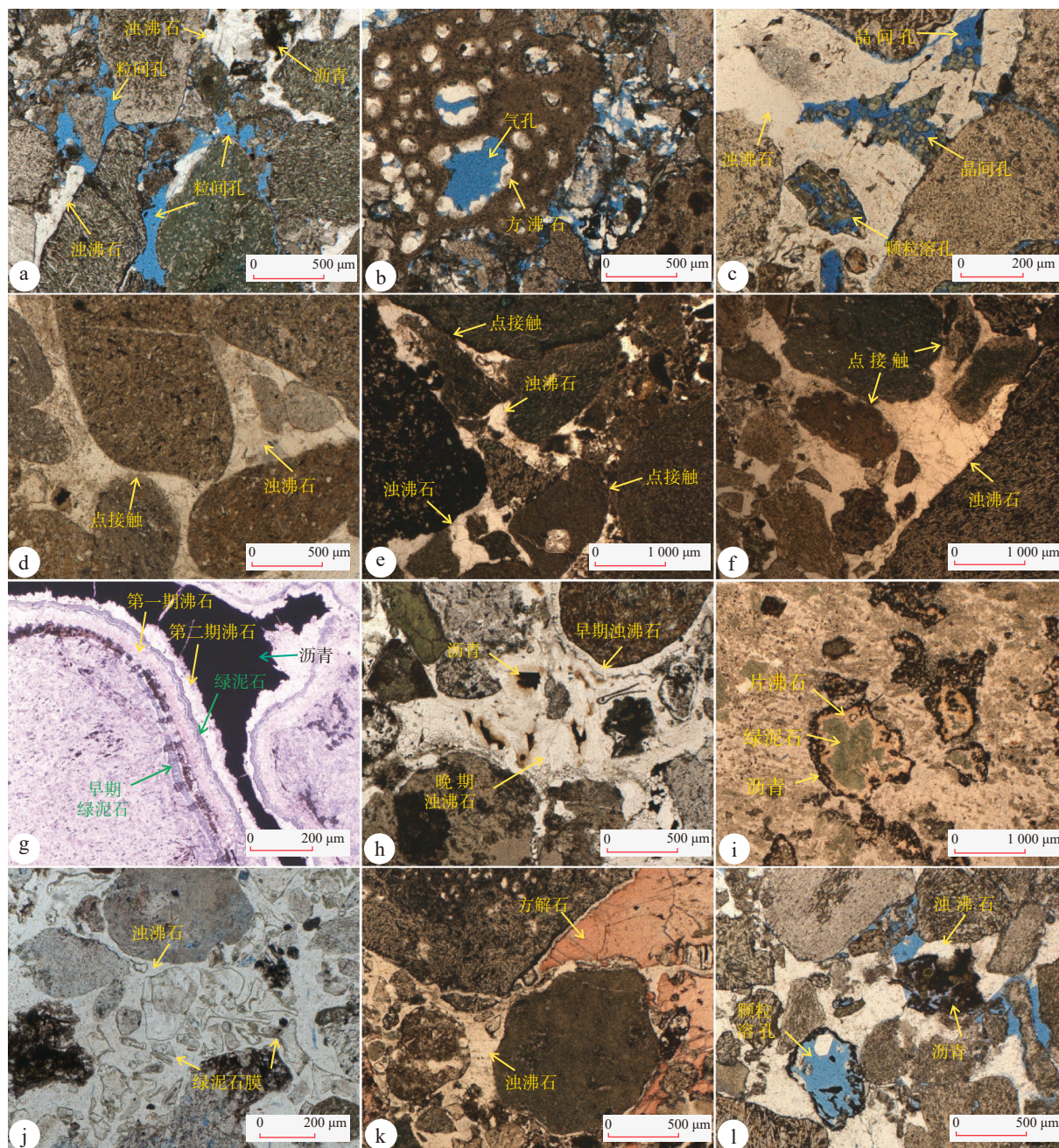


图3 中拐凸起佳木河组砾岩储层成分特征

Fig. 3 Compositional characteristics of conglomerate reservoirs in the Jiamuhe Formation of the Zhongguai Uplift

为砾石颗粒之间未被充填胶结的孔隙(图 4a), 这部分孔隙中局部被浊沸石充填, 形成半充填或未充填状态, 局部见少量干沥青残余。火山岩气孔多呈半充填特

点(图 4b), 玄武岩和玄武质安山岩中较为富集, 常形成少量沸石类矿物半充填的原生气孔。沸石晶间孔则表现为残留的原生粒间孔(图 4c), 粗碎屑岩中沸石



a. 粒间孔, 中佳 14, 4 296.7 m 砂质细砾岩; b. 玄武质安山岩砾屑原生气孔, 中佳 14, 4 294.7 m 砂质中砾岩; c. 中粗砾岩沸石晶间孔, 中佳 9, 4 094.51 m; d. 砂质中粗砾岩碎屑颗粒点接触, 粒间胶结浊沸石, 中佳 1, 4 881.5 m; e. 砂质中粗砾岩碎屑颗粒点接触, 粒间胶结浊沸石, 中佳 141, 4 334.54 m; f. 砂质中粗砾岩碎屑颗粒点接触, 粒间胶结浊沸石, 中佳 141, 4 339.54 m; g. 砂质中粗砾岩粒间充填干沥青以及多期绿泥石和浊沸石, 中佳 6, 5010.4 m; h. 砂质中粗砾岩火山岩砾石气孔中充填干沥青、绿泥石和片沸石, 中佳 6, 4 959.01 m; i. 砂质中细砾岩粒间胶结多期浊沸石, 沸石晶间充填干沥青, 中佳 602, 4 709.35 m; j. 砂质中细砾岩颗粒溶蚀后被浊沸石胶结, 中佳 9, 4 095.52 m; k. 砂质中粗砾岩沸石溶蚀后被方解石充填, 中佳 903x, 4 726.1 m; l. 砂质细砾岩中沸石溶蚀孔和颗粒溶蚀孔, 中佳 14, 4 294.77 m

图4 中拐凸起佳木河组砾岩储层显微特征图版

Fig. 4 Photomicrographs showing microscopic characteristics of conglomerate reservoirs in the Jiamuhe Formation of the Zhongguai Uplift

镶嵌状胶结普遍发育(图 4d~图 4e),部分原生粒间孔并未被沸石晶体完全胶结,形成沸石晶体之间的残留原生粒间孔,沸石晶体完整,呈板状,未见明显的溶蚀特征,孔隙中常伴有少量绿泥石充填其中。

2.3 储层物性

沸石矿物含量与火山岩砾石成分在一定程度上决定了佳木河组砂砾岩储层的储集空间类型,同时也造就了砂砾岩储层强烈的物性差异。岩心尺度沸石胶结物和泥质含量较低的岩性段肉眼可见大量原生粒间孔,砂砾岩储层整体疏松,很难开展物性测试。相对致密砂砾岩储层物性变化大,实验测试孔隙度为 5%~20%,平均孔隙度为 13.5%。渗透率为 1~50 mD。砂岩类储层孔隙度平均约为 10%,整体较砾岩类储层物性差,以薄夹层形式,纵向分隔厚层砾岩储层(图 5)。

3 成岩作用与成储机理

3.1 成岩作用特征

佳木河组砂砾岩表现为近物源、厚层、快速堆积,具有“贫泥-富沸石”的特点。碎屑砾石点接触形成颗粒支撑(图 4d~图 4f),有效地抑制了压实作用对砾石颗粒之间孔隙的破坏。

胶结作用和溶蚀作用在砾岩储层中呈现多类型、多期的特点。绿泥石、沸石类以及方解石共同控制着砾岩储层的胶结演化(吴和源等, 2017)。早期绿泥石呈现为少量绿泥石膜的形式,仅局部颗粒边缘发育,晚期绿泥石为绒球状(图 4c)、膜状和叶片状(图 4i),充填于沸石类矿物之间。沸石类矿物具有 2~3 期的析出特征,早期沸石多形成片沸石(图 4g)或浊沸石膜(图 4h),沿颗粒边缘发育,被绿泥石膜与第二期沸石间隔,第二期沸石以镶嵌状胶结为主,占据了大部分的原生粒间孔或溶孔(图 4g、图 4h),残留的部分原生粒

间孔被干沥青充填。火山岩砾石原生气孔发育第三期沸石(图 4i),见少量片沸石半充填于沥青侵入后的气孔中。

溶蚀作用主要包括两类:有机酸侵入溶蚀和表生淡水淋滤溶蚀。表生淡水淋滤溶蚀仅发育于不整合面附近,形成佳木河组顶部低自然伽马,低密度,高声波时差的测井曲线特征,厚约为 10~30 m,平面展布不稳定。有机酸侵入溶蚀发育范围广,溶蚀作用表现为多期的特点。早期溶蚀作用表现为易溶碎屑颗粒的广泛溶蚀(图 4j、图 6a),长石等易溶碎屑颗粒被有机酸溶蚀后保留颗粒边缘黏土膜,溶蚀形成的孔隙被浊沸石充填胶结,形成颗粒完整的假象。第二期的溶蚀作用主要是浊沸石溶蚀,形成浊沸石胶结物的溶蚀港湾(图 4k、图 6c),部分溶蚀孔被方解石充填;晚期的溶蚀作用则表现为碎屑颗粒、沸石和方解石胶结物的多类型矿物溶蚀,形成大量未被充填的颗粒溶孔和沸石溶孔(图 4l、图 6d),与早期的沸石类矿物晶间孔一起构成砾岩储层的主要储集空间。

3.2 油气充注时间

佳木河组砂砾岩储层油气类包裹体主要赋存于石英愈合裂隙和长石解离缝中,呈现黄绿色、黄色和绿色荧光多元组合(图 7)。不同产状包裹体均一温度为 80~170 °C,平均为 120.3 °C;呈现 3 个温度峰值,分别为 100~140 °C、150~160 °C 和 170~80 °C(图 8),其中 100~140 °C 占比高达 64.1%。

中拐凸起为准噶尔盆地西部坳陷斜坡区上的局部凹陷,整体处于东南倾向沙湾凹陷的构造背景上,中拐凸起区油气均来自沙湾凹陷烃源岩灶,因此油气充注时期的判识应结合凹陷区主力烃源岩层位的埋藏演化史进行。包裹体均一温度反映了烃源岩灶内的烃源岩地层温度变化。结合地震剖面,在沙湾凹陷沉积中心建立超深层模拟井,开展烃源岩层埋藏演化

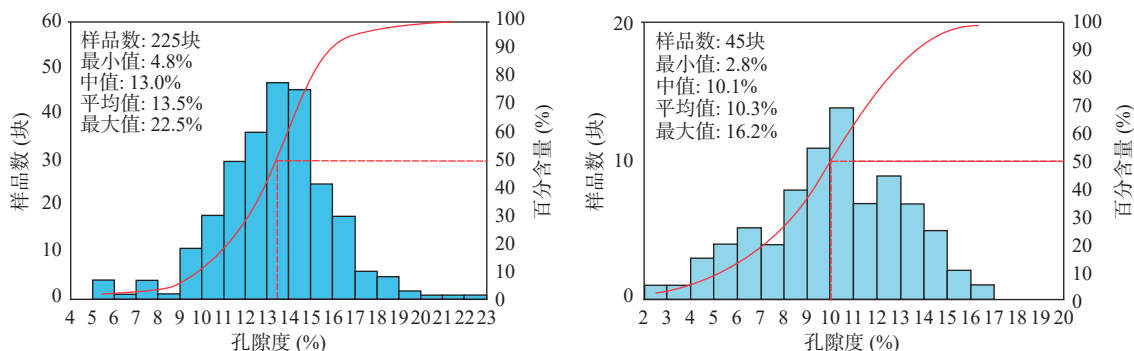
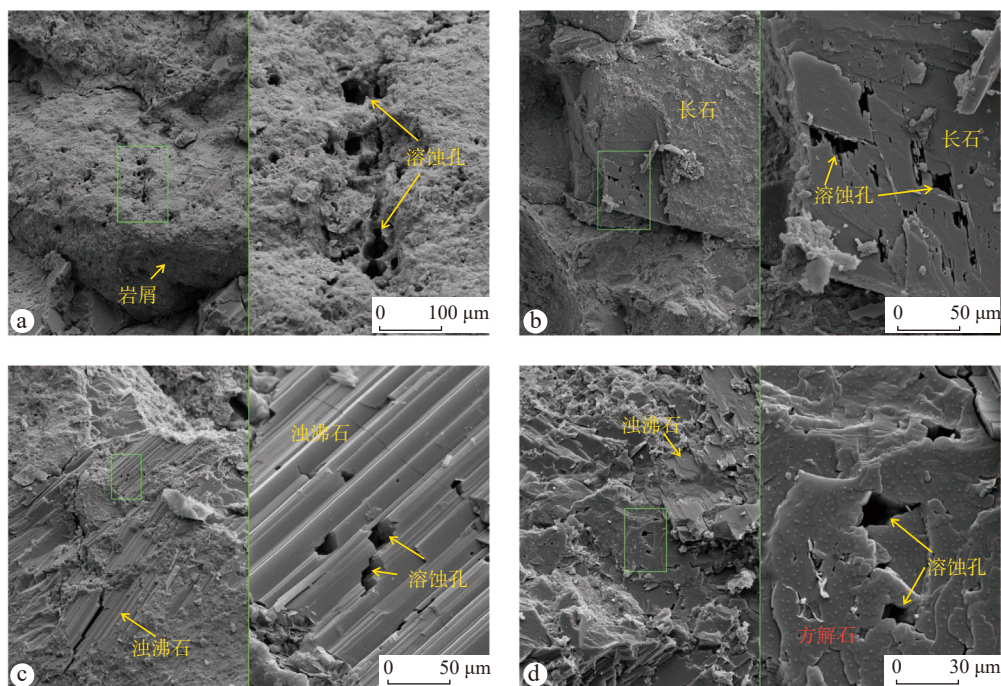


图5 中拐凸起佳木河组砂砾岩储层物性特征

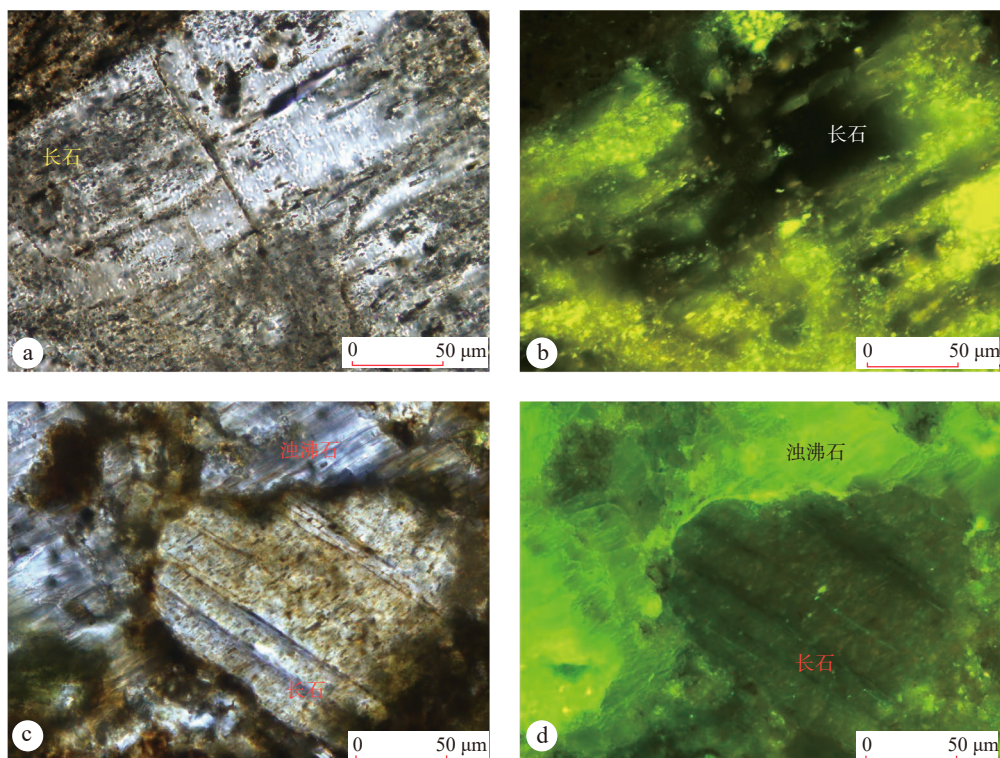
Fig. 5 Petrophysical characteristics of sandy conglomerate reservoirs in the Jiamuhe Formation of the Zhongguai Uplift



a.火山岩屑溶蚀孔, 中佳3井, 4 851.7 m; b.长石颗粒溶蚀孔, 中佳5井, 4 002.2 m; c.沸石胶结物溶蚀孔, 中佳6井, 5 012.4 m; d.方解石胶结物溶蚀孔, 中佳6井, 5 009 m

图6 佳木河组砾岩储层有机酸溶蚀作用扫描电镜特征

Fig. 6 Scanning electron microscope (SEM) characteristics of dissolution features in conglomerate reservoirs of the Jiamuhe Formation



a.长石解离缝中含干沥青和烃类包裹体; b.对应荧光片, 呈黄绿色和黄色荧光, 中佳142井, 4 320 m; c.沸石晶间发育干沥青, 长石解离缝中含烃类包裹体; d.对应荧光片, 呈黄绿色和绿色荧光, 中佳14井, 4 298.5 m

图7 中拐凸起佳木河组砾岩显微荧光特征

Fig. 7 Microscopic fluorescence characteristics of conglomerates in the Jiamuhe Formation of the Zhongguai Uplift

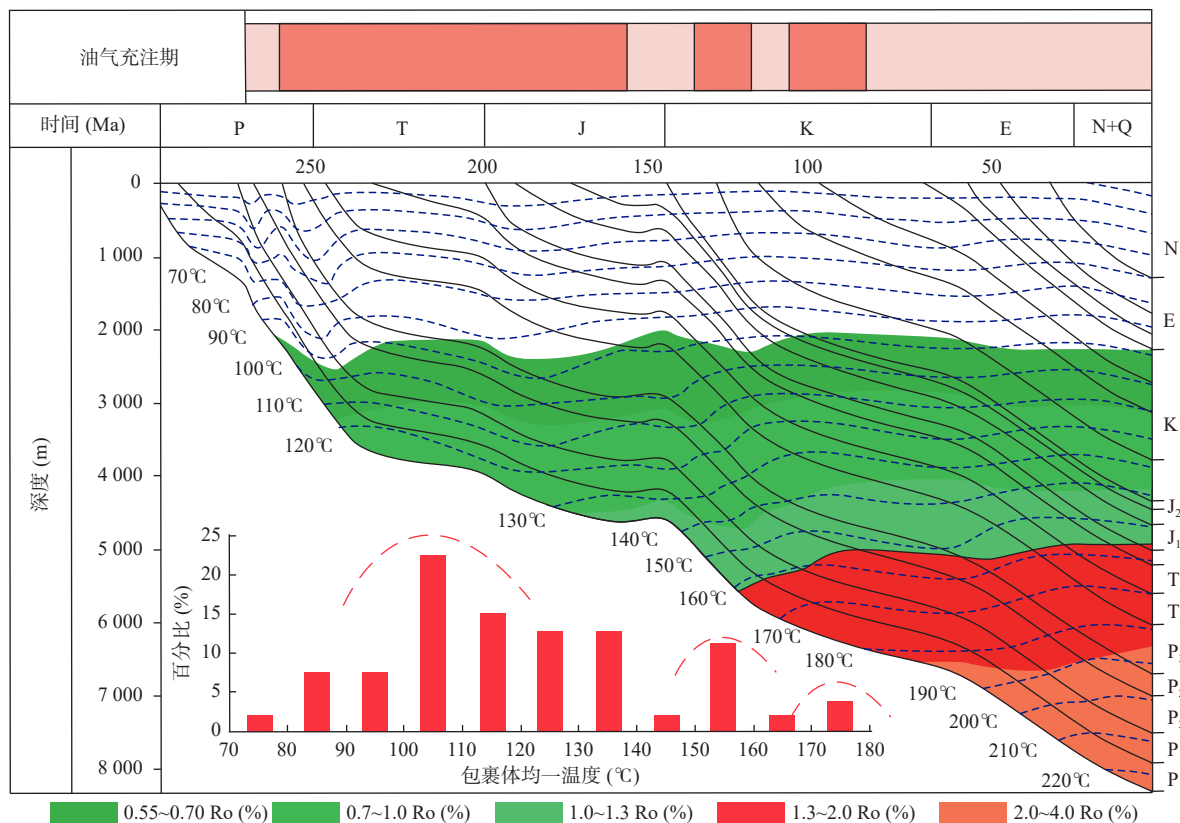


图8 沙湾凹陷模拟井埋藏演化史与油气充注阶段示意图

Fig. 8 Burial history and hydrocarbon charging stages of a simulated well in the Shawan Sag

史分析(图8),主力烃源岩层总体为持续深埋的演化过程。以风城组为例,晚二叠世凹陷区埋深已达2000 m,地层平均温度大于80℃,晚白垩世埋藏深度达6000 m,平均地层温度约180℃。因此,对照包裹体测温峰值,将佳木河组砾岩储层油气充注分为3段,分别为260~160 Ma, 140~110 Ma及100~80 Ma,分别对应晚二叠世—晚侏罗世、早白垩世和晚白垩世。

3.3 成岩演化特征

中拐凸起佳木河组砾岩储层为持续加深的埋藏史,现今地层温度125~135℃,整体处于中成岩的演化阶段。早成岩期厚层粗碎屑快速加积,在高压水动力条件下形成贫泥砂质支撑的成分特点,颗粒点接触为主,残留大量原生粒间孔,部分颗粒边缘形成少量自生石英加大—少量自生黏土矿物(绿泥石膜),部分原生粒间孔被早期沸石或片沸石充填。佳木河组沉积后虽然经历了表生成岩阶段,但储层强烈的非均质性导致表生淡水淋滤溶蚀作用仅在不整合面附近发育,厚层的砂砾岩储层并未被影响或改造。二叠纪末随着沙湾凹陷区烃源岩生排烃阶段的启动,中拐凸起砂砾岩储层进入中成岩B期,有机酸溶蚀侵入,

发生广泛溶蚀作用,长石大量溶蚀,丰富的碱土金属离子在半封闭成岩环境中析出大量沸石胶结溶蚀孔隙。早期原油侵入,充填部分干沥青于沸石晶间孔或残留原生粒间孔,为不同阶段成岩作用的时序判识提供了线索。随着凹陷区风城组烃源岩热演化程度的不断提高,中成岩A期,晚三叠世到早—中侏罗世,中拐凸起进入风城组原油充注成藏阶段。与此同时,沙湾凹陷上乌尔禾组与佳木河组烃源岩也先后开始生酸排烃,为后期的储层改造溶蚀增孔创造了更为丰富的条件。中成岩B期以油气充注成藏为主,伴随少量黏土矿物的埋藏转化。

4 佳木河组砾岩储层形成机制及成藏响应

中拐凸起佳木河组砾岩储层的形成与演化受沉积建造、成岩改造及油气充注等多因素共同控制,其本质是断拗转换背景下近物源高能沉积过程与后期成岩—成藏作用耦合演化的结果(图9)。

佳木河组沉积期,中拐凸起构造活动强烈,富足

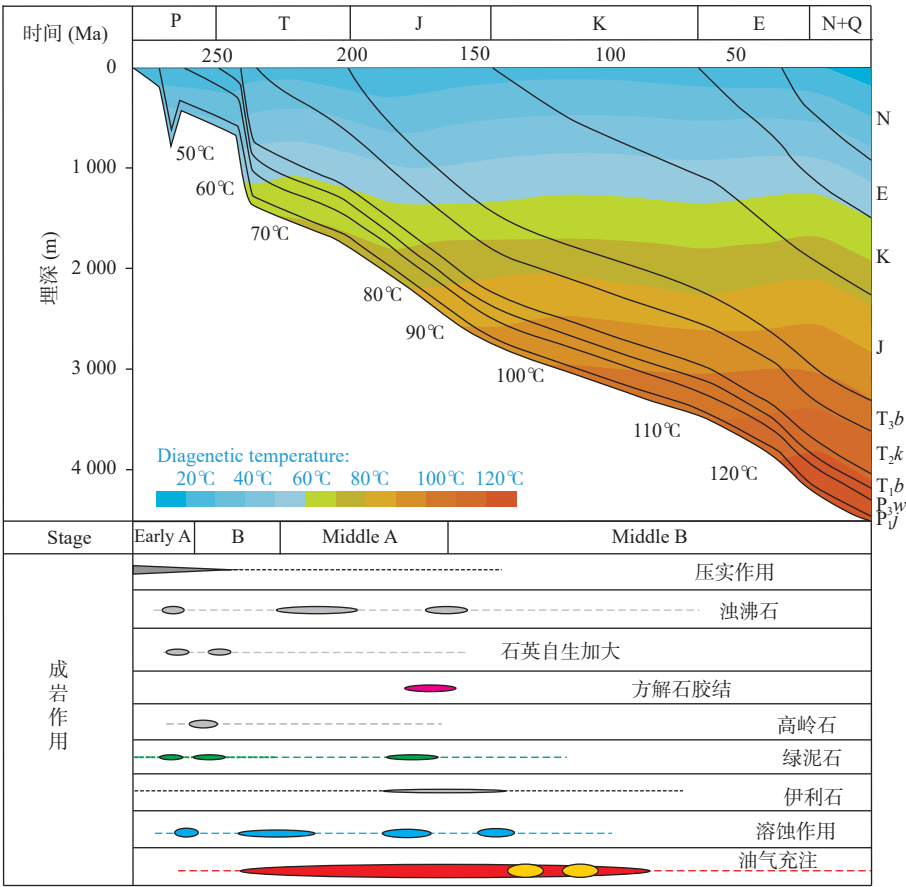


图9 中拐凸起中佳 143 井佳木河组砾岩成岩演化模型

Fig. 9 Diagenetic evolution model of conglomerates in the Jiamuhe Formation of Well Zhongjia-143, Zhongguai Uplift

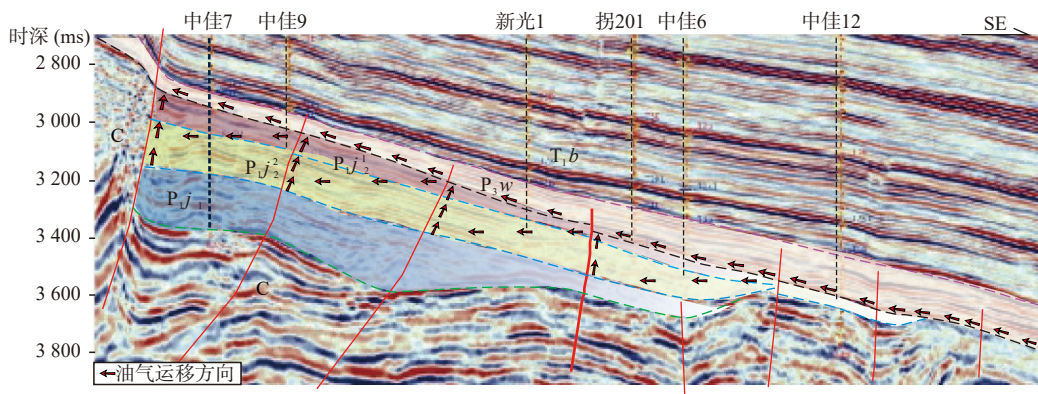
的粗碎屑物在高密度洪流和泥石流等高能搬运方式下快速近源堆积,形成厚度大、粒度粗的岩性特征。碎屑物粒径大且沉积快的特点在早埋藏阶段很大程度的削弱了机械压实作用,为原生粒间孔隙的保存奠定了有利的物质基础。物源区岩石类型与沉积区微相差异是控制佳木河组砾岩储层非均质性的重要因素。凹陷区表现为受同沉积断裂控制的高可容纳空间背景,重力流和牵引流共同作用的洪冲积扇进入高能水下沉积环境,粗碎屑物与泥质杂基分离,形成复杂的岩相发育特征。西部隆起冲断带石炭系地层为凹陷区提供丰富的基性火山岩碎屑(冯许魁等, 2026),以安山岩为主的砾石成分,在成岩演化过程中基性斜长石广泛溶蚀,导致沸石类矿物大量析出。岩相类型的复杂性与沸石类胶结作用的差异性,造就了佳木河组砂砾岩储层强烈的非均质性特点。

中拐凸起凹陷区厚层砾岩储层受多层位油气充注改造成藏。二叠纪沙湾凹陷地层发育齐全,石炭系、二叠系佳木河组、风城组、夏子街组、下乌尔禾组 and 上乌尔禾组均有沉积,形成了多套烃源岩纵向叠置的

生烃灶背景(邓高山, 2025)。二叠纪末,风城组腐泥型干酪根烃源岩进入低成熟演化阶段,开始生成有机酸和早期重质原油(唐勇等, 2024),沿风化壳淋滤带和厚层砂砾岩层发生侧向运移(图 10),对佳木河组砾岩持续改造,局部高点形成早期的重质油藏。在地层持续埋深的构造背景下,除风城组烃源岩热演化程度逐渐升高之外,佳木河组与上乌尔禾组烃源岩先后于早三叠世和早侏罗世进入低成熟演化阶段,形成多套烃源岩共同供给的供烃背景(李二庭等, 2022; 邓高山, 2025)。由于断层、泥质岩类以及上覆上乌尔禾组盖层的遮挡作用(图 10),多套烃源岩先后形成的有机酸对砾岩持续改造,为佳木河组满凹砾岩成藏创造了有利的储层条件。

5 结论

(1)中拐凸起佳木河组砾岩形成于断拗转换背景下的断阶型洪冲积扇三角洲沉积体系,近物源、高能



凹陷区佳木河组沉积厚度表现为北部厚南部薄的楔状特点, 发育多区域高角度同沉积断裂; 油气沿不整合面和厚层砾岩侧向运移成藏, 断裂遮挡, 形成断块型构造地层岩性复合油气藏

图10 中拐凸起凹陷区 NW-SE 向佳木河组沉积地震剖面示意图

Fig. 10 Schematic NW-SE-trending seismic profile of Jiamuhe Formation sedimentation in the depression area of the Zhongguai Uplift

水动力条件下粗碎屑物快速近源堆积, 形成厚层、贫泥、砂质支撑的砾岩沉积体。碎屑物粒径大且快速沉积的特点很大程度的削弱了早期埋藏的机械压实作用, 为原生粒间孔隙的保存奠定了有利的物质基础, 是佳木河组砾岩储层形成的先天控制因素。

(2) 佳木河组砾岩储层以“贫泥-富沸石”为主要特征, 具有岩性复杂多变、储集空间类型多样、物性变化大的特点。多层次供给的有机酸在改善孔隙结构的同时释放大量的碱土金属离子, 造成沸石类矿物多期次有序析出。有机酸溶蚀与沸石胶结之间的耦合作用是造成储层强非均质性的关键控制因素。

(3) 佳木河组砾岩储层包裹体捕获时间主要为三叠纪—侏罗纪、早白垩世和晚白垩世, 对应 3 个阶段的油气充注过程, 结合埋藏热史分析, 认为凹陷区多套烃源岩自晚二叠世开始逐渐生酸排烃, 热演化持续加强, 多层次烃源岩的油气沿不整合面和厚层砾岩侧向运移, 呈现持续充注、有序捕获的油气成藏特点。

利益冲突声明 (Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

参考文献 (References):

邓高山, 董雪梅, 余海涛, 等. 准噶尔盆地沙湾凹陷三叠系百口泉组油气成藏条件及勘探潜力[J]. 岩性油气藏, 2025, 37(3): 59-72.

DENG Gaoshan, DONG Xuemei, YU Haitao, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of Triassic Baikouquan Formation in Shawan Sag, Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2025, 37(3): 59-72.

冯许魁, 武小宁, 邓勇, 等. 准噶尔盆地中拐凸起石炭世裂陷槽的发现与油气地质意义[J]. 地质论评, 2026, 72(3): 755-766.

FENG Xukui, WU Xiaoning, DENG Yong, et al. Discovery of Carboniferous Aulacogen and its petroleum geological significance in the Zhongguai Uplift, Junggar Basin[J]. Geolgoical Review, 2026, 72(3): 755-766.

郭豪, 王艳忠, 操应长, 等. 多期石油充注对中—深层碎屑岩储层压溶作用的影响——以车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩储层为例[J]. 石油学报, 2023, 44(3): 485-499.

GUO Hao, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Effect of multi-stage oil charging on pressures solution of middle-deep clastic reservoirs: a case study of glutenite reservoirs in the lower sub-member of Member 3 of Shajie Formation in the north zone of Chezhen sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(3): 485-499.

何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845-861.

HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 845-861.

李二庭, 靳军, 王剑, 等. 准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气地球化学特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 175-185.

LI Erting, JIN Jun, WANG Jian, et al. Geochemical characteristics and genesis of mid-to-shallow natural gas on the periphery of Shawan Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 175-185.

单祥, 窦洋, 刘超威, 等. 深层致密砂砾岩储层特征及控制因素

- 以准噶尔盆地阜康凹陷二叠系上乌尔禾组为例[J]. 沉积学报, 2025, 43(3): 1116–1129.
- SHAN Xiang, DOU Yang, LIU Chaowei, et al. Characteristics and Controlling Factors of Deep Buried Tight Conglomerate: A case study from the Permian Upper Urho Formation of Fukang Sag, Junggar Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2025, 43(3): 1116–1129.
- 刘海磊, 雷德文, 江梦雅, 等. 准噶尔盆地石炭纪末期中央隆起区分布特征及地质意义[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2022, 49(2): 150–161+203.
- LIU Hailei, LEI Dewen, JIANG Mengya, et al. Distribution characteristics and geological significance of central uplift area in late Carboniferous in Junggar Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2022, 49(2): 150–161+203.
- 孙龙德, 贾承造, 张君峰, 等. 松辽盆地古龙页岩油重点地区资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1699–1714.
- SUN Longde, JIA Chengzao, ZHANG Junfeng, et al. Resource potential of Gulong shale oil in the key areas of Song liao Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(12): 1699–1714.
- 唐勇, 胡素云, 龚德瑜, 等. 准噶尔盆地中央坳陷西部下二叠统风城组天然气勘探潜力与重点领域[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(3): 490–500.
- TANG Yong, HU Suyun, GONG Deyu, et al. Natural gas exploration potential and favorable targets of Permian Fengcheng Formation in the western Central Depression of Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(3): 490–500.
- 吴和源, 唐勇, 常秋生. 准噶尔盆地中拐凸起佳木河组沸石类胶结砾岩储集层成因机理[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(3): 281–288.
- WU Heyuan, TANG Yong, CANG Qiusheng. Genesis of Sandy Conglomerate Reservoirs Cemented by Zeolites in Jiamuhe Formation of Zhongguai Swell, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2017, 38(3): 281–288.
- 吴和源, 唐勇, 孙玮, 等. 准噶尔盆地中拐凸起二叠系佳木河组砂砾岩沸石胶结特征及其成岩机制分析[J]. 岩石矿物学杂志, 2018, 37(1): 75–86.
- WU Heyuan, TANG Yong, SUN Wei, et al. An analysis of the zeolite cement in sand-conglomerate and the diagenetic mechanism of Jiamuhe Formation, Zhongguai area, Junggar Basin[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 2018, 37(1): 75–86.
- 赵飞, 韩宝, 钟磊, 等. 准噶尔盆地中拐地区致密砂岩气成藏特征及富集规律[J]. 西北地质, 2024, 57(5): 142–155.
- ZHAO Fei, HAN Bao, ZHONG Lei, et al. Accumulation Characteristics and Enrichment Regularity of Tight Sandstone Gas Reservoirs in Zhongguai Area, Junggar Basin[J]. *Northwestern Geology*, 2024, 57(5): 142–155.
- 张新远, 李永军, 刘凯, 等. 克拉玛依油田 K82 井区上乌尔禾组油气成藏特征研究[J]. 西北地质, 2024, 57(2): 14–23.
- ZHANG Xinyuan, LI Yongjun, LIU Kai, et al. Hydrocarbon Accumulation Characteristics of Upper Wuerhe Formation in Well Block K82, Karamay Oilfield[J]. *Northwestern Geology*, 2024, 57(2): 14–23.
- Ding X, Cui Z, Liu H, et al. Characteristics and Origins of Shallow Lacustrine Source Rocks of the Permian Lower Wuerhe Formation, Western Junggar Basin[J]. *Geological Journal*, 2026, n/a(n/a).
- Gao Y, Mao J, Ye H, et al. A review of the geological characteristics and geodynamic setting of the late Early Cretaceous molybdenum deposits in the East Qinling–Dabie molybdenum belt, East China[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2015, 108(aug.15): 81–96.
- Hantschel, Thomas, Kauerauf, et al. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling[J]. Springer Berlin Heidelberg, 2009, 10.1007/978-3-540-72318-9.
- Hao L, Yingmin W, Renchen X, et al. Study on the slope break belts in the Jurassic down-warped lacustrine basin in western-margin area, Junggar Basin, northwestern China[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2006, 23(9–10): 913–930.
- Huang L, Wu K, Liu Y, et al. Deformation of the Northwestern Junggar Basin (Che-Guai Region, Northwest China) and Implications for Hydrocarbon Accumulation[J]. *The Journal of Geology*, 2019, 128(1).
- Munz I A. Petroleum inclusions in sedimentary basins: Systematics, analytical methods and applications[J]. *Lithos*, 2001, 55(1): 195–212.
- Volk H, George S C. Using petroleum inclusions to trace petroleum systems—A review[J]. *Organic Geochemistry*, 2019, 129: 99–123.